

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DU GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies
Filière : Électrotechnique
Spécialité : **Energies Renouvelables**

Présenté par
Fatiha Haroun
Aghilas Mouffok

Thème

Commande des systèmes de génération décentralisée et micro réseaux

Mémoire soutenu publiquement le 01/ 07 / 2024 devant le jury composé de :

M Hamid MEHADDENE
MCB, UMMTO, Président

M Hassane MOHELLEBI
Professeur, UMMTO, Encadreur

M^{elle} Cylia AMRANE
MAB, Université de Béjaia, Examinatrice

Promotion : 2023/2024

Remerciements

*Nous exprimons tout d'abord, notre gratitude à
Dieu le tout puissant de nous avoir donné la
Patience, la volonté et l'énergie pour réaliser ce
Travail*

*Nous remercions profondément notre promoteur Monsieur
MOHELLEBI Hassane, pour avoir accepté de diriger notre
travail et pour nous avoir guidés tout au long de ce mémoire
pour ses conseils, ses critiques et ses attitudes exemplaires
tout au long de la réalisation de ce travail de recherche.*

*Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury
pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant
d'examiner notre travail et de l'enrichir par leurs propositions*

*Enfin, nous tenons à remercier tous les membres de notre
famille pour leur soutien et leur appui moral. Nous leur
serons reconnaissants pour le reste de notre vie.*

*Nous tenons à exprimer notre profonde reconnaissance et nos
sincères remerciements à toutes les personnes qui ont
contribué de près ou de loin à l'avancement de notre travail de
recherche.*

Dédicaces

Je dédie le rendement de ces années d'études à mes chers parents qui m'ont toujours soutenu tout au long de ma vie, qui m'ont orienté dans le bon chemin et qui' ont tout fait pour que je réussisse, que Dieu vous bénisse et vous garde.

A mes chères frères et sœurs

A toute ma famille

A mon binôme Aghilas

A tous mes amis(es)

A toute la promotion 2023/2024

A toute personnes ayant contribué de près ou de loin à l'accomplissement de ce travail.

Fatiha

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à mes chers parents pour leur soutien indéfectible et leur amour inconditionnel tout au long de ces longues années d'études, leur confiance en moi a été une source de motivation pour atteindre mes objectifs et réussir cette étape importante de ma vie. Que dieu les protège.

À mes chers Sœurs et mon frère

Mon grand-père et ma grand-mère

À toute ma famille sans exception et mes proches

À ma binôme Fatiha

Mes chers amis Mouhamed .Nassim

À toutes autres personnes qui ont été une source inépuisable de soutien, d'amour et d'encouragement tout au long de mon parcours. Merci beaucoup. Vous êtes mes rayons de soleil éclatant.

AGHILAS

Liste des abréviations

- **SEH** : Système d'énergie hybride
- **PV** : Photovoltaïque.
- **CC** : Courant continu.
- **CA** : Courant alternatif.
- **GPV** : Générateur photovoltaïque.
- **P&O** : Méthode de perturbation et d'observation.
- **MPPT** : Maximum power point tracking (poursuite de point de puissance maximal).
- **PPM** : Point de puissance maximale.
- **STC** : Condition d'essai standard (standard test condition).
- **SOD** : Etat de décharge de la batterie.
- **SOH** : L'état de santé.
- **SOC** : L'état de charge.
- **PLL** : boucle de verrouillage de phase.
- **SG** : générateurs synchrone.
- **GD** : générateur diesel.
- **DG** : générateur distribué.
- **CS** : convertisseur statique.
- **PCC** : point de couplage commun.
- **PSO** : optimisation par essaim de particules.
- **AG** : algorithme générique.
- **CI** : algorithme de conductance incrémentielle.
- **INC** : Méthode Incremental Conductance.
- **PD** : Programmation Dynamique.
- **P** : puissances active.
- **Q** : puissance réactive.

Liste des symboles

I_{ph} : Courant photonique, en [A].

I_{cc} : Courant de court-circuit (sa valeur est relevée sur le datasheet du module utilisé), [A].

K_i : Coefficient de température de courant de court-circuit de la cellule ($K_i = 3.516e-3$).

T_{ref} : Température de référence ($25^\circ C$).

I_D : Courant de la diode [A].

J_{ndif} : Densité de la diffusion des électrons.

J_{drif} : Densité inverse de la diffusion des électrons.

E : Champ électrique [V/m].

μ_n : Mobilité des électrons.

q : Charge de l'électron qui est égale à $1.6 \cdot 10^{-19} C$.

n : Nombre d'électrons.

V_0 : Tension de diffusion [V].

V_T : Coefficient thermique qui est donnée par la relation suivante : $V_T = \frac{KT}{q}$

N_A, N_D : Excès de la concentration des donneurs et des accepteurs dans la région N et P respectivement.

ni^2 : Concentration intrinsèque à température donnée du semi-conducteur.

(X_n) : Conductivité des protons.

(X_p) : Conductivité des neutrons.

n_p, P_p : Concentration des électrons et des trous dans la région N, loin de la zone de charge.

n_n, P_n : Concentration des électrons et des trous dans la région P, loin de la zone de charge.

A : Facteur de la non-idéalité de la photopile.

I_p : Courant des trous.

I_n : Courant des électrons.

I_D : Courant de la diode du GPV [A].

I_s : Courant de saturation.

E_g : Énergie de gap du semi-conducteur ($E_g = 1.1 \text{ eV}$ pour le silicium poly cristallin à $25^\circ C$).

Liste des symboles

I_{rs} : Courant de saturation inverse de la diode. [A]

A : Coefficient d'idéalité de la cellule.

K : Constante de Boltzmann égale à $1.3805 \cdot 10^{-23}$ J/K, [J/K].

V_{co} : Tension de circuit ouvert [V].

R_s : Résistance séries [Ω].

R_{sh} : Résistance shunt [Ω].

I_{sh} : Courant shunt [A].

N_s : Nombre de cellules en séries.

N_p : Nombre de cellules en parallèles.

P_{pv} : Puissance disponible à la sortie du générateur photovoltaïque [W]

V_{pv} : Tension à la sortie du générateur photovoltaïque [V]

I_{pv} : Courant à la sortie du générateur photovoltaïque [A]

η : Rendement énergétique.

FF : Facteur de forme.

I_{min} : Valeur minimale du courant dans l'inductance [A].

Δ_{in} : Ondulation du courant dans l'inductance.

f : Fréquence égale à 50 Hz.

α : Rapport cyclique.

V_s : Tension [V].

V_{dc} : Tension de bus continu [V]

$f'(x_k)$: est la dérivée de la fonction à l'estimation actuelle.

$f(x_k)$: est la valeur de la fonction à l'estimation actuelle.

(x_k) : est l'estimation actuelle de la racine.

$rand_1, ., rand_2$: Nombres uniformément aléatoires entre 0 et 1.

v_{id}^k : Vitesse du courant de l'individu i dans la dimension d à l'itération k.

v_{id}^{k+1} : Vitesse de l'individu i dans la dimension d à l'itération k+1.

Liste des symboles

x_{id}^k : Position actuelle de l'individu i dans la dimension d à l'itération k .

x_{id}^{k+1} : Position de l'individu i dans la dimension d à l'itération $k+1$.

$pbest_{id}$: Dimension d de la $pbest$ de l'individu i .

$gbst_d$: Dimension d de $gbest$ de l'essaim.

c_1 et c_2 : La pondération de l'accélération stochastique qui tire chaque particule vers P_{best} et g_{best} (c_1 un paramètre déterminant l'influence de la composante cognitive et c_2 un paramètre déterminant l'influence de la composante sociale.).

w^k : Le paramètre d'inertie.

t : (Temps en heures).

$P_{i,t}U_{i,t}$: Puissance fournie par l'unité i à l'heure t .

PD_t : Représente la demande prévue des charges à une heure quelconque t .

$P_{GD,t}$: Puissance électrique produite par les générateurs diesel à l'heure t .

$P_{PV,t}$: Puissance électrique produite par le générateur PV à l'heure t .

C_{jr} : Consommation journalière requise (Wh)

T : Autonomie (h)

U_{acc} : Tension de l'accumulateur

η : Rendement de l'accumulateur

DOD : Profondeur de décharge de la batterie

N_{bs} : Nombre de batteries en série

U_u : Tension d'utilisation

U_{bat} : Tension de la batterie

N_{pb} : Nombre de batteries en parallèle

C_{tot} : Capacité totale de l'accumulateur

C_u : Capacité utile

E : Potentiel de la batterie (V).

E_0 : Tension constante de la batterie (V).

K : Constante de polarisation (V / Ah).

Q : Capacité de la batterie (Ah).

i : Courant de la batterie (A)

Liste des symboles

i_t : Capacité actuelle de la batterie (Ah).

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

A : Amplitude de la zone exponentielle (V).

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

E : Ensoleillement [W/m^2].

C : Capacité de stockage (Ah).

Liste figures & Tableaux

FIGURE (I.1) : REPRESENTATION SYNOPTIQUE DE LA STRUCTURE D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE	4
FIGURE (I.2) : REPRESENTATION SYNOPTIQUE DE LA STRUCTURE D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE SANS STOCKAGE	4
FIGURE (I.3) : EXEMPLE D'UNE CONNEXION SERIE-PARALLELE [3]	5
FIGURE (I.4) : CONFIGURATION SIMPLIFIEE POUR UN RESEAU DE GENERATION CENTRALISEE ...	7
FIGURE (I.5) : CONCEPT DE NOUVEAU RESEAU ELECTRIQUE INTELLIGENT	8
FIGURE (I.6) : CONVERSION DE L'ENERGIE CINETIQUE DU VENT EN ENERGIE ELECTRIQUE	9
FIGURE (I.7) : ELEMENTS CONSTITUANTS UNE EOLIENNE [4]	10
FIGURE (I.8) : EOLIENNE A AXE VERTICAL (STRUCTURE DE SAVONIUS)	11
FIGURE (I.9) : EOLIENNE A AXE VERTICAL (STRUCTURE DE DARRIEUS)	11
FIGURE (I.10) : EOLIENNE A AXE HORIZONTAL [4]	12
FIGURE (I.11) : SYNOPTIQUE DU PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UNE CENTRALE SOLAIRE THERMIQUE.	13
FIGURE (I.12) : DIFFERENTS TYPES DE CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES	14
FIGURE (I.13) : SCHEMA EN COUPE D'UN BARRAGE HYDROELECTRIQUE [8].	15
FIGURE (I.14) : ÉNERGIE BIOMASSE [8].	16
FIGURE (I.15) : PRINCIPE DU FONCTIONNEMENT D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE.	19
FIGURE (I.16) : CONVERTISSEURS UTILISES EN ETAGE D'ADAPTATION : (A) REDRESSEUR A DIODES + HACHEUR, (B) REDRESSEUR MLI.	19
FIGURE (I.17) : CONFIGURATION DU GENERATEUR DIESEL [17]	20
FIGURE (I.18) : SYSTEME DE SUPERVISION.	22
FIGURE (I.19) : STRUCTURE À BUS CC D'UN SYSTÈME HYBRIDE [22].	23
FIGURE (I-20) : STRUCTURE À BUS AC D'UN SYSTÈME HYBRIDE [22].	24
FIGURE (I.21) : STRUCTURE À BUS MIXTE (DC& AC) D'UN SYSTÈME HYBRIDE [22].	25
FIGURE (I.22) : STOCKAGE GRAVITAIRE HYDRAULIQUE [28].	28
FIGURE (I.24.B) : SCHÉMA BATTERIE SODIUM SOUFRE.	29
FIGURE (I.23.A) : SCHÉMA DE BATTERIE À CIRCULATION.	29
FIGURE (I.24) : STOCKAGE MECANIQUE PAR AIR COMPRISE [28].	29
FIGURE (I.25) : SCHEMA DE PRINCIPE D'UN VOLANT D'INERTIE.	30
FIGURE (I.26) : PRINCIPE D'UN ACCUMULATEUR ELECTROCHIMIQUE.	30
FIGURE (I.27) : SCHEMA D'UN SUPER-CONDENSATEUR.	31
FIGURE (II.1) : STRATEGIE DE CONTROLE HIERARCHIQUE	33
FIGURE (II.2) : PRINCIPE DU CONTROLE SECONDAIRE [5]	34
FIGURE (II.3) : PRINCIPE DU CONTROLE TERTIAIRE [5]	35
FIGURE (II.4) : DIVERSES FORMES DE LOI DE COMMANDE	39
FIGURE (II.5) : POURSUITE DE TRAJECTOIRE DE REFERENCE PAR ASPECT PREDICTIF	39
FIGURE (II.6) : ORGANIGRAMME DE L'ALGORITHME GENETIQUE [32]	42
FIGURE (II.7) : PRINCIPE DE LA PROGRAMMATION DYNAMIQUE	45
FIGURE (II.8) : CHAÎNE DE CONVERSION D'ÉNERGIE PV	46
FIGURE (II.9) : CARACTERISTIQUES DE FONCTIONNEMENT DE L'ALGORITHME P&O.	47
FIGURE (II.10) : ORGANIGRAMME DE LA METHODE P&O [35]	47
FIGURE (II.11) : EFFET D'UNE AUGMENTATION SOUDAINE DE L'ENSOLEILLEMENT SUR LA MPPT	48

Liste figures & Tableaux

FIGURE (II.12) : ALGORITHME CONDUCTANCE INCREMENTALE.	50
FIGURE (II.13) : DIAGRAMME DU CONTROLE D'UN CONVERTISSEUR DANS UN MICRO-RESEAU	52
FIGURE (II.14) : GENERATEUR CONNECTE AU RESEAU.	53
FIGURE (II.15) : PF ET QV CHUTENT	54
FIGURE (III.2) : CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES ASSOCIEES EN SERIE.	60
FIGURE (III.1) : CARACTERISTIQUE $I = f(V)$ DE CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES ASSOCIEES EN SERIE.	60
FIGURE (III.4) : CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES ASSOCIEES EN PARALLELE	60
FIGURE (III.3) : CARACTERISTIQUE $I = f(V)$ DE CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES ASSOCIEES EN PARALLELE.	60
FIGURE (III.5) : CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES ASSOCIEES EN SERIE ET PARALLELE.	61
FIGURE (III.6) : CARACTERISTIQUE $I = f(V)$ D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE.	62
FIGURE (III.7) : CARACTERISTIQUE $I = f(V)$ D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE. [53]	63
FIGURE (III.8) : PRODUCTION D'ELECTRICITE PAR LA SEPARATION ELECTRON-TROU [54]	64
FIGURE (III.9) : SCHEMA ELECTRIQUE EQUIVALENT D'UNE CELLULE PV IDEALE.	65
FIGURE (III.10) : SCHEMA ELECTRIQUE EQUIVALENT D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE AVEC UNE RESISTANCE SERIE.	66
FIGURE (III.11) : SCHEMA ELECTRIQUE EQUIVALENT D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE AVEC UNE RESISTANCE EN PARALLELE	67
FIGURE (III.12) : SCHEMA ELECTRIQUE EQUIVALENT D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE AVEC UNE RESISTANCE PARALLELE ET SERIE.	67
FIGURE (III.13) : SCHEMA ELECTRIQUE EQUIVALENT D'UN HACHEUR BOOST	70
FIGURE (III.14) : SCHEMA ELECTRIQUE EQUIVALENT D'UN HACHEUR BOOST FERME	70
FIGURE (III.15) : SCHEMA ELECTRIQUE EQUIVALENT D'UN HACHEUR BOOST OUVERT	71
FIGURE (III.16) : SCHEMA DE SIMULATION D'UN HACHEUR BOOST	71
FIGURE (III.17) : CONVERTISSEUR DEVOLTEUR-SURVOLTEUR	72
FIGURE (III.18) : SCHEMAS EQUIVALENTS DU HACHEUR DEVOLTEUR –SURVOLTEUR (A) : K OUVERT ; (B) : K FERME	72
FIGURE (III.19) : SCHEMA ELECTRIQUE EQUIVALENT D'UNE CHARGE RL.	73
FIGURE (III.20) : SCHEMA ELECTRIQUE EQUIVALENT D'UNE CHARGE R.	73
FIGURE (III.22) : SCHEMA BLOC DE SIMULATION DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE SOUS MATLAB-SIMULINK.	77
FIGURE (III.23) : MODELE DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE SOUS MATLAB-SIMULINK.	78
FIGURE (III.24) : CARACTERISTIQUES (I-V) DU MODULE PHOTOVOLTAÏQUE SOUS MATLAB- SIMULINK	78
FIGURE (III.25) : CARACTERISTIQUES (P-V) DU MODULE PHOTOVOLTAÏQUE SOUS MATLAB- SIMULINK.	79
FIGURE (III.26) : INFLUENCE DE L'ENSOLEILLEMENT SUR LA CARACTERISTIQUE $I=f(V)$	79
FIGURE (III.27) : INFLUENCE DE L'ENSOLEILLEMENT SUR LA CARACTERISTIQUE $P=f(V)$	80
FIGURE (III.28) : INFLUENCE DE LA TEMPERATURE SUR LA CARACTERISTIQUE $I=f(V)$	80
FIGURE (III.29) : INFLUENCE DE LA TEMPERATURE SUR LA CARACTERISTIQUE $P=f(V)$	81
FIGURE (III.30) : MODEL D'UNE BATTERIE SOUS MATLAB/SIMULINK	81

Liste figures & Tableaux

FIGURE (III.31) : LE MODELE DE BATTERIE - SCHEMA FONCTIONNEL DES SOUS-SYSTEMES DANS MATLAB SIMULINK, QUI MET EN ŒUVRE UN MODELE GENERIQUE DE BATTERIE LITHIUM-ION	81
Figure (III.32) : Caractéristique de décharge de la batterie	83
FIGURE (III.33) : SIMULATION DU SYSTEM PV AVEC CONVERTISSEUR Dc/Dc (BOOST) AVEC MPPT(P&O) ALIMENTE UNE CHARGE R	85
FIGURE (III.35) : COURBES QUI INDIQUENT LA TENSION A LA SORTIE DU Gpv (V_{pv}).	86
FIGURE (III.36) : COURBES QUI INDIQUENT LE COURANT A LA SORTIE DU HACHEUR.	86
FIGURE (III.37) : COURBES QUI INDIQUENT LA TENSION A LA SORTIE DU HACHEUR.	86
ZOOM 1	87
FIGURE (III.38) : SIMULATION DU SYSTEM PV AVEC CONVERTISSEUR Dc/Dc (BOOST) AVEC MPPT (P&O) ALIMENTE UNE CHARGE RL	87
FIGURE (III.39) : COURBES QUI INDIQUENT LE COURANT A LA SORTIE DU Gpv (I_{pv}).	88
FIGURE (III.40) : COURBES QUI INDIQUENT LA TENSION A LA SORTIE DU Gpv (V_{pv}).	88
FIGURE (III.41) : COURBES QUI INDIQUENT LE COURANT A LA SORTIE DU HACHEUR.	88
FIGURE (III.42) : COURBES QUI INDIQUENT LA TENSION A LA SORTIE DU HACHEUR.	89
ZOOME 2	89

Liste des tableaux

TABEAU (II.1) : PARAMETRES DE LIGNE TYPIQUES	56
TABEAU (III.1) : EXEMPLE DES TENSIONS RECOMMANDEES POUR UNE INSTALLATION PV POUR DIFFERENTES PUISSANCES CRETES [62].	76
TABEAU (III-2) : LES PARAMETRES DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE :	77
TABEAU (III.3) : PARAMETRES DE LA BATTERIE LITHIUM-ION	82

Sommaire

LISTE DES ABREVIATION

LISTE DES SYMBOLES

LISTE DES FIGURES & TABLEAUX

INTRODUCTION GENERALE 1

CHAPITRE I ETAT DE L'ART SUR LES SYSTEMES DE GENERATION DECENTRALISEE ET MICRO-RESEAU

I.1.INTRODUCTION 4

I.2.STRUCTURE D'UNE INSTALLATION A ENERGIE RENOUVELABLE (CAS D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE PV)..... 4

I.2.1. LES ELEMENTS D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE 5

I.2.1.1. Modules photovoltaïques.....5

I.2.1.2. Le régulateur de charge et de décharge 5

I.2.1.3. Les batteries d'accumulation.....6

I.2.1.4. Les convertisseurs 6

I.2.1.5. Récepteurs ou charges 6

I.3. LA GENERATION CENTRALISEE 7

I.4. LA GENERATION DISTRIBUEE..... 8

I.5 LES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION DECENTRALISEE DES ENERGIES RENOUVELABLE 9

I.5.1 L'ENERGIE EOLIENNE 9

I.5.1.1 Définition 9

I.5.1.2 Principaux composants d'une éolienne 10

I.5.1.3. Types d'éoliennes 11

I.5.1.3.1 Eoliennes à axe vertical 11

I.5.1.3.2. Eolienne à axe horizontal 11

I.5.1.4. Principe de fonctionnement d'une éolienne : 12

I.5.2. L'ENERGIE SOLAIRE.....12

I.5.2.1. Energie solaire thermique 13

I.5.2.1.1. Définition 13

I.5.2.1.2. Principe de fonctionnement 13

I.5.2.2. Energie solaire photovoltaïque (PV) 13

I.5.2.2.1. Définition 13

I.5.2.2.2. Cellule photovoltaïque.....13

I.5.2.2.2.1. Type de cellules photovoltaïques.....14

I.5.2.2.2.2. Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque :.....14

I.5.3. L'HYDRAULIQUE 15

I.5.4. LA BIOMASSE.....15

I.5.5. LA GEOTHERMIE 16

I.6. LES MICRO-RESEAUX (MICROGRID) 16

I.6.1. DIFFERENTS TYPES D'UN MICRO-GRID.....17

I.6.1.1. Micro-grids îlotés.....17

I.6.1.2. Les microgrids connectés 17

I.7. SYSTEMES HYBRIDES 18

Sommaire

I.7.1. DEFINITION D'UN SYSTEME HYBRIDE	18
I.7.2. PRINCIPAUX COMPOSANTS DES SYSTEMES HYBRIDES	18
I.7.2.1. Générateurs photovoltaïques.....	18
I.7.2.2 Le générateur éolien.....	19
I.7.2.3. Générateur diesel	20
I.7.2.4. Piles à combustibles	20
I.7.2.6. Le système de supervision	21
I.7.2.7. Convertisseurs.....	22
I.7.3. ARCHITECTURES D'UN SYSTEME HYBRIDE	22
I.7.3.1. Architecture à bus à CC	23
I.7.3.2. Architecture à bus à AC :	23
I.7.3.3. Architecture mixte à bus à CC/CA :	24
I.7.4. AVANTAGES ET INCONVENIENTS D'UN SYSTEME HYBRIDE :	25
I.8. SYSTEME DE STOCKAGE.....	26
I.8.1. DEFINITION.....	26
I.8.2. LES DIFFERENTES FORMES DE STOCKAGE.....	26
• Stockage mécanique	26
• Stockage thermique.....	26
• Stockage électromagnétique.....	26
• Stockage électrochimique.....	26
I.8.3. TECHNOLOGIES DE STOCKAGE	27
I.8.3.1. Stockage à grande échelle	27
□ Stockage gravitaire hydraulique	27
□ Batteries.....	28
□ Air comprimé	28
I.8.3.2. Stockage à petite échelle	29
□ Volants d'inertie	29
□ Les accumulateurs électrochimiques	29
I.8.3.3. Le stockage électrostatique	30
□ Super-condensateurs (super capacitors)	30
I.9.CONCLUSION.....	31
CHAPITRE II COMMANDE D'UN SYSTEME A ENERGIE RENOUVELABLE	
II.1. INTRODUCTION.....	33
II.2. STRATEGIES DE CONTROLE DES MICRO-RESEAUX.....	33
II.2.1. LA COMMANDE INTERNE	33
II.2.2 LE CONTROLE PRIMAIRE.....	34
II.2.3 LE CONTROLE SECONDAIRE.....	34
II.2.4 LE CONTROLE TERTIAIRE	35
II.3. COMMANDE PREDICTIVE	35
II.3.1. PRINCIPE DE BASE DE LA COMMANDE PREDICTIVE.....	35
a. Objectif de fonctionnement	36
b. Modèle.....	36
b.1. Modélisation phénoménologique : modèle de connaissance	36
b.2. Modèle de comportement global entrée-sortie :	37
c. Problème d'optimisation.....	37

Sommaire

d. Méthode de résolution	39
II.4 LES TECHNIQUES D'OPTIMISATION DANS LA COMMANDE DE LA GESTION DE L'ENERGIE.....	40
II.4.1 LES METHODES DETERMINISTES.....	40
II.4.2 METHODES HEURISTIQUES.....	40
II.4.2.1 La méthode de Hooke et Jeeves.....	40
II.4.2.2 Méthode de Rosenberg.....	40
II.4.3 LES METHODES ANALYTIQUES	41
II.4.3.1 La méthode de Newton-Raphson.....	41
II.4.3.2 Méthode Quasi- Newton.....	41
II.4.4 LES METHODES META-HEURISTIQUES	41
II.4.4.1 L'algorithme génétique	42
II.4.4.2 Optimisation par Essaim de Particules	43
II.4.5. OPTIMISATION PAR PROGRAMMATION DYNAMIQUE	44
II.4.5.1 Principe général	44
II.5. COMMANDE D'UN SYSTEME A UNE SOURCE (GPV)	45
II.5.1. OPTIMISATION DE LA PUISSANCE DES MODULES PV :	45
II.5.1.1. Définition de la MPPT	45
II.5.1.2. Principe de la Recherche du MPP :	45
II.5.1.3. Différents types de commandes MPP	46
a) La méthode de Perturbation et observation (P&O)	46
b) L'algorithme de conductance incrémentielle (CI).....	49
II.6 COMMANDE D'UN SYSTEME A DEUX SOURCE (GPV /DIESEL)	50
II.6.1 OPTIMISATION ENERGETIQUE D'UNE CENTRALE HYBRIDE PV/DIESEL :	50
II.7. DROPS METHODE	51
II.7.1 DROOP CONTROL	51
II.7.2 METHODES DE CONTROLE DU STATISME	52
II.7.3 COMMANDES DE L'ONDULEUR	54
II.7.3.1. Onduleur PQ avec contrôle de statisme	55
II.7.3.2. Onduleur (VSI) avec contrôle de statisme	55
II.7.4 METHODE DE CONTROLE DU STATISME PUISSANCE-FREQUENCE (PF).....	56
II.7.5 METHODE DE CONTROLE DE LA CHUTE PUISSANCE-TENSION (QV)	56
II.7.6 METHODE DE CONTROLE DE LA CHUTE (PQV).....	57
CONCLUSION	57
CHAPITRE III : MODELISATION ET SIMULATION D'UN SYSTEME A ENERGIE RENOUEVELABLE	
III.1. INTRODUCTION	59
III.2. MODELISATION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE	59
III.2.1. MODULE PHOTOVOLTAÏQUE	59
III.2.1.1. Association des cellules en série.....	59
II.2.1.2 Association des cellules en parallèle.....	60
III.2.2. GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE.....	61
III.2.3. PARAMETRES DE GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE.....	61

Sommaire

III.2.3.1. Courant de court-circuit (I_{cc}).....	61
III.2.3.2. Tension de circuit-ouvert (V_{co}).....	62
III.2.3.3. Rendement énergétique.....	63
III.2.3.4. Facteur de forme	63
III.2.3.4. Caractéristique Courant-Tension	63
III.2.4. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	64
III.3. MODELISATION D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	64
III.3.1. MODELISATION D'UNE CELLULE PV IDEAL	64
III.3.2. CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE AVEC UNE RESISTANCE SERIE R_s	66
III.3.3. CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE AVEC UNE RESISTANCE EN PARALLELE R_{sh}	66
III.3.4. CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE AVEC UNE RESISTANCE PARALLELE ET SERIE	67
III.4. HACHEUR SURVOLTEUR (BOOST).....	70
III.5. HACHEUR DEVOLTEUR-SURVOLTEUR (BUCK-BOOST) :.....	71
III.6. MODELISATION DE LA CHARGE.....	73
III.6.1 MODELISATION DE LA CHARGE R_L	73
III.6.2 MODELISATION DE LA CHARGE R	73
III .7. MODELISATION DE LA BATTERIE.....	74
III.7.1. BATTERIE AU LITHIUM-ION	74
III.8. DEFINITION DE MATLAB-SIMULINK	76
III.9. SIMULATION DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE.....	76
III.9.1. SCHEMA BLOC DE SIMULATION DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE SOUS MATLAB-SIMULINK	77
III.9.2. MODELE REPRESENTE SOUS MATLAB-SIMULINK	78
III.10. CARACTERISTIQUES COURANT-TENSION (I-V) ET PUISSANCE-TENSION (P-V) DU MODELE	78
III.10.1 INFLUENCE DE L'ECLAIREMENT	79
III.10.2. INFLUENCE DE LA TEMPERATURE	80
III.11 SIMULATION DU SYSTEME DE STOCKAGE (BATTERIE)	81
III.11.1. CIRCUIT ELECTRIQUE DE LA BATTERIE :	81
III.12. SIMULATION DU SYSTEM PV AVEC CONVERTISSEUR DC/DC (BOOST) AVEC MPPT(P&O) ALIMENTE UNE CHARGE R :	85
III.12. 1 RESULTATS DE LA SIMULATION :	85
III.11.2. INTERPRETATION DES RESULTATS :	87
III.13. SIMULATION DU SYSTEM PV AVEC CONVERTISSEUR DC/DC (BOOST) AVEC MPPT(P&O) ALIMENTE UNE CHARGE R_L :	87
III.12.1 RESULTAT DE SIMULATION	88
III.12.2 INTERPRETATION DES RESULTATS	89
III.13 COMPARAISON ENTRE LES DEUX CHARGES (R ET R_L).....	89
CONCLUSION :	90
CONCLUSION GENERALE.....	91

Introduction générale

Face à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles et aux problèmes environnementaux causés par l'émission des gaz à effet de serre, lors de l'exploitation de ces ressources, des ressources énergétiques alternatives ont été développées et doivent continuer à l'être [1].

Le développement et l'exploitation des ressources énergétiques renouvelables et des systèmes de production décentralisés d'électricité d'origine renouvelable ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici une vingtaine d'années, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Il est intéressant de les exploiter sur le lieu de consommation, en les transformant directement soit en chaleur, soit en électricité selon les besoins. Cette production par sources d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant le caractère aléatoire de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes pour les exploiter au mieux [1].

Les techniques d'extraction de la puissance de ces ressources demandent des recherches et des développements plus approfondis visant à fiabiliser, baisser les coûts (de fabrication, d'usage et de recyclage) et augmenter l'efficacité énergétique [1].

Le photovoltaïque offre une multitude d'avantages : la production de cette électricité renouvelable n'émet pas de gaz à effet de serre. La lumière du soleil étant disponible partout et quasi-inépuisable. L'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne, dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville, et aussi bien au Sud que dans le Nord. Le photovoltaïque produit l'électricité au plus près de son lieu de consommation de manière décentralisée directement chez l'utilisateur, ce qui la rend accessible à une grande partie de la population mondiale [2].

Le système de génération décentralisée et micro réseau que nous proposons dans le cadre de notre travail combinera une source d'énergie renouvelable qui est un générateur photovoltaïque pour convertir l'énergie du soleil en électricité, un convertisseur Boost DC/DC, pour alimenter la charge AC et DC.

Dans le but de réaliser cette étude, nous avons subdivisé notre travail en trois chapitres :

Chapitre I : Un bref état de l'art sur le système à énergie renouvelable dont une des caractéristiques est d'être un système décentralisé.

Ce chapitre est consacré à la définition des sources d'énergies et à la description des micros réseaux ainsi les systèmes hybrides et les systèmes de stockages, tout en précisant les spécificités de chacun des systèmes étudiés.

Chapitre II : Commande d'un système à énergie renouvelable.

Dans ce chapitre nous étudierons les différentes stratégies de contrôle des micros réseaux et les techniques d'optimisation dans la commande de la gestion de l'énergie.

Chapitre III : Modélisation et simulation d'un système à énergie renouvelable sous environnement Matlab-Simulink.

Chapitre I

Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseau

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

I.1.Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons un bref état de l'art sur les systèmes de génération décentralisés et micro réseau. Tout d'abord nous commençons par une structure d'une installation photovoltaïque ou on a présenté ces différents composants puis on a donné quelques généralités sur la génération centralisée et distribuée, ensuite nous exposerons les différentes technologies de production décentralisée des énergies renouvelables, puis nous définirons le micro réseau ainsi que ses différents types, enfin nous intéressons aux systèmes hybrides ainsi que ses principaux composants et ses différentes architectures, nous présentons en dernier les systèmes de stockages et ses différentes formes et technologies.

I.2.Structure d'une installation à énergie renouvelable (cas d'un système photovoltaïque PV)

On distingue généralement deux types de système photovoltaïque : les systèmes photovoltaïques avec stockage électrique et les systèmes photovoltaïques sans stockage électrique au fil du soleil. La différence entre ces deux systèmes est que le second ne contient pas des batteries d'accumulateurs. Nous présenterons donc sur les figures ci-dessous un système avec stockage d'énergie et un autre système sans stockage. [3]



Figure (I.1) : Représentation synoptique de la structure d'un système photovoltaïque avec stockage [3]



Figure (I.2) : Représentation synoptique de la structure d'un système photovoltaïque sans stockage [3]

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

I.2.1. Les éléments d'un système photovoltaïque

I.2.1.1. Modules photovoltaïques

Les modules sont un assemblage de photopiles (ou cellules) montées en série, afin d'obtenir la tension désirée (12V, 24V ...). La cellule photovoltaïque est l'élément de base dans la conversion du rayonnement. Plusieurs cellules sont associées dans un module qui est la plus petite surface de captation transformable, montable et démontable sur un site. Les modules sont regroupés en panneaux, qui sont à leur tour associés pour obtenir des champs photovoltaïques selon les besoins. Les cellules photovoltaïques sont réalisées principalement par le silicium cristallin, qui est utilisé sous forme monocristalline ou multi-cristalline en plaquette ou en ruban ou encore en couches semi-minces sur substrat selon les technologies récentes.

Les modules sont associés en série et en parallèle pour obtenir des puissances importantes et la tension voulue [3]

➤ Interconnexion des panneaux photovoltaïques

Tous les panneaux à interconnecter doivent être égaux, c'est-à-dire, ils doivent être de la même marque et avoir les mêmes caractéristiques.

L'interconnexion des panneaux se fait, premièrement, à travers l'association de panneaux en série pour obtenir le niveau de tension souhaité ; et plus tard, à travers l'association en parallèle de plusieurs associations en série pour obtenir le niveau de courant souhaité.

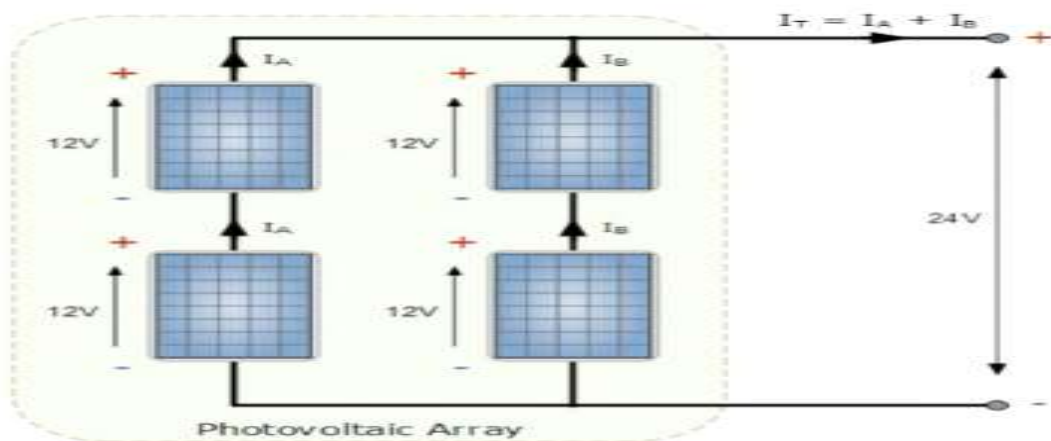


Figure (I.3) : Exemple d'une connexion série-parallèle [3]

I.2.1.2. Le régulateur de charge et de décharge

Le régulateur électronique dans un système photovoltaïque gère la charge et la décharge de la batterie. Il limite la tension de la batterie afin d'éviter une surcharge, en déconnectant la batterie trop chargée des modules PV. Quand la batterie est trop déchargée, il

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

la déconnecte de l'utilisation, par un disjoncteur automatique pour la protéger contre la décharge profonde. Dans un système PV, en l'absence d'un régulateur, les accumulateurs seront exposés à une perte d'eau donc un vieillissement prématuré et à la sulfatation des plaques. Le régulateur dans un système photovoltaïque peut assurer aussi le rôle de la compensation thermique. Il est situé entre le champ de modules et les batteries d'accumulateurs.

I.2.1.3. Les batteries d'accumulation

Dans une installation photovoltaïque, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie nécessite d'envisager des stockages suivant les conditions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales :

- Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple).
- Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur PV [4].

I.2.1.4. Les convertisseurs

➤ Convertisseur DC/DC

Il peut arriver que dans un système PV, la tension de sortie du champ ou de la batterie soit inférieure ou supérieure à celle de l'utilisation, qui doit être alimenté en continu. Il est donc nécessaire pour ces systèmes, qu'un convertisseur DC-DC transforme une tension continue de son entrée en une tension de sortie continue inférieure ou supérieure à celle de l'entrée selon qu'il soit abaisseur ou élévateur. Il permet de contrôler le signal d'alimentation de la charge et le stabilise.

➤ Convertisseur DC/AC (onduleur)

La tension produite par les modules photovoltaïques est continue et celle fournie par les batteries pour l'alimentation des charges est aussi de nature continue. Dans ces conditions, il faudra intégrer obligatoirement un onduleur au système PV destiné à alimenter des charges alternatives. L'onduleur est un convertisseur DC/AC, c'est-à-dire convertir la sortie continue (DC) du champ de module ou des batteries en électricité alternative(AC) standards comme celle fournie par SONEGAS. [3]

I.2.1.5. Récepteurs ou charges

Les récepteurs ou charges (utilisation) font partie du système PV. Leurs tensions d'usage et leurs puissances déterminent les caractéristiques des éléments du système. Les récepteurs doivent être choisis avec soin. Lorsque c'est possible, il faut choisir les récepteurs de grand rendement. Après le choix des charges à alimenter par notre mini-centrale PV, nous relèverons leurs caractéristiques qui nous permettront de déterminer la puissance à installer.

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

I.3. La génération centralisée

Ces dernières années, la consommation de l'énergie électrique connaît une croissance importante en raison du changement lié aux habitudes de consommation et à l'intégration de plus en plus des nouvelles charges électriques. Cette augmentation engendre un bouleversement sans précédent sur les aspects liés non seulement à la quantité de l'énergie produite mais aussi à sa qualité. Afin de satisfaire ces exigences, le déploiement de grandes centrales électriques a été longtemps la solution proposée. Ces centrales sont généralement à base d'énergie fossile et nucléaire et peuvent produire des quantités importantes d'électricité afin de couvrir à la fois la puissance demandée et les pertes dans les lignes. Grâce à leur taille, ces centrales permettent de soutenir l'expansion du réseau pour alimenter et connecter plus de charges via des réseaux de lignes complexes et maillés garantissant la continuité et la disponibilité de l'électricité à tout instant, partout dans le réseau. Par ailleurs, les progrès techniques et technologiques ont permis d'intégrer davantage de ressources primaires à base des énergies vertes telles que les ressources géothermiques, solaires, éoliennes, hydrauliques et marines [5].



Figure (I.4) : Configuration simplifiée pour un réseau de génération centralisée

A partir des années 90, la politique mondiale de l'énergie s'est reposée sur une centralisation de la production. Cette démarche a conduit vers le paradigme actuel de la génération centralisée de l'électricité illustrée dans la **Figure (I.4)**. Ce type de génération a pour but de concentrer les centrales de production en dehors des villes afin de réduire la pollution de l'eau et de l'air dans les zones urbaines ainsi que de favoriser les futurs et les probables expansions de ces centrales pour fournir toujours plus de puissances aux consommateurs.

Malgré les avantages qu'offre la génération centralisée, cette structure de génération fait peser en contrepartie des répercussions non négligeables sur le plan technico-économique, environnemental et sociétal.

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

I.4. La génération distribuée

La génération distribuée est un nouveau concept qui est apparu pour résoudre certains problèmes qui se posent dans les systèmes de génération centralisée tout en proposant de nouveaux modèles énergétiques permettant de répondre convenablement aux besoins sociétaux et de suivre les nouvelles tendances énergétiques. Les systèmes de génération distribuée sont conçus pour garantir la fiabilité de l'alimentation et la qualité de service pour un nombre limité de consommateurs. La génération distribuée a contribué à l'émergence de nouvelles configurations de réseaux, notamment les micro-réseaux et les réseaux électriques intelligents. Ces réseaux sont composés de multiples dispositifs de génération distribuée (panneaux photovoltaïques, éoliennes, générateurs diesel...), de dispositifs de stockages, ainsi que des systèmes de contrôle, de supervision et de gestion de l'énergie. Le concept de ces micro-réseaux est présenté dans la **Figure (I.5)**. Ils ont l'avantage de fonctionner en mode connecté au réseau principal, ou dans un mode isolé. Le mode isolé permet au micro-réseau de subvenir aux besoins des charges installées localement. Alors que le mode connecté intervient pour supporter le réseau global en injectant une partie ou la totalité de la puissance produite dans ce dernier. Les systèmes de génération distribuée interviennent aussi dans les alimentations de secours, les interfaces à flux bidirectionnel de stockage de l'énergie et des systèmes de démarrage rapide destinés à la restauration dynamique de la tension en présence des fortes perturbations. Ce concept en plein essor est utilisé à plusieurs échelles en milieu résidentiel, institutionnel et industriel. Selon l'application visée, la puissance délivrée par les générateurs distribués dans un micro-réseau varie de quelques kilowatts jusqu'à quelques mégawatts. La gestion de l'énergie au sein de ce système permet d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation tout en intégrant d'éventuels dispositifs de stockage d'énergie [5].

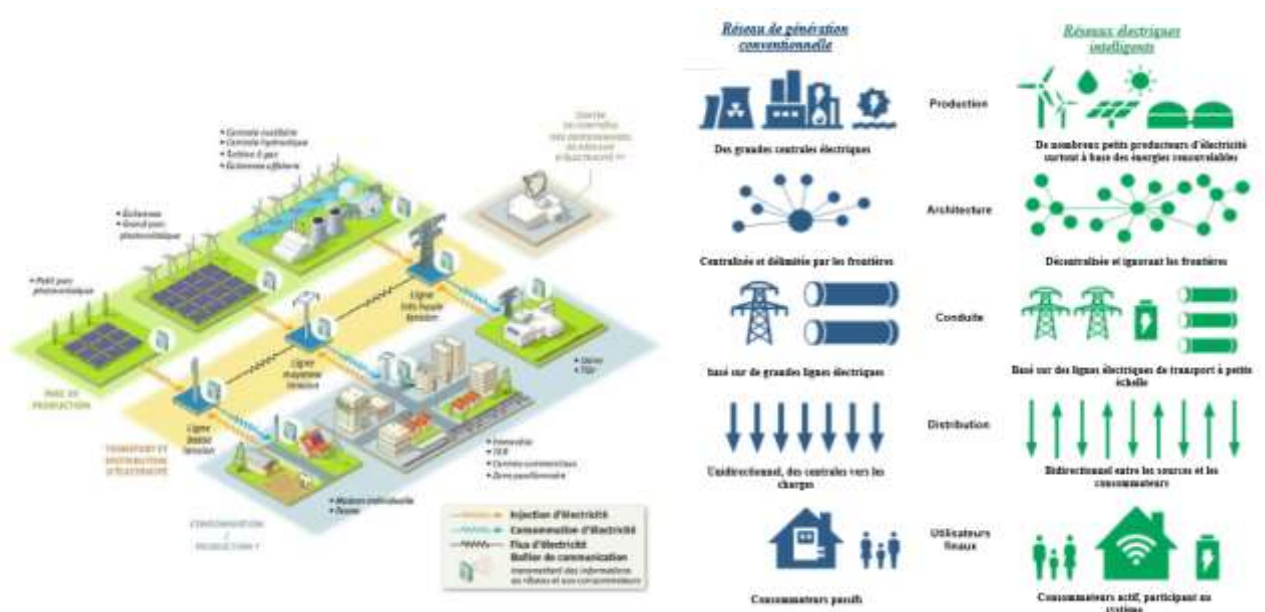


Figure (I.5) : Concept de nouveau réseau électrique intelligent

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

Le déploiement des structures de génération distribuée est motivé par des raisons techniques, économiques et sociétales. Du point de vue technique, les micro-réseaux intelligents permettent une bonne gestion de la production d'électricité d'origine renouvelable à l'échelle locale. Sur une grande échelle et lorsque le système est couplé au réseau de distribution général, la structure distribuée permet d'apporter un service auxiliaire au réseau public de distribution en maintenant la stabilité de la tension à travers l'injection des puissances actives et réactives produites localement. Sous le même aspect, ce système permet d'optimiser l'acheminement de l'énergie électrique vers les consommateurs en rapprochant les unités de génération, ce qui réduit les pertes dans les lignes et les coûts d'installation d'un réseau de transport pour connecter les zones lointaines. Côté économique, ces systèmes permettent également de différer les investissements en installant de façon progressive les générateurs distribués dans le micro-réseau. Sur le plan sociétal, les systèmes de génération distribuée facilitent la création d'initiatives et de partenariats entre les différents acteurs locaux qui participent indirectement à l'expansion du micro-réseau. Sur le plan environnemental, ces systèmes de génération distribuée se caractérisent souvent par leur aspect respectueux envers l'environnement vu qu'ils intègrent davantage de sources d'énergie renouvelable ce qui permet de réduire la pollution de l'eau et de l'air et de préserver les localités avoisinantes les endroits fragiles.

I.5 Les technologies de production décentralisée des énergies renouvelable

Les énergies renouvelables sont des formes d'énergie qui proviennent d'une source renouvelable, c'est à-dire une source inépuisable qui se renouvelle de telle sorte que l'utilisation actuelle n'ait pas d'impact sur la disponibilité future. Les quatre principales sources d'énergies renouvelables sont : le solaire, l'éolien, l'hydraulique et la géothermie.

I.5.1 L'énergie éolienne

I.5.1.1 Définition

Une éolienne appelé aussi aérogénérateur est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice [4] comme le montre la **figure (I.6)** :

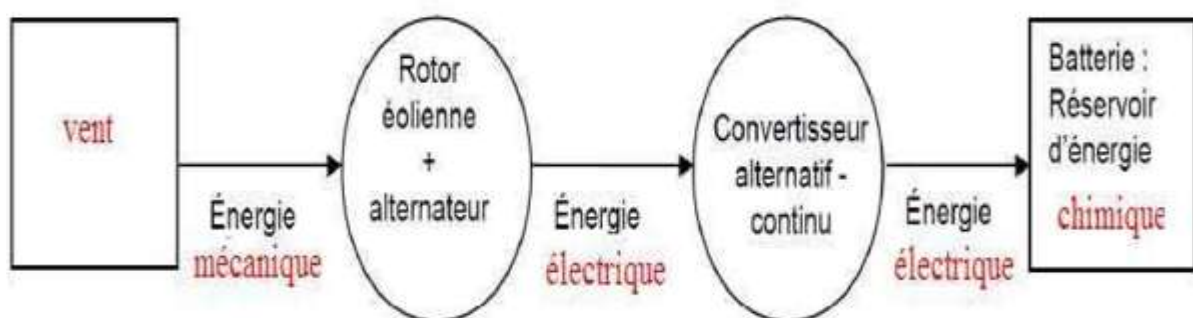


Figure (I.6) : Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

I.5.1.2 Principaux composants d'une éolienne :

Pour décrire une éolienne, le vocabulaire le plus souvent utilisé retient principalement trois sous-ensembles : [4]

- **Ailes ou pales** : les éoliennes modernes sont composées de 2 à 3 ailes, tournant autour d'un rotor à axe horizontal. Les pales de l'hélice d'une éolienne peuvent être en bois lamellé-collé, en plastique renforcé de fibre de verre, ou en métal... Le diamètre qu'elles balaient varie de 40 m à 120 m.
- **Le mât** : un tube d'acier (un treillis métallique) qui doit être le plus haut possible afin de bénéficier du maximum de l'énergie cinétique du vent et aussi pour éviter les perturbations près du sol
- **La nacelle** : structure soutenue par le mât abritant les différents éléments mécaniques, permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique ; elle comprend les éléments suivants :
 - L'arbre.
 - Multiplicateur
 - Roulements
 - Générateurs
- **Le rotor** : Partie rotative de l'éolienne placée en hauteur afin de capter des vents forts et réguliers. Il est composé de pales (en général 3) en matériau composite qui sont mises en mouvement par l'énergie cinétique du vent reliées par un moyeu.

La figure suivante représente les différentes composantes d'une éolienne :

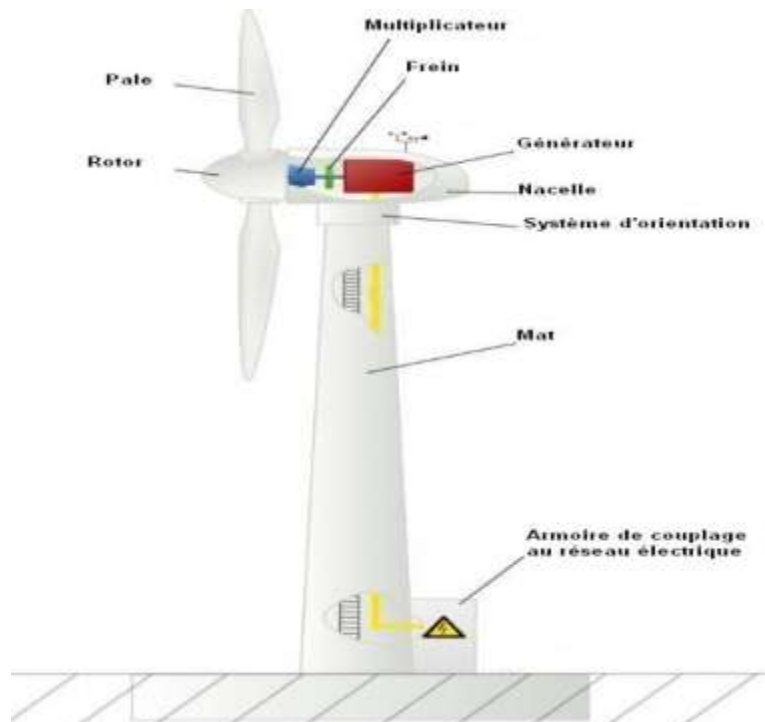


Figure (I.7) : Eléments constituant une éolienne [4]

I.5.1.3. Types d'éoliennes :

De nos jours, il existe plusieurs sortes d'éoliennes dont on distingue deux grandes catégories qui sont comme suit : [4]

I.5.1.3.1 Eoliennes à axe vertical : Les premières structures développées afin de produire de l'énergie électrique sont les éoliennes à axe vertical. Plusieurs prototypes ont été vu dont deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation : le rotor de SAVONIUS et le rotor de DARRIEUS.

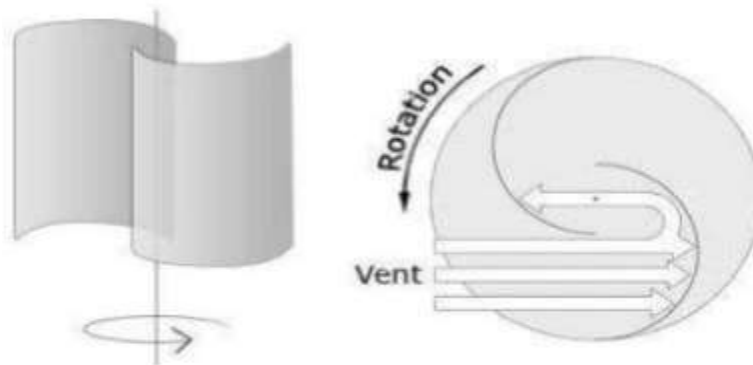


Figure (I.8) : Eolienne à axe vertical (structure de SAVONIUS)

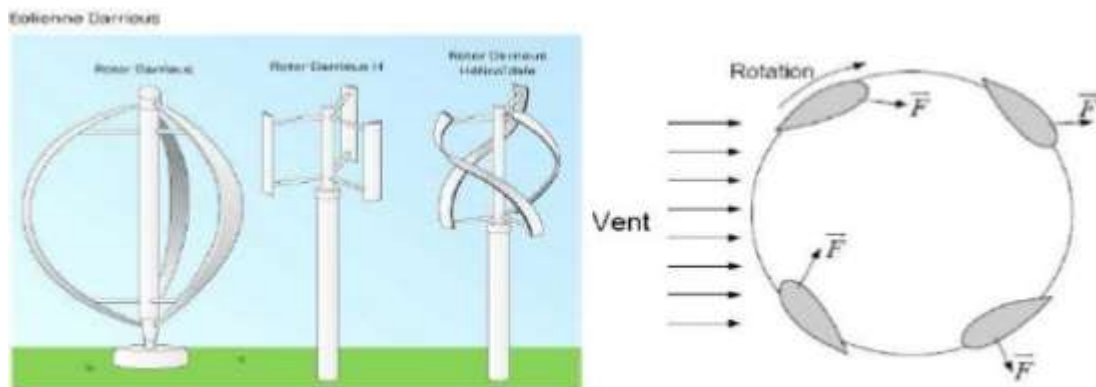


Figure (I.9) : Eolienne à axe vertical (structure de DARRIEUS)

I.5.1.3.2. Eolienne à axe horizontal : Ces éoliennes sont basées sur la technologie des moulins à vent, constituées de plusieurs pâles profilées à la manière des ailes d'avions afin de générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pâles utilisées varie de 1 à 3 ; le rotor tripale étant le plus utilisé parce qu'il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [4]



Figure (I.10) : Eolienne à axe horizontal [4]

I.5.1.4. Principe de fonctionnement d'une éolienne :

Lorsque le vent souffle à la hauteur de la nacelle avec une vitesse au-dessous de la vitesse de seuil, les pales sont en drapeaux (leur surface est perpendiculaire à la direction du vent) et le système est à l'arrêt. A la vitesse de seuil détecté un signal est donné par le système de commande pour la mise en fonctionnement ; le mécanisme d'orientation fait tourner la nacelle face au vent et les pales sont ensuite placées avec l'angle de calage de l'éolienne et tourne. Ainsi la puissance captée (P_{vent}) est transmise à l'arbre avec un coefficient de performance. Cette même puissance est retransmise à l'arbre de la génératrice mais à une vitesse plus élevée. Cette puissance mécanique va être transformée en puissance électrique débité par la machine ; on distingue ainsi deux cas : soit l'éolienne est reliée directement au réseau soit elle alimente en autonome une charge isolée. [4]

I.5.2. L'énergie solaire

Le soleil est la première et la principale source d'énergie renouvelable. Ces rayons sont retenus par des panneaux pour transformer en énergie électrique. Pour pouvoir exploiter l'énergie solaire, on peut se servir soit des panneaux solaires photovoltaïques, soit des panneaux solaires thermiques. [6] Sur Terre, il existe différents types d'énergies solaires :

- L'énergie thermique.
- L'énergie photovoltaïque

I.5.2.1. Energie solaire thermique

I.5.2.1.1. Définition

Une centrale solaire thermique à concentration (ou centrale solaire thermodynamique ou encore héliio-thermodynamique, en anglais CSP pour (Concentrating Solar Power Plant) est une centrale qui concentre les rayons du soleil à l'aide de miroirs afin de chauffer un fluide caloporteur qui permet en général de produire de l'électricité [6].

I.5.2.1.2. Principe de fonctionnement

Les centrales solaires utilisent le rayonnement solaire pour produire de l'électricité. Il existe différents types de centrales solaires mais toutes sont basées sur le même principe. Elles concentrent les rayons du soleil pour chauffer à très haute température un liquide particulier non vaporisable. Ce liquide chauffe à son tour l'eau d'une chaudière à vapeur, elle-même reliée à une turbine et à un alternateur pour produire de l'électricité. La vapeur d'eau est alors condensée (retourne à l'état liquide) grâce à une tour de refroidissement [6].

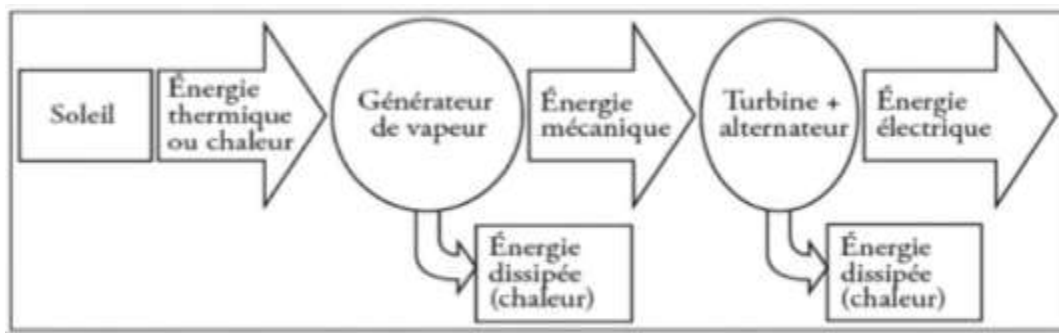


Figure (I.11) : Synoptique du principe de fonctionnement d'une centrale solaire thermique.

I.5.2.2. Energie solaire photovoltaïque (PV)

I.5.2.2.1. Définition

Contrairement à l'énergie solaire thermique qui utilise le soleil comme source de chaleur, l'énergie solaire PV utilise le soleil comme source de lumière en transformant en électricité l'énergie des photons arrivant à la surface de la Terre. La lumière solaire (photons) transmet son énergie aux électrons contenus dans un semi-conducteur (qui constitue une cellule PV). Cette transformation (effet PV) est sans action mécanique, sans bruit, sans pollution et sans combustible [6].

I.5.2.2.2. Cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques ou les plaques solaires sont des composants optoélectroniques qui transforment directement l'énergie lumineuse en énergie électrique, elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs.

I.5.2.2.1. Type de cellules photovoltaïques

Il existe différents types de cellules photovoltaïques, les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de Silicium. On trouve trois principaux types de cellules [6] :

➤ Les cellules monocristallines

C'est la première génération de photopiles, elles ont un excellent rendement ainsi qu'une méthode de fabrication laborieuse et difficile, donc très chère.

➤ Les cellules poly-cristallines

Un rendement élevé et un coût de production moins élevé ainsi qu'un procédé nécessitant moins d'énergie.

➤ Les cellules amorphes

Un rendement faible et un coût de production bien plus bas ainsi qu'une durée de vie plus faible, (cellules de calculatrices par exemple).



Figure (I.12) : Différents types de cellules photovoltaïques

I.5.2.2.2. Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque :

Le principe de fonctionnement de cette cellule repose sur l'effet photovoltaïque, en effet une cellule est constituée de deux couches minces d'un semi-conducteur, ces deux couches sont dopées différemment :

- pour la couche N, apport d'électrons périphériques
- pour la couche P, déficit d'électrons

Ces deux couches présentent ainsi une différence de potentiel. L'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphériques (couche N) leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu. Pour effectuer la collecte de ce

courant, des électrodes sont déposées par sérigraphie sur les deux couches de semi-conducteur [7].

I.5.3. L'hydraulique

L'énergie électrique est produite par la transformation de l'énergie cinétique de l'eau en énergie électrique par l'intermédiaire d'un alternateur relié à un ensemble mécanique situé autour de la roue motrice **Figure (I.13)**. La quantité d'énergie extraite de l'eau retenue derrière un barrage dépend du volume d'eau et de la hauteur de chute. Cette source a l'avantage de ne pas être polluante. On peut maîtriser le stockage de l'énergie d'une manière assez simple afin de débarrasser les cours d'eau des déchets grâce aux différents filtres des barrages, la technologie nécessaire pour son utilisation est maîtrisée. Le bruit, l'impact sur la vie aquatique, des installations complexes, et des sites limités pour l'exploitation sont ses principaux inconvénients [8].

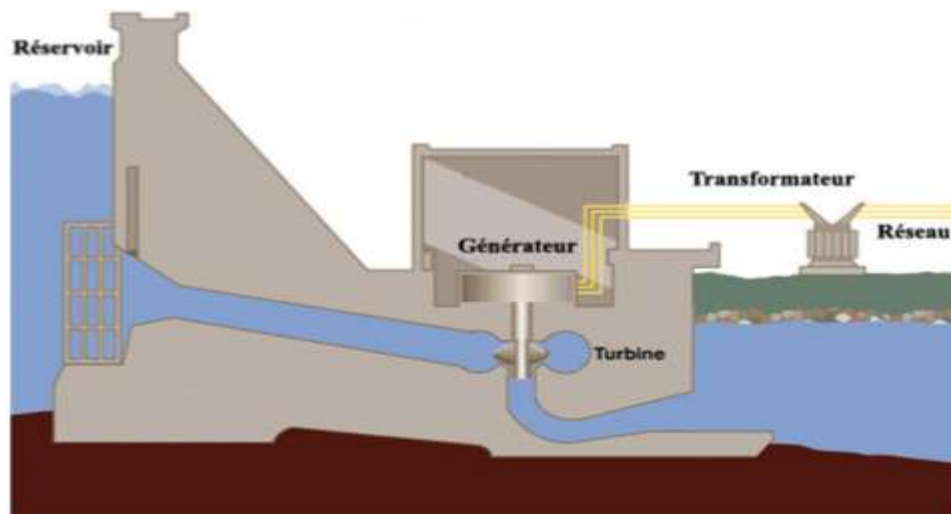


Figure (I.13) : Schéma en coupe d'un barrage hydroélectrique [8].

I.5.4. La biomasse

La biomasse désigne toute la matière vivante d'origine végétale ou animale de la surface terrestre. Généralement, les dérivés ou déchets sont également classés dans la biomasse. Différents types sont à considérer : le bois énergie, les biocarburants et le biogaz. Le bois énergie est une ressource très abondante, c'est la ressource la plus utilisée au monde. Il s'agit aussi d'énergie solaire stockée sous forme organique grâce à la photosynthèse, ce qui est bien montré par la **figure (I.14)**. Elle est exploitée par combustion. Cette énergie est renouvelable à condition que les quantités brûlées n'excèdent pas les quantités produites. Le problème plus important est que la biomasse n'est pas inépuisable [8].

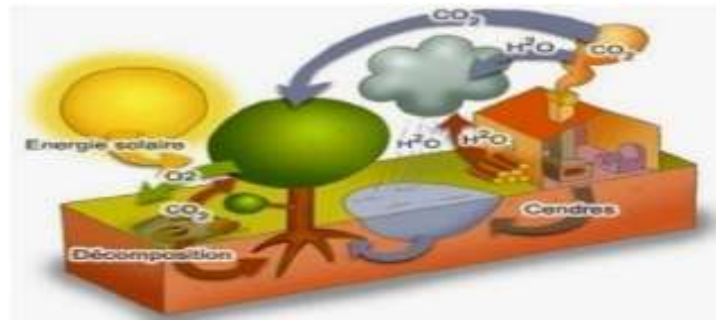


Figure (I.14) : Énergie Biomasse [8].

I.5.5. La géothermie

Le terme géothermie provient du grec <Ge> et <thermos>, signifiant respectivement : la terre et la chaleur. La géothermie peut se définir comme étant la technique qui consiste à puiser dans le sous-sol ou dans les roches, les calories qui y sont contenues, afin de les rendre disponibles en surface pour des applications de chauffage ou de production d'électricité. Dans des cas particuliers, la géothermie peut consister à injecter de la chaleur dans le sous-sol afin de refroidir les installations de surface. Différentes sources de chaleurs sont à l'origine de la chaleur interne de la terre : la radioactivité, la chaleur initiale, la chaleur de différenciation et les mouvements différentiels. Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques ; c'est donc une énergie fiable et disponible dans le temps. Cependant, il ne s'agit pas d'une énergie entièrement inépuisable dans le sens où un puits verra un jour son réservoir calorifique diminuer. Si les installations géothermiques sont technologiquement au point et que l'énergie qu'elles prélèvent est gratuite, leur coût demeure, dans certains cas très élevé [8].

I.6. Les micro-réseaux (microgrid)

Il existe plusieurs définitions d'un (microgrid). Le Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS) le définit comme une agrégation d'utilisateurs du réseau et de micro producteurs exploitant comme un seul système l'énergie électrique et calorifique [9], [10]. Ou encore, un microgrid peut être défini comme étant un système d'énergie comprenant des producteurs d'énergie distribuée et de multiples charges électriques fonctionnant ensemble, de manière autonome, en parallèle ou << îlotés >> des réseaux principaux [11], [10].

Nous adoptons, dans la suite de ce travail, la définition suivante : Les microgrids, ou micro-réseaux peuvent être définis comme des sous-réseaux de basse tension incluant des consommateurs, des générateurs décentralisés (potentiellement renouvelables) et des systèmes de stockage locaux. Ils peuvent être exploités en étant connectés à d'autres réseaux (ou au réseau principal) ou en étant "îlotés", c'est-à-dire sans aucun apport d'énergie de l'extérieur [10].

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

I.6.1. Différents types d'un micro-grid

Deux grandes familles de micro-grid avec des fonctionnements et des objectifs très différents : les micro-grids îlotés et les micro-grids connectés [12].

I.6.1.1. Micro-grids îlotés

Les micro-grids îlotés, comme leur nom l'indique, ne sont pas connectés à un réseau électrique principal. Ce mode de fonctionnement peut être temporaire, lorsque le micro-grid s'est volontairement déconnecté du réseau principal, ou permanent. La particularité de ce type de micro-grid vient de l'utilisation qui est faite des énergies renouvelables puisqu'ils doivent créer l'onde de tension du réseau et assurer l'équilibre demande/production en continue.

Un micro-grid îloté composé uniquement de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes sera obligatoirement moins sûr, car il dépendant des paramètres non maîtrisés pour la génération d'énergie (le soleil et le vent), qu'un micro-grid composé de générateurs diesel ou à base de biomasse, par exemple. Au contraire, le premier micro-grid proposé aura un impact carbone bien moins important que le second. Le choix des sources est donc dépendant des objectifs principaux du micro-grid.

I.6.1.2. Les microgrids connectés

De la même façon que pour les micro-grids îlotés, il n'existe pas de micro-grid connecté « Type ». La diversité de possibilités offertes par les micro-grids fait que chaque projet construit sa propre architecture pour répondre à ses besoins. Malgré cela, on retrouve des objectifs communs à tous ces projets :

- L'objectif d'alimenter une partie ou tout le réseau en cas de problème sur le réseau principal. Dans la plupart des cas, les micro-grids alimentent les charges critiques lorsqu'ils passent en mode îloté ;
 - Soutenir le réseau avec deux possibilités :
 - Un support dit « Grid-Feeding » : Les sources du micro-grid vont fournir une puissance de référence quel que soit l'état du réseau principal
 - Un support dit « Grid-supporting » : les sources adaptent leurs puissances pour rendre des services au réseau principal, en fonction de son état, pour ne pas le déstabiliser
 - Une (ou plusieurs) connexion(s) avec le réseau principal appelée PCC (Point of Common Coupling c'est-à-dire Point de Couplage Commun) avec un Switch permettant la connexion/déconnexion.
- La durée de vie des composants d'un SEH peut être beaucoup plus courte que la durée de vie des composants individuels.

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

I.7. Systèmes hybrides

I.7.1. Définition d'un système hybride

Un système hybride est un système qui fait intervenir au moins deux sources d'énergie renouvelable comme un panneau photovoltaïque, une éolienne, une pompe hydraulique... etc.

Souvent, ces sources renouvelables sont associées à une source conventionnelle comme un générateur diesel, nécessaire pour délivrer une puissance en continue. En plus des sources d'énergies renouvelables, les systèmes hybrides associent des dispositifs de stockage comme les batteries, les super condensateurs, les piles à combustible...etc. Les systèmes hybrides dits "isolés" fonctionnent en autonomie par rapport aux réseaux de distribution électriques.

L'objectif principal d'un système hybride est de répondre à la demande de la charge en favorisant l'énergie produite par les sources renouvelables par rapport à celle fournie par les sources auxiliaires comme le groupe Diesel.

La performance d'un système hybride en termes de rendement et de durée de vie, est influencée d'une part par la conception, c'est-à-dire par le dimensionnement des différentes composantes qui le constitue, la technologie de ces composantes, l'architecture...etc. D'autre part, cette performance dépend aussi du choix de la stratégie de gestion considérée. [8]

I.7.2. Principaux Composants des systèmes hybrides

Les systèmes d'énergie hybride sont en général constitués de sources d'énergie classique (groupe électrogène), de sources d'énergie renouvelable (éolienne, solaire). Ils peuvent aussi inclure d'autres sources d'énergie comme l'énergie hydroélectrique, marémotrice, géothermique etc.), des convertisseurs statiques et dynamiques, des systèmes de stockage (batterie, volant d'inertie, le stockage hydrogène...), des charges principales et de délestages et un système de surveillance

I.7.2.1. Générateurs photovoltaïques

L'énergie solaire est une énergie très abondante sur la surface de la terre. De ce fait, le photovoltaïque est considéré comme la plus importante source d'énergie renouvelable et la plus prometteuse avec un potentiel inépuisable. Un générateur photovoltaïque est constitué de plusieurs cellules assemblées en série et/ou en parallèle. Ces cellules convertissent la lumière

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

(les photons) qu'elles captent du rayonnement solaire en électricité. En effet, sous des conditions de tests standards (Eclairement = 1000W/m^2 , température = 25°C), la puissance maximale délivrée par une cellule est d'environ 2.3W sous une tension de 0.5V . Cette puissance reste, en effet, faible et insuffisante pour la plupart des applications. De ce fait, une association en série et/ou en parallèle de plusieurs cellules permet d'obtenir un générateur photovoltaïque avec une puissance adaptée aux besoins de l'utilisation [13].



Figure (I.15) : Principe du fonctionnement d'un Générateur Photovoltaïque.

I.7.2.2 Le générateur éolien

L'éolienne occupe un rôle important parmi les différentes sources d'énergie renouvelable. Elle est l'une des plus prometteuses en termes de potentiel, d'écologie, de champs d'application...etc.

Différentes topologies de connexion d'éolienne aux systèmes hybrides isolés sont proposées dans la littérature. Le choix du convertisseur se fait selon l'architecture du système hybride et

le bus sur lequel l'éolienne est connectée, mais aussi selon les objectifs que l'on souhaite réaliser. Néanmoins, deux configurations figurent parmi les plus utilisées dans les systèmes hybrides isolés. L'architecture de ces deux topologies est illustrée par la **Figure (I.16)**.

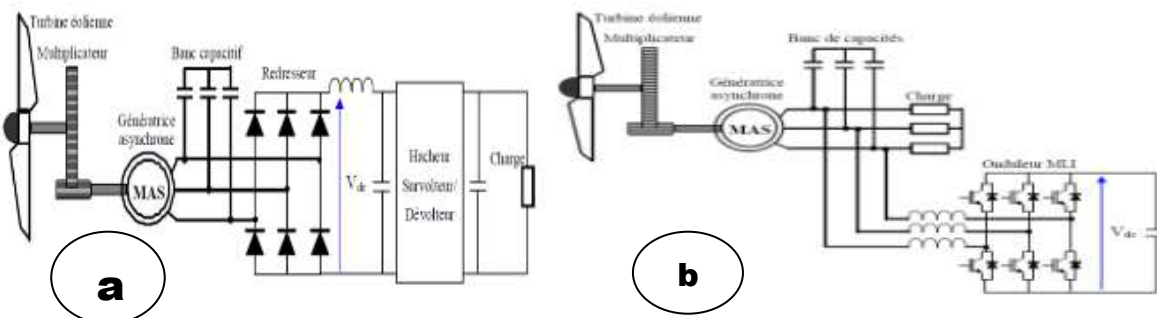


Figure (I.16) : Convertisseurs utilisés en étage d'adaptation : (a) Redresseur à diodes + hacheur, (b) Redresseur MLI.

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

Ces architectures permettent d'adapter la forme de l'onde produite par la génératrice éolienne au bus auquel elle est connectée. Ici en l'occurrence pour une connexion au bus CC deux solutions sont possibles : l'association d'un redresseur à diodes et un hacheur (architecture (a)) permettant d'avoir une seule variable de commande à gérer [14], ou le redresseur MLI permettant d'utiliser un seul convertisseur [15].

I.7.2.3. Générateur diesel

Dans le cas des installations à sources d'énergie renouvelables autonomes, il est nécessaire de recourir au stockage ou d'ajouter un ou plusieurs groupes électrogènes diesels. Dans un SEH, le générateur classique est généralement le moteur diesel directement couplé au générateur synchrone **Figure (I.17)**. La fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un gouverneur de vitesse (régulateur de vitesse) sur le moteur diesel [16]. Le gouverneur fonctionne en ajustant le flux de carburant au diesel, pour garder la vitesse du moteur et la vitesse du générateur constante. La fréquence du réseau est directement liée à la vitesse de rotation du générateur et elle est donc maintenue au niveau désiré.

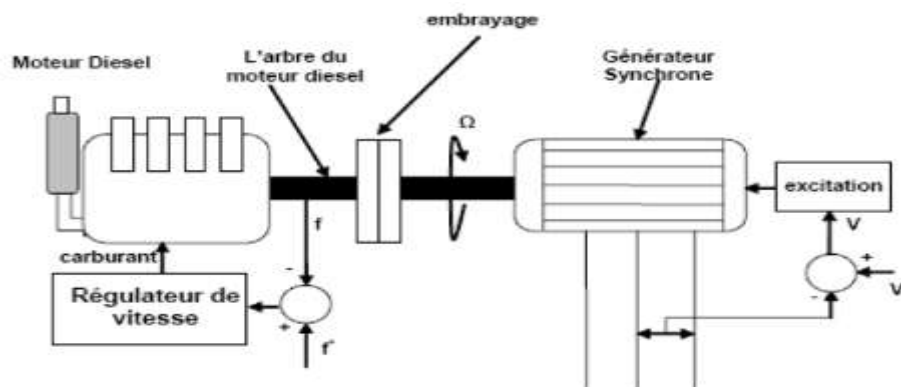


Figure (I.17) : Configuration du générateur diesel [17]

I.7.2.4. Piles à combustibles

Parmi les technologies envisagées pour l'avenir en termes de production d'énergie électrique décentralisée, la pile à combustible est considérée comme une solution très prometteuse [18].

Ce convertisseur d'énergie, à la fois propre et efficace, permet de convertir l'énergie chimique de l'hydrogène, vecteur énergétique fortement pressenti pour le futur par de grands spécialistes mondiaux au vu de son énergie massique 3 fois plus importante que l'essence, en

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

une énergie électrique, utilisable directement, et une énergie thermique qu'il est possible de valoriser. L'utilisation de cette cogénération permet d'atteindre des rendements très intéressants, jusqu'à 80% dans certains cas.

I.7.2.5. Systèmes de stockage

Le stockage d'énergie est un facteur clef dans un système d'énergie hybride en site isolé. Dans la plupart des cas, les batteries représentent encore la technologie la plus rentable. Elles sont d'habitude du type plomb – acide. Les batteries nickel – cadmium sont rarement utilisées. La technologie des batteries plomb-acide bénéficie en effet d'avantages, tels son faible coût (par rapport à d'autres technologies) et une maturité étayée par un retour d'expérience conséquent. Cette technologie est par ailleurs largement disponible dans le commerce [19].

Le stockage d'énergie est souvent utilisé dans les petits systèmes hybrides afin de pouvoir alimenter la charge pour une durée relativement longue (des heures ou même des jours). Il est parfois aussi utilisé avec les SEH connectés à des grands réseaux de courant alternatif isolés.

L'emploi des batteries plomb-acide est sujet à des contraintes qu'il est nécessaire de respecter pour garantir son bon fonctionnement et sa longévité. Elles ne peuvent rester longtemps inutilisées sans conséquences néfastes sur leur durée de vie. Les cycles répétés de charge/décharge aléatoires doivent être évités. Leur état de charge ne doit pas atteindre de valeurs extrêmes pour éviter toute dégradation prématurée [20].

I.7.2.6. Le système de supervision

La commande d'un système hybride nécessite l'application d'un système de supervision. Un système de supervision est une entité dotée d'une intelligence lui permettant de gérer d'une manière efficace les interactions entre les différents éléments d'un système hybride. Il représente le cerveau du système hybride, il décide de l'entité à activer (générateur photovoltaïque, éolien, charge ou décharge de batteries, générateur diesel) en fonction de la demande de la charge et en fonction de la disponibilité des énergies renouvelables [21].



Figure (I.18) : Système de supervision.

I.7.2.7. Convertisseurs

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

- Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC. Dans le SEH, ils sont souvent utilisés pour charger des batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et à bon rendement ils sont généralement monophasés ou triphasés.
- Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources à CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge.
- Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC pour adapter la tension entre deux bornes.

I.7.3. Architectures d'un système hybride

Les générateurs électriques d'un SEH peuvent être connectés en différentes configurations. Trois configurations s'imposent parmi les systèmes d'énergie hybrides constitués par des sources d'énergie renouvelable, des batteries et des générateurs diesels : architecture à bus CC, architecture à bus AC et architecture mixte à bus CC-AC.

I.7.3.1. Architecture à bus à CC

Dans le système hybride présenté dans la Figure I-19, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus à CC. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à CA fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie en CC. Le ou les générateur(s) diesel(s) sont connectés en série avec l'onduleur pour alimenter les charges à CA. Les générateurs diesels ne peuvent donc pas alimenter les charges à CA directement. L'onduleur doit alimenter les charges à CA à partir du bus à CC et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence. Les batteries et l'onduleur sont dimensionnés pour alimenter des pics de charge, alors que le générateur diesel est dimensionné pour alimenter les pics de charge et les batteries en même temps. La puissance délivrée peut être contrôlée par la commande du courant d'excitation de la partie électrique du générateur diesel ou en incorporant un régulateur de charge dans les sources d'énergie renouvelable.

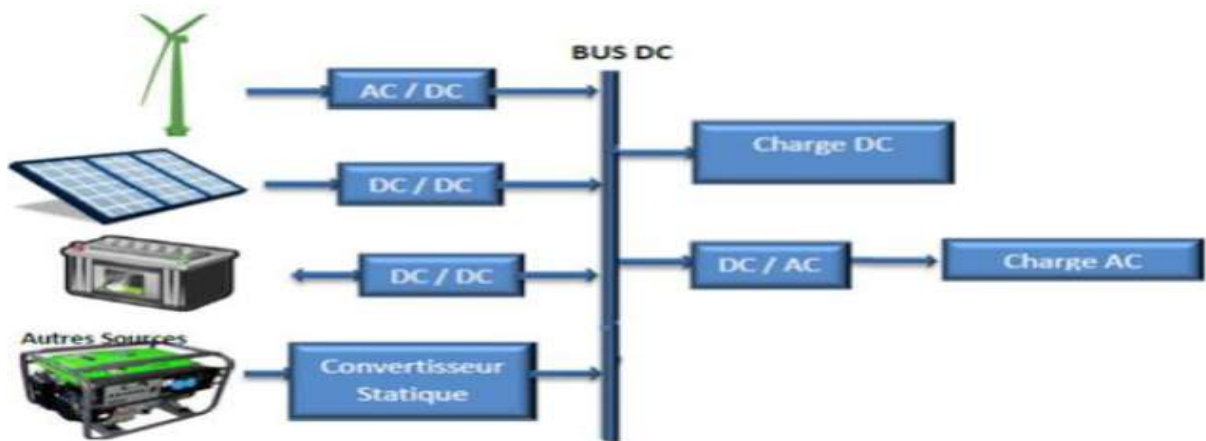


Figure (I.19) : Structure à bus CC d'un système hybride [22].

I.7.3.2. Architecture à bus à AC :

Dans la topologie à bus AC, toutes les sources de productions sont reliées au bus AC via des convertisseurs. Cette configuration offre des performances supérieures par rapport à la configuration précédente, puisqu'un découplage de différentes sources de production permettrait celles-ci d'agir de façon assez indépendante les unes des autres. Cependant, le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause de l'utilisation des convertisseurs statiques et ce type d'association complique le système de commande. L'architecture à bus AC est plus adaptée à une génération distribuée (c.-à-d. raccordée au réseau électrique) [22].

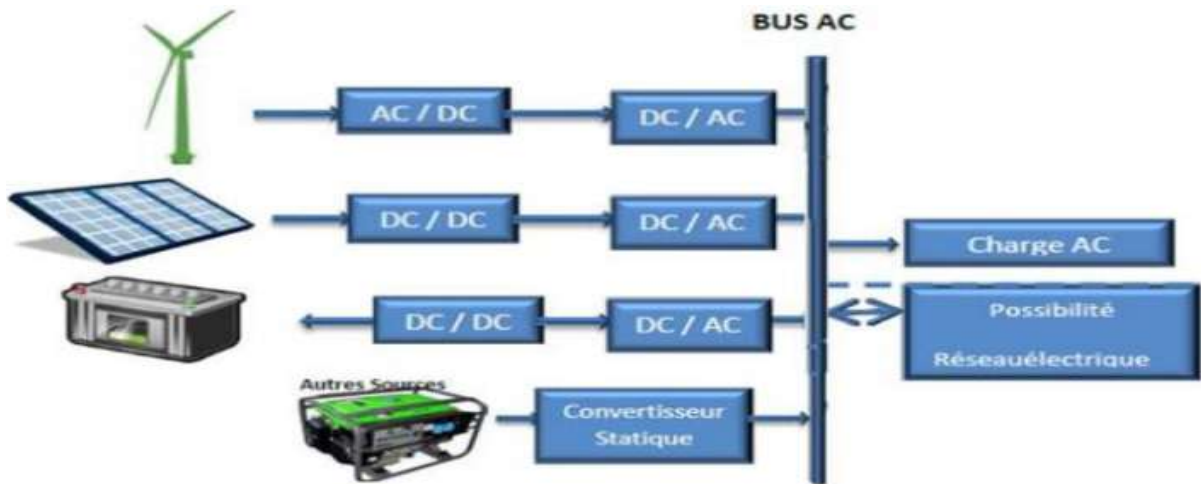


Figure (I-20) : Structure à bus AC d'un système hybride [22].

I.7.3.3. Architecture mixte à bus à CC/CA :

La configuration à deux bus, à CC et à CA, est présentée dans la **Figure (I.21)**. Celle-ci a des performances supérieures par rapport à la configuration antérieure. Dans cette configuration, les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels peuvent alimenter une partie de la charge à CA directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur. Le ou les générateur(s) diesel(s) et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle en synchronisant leurs tensions en sortie. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel, qui, en fonctionnement normal, réalise la conversion CC/CA (fonctionnement onduleur). Quand il y a un surplus d'énergie de la part du générateur diesel, il peut aussi charger les batteries (fonctionner en redresseur). L'onduleur bidirectionnel peut alimenter les pics de charge quand le générateur diesel est surchargé [23].

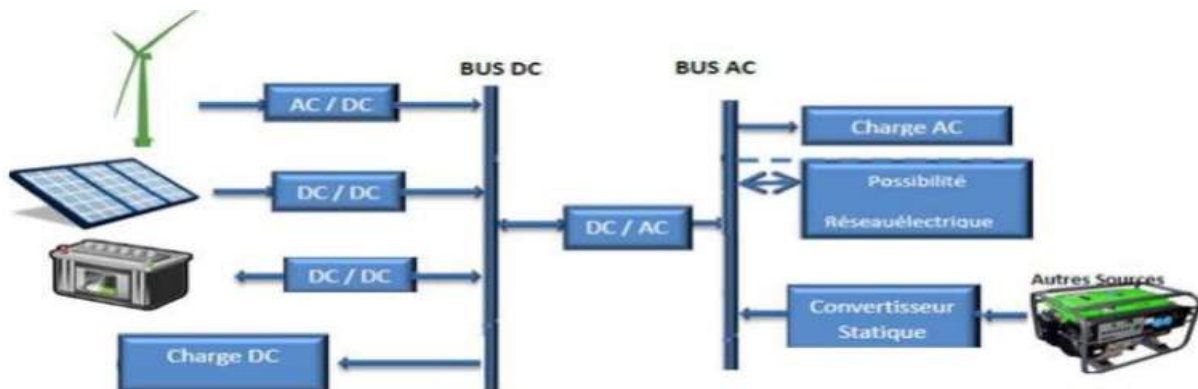


Figure (I.21) : Structure à bus mixte (DC& AC) d'un système hybride [22].

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

I.7.4. Avantages et inconvénients d'un système hybride :

L'intérêt essentiel d'utiliser les technologies d'hybridation est d'assurer l'énergie demandée par la charge sans interruption et, si possible, de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable :

De plus, les technologies d'hybridation permettent de

- Lisser la puissance délivrée par les sources d'énergies : il s'agit d'être capable, de délivrer régulièrement des puissances supérieures à la puissance moyenne du générateur électrique ou de récupérer de l'énergie pour recharger la source de puissance.
- Palier pendant une durée limitée à l'incapacité partielle ou totale de la source d'énergie. Par exemple, si on prend le système hybride PV-Eolien qui est souvent utilisé, on remarque que le système PV fournit l'énergie pendant le jour où le rayonnement solaire est plus fort, par contre, le système éolien produit l'énergie dans la nuit où le vent peut souffler. De même, le vent souffle plus pendant l'hiver et l'automne et il diminue au printemps tandis que le rayonnement solaire le plus intense se situe pendant l'été. Cette complémentarité journalière et saisonnière des ressources solaires et éoliennes permet par exemple au site isolé d'avoir une disponibilité de l'énergie plus fiable.

Néanmoins, les technologies l'hybridation posent certains problèmes :

- La nature stochastique des sources d'énergie renouvelable : la difficulté principale des SEH comportant ce type de sources est de pouvoir produire à chaque instant l'énergie demandée par la charge.
- Le problème de l'interconnexion de plusieurs sources complique le système de contrôle : les technologies d'hybridation sont très complexes comparativement à l'utilisation d'une seule source.
- Le problème de la gestion énergétique : il est nécessaire de trouver un algorithme de contrôle efficace afin d'améliorer les performances globales du système.
- La dynamique des générateurs d'énergie renouvelable peut causer des problèmes dans le fonctionnement des SEH : par exemple le démarrage d'une éolienne quand la vitesse du vent est élevée, dans ce cas la puissance produite par l'éolienne atteint presque instantanément la puissance nominale du générateur, en effet la production de l'énergie électrique peut connaître des changements rapides, il en résulte des problèmes de qualité d'énergie (variations de tension et de fréquence) qui peuvent détruire des appareils électroniques sensibles et même l'arrêt complet du système.

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

I.8. Système de stockage

I.8.1. Définition

Par définition, le stockage de l'énergie consiste à conserver une quantité d'énergie provenant d'une source en un lieu donné sous une forme aisément utilisable pour une exploitation ultérieure. Ce processus permet de mettre à disposition l'énergie produite de façon différée dans le temps et même éventuellement dans l'espace, le stockage d'énergie désigne aussi le stockage de la matière contenant l'énergie. Il existe deux sortes d'applications : le stockage stationnaire (ou fixe) et le stockage embarqué (ou mobile) [24], [25], [26] - [27].

I.8.2. Les différentes formes de stockage

- **Stockage mécanique** : Cette forme de stockage permet de conserver l'énergie électrique sous une forme cinétique. Cette dernière est généralement utilisée pour faire tourner des turbines, qui à leur tour entraînent des générateurs électriques en vue de créer une énergie électrique. Cette catégorie de stockage regroupe principalement les voies de stockage à grande échelle, comme le stockage hydraulique, stockage à air comprimé et les volants d'inertie.
- **Stockage thermique** : Il s'agit d'une technologie qui stocke l'énergie thermique (la chaleur ou le froid) en chauffant ou en refroidissant un support de stockage afin que l'énergie stockée puisse être restituée ultérieurement pour chauffer, refroidir ou produire de l'énergie. Cette forme de stockage est principalement utilisée dans les bâtiments et les installations industrielles.
- **Stockage électromagnétique** : Cette forme de stockage consiste à conserver l'énergie sous forme d'un champ magnétique généré par la circulation d'un courant électrique dans une bobine. Ces bobines sont généralement réalisées en matériau supraconducteur pour éviter la dissipation de cette énergie.
- **Stockage électrochimique** : Dans le cas du stockage électrochimique, l'énergie électrique est conservée sous une forme chimique. Le stockage s'effectue grâce à des réactions électrochimiques qui consistent à faire circuler des ions et des électrons entre deux électrodes. Le stockage électrochimique tire profit du fait que l'énergie électrique et chimique partage le même vecteur qui est l'électron. Cet avantage permet de limiter les pertes liées à la conversion de l'énergie d'une forme à une autre.

I.8.3. Technologies de stockage

Le stockage de l'énergie électrique se réfère à un processus de sa conversion à partir d'un réseau d'alimentation électrique en une autre forme d'énergie qui peut être stockée pour effectuer la transformation inverse en cas de besoin. En différenciant le stockage à grande échelle (quelques MWh pour une centrale) de celui à petite échelle (quelques dizaines Wh) pour un système sur un site isolé.

I.8.3.1. Stockage à grande échelle

Il est destiné à un fonctionnement au niveau du réseau ou de systèmes de production intermittente de « grande puissance » : éoliens, photovoltaïques, houlomoteurs... Actuellement, on préfère souvent maintenir en chauffe des centrales thermiques que d'investir dans des systèmes de stockage.

- **Stockage gravitaire hydraulique**

L'eau entre deux réservoirs à des hauteurs différentes (dénivelé h), est soit pompée ou soit actionne des turbines **Figure (I.22)**. L'énergie stockée W (en J) se calcule par :

$$W = mgh \quad (I.1)$$

Où m est la masse d'eau (en kg) et $g = 9,81 \text{ m.s}^{-2}$ est l'accélération de la pesanteur.

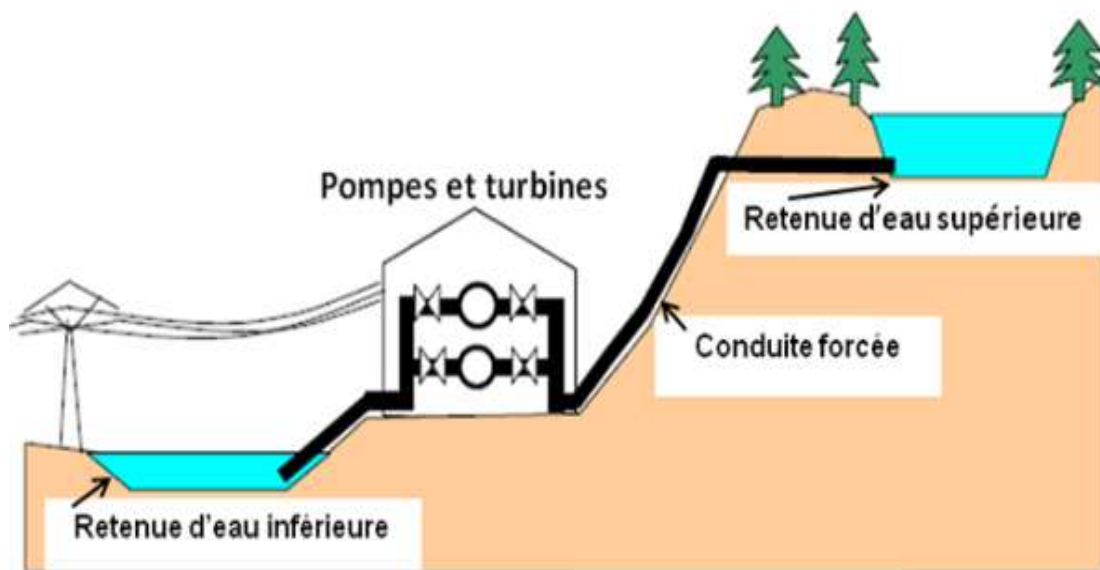


Figure (I.22) : Stockage gravitaire hydraulique [28].

- **Batteries**

Dans une batterie au plomb-acide ou au nickel-cadmium, les réactions électrochimiques créent des composés solides qui sont stockés directement sur les électrodes où ils se sont formés. La masse qu'il est possible d'accumuler localement est forcément limitée. Mais pour contourner cette limitation, des batteries dites à circulation d'électrolyte ont été conçues **Figure (I.23.a)**. Les composés chimiques responsables du stockage de l'énergie sont liquides et restent en solution dans l'électrolyte. Les électrolytes utilisés sont à base de ZnBr (zinc-brome), NaBr (sodium-brome), VBr (vanadium-brome) et PSB (Bromure de polysulfure)

Depuis 1998, les batteries permettant le stockage à grande échelle sont de type sodium-soufre car elles sont moins polluantes et plus robustes **Figure (I.23.b)** [29].

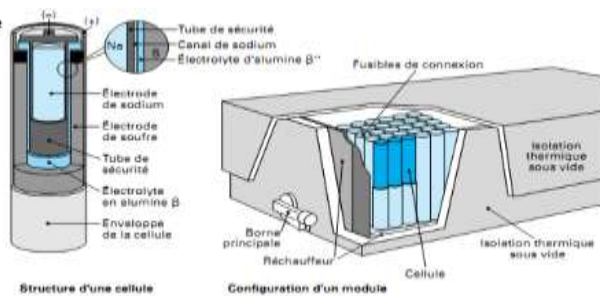
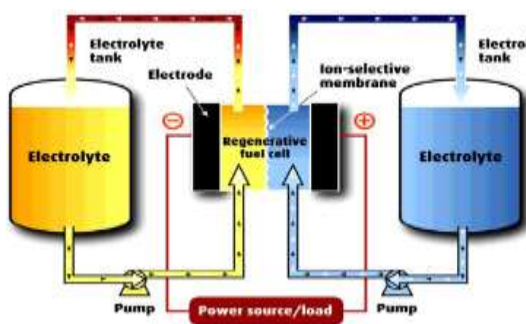


Figure (I.23.a) : Schéma de batterie à circulation.

Figure (I.23.b) : Schéma batterie sodium soufre.

- **Air comprimé**

Quand la demande d'électricité est faible, les systèmes existants utilisent d'anciennes mines de réservoirs et un ensemble moteur-générateur-turbine.

Quand le sel comme demande d'électricité est important, l'air comprimé en caverne est utilisé pour faire tourner une turbine couplée à un alternateur produisant de l'électricité **Figure (I.24)**.

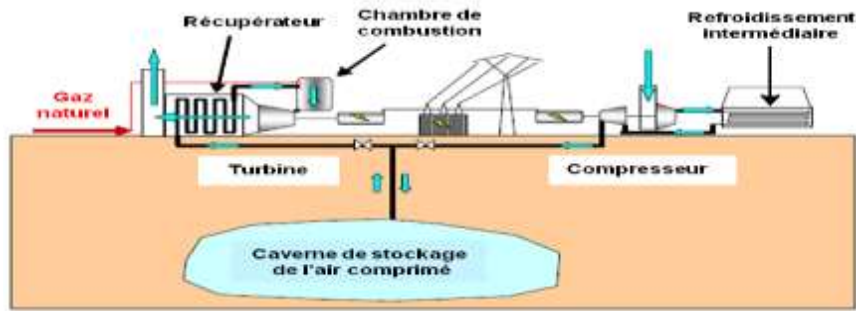


Figure (I.24) : Stockage mécanique par air comprimé [28].

I.8.3.2. Stockage à petite échelle

Il est particulièrement destiné à répondre à des applications stationnaires (alimentation électrique sans coupure possible, stockage pour pallier localement l'intermittence d'une source d'énergie renouvelable) ou des applications mobiles (transports, télécommunication...), de quelques centaines de W à quelques kW.

- **Volants d'inertie**

L'énergie peut être stockée sous forme d'énergie cinétique d'un dispositif en forme de roue tournant autour de son axe central, comme indique dans la **Figure (I.25)**.

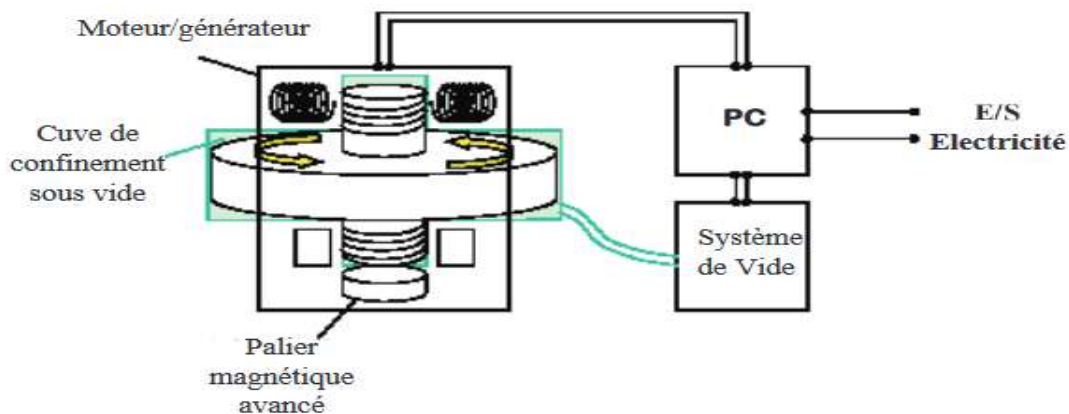


Figure (I.25) : Schéma de principe d'un Volant d'inertie.

- **Les accumulateurs électrochimiques**

Principe :

Les accumulateurs sont constitués de deux électrodes, l'une positive (la cathode) et l'autre négative (l'anode) séparée par un électrolyte **Figure (I.26)**. Aux deux interfaces interviennent des réactions électrochimiques d'oxydation ou de réduction des matières actives des électrodes. On désigne par cellule deux électrodes plongées dans un électrolyte [20].

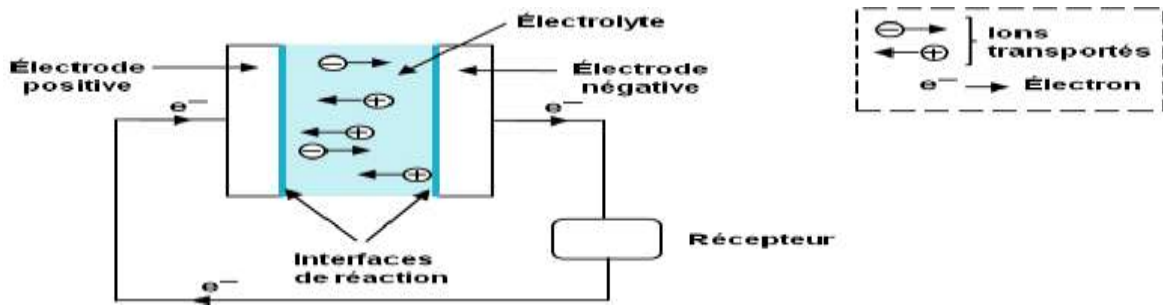


Figure (I.26) : Principe d'un accumulateur électrochimique.

I.8.3.3. Le stockage électrostatique

- Super-condensateurs (super capacitors)

Certains systèmes permettent de stocker directement l'énergie sous forme électrique. Il s'agit principalement des super-condensateurs, composants électriques constitués de deux armatures conductrices stockant des charges électriques opposées. Ils sont capables de délivrer une forte puissance pendant un temps très court. A la différence des batteries électrochimiques, ils peuvent se décharger en un temps de l'ordre de la seconde ou moins avec un rendement compris entre 80% et plus de 90%. Toutefois, ces dispositifs ne stockent pas de grandes quantités d'énergie. Les super-condensateurs ont des applications dans le domaine des transports terrestres. Ils assurent notamment l'arrêt et le redémarrage à un feu rouge (stop and go).

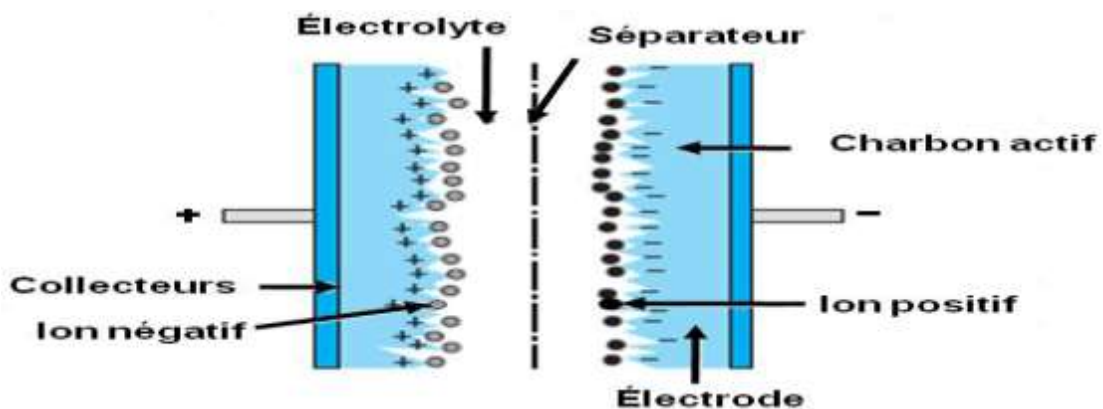


Figure (I.27) : Schéma d'un super-condensateur.

Chapitre I Etat de l'art sur les systèmes de génération décentralisée et micro-réseaux

I.9.Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté des généralités sur la production décentralisée (ses différentes technologies) et sur les micros réseaux, ainsi nous avons donné une présentation détaillée des différentes sources d'énergies renouvelables existantes, on a parlé aussi des systèmes hybrides et les différentes formes et technologies de stockage. Un état de l'art de ces différents éléments a été fait dans ce chapitre afin de comprendre leur fonctionnement.

Nous avons constaté que l'avantage principal de l'utilisation des sources renouvelables dans la construction d'un système décentralisé peut aider à résoudre plusieurs problèmes qui apparaissent au niveau de l'impact de l'utilisation des ressources classiques sur l'environnement, et la production décentralisée permet aux communautés et aux entreprises de produire leur propre électricité, réduisant ainsi la dépendance aux centrales électriques centralisées et augmentant l'indépendance énergétique.

Dans le chapitre qui suivra on passe aux stratégies de contrôle des micro-réseaux ainsi les différentes techniques de commande d'une installation à énergie renouvelable pour la gestion de l'efficacité énergétique.

Chapitre II

Commande d'un système à énergie renouvelable

II.1. Introduction

Le contrôle des systèmes à énergie renouvelable est essentiel pour garantir leur efficacité et leur stabilité. Dans ce chapitre, nous explorons les différentes méthodes de contrôle utilisées dans les micro-réseaux, y compris le contrôle hiérarchique qui implique plusieurs niveaux de contrôle interne, primaire, secondaire et tertiaire, pour assurer un fonctionnement optimal du système. Nous abordons également les techniques d'optimisation telles que le contrôle prédictif ainsi que les méthodes déterministes et heuristiques pour l'optimisation des systèmes électriques. En outre, nous discutons des stratégies de contrôle puissance-fréquence (Pf) et puissance-tension (QV) pour la régulation active et réactive de la tension et de la puissance.

II.2. Stratégies de contrôle des micro-réseaux

Les micro-réseaux bénéficient souvent d'une stratégie de contrôle avancée destinée à améliorer leurs performances. Ces stratégies sont basées principalement sur une structure hiérarchique constituée de quatre niveaux de contrôle, niveau-zéro, primaire, secondaire et tertiaire comme illustré dans la **Figure (II.1)** [5].

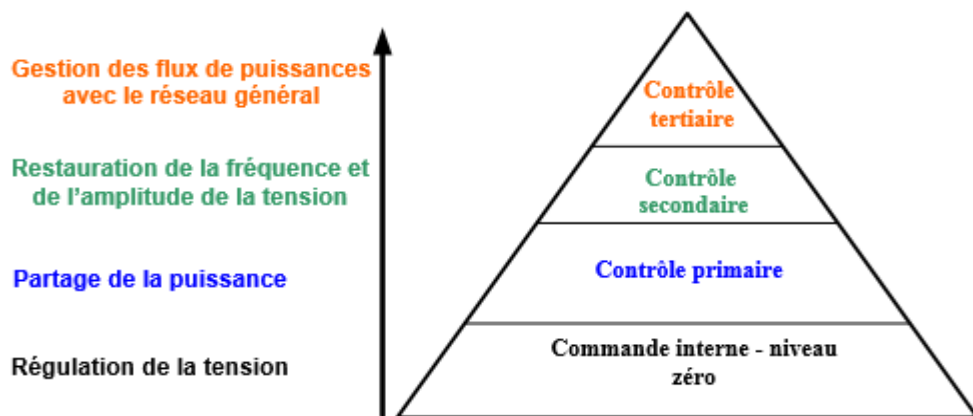


Figure (II.1) : Stratégie de contrôle hiérarchique

II.2.1. La commande interne

Ce niveau de contrôle est utilisé pour assurer la régulation de la tension et du courant à la sortie de chaque générateur distribué (DG). Il utilise des mesures locales et ne nécessite pas de communication entre les différents DG.

L'objectif de ce contrôle est d'assurer le suivi de l'onde tension de référence, une tension sinusoïdale de fréquence et d'amplitude fixe indépendamment des charges installées et suivant les normes internationales IEEE Std 1547-2018. La tension à la sortie doit être contrôlée afin de minimiser son contenu harmonique en présence des charges non linéaire et de réduire le déséquilibre introduit en présence d'une charge déséquilibrée ou l'impact occasionné par la déconnexion accidentelle de l'une des phases.

II.2.2 Le contrôle primaire

Ce niveau de contrôle est dédié à la gestion de la répartition des charges et des flux des puissances actives et réactives entre les différentes unités interconnectées de génération distribuée. Ce contrôle permet en effet de déterminer la tension de référence à appliquer sur chaque générateur distribué à partir des mesures locales sur les puissances actives et réactives à la sortie de chaque unité. Il permet de résoudre le problème de la disparité physique entre les générateurs distribués, amortir les régimes de transition lors de la connexion et la déconnexion des générateurs et éviter l'apparition de courants de circulation qui peuvent amener le système à l'instabilité. Ce niveau de contrôle engendre de légères variations sur la fréquence et sur l'amplitude de la tension, d'où la nécessité du contrôle secondaire.

II.2.3 Le contrôle secondaire

Le contrôle secondaire est destiné à assurer la restauration de la fréquence et de l'amplitude de tension à leurs valeurs nominales. En effet, lors de l'application du contrôle primaire pour bien partager les puissances, la fréquence et l'amplitude des tensions de références de chaque unité de génération varient suivant les lois de statisme utilisées. Ces variations engendrent une déviation du point de fonctionnement du système de sa position nominale et peuvent dépasser les marges admissibles instaurées par les standards internationaux, c.à.d. une marge de 2% pour la fréquence et une marge de 5% pour l'amplitude de tension (Norme NF EN 50160). Le contrôle secondaire agit afin de rétablir les valeurs nominales de la fréquence et de l'amplitude de tension en utilisant les informations collectées à travers l'utilisation de moyens de communications entre les différentes unités de génération distribuée. La compensation des écarts produits par le contrôle primaire est donc assurée par le niveau supérieur de contrôle dont l'architecture est illustrée par la **Figure (II.2)**. Il est important de mentionner que ce niveau de contrôle hiérarchique est conçu pour avoir une réponse dynamique plus lente que celle du contrôle primaire ; ce qui justifie qu'une analyse dynamique découplée des boucles de contrôle primaire et secondaire facilite leurs conceptions individuelles [13] [5].

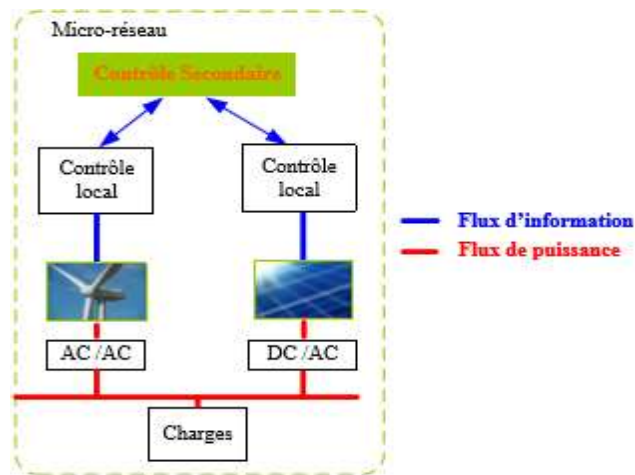


Figure (II.2) : Principe du contrôle secondaire [5]

II.2.4 Le contrôle tertiaire

Ce type de contrôle est appliqué principalement sur les micro-réseaux et les générateurs distribués connectés au réseau de distribution. Il nécessite des dispositifs et des stratégies de communication (centralisés ou décentralisés) pour contrôler les flux des puissances entre le micro-réseau d'une part et le réseau de distribution d'autre part. Ce contrôle correspond au plus haut niveau hiérarchique et fonctionne avec une dynamique très lente. Il est appliqué principalement pour les systèmes connectés au réseau de distribution. Ce niveau de contrôle permet aussi, en fonction des objectifs économiques, d'assurer un fonctionnement optimal du micro-réseau et de gérer les flux de puissance entre le micro-réseau et le réseau principal. Dans le mode connecté au réseau, le flux d'énergie peut être géré en ajustant l'amplitude et la fréquence des générateurs distribués [13] [5]. La **Figure (II.3)** illustre le principe du contrôle tertiaire dans un micro-réseau.

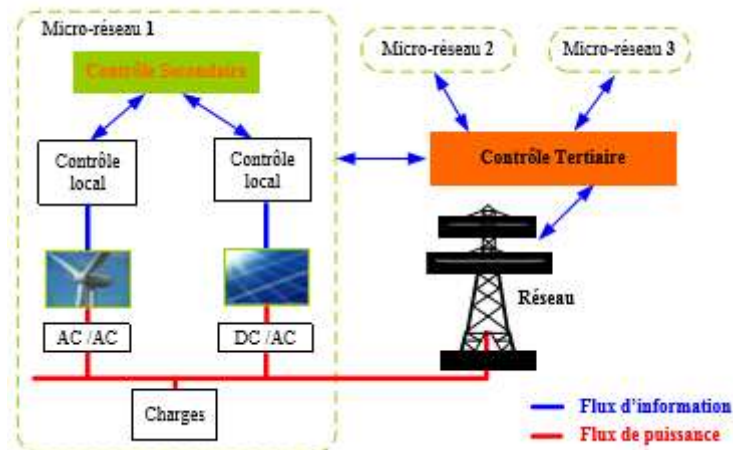


Figure (II.3) : Principe du contrôle tertiaire [5]

II.3. Commande prédictive

La commande prédictive fait partie de l'ensemble des techniques de commandes avancées apparues récemment dans le domaine de l'Automatique afin de répondre à un réel besoin du monde industriel en termes de performances élevées des boucles d'asservissement des systèmes industriels complexes. Ces performances doivent être atteintes tout en respectant des contraintes de fonctionnement et de production toujours plus élevées [30].

II.3.1. Principe de base de la commande prédictive

L'idée de base est d'utiliser la connaissance issue du modèle pour envisager divers scénarios de fonctionnement du procédé dans le futur et de choisir le meilleur en fonction des

objectifs à atteindre. Pour ce faire la stratégie de commande prédictive s'articule autour des points suivants :

- a. un objectif de fonctionnement désiré pour le procédé,
- b. un modèle du procédé à commander,
- c. un problème d'optimisation traduisant le premier point,
- d. une méthode de résolution pour le problème d'optimisation aboutissant aux commandes à appliquer au procédé.

On peut encore mieux préciser le principe de base en expliquant le rôle de chacun des éléments, ce qui fait l'objet des points suivants. [31]

a. Objectif de fonctionnement

C'est la problématique posée par l'utilisateur du procédé qui doit être traduite en un problème de commande. A partir du cahier des charges, cela permet de spécifier :

- L'objectif qui peut être :
 - d'optimiser un critère de performance lié à des critères économiques : augmenter le rendement, diminuer les pertes de matières premières, etc.
 - d'assurer la poursuite d'une trajectoire de référence en sortie du procédé. C'est un problème assez répandu et cela traduit les performances souhaitées du procédé en boucle fermée, en termes de rapidité et de précision. L'objectif peut aussi correspondre à un comportement optimal vis-à-vis de la qualité du produit à élaborer.
- Les contraintes de fonctionnement que doivent respecter certaines grandeurs physiques :
 - les actionneurs sont généralement limités en amplitude. Ils peuvent l'être aussi en vitesse et en accélération.
 - Certaines grandeurs du procédé, mesurées sous-estimées, doivent rester dans une zone de fonctionnement. Elles peuvent être liées à :
 - La qualité du produit (tolérance sur l'épaisseur d'une feuille de papier par exemple),
 - L'environnement (concentration de polluant inférieure à une norme par exemple),
 - La sécurité (température inférieure à un maximum par exemple).

b. Modèle

C'est la traduction de l'évolution du comportement du procédé. La modélisation peut se faire selon deux méthodes [31] :

b.1. Modélisation phénoménologique : modèle de connaissance

Il s'agit ici de tenir compte des phénomènes physiques mis en jeu. On fait alors intervenir des bilans d'énergie, de population, de masse, etc. Le modèle est dans ce cas rarement simple en termes d'entrée-sortie. Il est principalement non linéaire, décrit par un ensemble d'équations différentielles avec seulement la variable temps comme variable indépendante. Ce modèle est décrit par des équations aux dérivées partielles dès lors que l'on

considère des évolutions spatio-temporelles pour des grandeurs physiques du procédé. La complexité du modèle dépend alors des exigences de description souhaitées mais surtout du niveau de finesse exigé pour le comportement désiré du système.

b.2. Modèle de comportement global entrée-sortie :

A partir d'un modèle de type boîte noire, choisi a priori, il s'agit ici d'effectuer une estimation de ses paramètres. Ceux-ci sont déterminés en fonction de données expérimentales d'entrée-sortie. Par ailleurs, il peut être très difficile, voire impossible de mettre en équation le comportement de certains systèmes, ceux-ci étant plutôt nombreux.

Le choix de la méthode se fait bien sûr en fonction de la précision des objectifs à atteindre et des informations disponibles.

c. Problème d'optimisation

Le problème d'optimisation est la traduction mathématique des objectifs de contrôle du procédé sous les contraintes de fonctionnement. En toute généralité, il s'agit d'optimiser (minimiser le plus souvent) une fonctionnelle J (le critère de performance, également appelé fonction coût) dépendant :

- Des variables manipulables de commande représentées par le vecteur $u(t)$ indépendant des variables d'espace μ ,
- Des grandeurs du système (le vecteur d'état $x(\mu, t)$, le vecteur de sortie $y(t)$),
- D'un comportement désiré $c(t)$ (profils variables, consignes, constantes, etc.).

Cela peut se traduire sous la forme :

$$\min_{x \in K} \{ J(u) = \int_Q g(u(t), y(t), x(\mu, t), c(t)) dQ \} \quad \dots \text{ (II.1)}$$

Pour un système continu, toutes ces grandeurs dépendent du temps et de la (ou des) variable(s) spatiale(s); de sorte qu'en général, Q est un cylindre de base l'espace et de longueur le temps de prédiction.

L'ensemble K est défini par la vérification des contraintes, y compris celles concernant le modèle d'évolution du système.

Il est évident qu'une telle forme est difficilement exploitable pour l'étude mathématique et même pour la résolution tout court : c'est un problème d'optimisation en dimension infinie.

Une forme plus simple est généralement utilisée dans le cadre de la commande prédictive. Cette simplification, ou approximation, est faite à deux niveaux :

- L'argument $u(t)$, fonction continue est ramenée :
 - Soit en une suite d'arguments $u(t_k)$ pris à des instants t_k connus, $k = 1, 2, \dots < \infty$.
 - Soit en une fonction polynomiale du temps avec un nombre fini de coefficients qui sont alors les arguments à déterminer :

$$U(t) = \sum_{i=1}^{i=n} a_i t^i \quad (\text{II.2})$$

- Le cylindre Q est ramené en une succession d'éléments élémentaires (spatiotemporels, dans le cas de systèmes pour lequel les objectifs traduisent des comportements spatio-temporels désirés) ou seulement en segments successifs du temps. La somme continue devient alors une somme discrète :

$$\int_Q dQ = \sum_{Q_i}(\cdot) \Delta Q_i \quad (\text{II.3})$$

Le problème d'optimisation est ainsi ramené à un problème plus classique d'optimisation en dimension finie, pour lequel les résultats et les outils existent en grand nombre.

En ayant adopté cette démarche, deux concepts s'introduisent naturellement dans la commande prédictive :

- La longueur des suites d'arguments, c'est-à-dire l'horizon de commande N_c ,
- La longueur sur laquelle est évalué le critère de performance, c'est-à-dire l'horizon de prédiction N_p .

Le problème de commande revient dès lors à déterminer la séquence des N_c commandes qui permet de minimiser le critère de performance choisi tout en assurant une vérification des contraintes. L'allure de chacune des commandes peut être **Figure (II.4)**.

- à déplacements multiples **Figure (II.4)**, en haut):une séquence de N_c commandes est appliquée de l'instant présent k jusqu'à la fin de l'horizon de commande, c'est-à-dire à $k + N_c$. Ensuite, les commandes appliquées jusqu'à la fin de l'horizon de prédiction $k + N_p$ sont prises égales au dernier élément de la séquence,
- à déplacement unique (figure II.4, au milieu), c'est-à-dire $N_c = 1$, c'est donc un cas particulier du point précédent,
- décrite dans une base de fonctions **Figure (II.4)**, en bas) telle que donnée par l'expression (2).

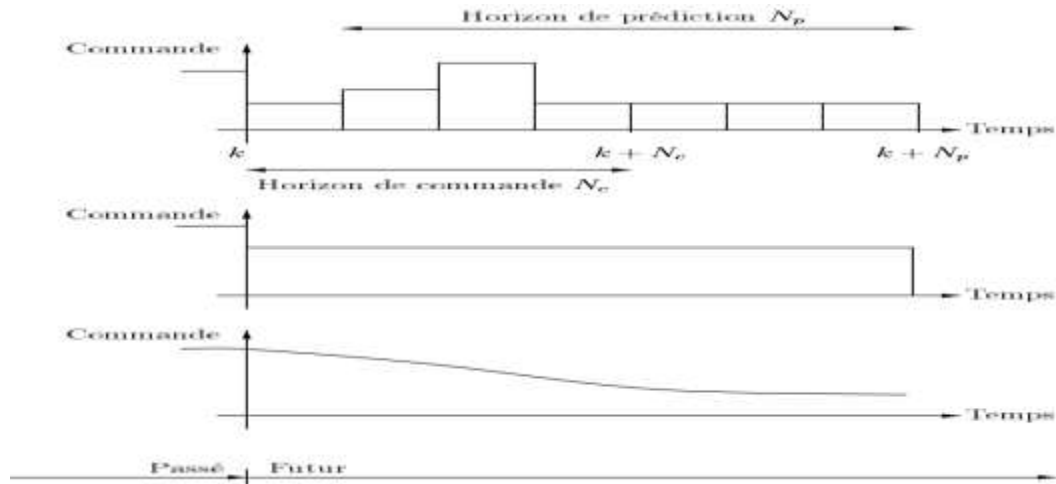


Figure (II.4) : Diverses formes de loi de commande

d. Méthode de résolution

Sous la forme précédente, le principe de la commande prédictive revient à optimiser le critère de performance à chaque instant (à chaque période d'échantillonnage) et à déterminer la meilleure séquence de N_c commandes sur l'horizon de prédiction N_p . Finalement, la première composante de la séquence de commande solution sera appliquée à la prochaine période d'échantillonnage et la résolution recommence en prenant compte des nouvelles mesures actualisées du procédé.

La répétition de cette procédure à chaque période confère à la méthode une approximation du temps continu infini par un horizon fini que l'on dira fuyant ou glissant. Dans le cas de la poursuite de trajectoire de référence, le schéma qui résume ceci est le suivant :

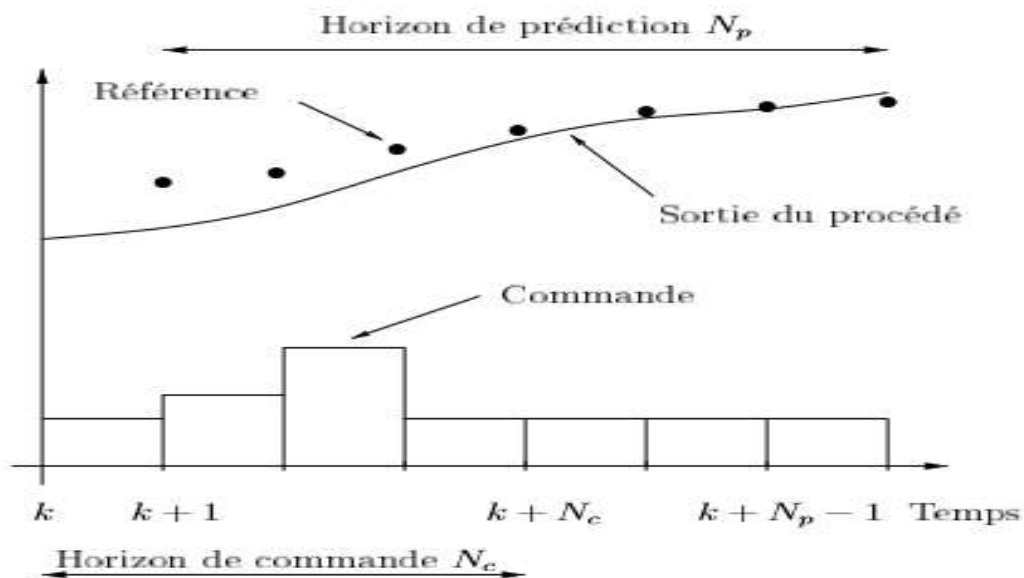


Figure (II.5) : Poursuite de trajectoire de référence par aspect prédictif

II.4 Les techniques d'optimisation dans la commande de la gestion de l'énergie

II.4.1 Les méthodes déterministes

Cette catégorie de méthode d'optimisation combine diverses techniques de résolution de problèmes qui n'utilisent pas un concept aléatoire. Il peut être divisé en deux catégories principales [32] :

- Les méthodes directes : Se servent d'hypothèses sur la fonction objective à optimiser. Par exemple, la fonction peut être continue et dérivable en tout point de l'espace de recherche. On peut ainsi calculer la direction de descente de la plus forte pente pour orienter la recherche.
- Les méthodes indirectes : utiliser des principes mathématiques pour résoudre des systèmes d'équations linéaires et non linéaires, avec ou sans contraintes, etc.

II.4.2 Méthodes Heuristiques

II.4.2.1 La méthode de Hooke et Jeeves

Dans la méthode Hooke-Jeeves (1960), une combinaison de mouvements exploratoires et de mouvements heuristiques est effectuée de manière itérative, chaque itération de cette méthode se décompose en deux étapes [30] :

- Une étape exploratoire consiste à se déplacer dans les directions de base, afin de valoriser la fonction objective.
- Une étape qui introduit un "Déplacement de la recherche de modèle" qui vise à faire une projection selon les deux derniers vecteurs qui ont amélioré la fonction de la cible.

La méthode converge rapidement quand la vallée est assez rectiligne, mais elle est plus lente (voire pas du tout) lorsqu'elle est pliée. Pendant la phase exploratoire, les variables sont examinées en permanence dans un ordre fixe. Ainsi, cette méthode est mieux adaptée aux problèmes dans lesquels les variables de décision sont indépendantes les unes des autres. Cependant, la phase d'exploration se concentre sur les directions initiales des variables.

II.4.2.2 Méthode de Rosenberg

La méthode de Rosenberg, également connue sous le nom de "rotation de coordonnées", l'exploration est indépendante des directions initiales. Il s'agit d'une méthode itérative divisée en deux étapes itératives [32] :

- La première étape consiste à explorer la réalisation d'améliorations successives à travers des tendances distinctes, une étape globale visant à construire une nouvelle base en direction de deux sorties consécutives.
- La vitesse approximative de la méthode dépend du choix de la règle de départ. De plus, cela nécessite de reconstruire une nouvelle règle à chaque itération, ce qui rend la méthode coûteuse lorsque la taille du vecteur des variables de décision est grande.

II.4.3 Les Méthodes Analytiques

II.4.3.1 La méthode de Newton-Raphson

La méthode généralisée de Newton-Raphson, également connue sous le nom de technique de quasi linéarisation, est utilisée pour résoudre des équations différentielles non linéaires.

Cette technique s'est avérée être un outil efficace pour la résolution numérique des problèmes de valeurs limites dans les équations différentielles ordinaires non linéaires. Il est démontré que cette technique est tout aussi efficace pour traiter les équations différentielles particulières paraboliques non linéaires. Dans un exemple numérique, seules quelques itérations sont nécessaires pour cette technique par rapport aux 25 itérations requises par la méthode convergente du premier ordre habituellement utilisée. [32]

Celle - ci démarre d'un point initial x_0 et calcule le nouveau point par la relation :

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f(x_k)}{f'(x_k)} \quad (\text{II.4})$$

Où :

(x_k) : est l'estimation actuelle de la racine.

$f(x_k)$: est la valeur de la fonction à l'estimation actuelle.

$f'(x_k)$: est la dérivée de la fonction à l'estimation actuelle.

Le principal inconvénient de cette méthode est qu'elle nécessite une fonction objectif qui est doublement reconnaissable, comme $\forall x_k \quad f'(x_k) > 0$. Cependant, elle est particulièrement utile lors de l'optimisation d'une fonction localement convexe.

II.4.3.2 Méthode Quasi- Newton

La méthode de Quasi-Newton est une méthode d'ordre 1 qui tente d'approximer successivement la méthode de Newton. Il s'agit de trouver une approximation matricielle approximative pour chaque occurrence sans compter la dérivée seconde ni ou l'inverse de la dernière. Étant donné l'expansion de la série de Taylor à l'ordre 1 pour le vecteur de gradient spécifié dans le paragraphe précédent autour du point x_k .

$$g^{(k+1)} = g^{(k)} + H^k(x_{k+1} - x_k) \quad (\text{II.5})$$

II.4.4 Les méthodes méta-heuristiques

Les métas heuristiques sont des cadres généraux permettant de construire des heuristiques pour les problèmes d'optimisation combinatoire et globale.

La méta heuristique est un algorithme aléatoire qui progresse de manière optimale en échantillonnant une fonction objective. Il s'agit également d'une méthode générale qui peut

traiter un large intervalle de problèmes différents, sans nécessiter de modifications majeures de l'algorithme utilisé. [32]

II.4.4.1 L'algorithme génétique

L'AG est largement utilisée dans les systèmes électriques. Le point fort de la méthode des algorithmes génétiques est qu'elle n'a pas de contrainte différentiable, et qu'elle réalise facilement la recherche de solutions optimales à partir de la situation globale. Mais l'expérience montre que la diversité des individus est tombante au fur et à mesure de l'évolution de la colonie, des solutions optimales faciles à obtenir localement, et la capacité de recherche locale est faible.

L'AG est une technique de recherche stochastique qui conduit un ensemble de population dans l'espace des solutions évoluées en utilisant les principes de l'évolution génétique qui commence par la génération aléatoire de la population initiale, puis la sélection, le croisement et les opérations de mutation sont précédées jusqu'à ce que la fonction d'aptitude converge vers un maximum ou le nombre maximum de générations est atteint.

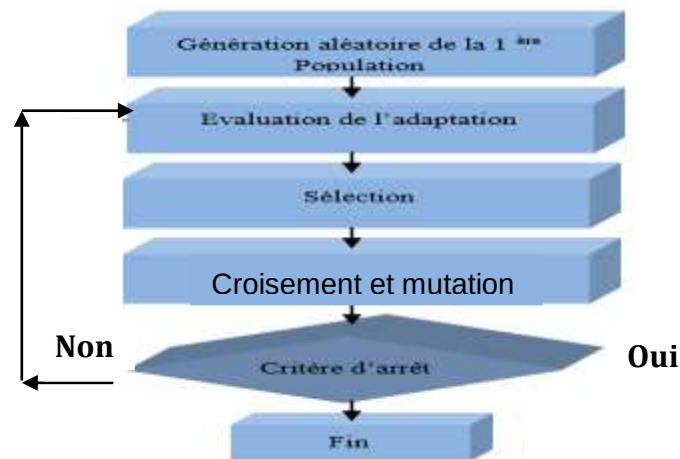


Figure (II.6) : Organigramme de l'algorithme génétique [32]

L'algorithme génétique est basé sur 3 tapes essentielles :

a- La sélection : La sélection est une composante essentielle des AG, jouant un rôle important notamment dans la résolution des problèmes d'optimisation difficiles. La sélection consiste à sélectionner un individu au sein de la population puis à le recopier dans la nouvelle population. La sélection est effectuée au moyen d'une fonction d'adaptation (fonction d'aptitude) qui est calculée pour chaque individu de la population. La probabilité de reproduire ou de sélectionner un individu dépend directement de la valeur de sa fonction objective.

b- L'opération de croisement : Crossover est un opérateur de recombinaison. Son objectif est d'enrichir la diversité de la population en traitant les composants des individus (chromosomes).

c- La mutation : La mutation aura lieu après avoir effectué le crossover. La descendance issue du crossover est modifiée de manière aléatoire par l'opération de mutation. La mutation joue un double rôle : elle effectue une recherche locale et assure en outre une recherche aussi globale que locale, en fonction du poids et du nombre des bits déplacés ; de plus, elle garantit mathématiquement que l'optimum global peut être atteint.

II.4.4.2 Optimisation par Essaim de Particules

L'optimisation par essaim de particules (PSO) est née en 1995 aux États-Unis sous le nom de Particule Swarm Optimisation (PSO). Cet algorithme s'inspire des grands regroupements de comportements d'animaux tels que des nuages épais d'oiseaux, des bancs de poissons et des essaims de criquets. Un essaim est constitué d'un ensemble de particules, où chaque particule représente une solution potentielle et est dotée de certaines capacités :

- Capable d'estimer la qualité de sa position et de garder en mémoire ses meilleures performances, peut consulter ses congénères (les plus proches) et obtenir de chacun d'eux sa meilleure position.
- Peut choisir le meilleur des meilleurs postes dont elle a la connaissance.
- Ayant également une vitesse aléatoire, elle peut modifier cette vitesse en fonction de cette information et de ses propres données et se déplace en conséquence.

L'algorithme de base de PSO peut être facilement formulé et programmé. Les particules sont distribuées aléatoirement dans l'espace de recherche de la dimension D , et chacune d'entre elles a sa propre position X_i^k et sa vitesse dans l'itération k . Chaque particule se souvient de sa propre meilleure position trouvée jusqu'à présent dans l'exploration. Cette position est appelée "meilleure position" et est indiquée par p_{best} dans l'équation (II.6). Le concept de base de la technique PSO consiste à accélérer chaque particule vers ses lieux de p_{best} et g_{best} à chaque pas de temps. [32]

De plus, parmi ces p_{best} , il n'y a qu'une seule particule qui a la meilleure position, appelée la meilleure globale, qui est indiquée par g_{best} dans l'équation (II.6).

La vitesse modifiée de chaque particule peut être calculée en utilisant la vitesse actuelle et la distance de p_{best} et g_{best} selon (II.6). Les positions sont modifiées selon (II.7).

$$v_{id}^{k+1} = w^k \cdot v_{id}^k + c_1 \cdot rand_1 \cdot (pbest_{id} - x_{id}^k) + c_2 \cdot rand_2 \cdot (gbst_d - x_{id}^k) \quad (II.6).$$

$$x_{id}^{k+1} = x_{id}^k + v_{id}^{k+1} \quad (II.7).$$

Où :

$-rand_1, rand_2$: Nombres uniformément aléatoires entre 0 et 1.

$-v_{id}^k$: Vitesse du courant de l'individu i dans la dimension d à l'itération k .

$-v_{id}^{k+1}$: Vitesse de l'individu i dans la dimension d à l'itération $k+1$.

$-x_{id}^k$: Position actuelle de l'individu i dans la dimension d à l'itération k .

$-x_{id}^{k+1}$: Position de l'individu i dans la dimension d à l'itération $k+1$.

$-pbest_{id}$ Dimension d de la $pbest$ de l'individu i .

$-gbest_d$: Dimension d de $gbest$ de l'essaim.

$-c_1$ et c_2 : la pondération de l'accélération stochastique qui tire chaque particule vers

$pbest$ et $gbest$ (c_1 un paramètre déterminant l'influence de la composante cognitive et c_2 un paramètre déterminant l'influence de la composante sociale.).

$-w^k$: le paramètre d'inertie.

II.4.5. Optimisation par programmation dynamique

II.4.5.1 Principe général

La Programmation Dynamique (PD) est une méthode pour résoudre des problèmes complexes en les décomposant en sous-problèmes plus faciles à résoudre de façon optimale. Concrètement, cela signifie que l'on va pouvoir déduire la solution optimale d'un problème en combinant les solutions optimales d'une série de sous problèmes. Les solutions des problèmes sont étudiées 'de bas en haut', c'est-à-dire qu'on calcule les solutions des sous-problèmes les plus petits pour ensuite déduire les solutions de l'ensemble. Ainsi, un problème avec n variables peut être résolu par programmation dynamique en déduisant n problèmes avec une seule variable.

La programmation dynamique est très utile pour résoudre des problèmes qui exigent une séquence de décisions dépendantes et déductives entre elles. A chaque étape, les décisions possibles sont évaluées comme étant la somme du coût présent et du coût futur attendu et donc supposé connu. La résolution par programmation dynamique nécessite donc une récurrence inverse [33], [34].

Le principe est présenté sur la **Figure (II.7)** et repose sur deux calculs essentiels :

- Les équations dynamiques discrétisée du système permettant de déterminer l'état :
$$x(t) = f(x(t), u(t), t) \quad (\text{II.8}).$$
- Une fonction coût qui pour chaque étape sera de nature additive.

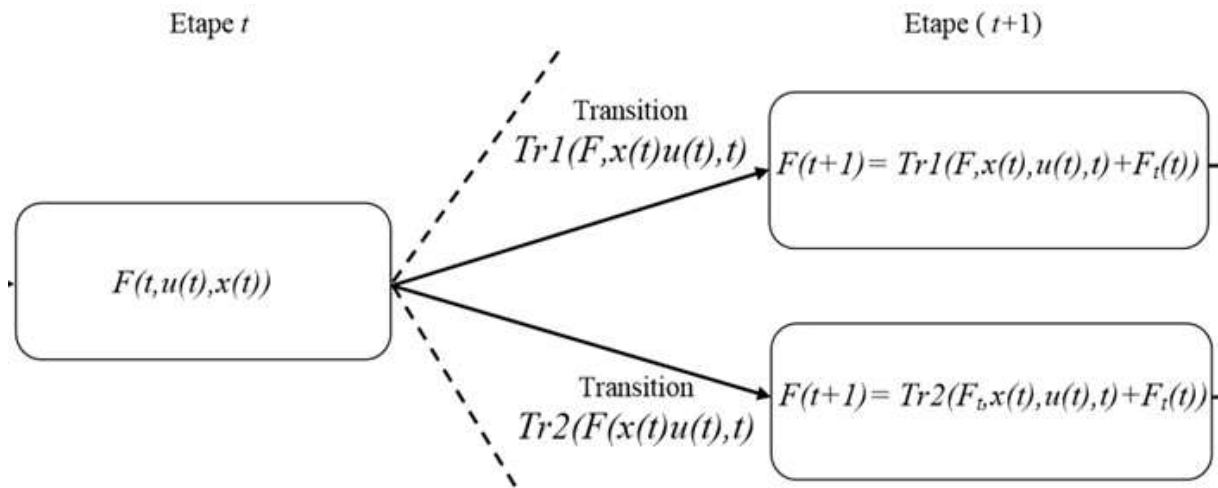


Figure (II.7) : Principe de la programmation dynamique

A chaque étape t , plusieurs solutions permettent de satisfaire les contraintes et sont distinguées entre elles par un coût défini mathématiquement à l'étape t par une fonction $F_t(t, u(t), x(t))$ des variables d'état ($x(t)$), des variables de commande ($u(t)$) et des contributions des décisions antérieures (on peut aussi les appeler coûts accumulés).

Le principe de base de la programmation dynamique est de minimiser (ou maximiser) la somme de tous les coûts (contributions) accumulés lors des passages entre étapes sur un horizon donné.

II.5. Commande d'un système à une source (GPV)

II.5.1. Optimisation de la puissance des modules PV :

II.5.1.1. Définition de la MPPT

Comme le nom indique, l'MPPT (Maximum Power Point Tracking en Anglais) est un principe permettant de suivre le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire.

En conséquence, pour un même éclairement, la puissance délivrée sera différente selon la charge. Un contrôleur MPPT permet donc de piloter le convertisseur statique reliant la charge et le panneau photovoltaïque de manière à fournir en permanence le maximum de puissance à la charge à chaque instant. [35]

II.5.1.2. Principe de la Recherche du MPP :

La **figure (II.8)** représente le schéma de principe d'un convertisseur MPPT classique. La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique (CS), à l'aide d'un signal électrique approprié, pour tirer le maximum de puissance que le GPV peut fournir. L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le MPP.

En général, il est basé sur la variation du rapport cyclique du CS en fonction de l'évolution des paramètres d'entrée de ce dernier (I et V et par conséquent de la puissance du GPV) jusqu'à se placer sur le MPP. Plusieurs algorithmes sont disponibles. [36]

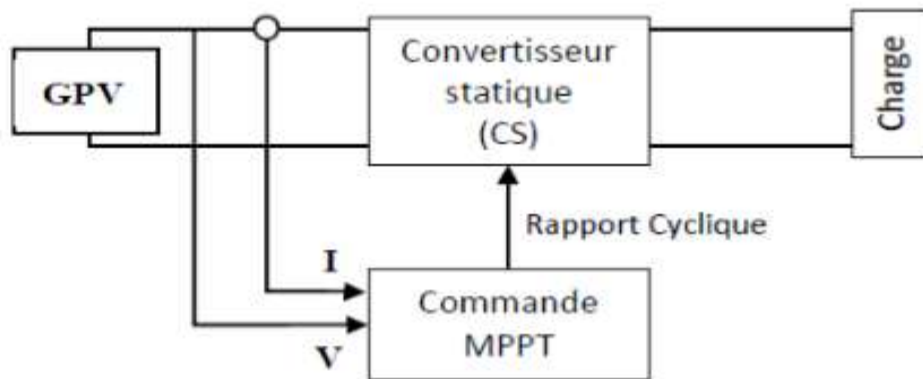


Figure (II.8) : Chaîne de conversion d'énergie PV

Parmi des techniques de la MPPT, on a choisi les méthodes les plus utilisées dans la littérature :

- Méthode Perturbation and Observation (P&O).
- Méthode Incremental Conductance (INC).

II.5.1.3. Différents types de commandes MPP

a) La méthode de Perturbation et observation (P&O)

C'est la méthode la plus répandue dans le domaine MPPT vu la simplicité de son principe et la facilité de son implémentation. Elle est basée, comme son nom l'indique, sur l'introduction d'une perturbation sur le système et l'observation de son impact sur le changement de la puissance de sortie du panneau.

La perturbation du système est introduite par l'augmentation ou la diminution de la tension de panneau (V_{PV}) en agissant directement sur le rapport cyclique (d) du convertisseur DC-DC.

L'observation de la puissance permet ensuite de prendre une décision sur la prochaine perturbation à introduire, s'il y'a eu une augmentation de la puissance, la perturbation continue dans le même sens, sinon elle sera inversée.

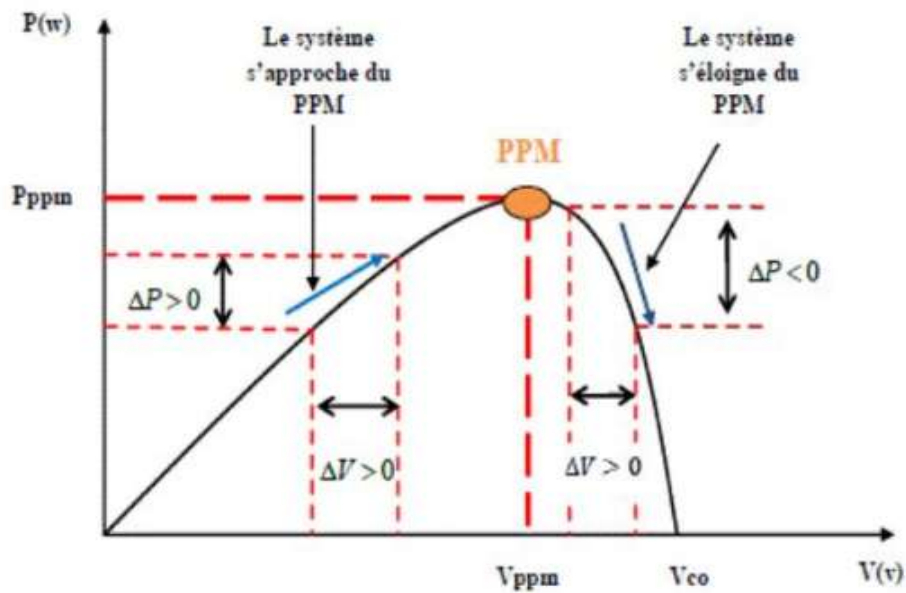


Figure (II.9) : Caractéristiques de fonctionnement de l'Algorithme P&O.

Cette courbe montre que si la puissance augmente la perturbation va continuer dans le même sens sinon la perturbation sera inversée :

$\Delta P > 0$ perturbation dans le même sens

$\Delta P < 0$ perturbation dans le sens inverse

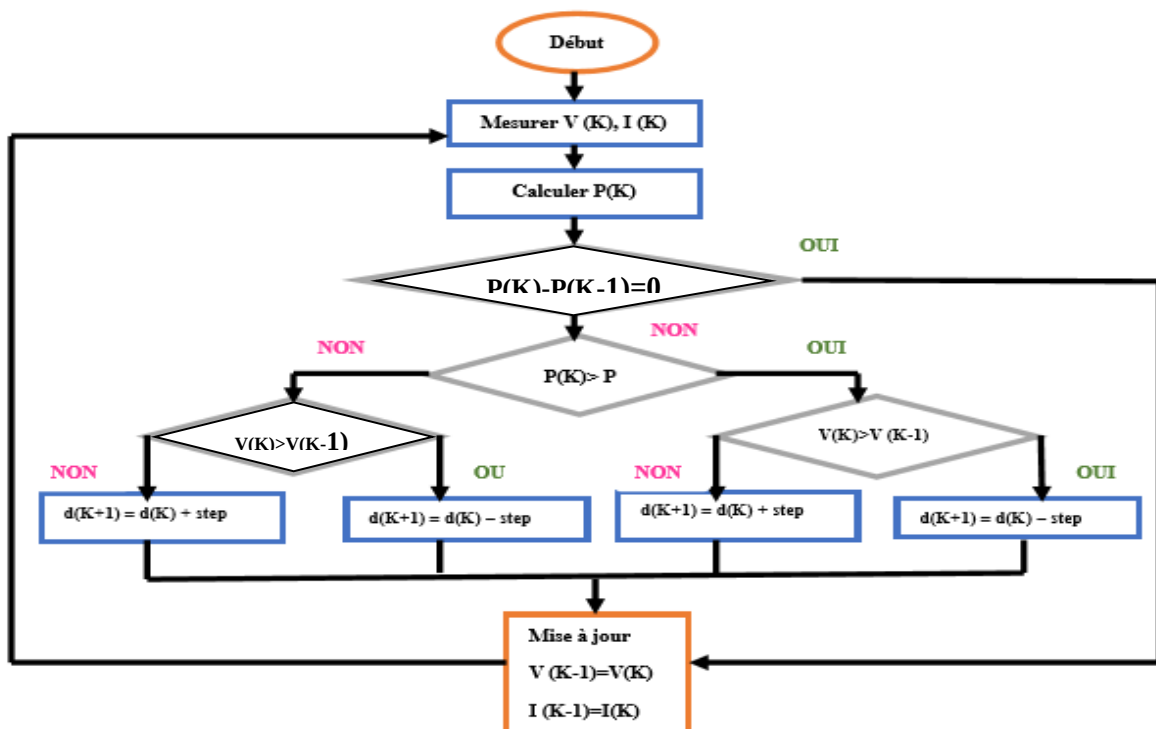


Figure (II.10) : Organigramme de la méthode P&O [35]

À chaque cycle, V et I sont mesurés pour calculer $P(k)$. Cette valeur de $P(k)$ est comparée à la valeur $P(k-1)$ calculée à l'itération précédente.

Comme le montre la **figure (II.11)**, les entrées du système MPPT sont les ΔV et ΔP calculées à partir des signaux $P(k)$, $P(k-1)$, $V(k)$ et $V(k-1)$, les signes de ces deux entrées sont exploités pour savoir dans quelle position de la courbe on se trouve.

Si une augmentation brutale de l'ensoleillement est produite on aura une augmentation de la puissance du panneau, l'algorithme précédent réagit comme si cette augmentation est produite par l'effet de la perturbation précédente, alors il continue dans la même direction qui est une mauvaise direction, ce qui fait qu'il s'éloigne du vrai point de puissance maximale. Ce processus continue jusqu'à la stabilité de l'ensoleillement, moment où il revient vers le vrai point de puissance maximale.

Ceci cause un retard de réponse lors des changements soudains des conditions de fonctionnement et des pertes de puissance.

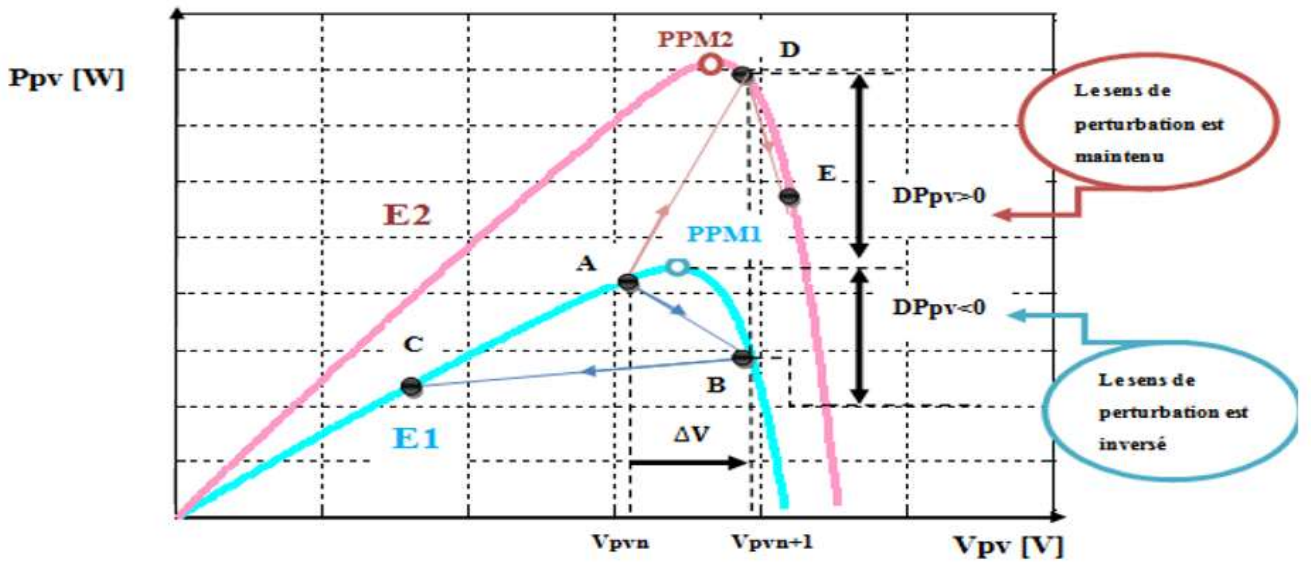


Figure (II.11) : Effet d'une augmentation soudaine de l'ensoleillement sur la MPPT

Le principe de la méthode P&O consiste à perturber la tension V_{pv} du générateur d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte.

$$V(k) = V(k-1) + \Delta V \times \text{Sign}\left(\frac{dP}{dV} \middle| V_k - 1\right) \quad (\text{II.9})$$

Un test est effectué sur $\Delta V_{pv}(k) = V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)$ et la décision est alors prise sur la prochaine valeur du $V_{pv}(k)$:

- Si $\Delta V_{pv}(k) > 0$ cela veut dire qu'on a incrémenté V durant le dernier cycle c'est à-dire $d=d+step$.
- Si $\Delta V_{pv}(k) < 0$ cela veut dire qu'on a décrémenté V durant le dernier cycle c'est à-dire $d=d-step$. [8]

b) L'algorithme de conductance incrémentielle (CI).

L'algorithme par incrémentation de conductance (Incond en anglais) se base sur l'égalité à zéro de la dérivée de la puissance du générateur photovoltaïque par rapport à sa tension, dans cet algorithme, la puissance de sortie du générateur photovoltaïque est calculée en fonction de la tension V, du courant I, et leur différences respectives dV et dI, comme le montre les équations suivantes : [37]

La puissance du GPV est donné par

$$P = V.I \quad (II.10)$$

La dérivée $\frac{dP}{dV}$ est donnée par :

$$\frac{dP}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (II.11)$$

$$\frac{1}{V} \frac{dP}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \quad (II.12)$$

On peut définir la conductance de la source par $G = \frac{I}{V}$ et la conductance incrémentale par :

$$\Delta G = \frac{dI}{dV} \quad (II.13)$$

En partant sur le fait que la tension du générateur photovoltaïque est toujours positive, alors le MPP sera :

-Atteint : si la conductance de la source G est égale à sa conductance incrémentale (ΔG) avec un signe moins.

-A gauche : si la conductance de la source G est inférieure à sa conductance incrémentale (ΔG) avec un signe moins.

-A droite : si la conductance de la source G est supérieure à sa conductance incrémentale (ΔG) avec un signe moins comme suit :

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} > 0 \text{ si } \frac{I}{V} > -\frac{dI}{dV} \\ \frac{dP}{dV} = 0 \text{ si } \frac{I}{V} = -\frac{dI}{dV} \\ \frac{dP}{dV} < 0 \text{ si } \frac{I}{V} < -\frac{dI}{dV} \end{cases} \quad (\text{II.14})$$

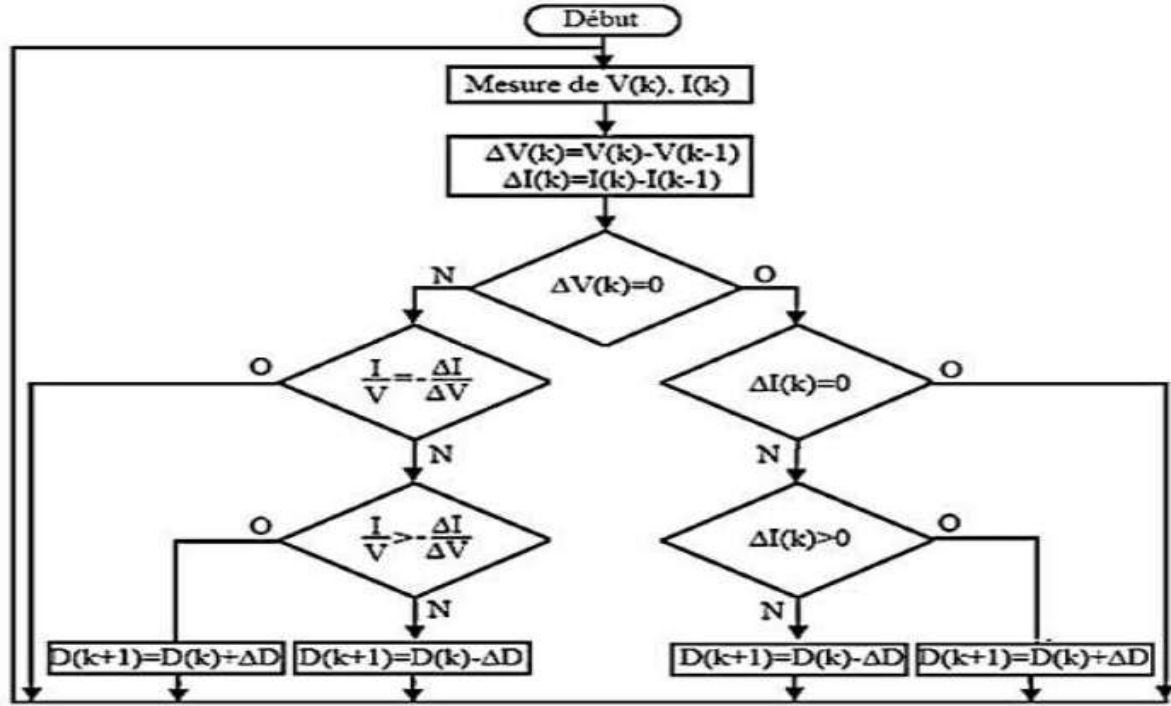


Figure (II.12) : Algorithme conductance incrémentale.

Pratiquement, cette technique présente d'importantes oscillations autours du point de puissance maximale en vue de remplir la condition $\frac{dP}{dV} = 0$. Ce qui rend l'algorithme de la conductance incrémentale (Incond en anglais) plus complexe que celui de la Perturbation et Observation (P&O) [37].

II.6 Commande d'un système à deux source (GPV /diesel)

II.6.1 Optimisation énergétique d'une centrale hybride PV/Diésel :

L'optimisation énergétique d'une centrale hybride PV/Diésel a pour objectif de satisfaire trois exigences importantes dans le système, soit [38] :

1. La somme des puissances de sortie de chaque générateur en fonctionnement, doit être égale à une puissance demandée (référence).
2. d'extraire le maximum de puissance du système PV, tant que la matière primaire de cette source (solaire) est gratuite.
3. De maintenir la tension du bus AC stable (réseau électrique).

En effet la puissance fournie par le système PV est considérée comme une source non contrôlable (une perturbation) et la puissance fournie par les générateurs Diésel est considérée comme source contrôlable.

La somme des puissances de sortie de chaque générateur en fonctionnement, doit être égale à une puissance de référence que l'on s'est engagé à fournir à un réseau pour chaque période. Alors, l'optimisation énergétique recherchée du système se résume à la résolution du système suivant :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{i,t} U_{i,t} = PD_t \Rightarrow P_{PV,t} + P_{GD,t} = PD_t \quad (\text{II.15})$$

Avec les contraintes

t : (Temps en heures).

$P_{i,t} U_{i,t}$: Puissance fournie par l'unité i à l'heure t .

PD_t : Représente la demande prévue des charges à une heure quelconque t .

$P_{GD,t}$: Puissance électrique produite par les générateurs diesel à l'heure t .

$P_{PV,t}$: Puissance électrique produite par le générateur PV à l'heure t .

II.6.2 Optimisation économique d'une centrale hybride PV/Diésel :

Elle regroupe les coûts initiaux, les coûts actualisés d'opération et de maintenance du système sur une période donnée ou sur toute la durée de vie du système. L'actualisation de ces coûts est faite selon qu'il s'agisse des opérations courantes (coût d'opération et de maintenance des groupes diesels et coût de maintenance des modules PV) ou non courantes (coûts de remplacement des générateurs diesels, des onduleurs) [38] [39].

II.7. Drops méthode

II.7.1 Droop Control

Le contrôle droop est une méthode simple et la plus souvent utilisée, notamment pour les systèmes de stockage comme les batteries, et permettant de réguler la tension de sortie d'un convertisseur via la mesure du courant ou de la puissance en sortie de ce dernier. Le contrôle droop est très utilisé dans les micro-réseaux afin de pouvoir, par exemple, mettre des batteries en parallèle comme à la **figure (II.13)**. De manière générale, il est déconseillé de mettre des sources en parallèle dans un micro-réseau sans moyen de contrôle de la tension de sortie. Dans ce cas, la source ayant la plus forte tension va alors prendre le dessus sur les autres et fournir tout le courant. S'il n'y a pas de charge connectée sur la même ligne, alors le courant sortant de la source dominante va aller directement dans les autres sources, amenant de possibles dégradations de matériel.

Il est donc très important de pouvoir réguler la tension de sortie des convertisseurs pour pouvoir les mettre en parallèle.

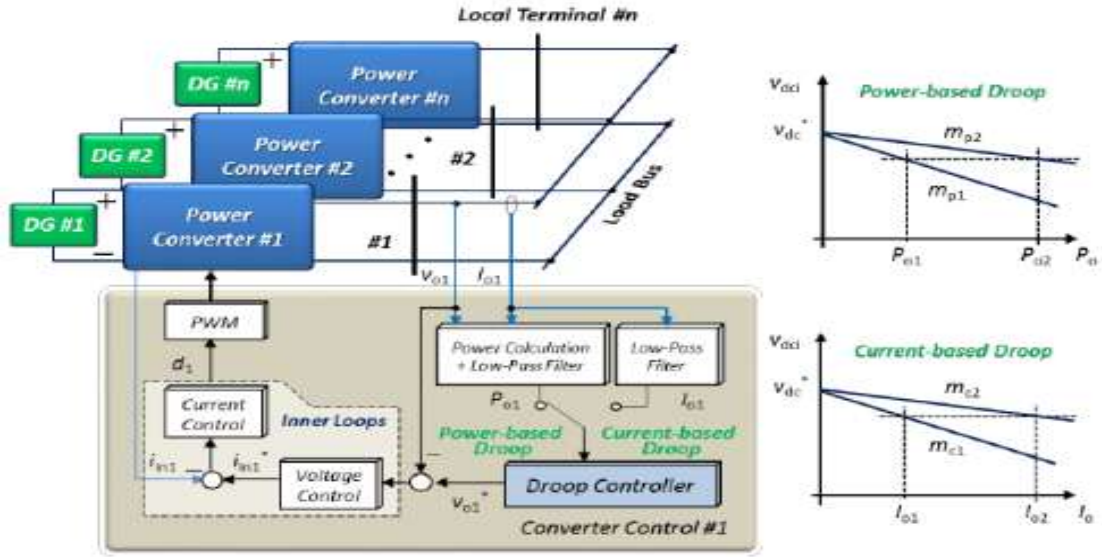


Figure (II.13) : Diagramme du contrôle d'un convertisseur dans un micro-réseau

DC [40]

Le calcul de la tension de sortie de référence v^*_{DCi} du convertisseur "i" se fait avec la mesure du courant de sortie ou la mesure de la puissance de sortie P_{oi} via les équations suivantes :

$$v^*_{DCi} = v^*_{DC} - m_p \cdot P_{oi} \quad (\text{II.16})$$

$$v^*_{DCi} = v^*_{DC} - m_c \cdot i_{oi} \quad (\text{II.17})$$

Où les coefficients m_p et m_c sont appelés les droop coefficients. La valeur de ce coefficient peut être fixe ou variable. On parlera alors de linear droop control. On peut également, comme dans la **figure (II.13)**, avoir plusieurs droop coefficients en fonction du mode dans lequel on se trouve. On parlera alors d'adaptive droop coefficient.

II.7.2 Méthodes de contrôle du statisme

La méthode de contrôle du statisme est la plus largement utilisée dans les systèmes d'énergie photovoltaïque pour permettre le partage automatique de la charge entre différents systèmes photovoltaïques distribués et pour étendre la plage de fonctionnement des puissances active (P) et réactive (Q) d'un onduleur donné [41] [42]. La méthode nécessite une puissance active (P) et une puissance réactive (Q) à mesurer afin de faire chuter la fréquence (f) et la tension

(V) de sorte que l'onduleur imite le comportement d'un générateur synchrone. Une tension de puissance réactive (Q-V) le contrôle du statisme est utilisé pour contrôler l'amplitude de la tension du point de couplage commun (PCC) tandis qu'une fréquence d'alimentation active (P-f), le contrôle du statisme est utilisé pour contrôler la fréquence du système en mode îloté [41]. Pour faciliter l'analyse, nous considérons un générateur synchrone à deux bus connecté à un réseau de transport haute tension (HT), comme indiqué dans **figure (II.14)**.

La puissance produite au terminal du générateur est exprimée en :

$$P = \frac{E}{R^2 + X^2} [XV \sin \delta + R(E - V \cos \delta)] \quad (\text{II.18})$$

$$Q = \frac{E}{R^2 + X^2} [-RV \sin \delta + X(E - V \cos \delta)] \quad (\text{II.19})$$

Où δ est l'angle de la tension.

Les réseaux HT ayant une réactance élevée (X) et une faible résistance de ligne (R), et donc le rapport $\frac{X}{R}$ est élevé. La résistance de ligne peut être ignorée et les équations (II.18) et (II.19) réduites à :

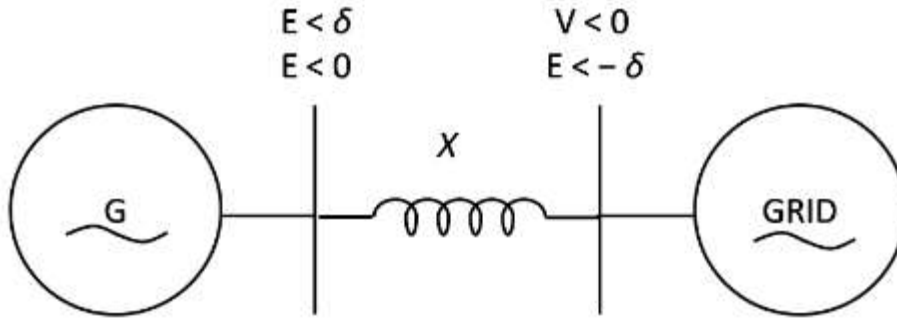


Figure (II.14) : Générateur connecté au réseau.

$$P = \frac{VE \sin \delta}{X} \quad (\text{II.20})$$

$$Q = \frac{E^2 - VE \cos \delta}{X} \quad (\text{II.21})$$

Généralement, δ est très petit (zéro) et donc $\cos \delta = 1$ et $\sin \delta \cong \delta$.

Les équations (II.20) et (II.21) peuvent donc être davantage simplifiées [43] :

$$\delta \approx \frac{PX}{VE} \quad (\text{II.22})$$

$$E - V \approx \frac{QX}{E} \quad (\text{II.23})$$

La puissance réactive (Q) peut donc être contrôlée par la différence de tension entre (E) et (V), et la puissance active (P), par l'angle de tension (δ). L'angle de tension (δ) peut être exprimé en termes de fréquence angulaire (ω) (radians/seconde), et donc en termes de fréquence électrique f(Hertz) comme suit [43] :

$$\delta = \int \Delta \omega dt = \int \Delta \int_{2\pi}^1 dt \quad (\text{II.24})$$

La relation décrite ci-dessus permet un partage automatique de la charge entre de nombreux générateurs synchrones (SG) lorsqu'elle est combinée avec le contrôle du statisme (Pf), comme indiqué dans la **figure (II.15.a)** [43] [44], un changement de charge entraînera une variation de fréquence à la borne de chaque (SG). La puissance active circulera des régions de fréquence plus élevée vers les régions de fréquence plus basse. Les variations de fréquence au sein du réseau finiront par dériver vers une valeur moyenne en régime permanent [44]. La nouvelle fréquence en régime permanent sera proportionnelle au changement de puissance, comme indiqué dans **figure (II.15.b)**. [43]

II.7.3 Commandes de l'onduleur

Les onduleurs sont utilisés pour interfacer les réseaux communaux avec les réseaux électriques et peuvent être classés selon les modes de fonctionnement comme onduleurs (PQ) ou (V-F) (également connu sous le nom d'onduleur de source de tension (VSI)). Un onduleur (PQ) contrôle la puissance active (P) et réactif (Q) en ajustant l'amplitude du courant réel et réactif de sortie. Il fonctionne donc comme une source de courant contrôlée en tension [37]. Un onduleur de source de tension contrôle la tension (V) et la fréquence (f) à la borne de sortie, et fonctionne donc comme une source de tension [45]. Le mode de fonctionnement d'un onduleur est choisi en fonction de l'architecture et de la stratégie de contrôle du réseau communal, et peut changer selon que le réseau communal est insulaire ou connecté au réseau. Contrairement aux générateurs synchrones, les onduleurs n'ont pas de rotor et donc pas de connexion naturelle entre fréquence et puissance active. Pour obtenir un fonctionnement stable avec plusieurs systèmes photovoltaïques distribués, les onduleurs sont contrôlés de manière à imiter les caractéristiques des générateurs synchrones avec des commandes de statisme (Pf) et (QV) [46]. Pour un onduleur (PQ), ces statismes sont implémentés comme la fréquence (f) et la tension (V) fonctionne, alors qu'un onduleur (VSI) utilise les puissance active (P) et réactive (Q) [47].

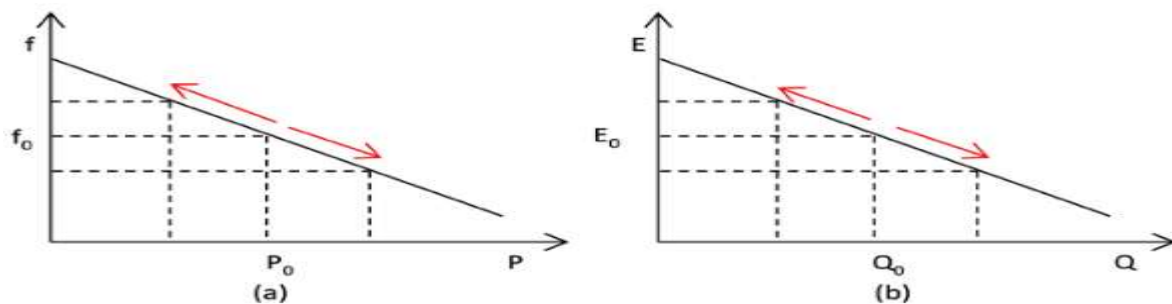


Figure (II.15) : Pf et QV chutent

II.7.3.1. Onduleur PQ avec contrôle de statisme

Contrairement à un générateur synchrone qui utilise la vitesse de son rotor comme entrée de fréquence pour le contrôleur de statisme puissance-fréquence (Pf), un onduleur (PQ) ne règle pas la fréquence, mais mesure plutôt la fréquence du réseau à l'aide d'une boucle à verrouillage de phase (PLL), puis fonctionne à la fréquence mesurée [45] [46]. L'onduleur ajustera sa puissance en conséquence, en comparant la fréquence mesurée à une valeur de référence (fréquence nominale du réseau). Cette relation est modélisée comme suit :

$$P(f) = P_0 - (f_{ensemble} - f)K_f \quad (\text{II.25})$$

Où P_0 est la puissance délivrée par l'onduleur à la fréquence de consigne $f_{ensemble}$ et K_f est le gradient du statisme, qui détermine la quantité de puissance active (P) changera en réponse à un changement de fréquence (f). Lorsqu'un statisme puissance-tension (QV) est utilisé, l'onduleur (PQ) mesure la tension aux bornes et la compare à la valeur de référence. La puissance réactive est ajustée en modifiant la composante réactive du courant de l'onduleur [39]. Cet ajustement de la puissance réactive est exprimé par [45] [46] :

$$Q(V) = Q_0 - (V_{ensemble} - V)K_V \quad (\text{II.26})$$

Où Q_0 est la puissance réactive délivrée/consommée par l'onduleur à la tension de consigne $V_{ensemble}$ et K_V est le gradient du statisme, qui détermine la quantité de puissance réactive (Q) changera en réponse à un changement de tension (V).

II.7.3.2. Onduleur (VSI) avec contrôle de statisme

Un onduleur (VSI) avec contrôle de statisme utilise la puissance active mesurée pour générer la fréquence (VSI) et la puissance réactive mesurée pour générer la tension (VSI) [43]. Il fonctionne ainsi comme un générateur synchrone. Ce processus peut être modélisé par les équations (II.27) et (II.28) ci-dessous [43] :

$$f(P) = (P_0 - P)K_P - V_{ensemble} \quad (\text{II.27})$$

Où K_P est le gradient du statisme, qui détermine dans quelle mesure la fréquence changera en réponse à un changement de puissance (P).

$$V(Q) = (Q_0 - Q)K_q - V_{ensemble} \quad (\text{II.28})$$

Où K_q est le gradient du statisme, qui détermine dans quelle mesure la tension changera en réponse à un changement de puissance réactive (Q). Le contrôle conventionnel du statisme repose sur la nature inductive des lignes de transmission et repose donc sur l'hypothèse que la résistance de la ligne (R) est bien moindre que la réactance (X), c'est à dire, Le rapport $\frac{X}{R}$ et donc le flux de puissance active dépendent principalement de l'angle de tension (δ) [47]. C'est

le cas des lignes haute tension (HT) et moyenne tension (MT), mais ce n'est pas le cas des réseaux basse tension (BT) comme le montre le **Tableau (II.1)**.

Tableau (II.1) : Paramètres de ligne typiques

Type de ligne	R(Ω/Km)	X(Ω/Km)	R.X
Basse tension	0.642	0.083	7.7
Moyenne tension	0.161	0.190	0.85
Haute tension	0.06	0.191	0.31

Pour les systèmes avec réseaux de transport basse tension (BT) et donc la résistance de ligne élevée, le faible rapport provoque un effet de couplage entre la puissance active et réactive, rendant la méthode de contrôle du statisme (QV) inefficace pour obtenir la régulation de tension requise dans de tels systèmes [48]. Une solution à ce problème a été proposée par **(Alatrash)**, dans laquelle un système de contrôle intégrant une réactance virtuelle aux bornes d'un onduleur (VSI) est utilisé [49]. L'idée derrière cette méthode est d'émuler la réactance plus élevée des lignes de distribution moyenne tension (MT) et haute tension (HT). **Abusara** a proposé une stratégie de contrôle qui utilise à la fois une inductance virtuelle pour éliminer les perturbations harmoniques et un filtre d'intégration en temps réel pour éliminer le besoin de mesurer la puissance moyenne [50].

II.7.4 Méthode de contrôle du statisme puissance-fréquence (Pf)

Cette méthode convient aux réseaux présentant des valeurs résistives élevées et une faible réactance, c'est-à-dire un rapport $\frac{X}{R}$ faible. Cela rend l'angle d'impédance égal à zéro donc, d'après l'équation **(II.29)**, la puissance active délivrée par l'onduleur est proportionnelle à la différence de tension ($E_{PV} - V_{th}$) et donc proportionnel à l'onduleur (E_{PV}). La puissance réactive de l'onduleur est proportionnelle à l'angle de différence de phase (ϕ), c'est-à-dire proportionnel à la fréquence (f) du système. Il convient de noter que (ϕ) varie dans une petite fourchette. La puissance active (P) reste constante indépendamment de tout changement dans (ϕ) alors que la puissance réactive (Q) change considérablement avec le changement de (ϕ). D'autre part, (P) augmente considérablement avec l'augmentation de (E_{PV}) alors que (Q) est peu affecté par le changement de (E_{PV}).

$$P = \frac{V_{th}}{Z_{th}} [(E_{pv} \cos \phi - V_{th}) \cos \theta + E_{PV} \sin \theta] \quad (\text{II. 29})$$

II.7.5 Méthode de contrôle de la chute puissance-tension (QV)

Cette méthode convient aux réseaux présentant des apports $\frac{X}{R}$ élevées, c'est-à-dire faible résistance de ligne et réactance élevée et donc l'angle d'impédance (θ) passe à 90° , la puissance réactive de l'onduleur est proportionnelle à la tension de l'onduleur (E_{pv}) et la puissance active est proportionnelle à la fréquence (f). La puissance active (P) change considérablement avec le changement de l'angle de différence de phase (ϕ) alors que la

puissance réactive (Q) reste constante indépendamment de tout changement dans (ϕ). D'autre part, la puissance active (P) change à peine avec le changement *de* (E_{pv}) alors que la puissance réactive (Q) change considérablement avec (E_{pv}).

La méthode de contrôle du statisme (QV) est l'une des méthodes largement utilisées pour la régulation de tension, contrairement à la méthode de statisme (Pf) où une fourniture supplémentaire de puissance réelle est requise, la méthode du statisme (QV) n'a pas besoin d'une telle source d'énergie réelle pour générer la puissance réactive (Q) nécessaire pour la compensation.

II.7.6 Méthode de contrôle de la chute (PQV)

Cette méthode convient aux systèmes avec des impédances de ligne complexes, c'est-à-dire où ni la résistance de ligne ni la réactance ne sont plus significatives les unes que les autres et donc aucune ne peut être ignorée. Dans de tels systèmes, le rapport $\frac{X}{R}$ est proche de l'unité et donc, les méthodes du statisme (Pf) et (QV) ne sont pas suffisantes pour réguler la tension (PCC). Dans ce système, les puissances active et réactive sont simultanément affectées par les changements d'amplitude de tension (E_{pv}) et l'angle de différence de phase (ϕ) étant donné que dans ces systèmes, les puissances active et réactive affectent l'amplitude de la tension, le système peut être représenté par l'équation suivante [51] :

$$V = V_{PCC} - (n_L * P) - j(m_L * Q) \quad (\text{II. 30})$$

Où n_L et m_L sont les coefficients de statisme de la charge électrique tandis que V_{PCC} est la tension avant compensation et est donnée par :

$$V_{PCC} = V_{ref} + (n_d * p.) + j(m_d * Q) \quad (\text{II. 31})$$

Où : n_d et m_d sont les coefficients de puissance active et réactive pour le projet proposé la méthode de statisme (PQV) pendant que V_{ref} est la valeur de référence souhaitée de la tension (PCC).

Conclusion

En conclusion, le contrôle efficace des systèmes à énergie renouvelable est crucial pour garantir leur performance optimale tout en maintenant la stabilité du réseau électrique. Les différentes méthodes de contrôles présentées dans ce chapitre offrent une approche complète permettant d'améliorer l'intégration harmonieuse des sources renouvelables dans les réseaux électriques existants.

CHAPITRE III :

Modélisation et simulation d'un système à énergie renouvelable

III.1. Introduction

Après avoir étudié et cité les différents composants du système de génération décentralisé et micro réseau, nous procédons à sa modélisation et sa simulation.

La Modélisation est particulièrement importante pour la conception de systèmes, elle nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments du système étudié.

Ce chapitre est destiné à la modélisation du fonctionnement des différentes parties constituant notre système afin d'obtenir les différentes caractéristiques du courant, de la puissance en fonction de la tension, ainsi que l'influence des paramètres sur le fonctionnement du système photovoltaïque

La simulation est caractérisée par la conception des systèmes basés sur les diagrammes blocs.

L'environnement MATLAB/Simulink a retenu notre intérêt de la richesse de ses outils de développement et de vérification. L'approche de modélisation et de simulation adoptée est réalisée sous cet environnement en exploitant les différents outils existants.

III.2. Modélisation d'un Générateur Photovoltaïque

Les équations mathématiques développées pour la modélisation de la performance des générateurs PV sont basées sur la caractéristique courant – tension et puissance– tension.

Dans la littérature on trouve de nombreux modèles mathématiques pour représenter le comportement fortement non linéaire d'une cellule photovoltaïque. Cette non-linéarité est due principalement aux jonctions semi-conductrices qui sont à la base de la réalisation des cellules. Ces différents modèles diffèrent par leur nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la tension et du courant de sortie d'une cellule. Ainsi, on trouvera des modèles à une diode ou à deux diodes suivant le nombre de jonction considérés.

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous une tension approximativement égale à 0,5 Volt. Une association en série de plusieurs cellules donne un module et une association en série et/ou en parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque [52].

III.2.1. Module photovoltaïque

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Pour produire davantage de puissance, plusieurs cellules identiques doivent être assemblées afin de créer un module photovoltaïque complet.

III.2.1.1. Association des cellules en série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant. La caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions de toutes les cellules à courant donné.

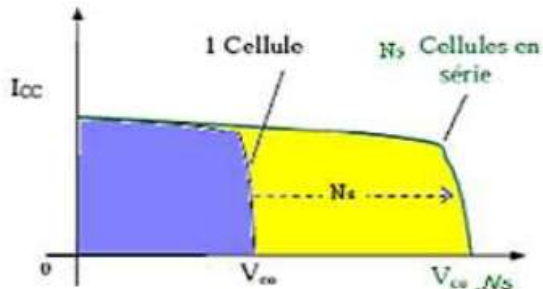


Figure (III.1) : Caractéristique $I = f(V)$ de cellules photovoltaïques associées en série.

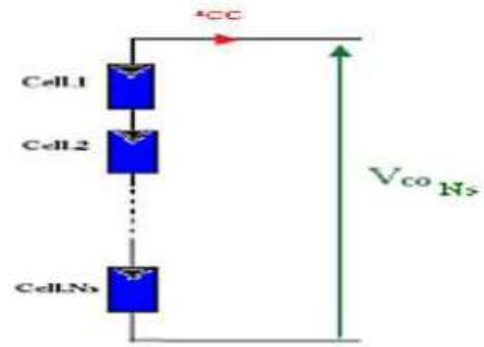


Figure (III.2) : Cellules photovoltaïques associées en série.

$$V_{co}N_{cs} = N_{cs} \times V_{cell} \quad (III.1)$$

Où : N_{cs} est le nombre de cellules en séries

II.2.1.2 Association des cellules en parallèle

Dans un groupement en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension. La caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée.

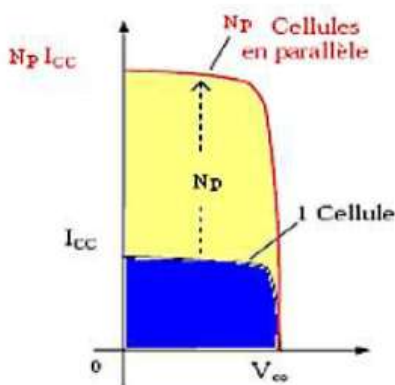


Figure (III.3) : Caractéristique $I = f(V)$ de cellules photovoltaïques associées en parallèle.

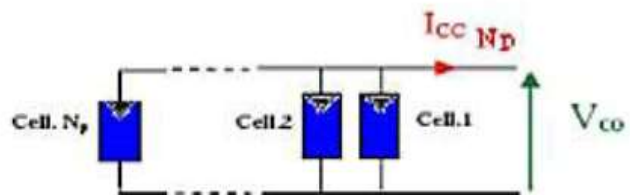


Figure (III.4) : Cellules photovoltaïques associées en parallèle

$$I_{pv}N_{cp} = N_{cp} \times I_{cell} \quad (III.2)$$

Où : N_{cp} Nombre de cellules en parallèles

III.2.2. Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est le résultat de l'association d'un ensemble de modules série/parallèle interconnectés. La puissance d'un générateur photovoltaïque se limite par le poids et la manipulation du module ainsi que son coût très élevé.

Le schéma de l'association des modules série/parallèle est montré dans la figure suivante :

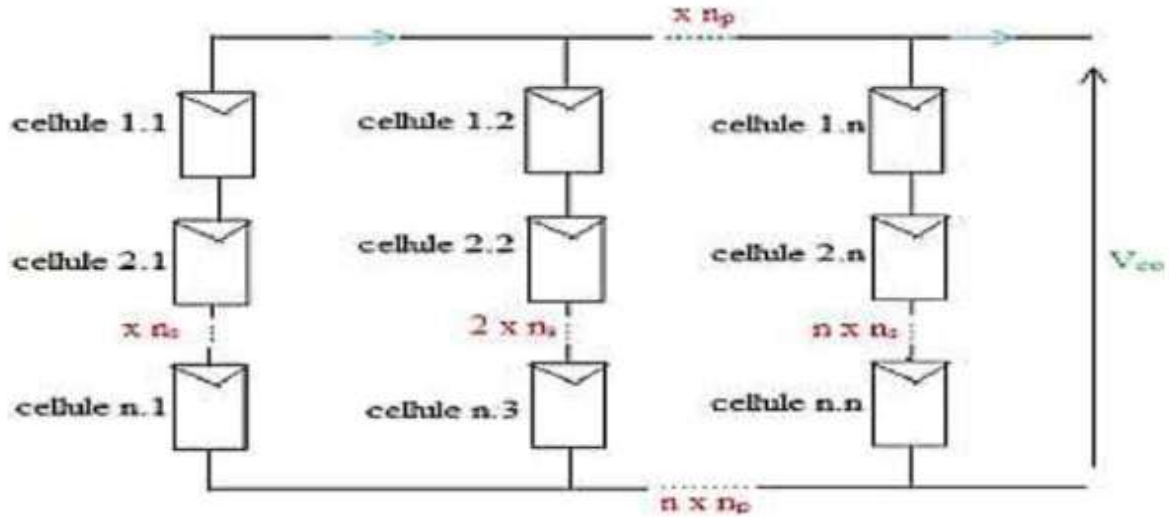


Figure (III.5) : Cellules photovoltaïques associées en série et parallèle.

Après l'association d'un nombre de cellules en série et parallèle, la puissance disponible à la sortie de générateur photovoltaïque est donnée par

$$P_{pv} = V_{pv} \times I_{pv} \quad (III.3)$$

Avec :

P_{pv} : Puissance disponible à la sortie du générateur photovoltaïque

V_{pv} : Tension à la sortie du générateur photovoltaïque

I_{pv} : Courant à la sortie du générateur photovoltaïque

III.2.3. Paramètres de générateur photovoltaïque

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

III.2.3.1. Courant de court-circuit (I_{cc})

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. Dans le cas idéal (R_s nulle et R_{sh} infinie), ce courant se confond avec le photo-courant I_{ph} . Dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l'équation (III.4), on obtient : l'équation (III.5).

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left[e^{\left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{cc})}{AKT} \right)} - 1 \right] - \frac{R_s \cdot I_{cc}}{R_{sh}} \quad (\text{III.4})$$

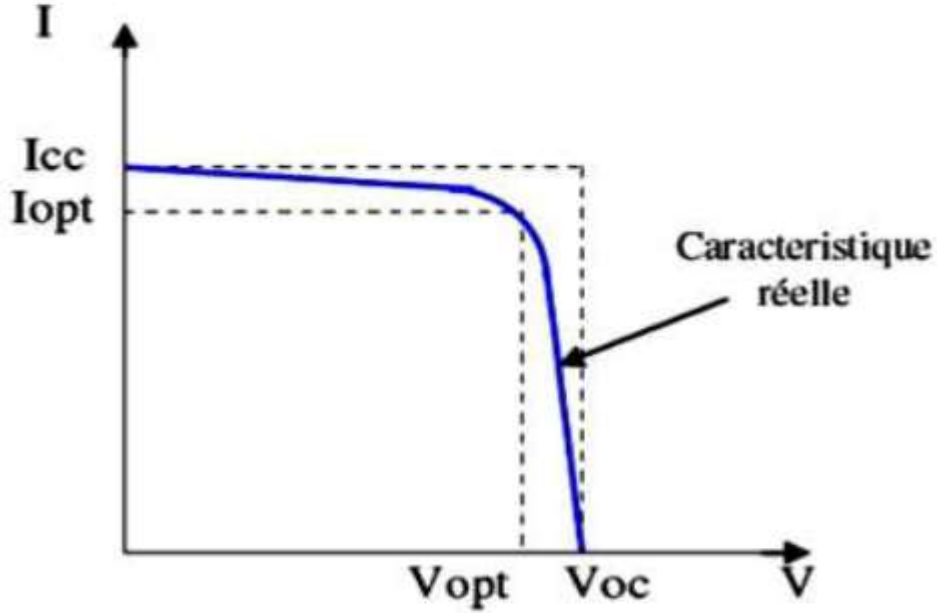


Figure (III.6) : Caractéristique $I = f(V)$ d'un générateur photovoltaïque.

Pour la plupart des cellules (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme $I_s \left[e^{\left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{cc})}{AKT} \right)} - 1 \right]$ devant I_{ph} .

L'expression approchée du courant de court-circuit est alors :

$$I_{cc} = \frac{I_{ph}}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (\text{III.5})$$

Quantitativement, il a la plus grande valeur du courant généré par la cellule (pratiquement $I_{cc} = I_{ph}$).

III.2.3.2. Tension de circuit-ouvert (V_{co})

C'est la tension V_{co} pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul (c'est la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur photovoltaïque) :

$$0 = I_{cc} - I_s \left[e^{\left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{cc})}{AKT} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{III.6})$$

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

$$V_{co} = \frac{KT}{q} \times \ln \left(\frac{I_{cc}}{I_s} + 1 \right) \quad (\text{III.7})$$

III.2.3.3. Rendement énergétique

C'est le rapport entre la puissance électrique maximale fournie par la cellule $P_{max} (I_{opt}, V_{opt})$ et la puissance solaire incidente. Il est donné par

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{inc} S} = \frac{I_{opt} V_{opt}}{P_{inc} S} \quad (III.8)$$

Avec P_{inc} est égale au produit de l'éclairement et de la surface totale des photopiles. Ce paramètre reflète la qualité de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique.

III.2.3.4. Facteur de forme

On appelle facteur de forme FF, dit aussi facteur de courbe ou facteur de remplissage (fill factor), le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule $P_{max} (I_{opt}, V_{opt})$ et le produit du courant de court-circuit I_{cc} par la tension de circuit-ouvert V_{co} (c'est-à-dire la puissance maximale d'une cellule idéale). Le facteur de forme indique la qualité de la cellule ; plus il s'approche de l'unité plus la cellule est performante, Il est de l'ordre de 0.7 pour les cellules performantes ; et diminue avec la température. Il traduit l'influence des pertes par les deux résistances parasites R_s et R_{sh} . Il est défini par

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc} V_{co}} = \frac{I_{opt} V_{opt}}{I_{cc} V_{co}} \quad (III.9)$$

III.2.3.4. Caractéristique Courant-Tension

La **figure (III.7)** représente la courbe $I = f(V)$ d'un module photovoltaïque typique dans des conditions constantes d'irradiation et de température.

L'irradiation standard adoptée pour mesurer la réponse des modules photovoltaïques est une intensité rayonnante de 1000 W/m^2 et une température de 25°C .

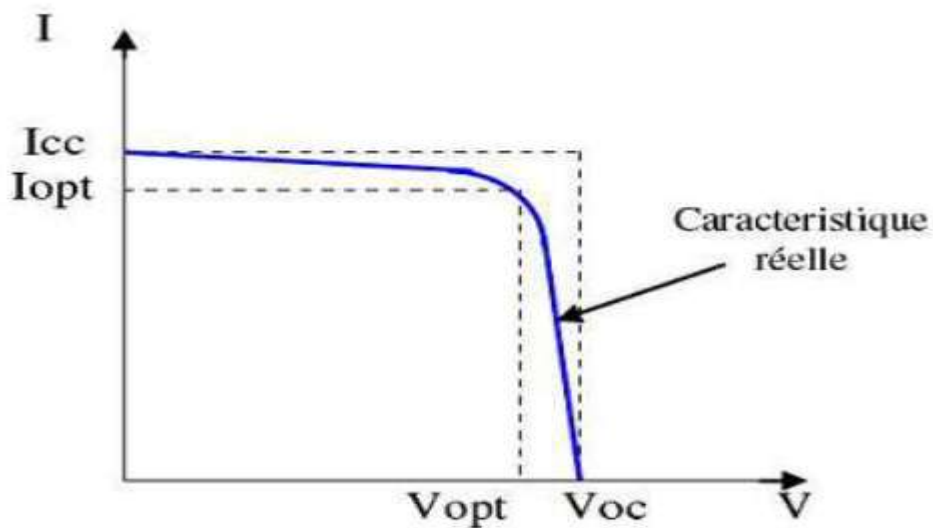


Figure (III.7) : Caractéristique $I = f(V)$ d'un module photovoltaïque. [53]

III.2.4. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Une jonction P-N est créée par la mise en contact d'un semi-conducteur dopé N (donneurs d'électrons) et d'un semi-conducteur dopé P (composé de trous). L'interface entre ces deux régions s'appelle une jonction. La naissance d'une différence de potentiel lorsque les porteurs de charges sont créés dans les environs de la jonction par excitation lumineuse, permet à la cellule de fonctionner comme un générateur électrique quand les deux faces de la cellule sont électriquement reliées à une charge, par exemple une résistance R .

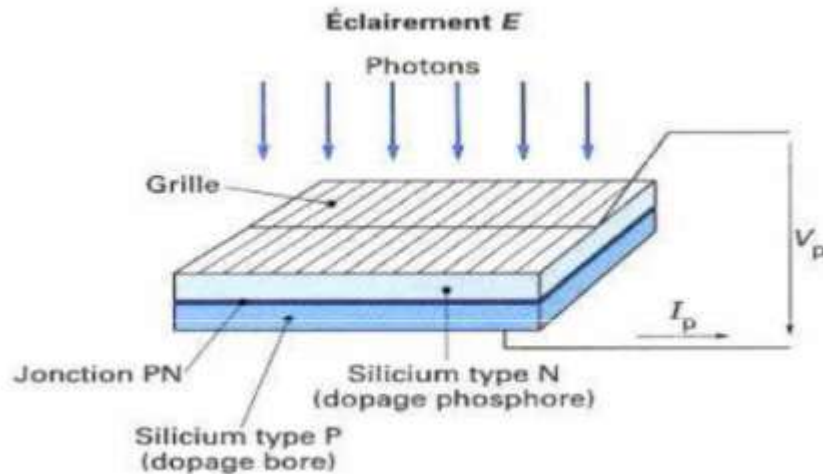


Figure (III.8) : Production d'électricité par la séparation électron-trou [54]

Les contacts de la face éclairée de la cellule ont la structure d'une grille afin de n'occuper qu'une faible partie de la surface (5 à 10%). La face arrière peut être entièrement métallisée. Afin de réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident, une couche antireflet recouvre uniformément toute la face avant.

La puissance maximale pouvant être délivrée par le module photovoltaïque est définie sur sa caractéristique I-V par le point de puissance maximale (MPP en anglais, Maximum Power Point).

III.3. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

La transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque (PV) est un des moyens d'exploitation du gisement solaire. Elle est réalisée par des cellules (PV). Ce n'est pas une pile, mais un convertisseur instantané, qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement. Une cellule sous obscurité totale va se comporter comme un composant passif. La cellule solaire ne peut être assimilée à aucun autre générateur classique d'énergie électrique de type continu. Elle n'est ni une source de tension constante ni une source de courant constant. Elle possède des caractéristiques électriques non linéaires dépendant de l'éclairement. Ce générateur est modélisé et décrit par la relation entre le courant et la tension.

III.3.1. Modélisation d'une cellule PV idéal

Dans ce cas, la jonction d'une cellule photovoltaïque soumise à un éclairage peut être modélisée par un générateur de courant I_{ph} (source de courant parfait) en parallèle avec une diode.

D est une diode modélisant le fonctionnement de la cellule en obscurité, et sa disposition montre que le courant ne circule que dans un sens. [55]

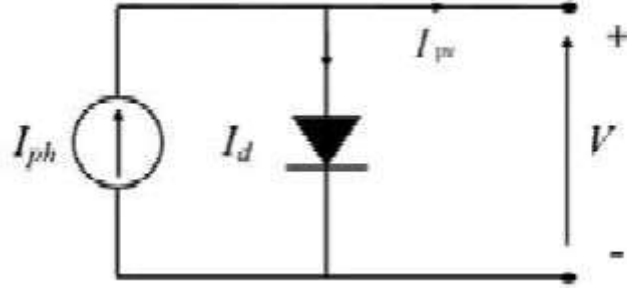


Figure (III.9) : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV idéale.

L'équation régissant le circuit est donnée par

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D \quad (\text{III.10})$$

I_{ph} : Courant photonique, en [A], dépend de la température et l'ensoleillement, calculé dans les conditions nominales (25°C et 1000W/m2) comme suit

$$I_{ph} = [I_{cc} + K_i \times (T - T_{ref})] \times \frac{E}{1000} \quad (\text{III.11})$$

Avec

I_{cc} : Est le courant de court-circuit (sa valeur est relevée sur le data-sheet du module utilisé.

K_i : Coefficient de température du courant de court-circuit de la cellule ($K_i = 3.516 \text{ e-}3$)

T_{ref} : Température de référence (25°C)

$$I_D = I_s \left[e^{\frac{qV_{pv}}{AKT}} - 1 \right] \quad (\text{III.12})$$

Où

I_s : Courant de saturation exprimé par

$$I_s = I_{rs} \times \left(\left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 e^{\left(\frac{qE_g}{AK} \times \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right)} \right) \quad (\text{III.13})$$

Avec

E_g : Énergie de "gap" du semi-conducteur ($E_g = 1.1 \text{ eV}$ pour le silicium poly cristallin à 25°C)

I_{rs} : Courant de saturation inverse donné par

$$I_{rs} = \frac{I_{cc}}{e^{\left(\frac{qV_{pv}}{AKT}\right)-1}} \quad (III.14)$$

Où :

A : Facteur de la non-idéalité de la photopile (égale à 1),

q : Charge de l'électron qui est égale à 1.6×10^{-19} C,

K : Constante de Boltzmann égale à 1.3805×10^{-19} J/K,

V_{co} : Tension de circuit ouvert, elle est donnée par l'équation suivante [56]

$$V_{co} = \frac{KT}{q} \times \ln \left(\frac{I_{cc}}{I_{rs}} + 1 \right) \quad (III.15)$$

III.3.2. Cellule photovoltaïque avec une résistance série R_s

Pour modéliser les pertes ohmiques dues aux résistances de base et celles des contacts et des faces avant et arrière du panneau, une résistance R_s est insérée en série comme le montre le schéma suivant :

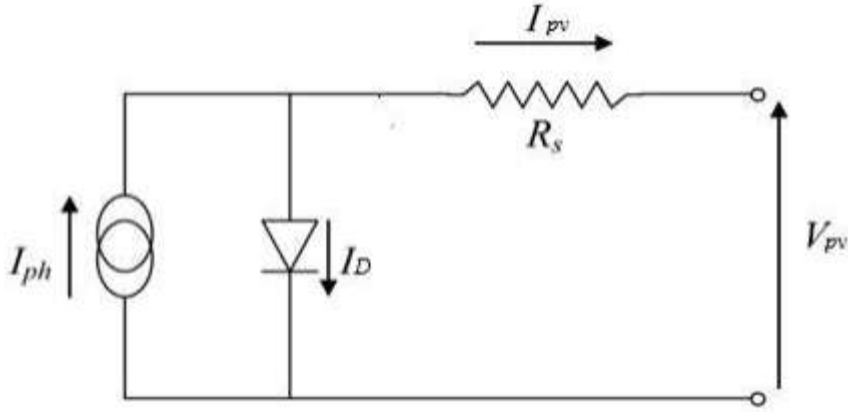


Figure (III.10) : Schéma électrique équivalent d'une Cellule photovoltaïque avec une résistance série R_s .

L'équation (III.10) devient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[e^{q \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{AKT} \right)} - 1 \right] \quad (III.16)$$

III.3.3. Cellule photovoltaïque avec une résistance en parallèle R_{sh}

Pour modéliser les courants de fuite qui interviennent aux bornes de la photopile, on inclut une résistance shunt R_{sh} au modèle idéal comme suit :

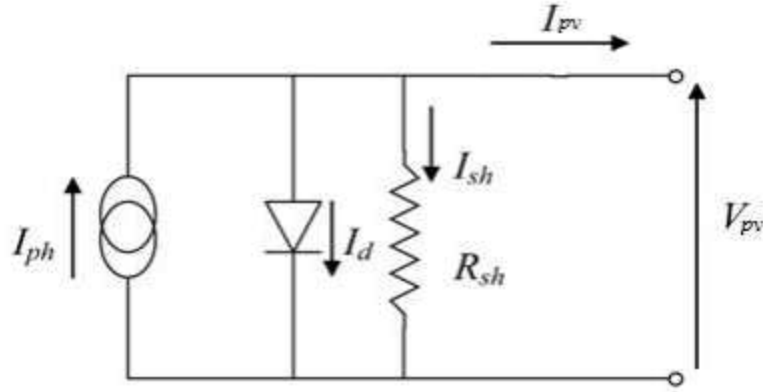


Figure (III.11) : Schéma électrique équivalent d'une Cellule photovoltaïque avec une résistance en parallèle R_{sh} .

L'équation(III.10) devient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[e^{\left(\frac{qV_{pv}}{AKT} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{pv}}{R_{sh}} \quad (III.17)$$

III.3.4. Cellule photovoltaïque avec une résistance parallèle et série

En tenant compte de toutes les pertes du panneau, les résistances série et parallèle respectivement R_s et R_{sh} sont rajoutées au modèle idéal représenté ci-dessous :

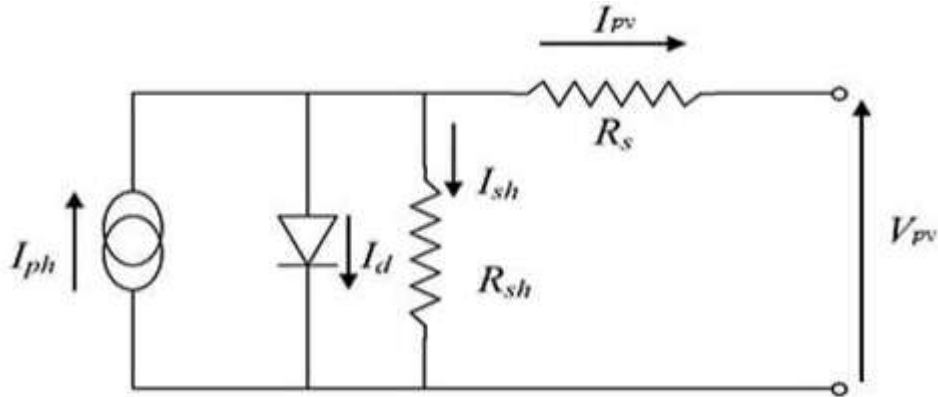


Figure (III.12) : Schéma électrique équivalent d'une Cellule photovoltaïque avec une résistance parallèle et série.

Finalement, l'équation(III.10) deviendra [57] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[e^{q \left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{AKT} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (III.18)$$

La démonstration du courant de la diode I_D selon la loi de Schrockley [58] [59]

$$J_{n\ dif} = J_{drif} \quad (III.19)$$

$J_{n\ dif}$: Densité de la diffusion des électrons

J_{drif} : Densité de dérivés des protons

$$q \cdot \mu_n \cdot n \cdot E = q \cdot \Delta n \cdot \frac{dn}{dx}$$

q : Charge de l'électron qui est égale à $1.6 \cdot 10^{-19} \text{C}$

μ_n : Mobilité des électrons

n : Nombre d'électrons

E : Champ électrique (V/m)

$$\mu_n \int_{x_1}^{x_2} E \cdot dx = \Delta n \int_{n_p}^{n_n} \frac{dn}{n}$$

$$u_n \cdot \Delta V = \Delta n \cdot [\ln n]_{n_p}^{n_n}$$

$$\Delta V = V_0 = \frac{\Delta n}{un} \cdot \ln \left(\frac{n_n}{n_p} \right)$$

V_0 : Tension de diffusion (V).

$$V_0 = \frac{KT}{q} \ln \frac{N_A N_D}{ni^2}$$

T : Température (°C)

K : Constante de Boltzmann

N_A, N_D : Excès de la concentration des donneurs et des accepteurs dans la région N et P respectivement.

ni^2 : Intrinsèque de concentration de la température donnée par SC.

$$V_0 = V_T \ln \frac{N_A N_D}{ni^2} \quad \text{(III.20)}$$

V_T : Coefficient thermique qui est donné par la relation suivante : $V_T = \frac{KT}{q}$

$$Pp = p_n e^{\frac{V_0}{V_T}} \quad \text{(III.21)}$$

$Pp \ n_p$: Concentration des électrons et des trous dans la région P, loin de la zone de décharge.

$p_n \ n_n$: Concentration des électrons et des trous dans la région N, loin de la zone de décharge.

$$n_n = n_p e^{\frac{V_0}{V_T}} \quad \text{(III.22)}$$

$$(-x_{p0}) = p_n e^{\frac{V_0}{V_T}} \quad \text{(III.23)}$$

$$(x_{n0}) = n_p e^{\frac{V_0}{V_T}} \quad \text{(III.24)}$$

$$(-x_{p0}) = p_n e^{\frac{V_0}{V_T}} \quad (\text{III.25})$$

$$(-x_{p0}) = p(x_{n0}) e^{\frac{V_0 - V_D}{V_T}} \quad (\text{III.26})$$

$$\left(\frac{16}{17}\right) = \frac{p_n}{p(x_{n0})} e^{\frac{V_D}{V_T}}$$

$$P(x_{n0}) = p_n e^{\frac{V_D}{V_T}} \quad (\text{III.27})$$

$$\Delta_p = p_n (e^{\frac{V_D}{V_T}} - 1) \quad (\text{III.28})$$

$$\Delta_n = n_p (e^{\frac{V_D}{V_T}} - 1) \quad (\text{III.29})$$

$$\delta_p(x_n) = \Delta_p e^{\frac{-x}{L_p}} \quad (\text{III.30})$$

(x_n) : Conductivité des protons

$$\delta_n(x_p) = \Delta_n e^{\frac{-x}{L_p}} \quad (\text{III.31})$$

(x_p) : Conductivité des électrons

$$I_p(x_n) = q \cdot p_n \cdot \left(\frac{\Delta_p}{L_p}\right) \left(e^{\frac{V_D}{V_T}} - 1\right) \cdot e^{\frac{-x_n}{L_p}} \quad (\text{III.32})$$

L_p : Longueur de diffusion pour le proton

$$I_n(x_p) = -q \cdot A \cdot n_p \cdot \left(\frac{\Delta_n}{L_n}\right) \left(e^{\frac{V_D}{V_T}} - 1\right) \cdot e^{\frac{-x_p}{L_n}} \quad (\text{III.33})$$

L_n : Longueur de diffusion pour l'électron

A : Facteur de la non-idéalité de la photopile

$$I_D = I_n + I_p$$

I_n : Courant de trous

I_p : Courant de proton

I_D : Courant de la diode

$$I_D = q \cdot A \cdot \left(p_n \cdot \left(\frac{\Delta_p}{L_p}\right) + n_p \cdot \frac{\Delta_n}{L_n}\right) \cdot \left(e^{\frac{V_D}{V_T}} - 1\right)$$

$$I_D = I_s \cdot \left(e^{\frac{V_D}{V_T}} - 1\right)$$

$$V_T = \frac{KT}{q}$$

$$I_D = I_s [e^{\frac{qV_{co}}{AKT}} - 1]$$

III.4. Hacheur survolteur (Boost)

Un convertisseur élévateur 'Boost', ou hacheur parallèle, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur. Ce type de convertisseur peut être utilisé comme adaptateur source-charge, lorsque le point de fonctionnement en couplage direct est à droite du maximum de point de puissance (MPP).

La **figure (III.13)** montre le schéma du circuit électrique d'un convertisseur Boost. Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure [60].

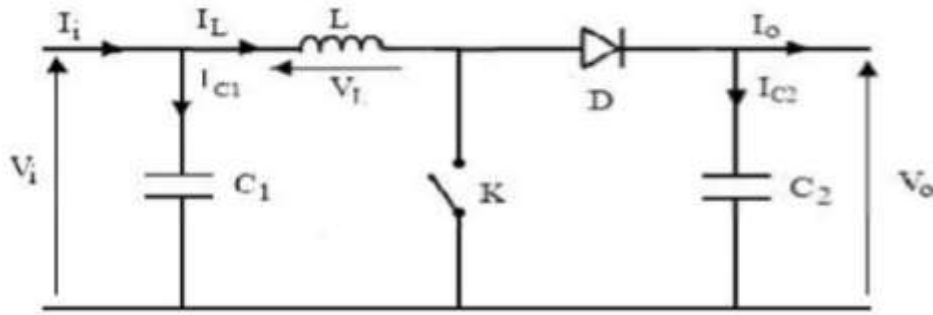


Figure (III.13) : schéma électrique équivalent d'un hacheur Boost

Afin de pouvoir synthétiser les fonctions du hacheur survolteur à l'état d'équilibre, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur K. celui de la **figure (III.14)** présente le circuit équivalent du boost lorsque K est fermé c.-à-d. d'entre $[0, T_e]$.

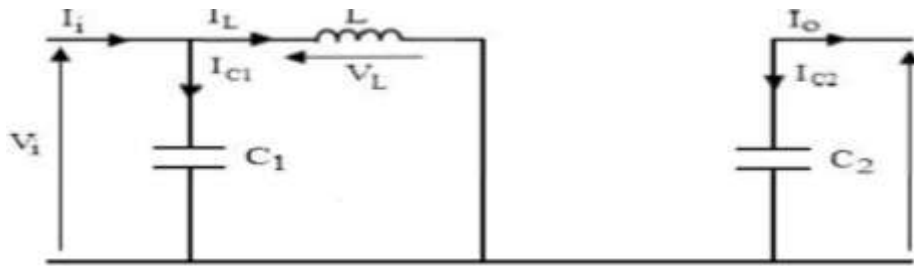


Figure (III.14) : schéma électrique équivalent d'un hacheur Boost fermé

L'application des lois de Kirchhoff sur les circuits équivalents donnent les calculs suivants :

$$I_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad (\text{III.34})$$

$$I_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -I_o(t) \quad (\text{III.34})$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) \quad (\text{III.35})$$

L'état ouvert de l'interrupteur K, le circuit équivalent au fonctionnement du Boost est le suivant :

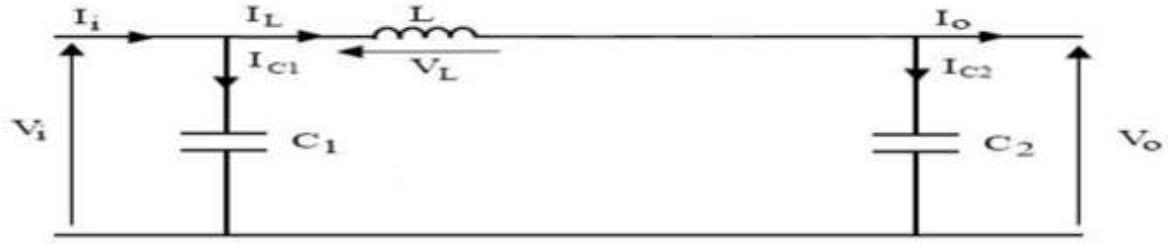


Figure (III.15) : Schéma électrique équivalent d'un hacheur Boost ouvert

$$I_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad (\text{III.36})$$

$$I_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \quad (\text{III.37})$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \quad (\text{III.38})$$

D'où la tension de sortie du hacheur Boost est :

$$V_s = \left(\frac{1}{1 - \alpha} \right) V_e$$

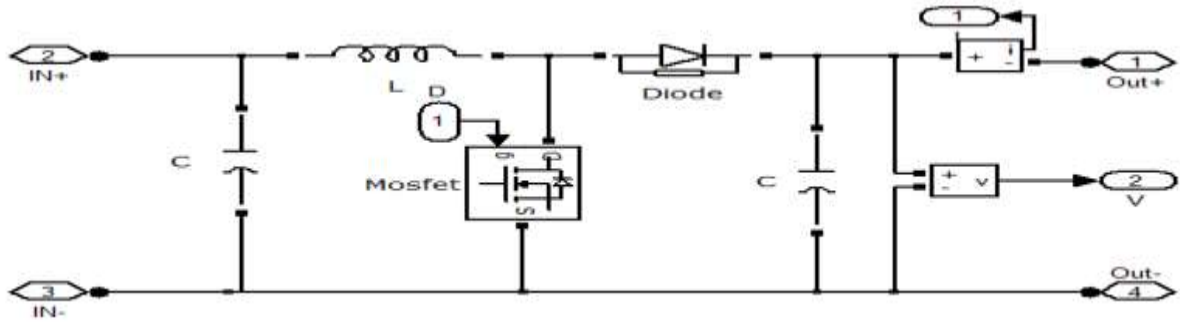


Figure (III.16) : Schéma de simulation d'un hacheur Boost

III.5. Hacheur dévolteur-survolteur (Buck-Boost) :

La troisième topologie de base de ce convertisseur est donnée par la **figure (III.17)**. Dans ce dispositif, la tension peut être augmentée ou diminuée selon le mode de commutation. Cependant, la tension de sortie est de signe opposé à la tension d'entrée. Tandis que, lorsque le transistor est sur la position (on) le courant dans l'inductance augmente, l'énergie est stockée ; et quand le commutateur tourne sur la position (off). La tension à travers l'inductance est renversée et l'énergie stockée se transfère vers la charge via la diode.

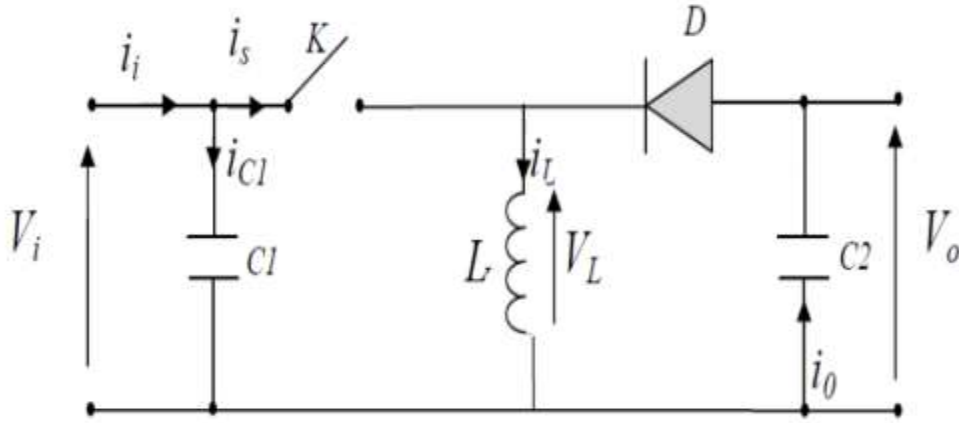


Figure (III.17) : Convertisseur dévolteur-survolteur

La figure (III.18) montre les deux schémas équivalents du convertisseur dévolteur- survolteur pour les deux cycles de fonctionnements.

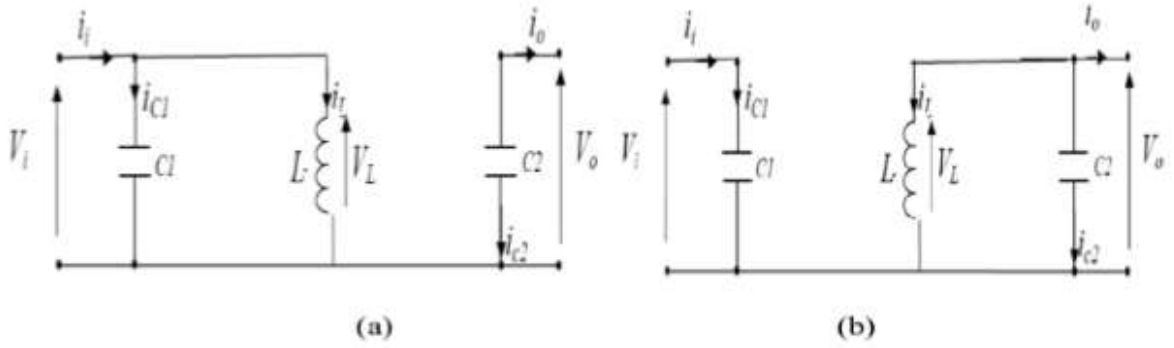


Figure (III.18) : Schémas équivalents du hacheur dévolteur –survolteur **(a) :** K ouvert ; **(b) :** K fermé

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

Pour la première période (a) :

$$I_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad (\text{III.39})$$

$$I_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -I_o(t) \quad (\text{III.40})$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = -V_i(t) \quad (\text{III.41})$$

Pour la deuxième période (b) :

$$I_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t)$$

$$I_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = I_i(t) - I_o(t)$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_0(t)$$

III.6. Modélisation de la charge

III.6.1 Modélisation de la charge RL

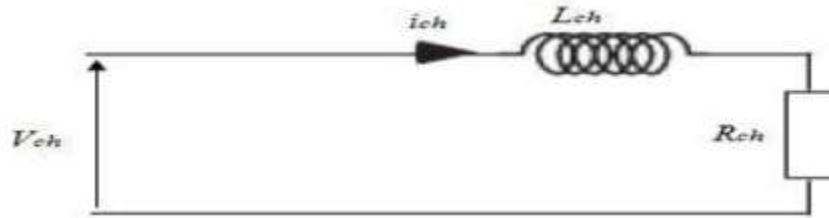


Figure (III.19) : Schéma électrique équivalent d'une charge RL.

La tension de la charge est définie par la relation suivante

$$V_{ch} = L_{ch} \frac{di_{ch}}{dt} + R_{ch} i_{ch} \quad (\text{III.42})$$

Le courant de la charge est définie par la relation suivante

$$i_{ch} = \frac{V_{ch}}{R_{ch}} e^{-\left(\frac{R_{ch}}{L_{ch}}\right)t} \quad (\text{III.43})$$

III.6.2 Modélisation de la charge R

La charge est modélisée par une résistance pure tel que représentée par la **figure (III.20)** suivante :



Figure (III.20) : Schéma électrique équivalent d'une charge R.

La tension de la charge est définie par la relation suivante :

$$V_{ch} = R \times i_{ch}$$

Le courant de la charge est donné par la relation suivant :

$$i_{ch} = \frac{V_{ch}}{R}$$

III .7. Modélisation de la batterie

III.7.1. Batterie au lithium-ion

Les batteries utilisées avec les panneaux solaires sont des batteries à décharge lente (appelée aussi batteries solaires). Ces batteries sont spécifiquement conçues pour les applications solaires. Elles n'ont pas les mêmes caractéristiques qu'une batterie de voiture par exemple, elles se déchargent plus progressivement et supportent mieux les décharges fréquentes peu profondes. Pour une installation solaire, la capacité d'une batterie solaire est exprimée en Ampères Heure (Ah) ce qui signifie le débit total d'énergie de la batterie dans une situation donnée (5 heures, 10 heures, etc.). Les données nécessaires à la détermination de la capacité de la batterie en plus de l'énergie totale journalière sont : son rendement, sa tension nominale, sa profondeur de décharge et son autonomie.

Les principales propriétés d'une batterie sont sa tension V , exprimée en (V) et sa capacité C ou Q_{cell} en (Ah). Le produit de ces deux valeurs est une mesure de la quantité d'énergie contenue dans la batterie. Dans une source de tension idéale, la tension devrait demeurer constante en tout temps, jusqu'à ce que la batterie soit complètement déchargée, et ce peu importe la demande de courant.

Ainsi l'autonomie d'une batterie devrait pouvoir se calculer directement par l'équation (III.44), où t_{auto} est le temps de décharge et I est le courant demandé [61].

$$t_{auto} = \frac{Q_{cell}}{I} \quad (III.44)$$

Or, les batteries au lithium n'adoptent pas un comportement idéal, car leur tension ne reste pas constante tout au long de la décharge. On a longtemps estimé l'autonomie réelle d'une batterie par la loi de Peukert (équation (III.44)).

$Leb < 1$ est une constante propre à chaque type de batterie, tenant compte de la diminution de la capacité en fonction du courant débité et doit être obtenu expérimentalement.

La relation de Peukert (voir l'équation (III.44)) ne tient pas compte de la température, et ne permet pas de calculer la tension de la batterie. C'est l'utilisation des batteries dans les appareils électroniques portables qui a amené les électrotechniciens à s'intéresser à la modélisation des batteries.

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

$$C(Ah) = \frac{C_{jr} \times T}{U_{acc} \times \eta \times DOD} \quad (III.45)$$

$$N_{bs} = \frac{U_u}{U_{bat}} = \text{Nombre de batteries en série} \quad (III.46)$$

$$N_{pb} = \frac{C_{tot}}{U_u} = \text{Nombre de batteries en parallèle} \quad (III.47)$$

Avec :

C : Capacité de stockage (Ah)

C_{jr} : Consommation journalière requise (Wh)

T : Autonomie (h)

U_{acc} : Tension de l'accumulateur

η : Rendement de l'accumulateur

DOD : Profondeur de décharge de la batterie

N_{bs} : Nombre de batteries en série

U_u : Tension d'utilisation

U_{bat} : Tension de la batterie

N_{pb} : Nombre de batteries en parallèle

C_{tot} : Capacité totale de l'accumulateur

C_u : Capacité utile

Afin de ne pas endommager la batterie, le régulateur permet de protéger la batterie en limitant un certain seuil minimum pour éviter les décharges profondes et un seuil maximum pour éviter les surcharges au niveau des batteries. Néanmoins la connaissance de quelques règles ou informations est nécessaire avant l'utilisation des batteries :

- Il est recommandé par exemple de bien vérifier que le cyclage est clairement indiqué par le fabricant, car ce dernier indique la durée de vie de la batterie.
- La détermination de la tension de stockage [62]. Il est conseillé de se fier au **(tableau III.1)** ci-dessous, car plus le besoin d'énergie est élevé, plus on doit utiliser une tension élevée afin de diminuer les pertes.
- Le montage des batteries se fait en série ou en parallèle pour augmenter la tension ou la capacité respectivement.
- Plus la rapidité de la décharge n'est pas importante, plus la capacité réelle de la batterie ne sera pas faible.
- Par exemple une batterie de 50Ah en C100 aura réellement une capacité de 50 Ah si la décharge prend 100 heures.

Tableau (III.1) : Exemple des tensions recommandées pour une installation PV pour différentes puissances crêtes [62].

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

III.8. Définition de MATLAB-SIMULINK

III.8.1. MATLAB : fait également partie d'un ensemble d'outils intégrés dédiés au traitement du signal. En complément du noyau de calcul MATLAB, l'environnement comprend des modules optionnels qui sont parfaitement intégrées à l'ensemble.

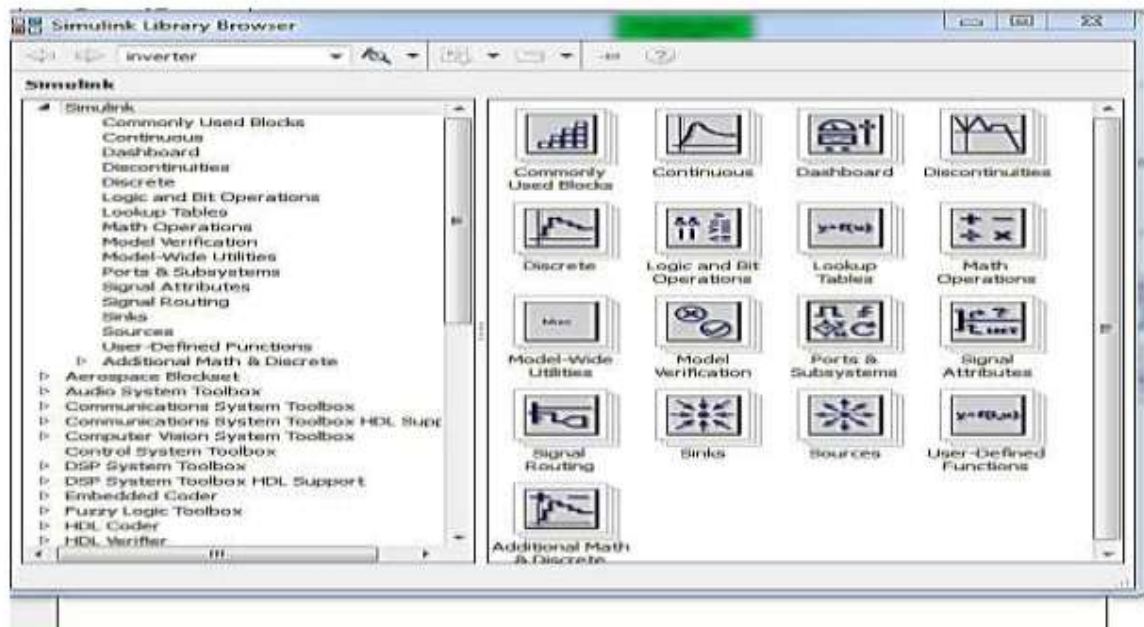


Figure (III.21) : Bibliothèque de Matlab-Simulink.

III.9. Simulation du générateur photovoltaïque

Le module photovoltaïque (Sunpower SPR-415E-WHT-D), est choisi pour la simulation. Il contient (128) cellules solaires de silicium multi cristallines, et fournit une puissance maximum nominale de 414.80 W. Les caractéristiques physiques et électriques de ce panneau photovoltaïque sont données par le tableau suivant :

Tableau (III-2) : Les paramètres du générateur photovoltaïque :

Ensoleillement standard E	1000 (W/m2)
Température standard, T	25°C
Puissance maximale P_{max}	414.80 (W)
Tension à P_{max} ou tension optimale (Vop)	72.9 (V)
Courant à P_{max} ou courant optimal (Iop)	5.69 (A)
Tension de circuit ouvert V_{co}	85.3 (V)
Courant de court-circuit I_{cc}	6.09 (A)
Nombre de cellule	128
Courant photonique I_{ph}	6.0978 (A)
Courant de saturation I_s de la diode	$7.17 * 10^{-13}$ (A)
Rendement	17 (%)

III.9.1. Schéma bloc de simulation du générateur photovoltaïque sous Matlab-Simulink

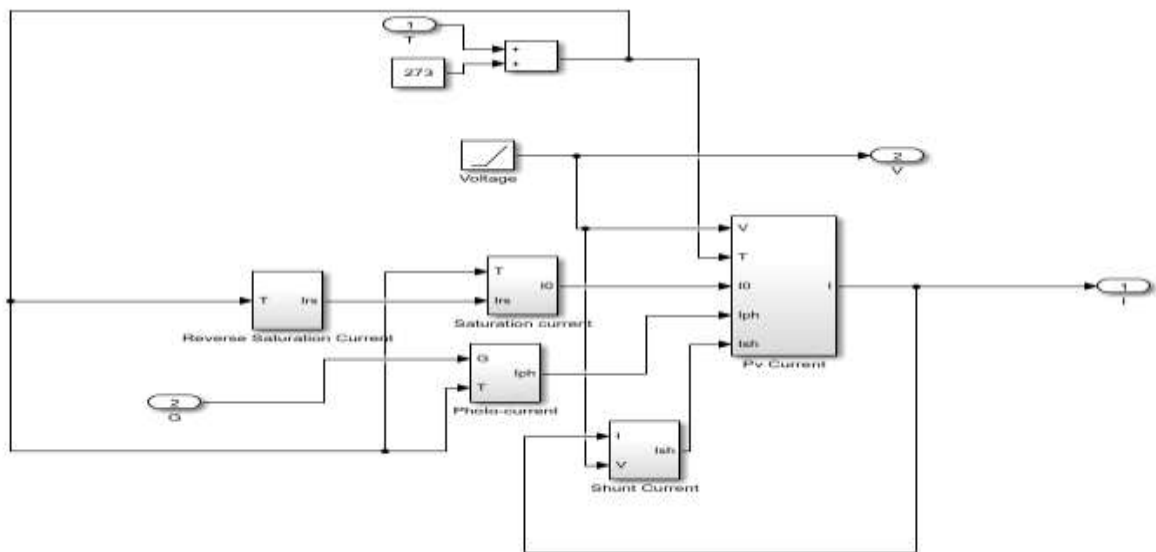


Figure (III.22) : Schéma bloc de simulation du générateur photovoltaïque sous Matlab-Simulink.

III.9.2. Modèle représenté sous Matlab-Simulink



Figure (III.23) : Modèle du générateur photovoltaïque sous Matlab-Simulink.

III.10. Caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) du modèle

La simulation du modèle photovoltaïque sous MATLAB-SIMULINK dans les conditions standard du test ($E=1000\text{W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$), nous a permis de tracer les graphes des (figures III.24 et III.25)

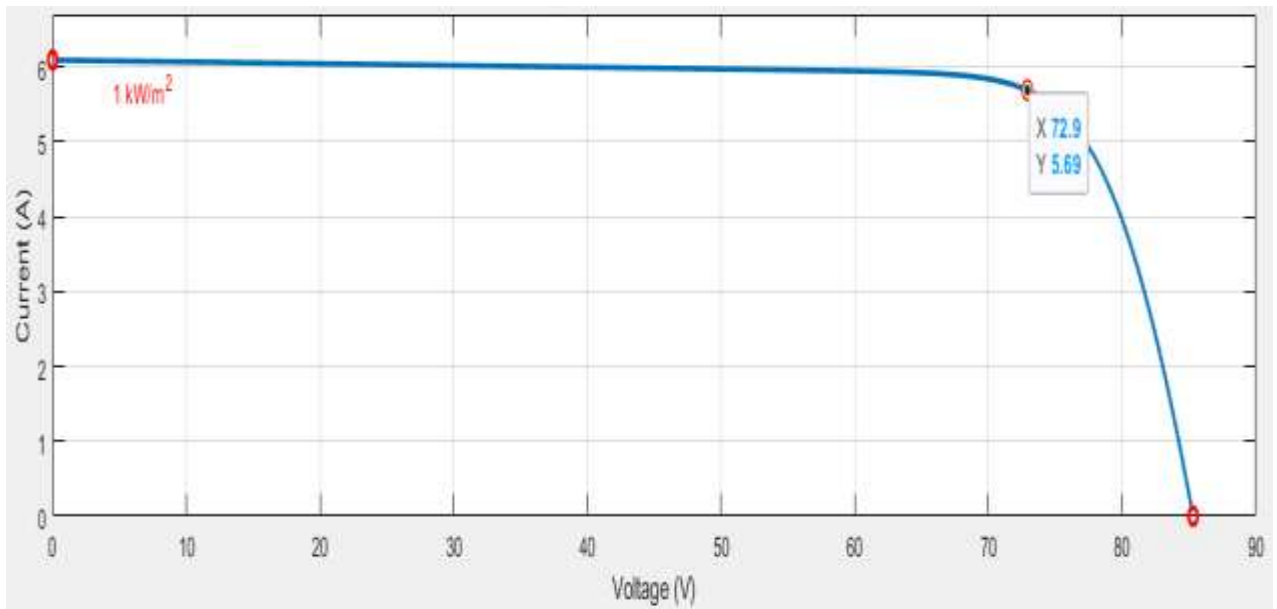


Figure (III.24): Caractéristiques (I-V) du module photovoltaïque sous Matlab-Simulink

Les résultats fournis par le Gpv et représentés par la **figure (III.24)** montrent une bonne concordance du comportement de courant en fonction de la tension par rapport aux résultats existants dans la littérature scientifique. Ce qui valide le modèle de générateur photovoltaïque considéré dans la présente étude.

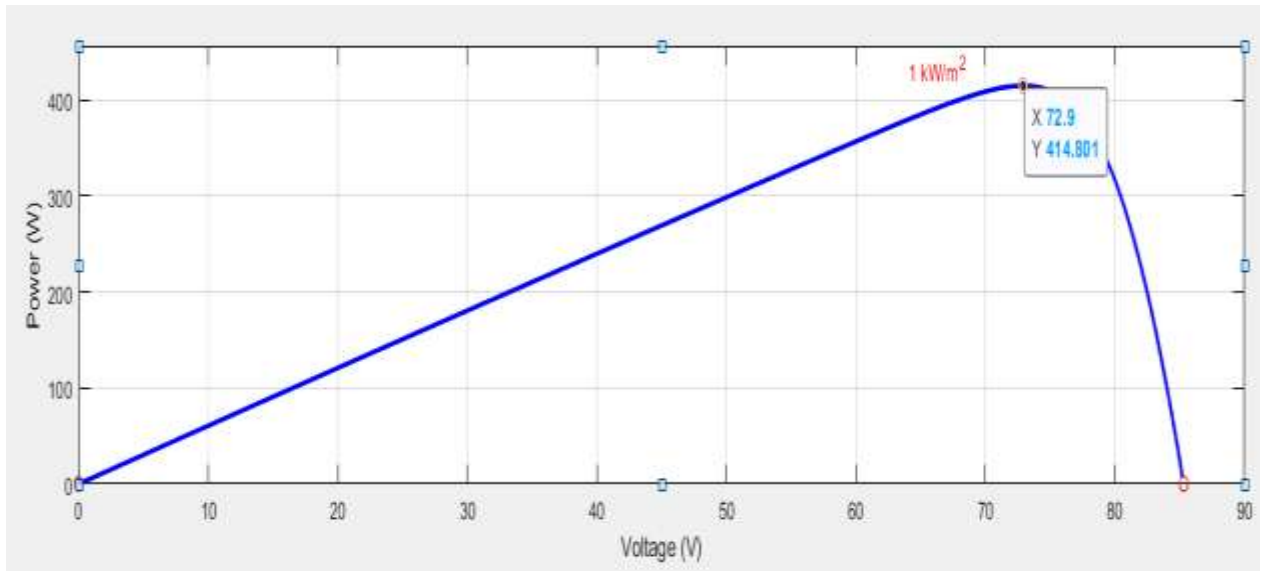


Figure (III.25) : Caractéristiques (P-V) du module photovoltaïque sous Matlab-Simulink.

Les résultats de la **figure III.25** obtenu confirme le bon choix opéré du générateur photovoltaïque, ce qui est justifié par l'allure de la puissance en fonction de la tension obtenue.

Pour étudier comment l'éclairement et la température externes influencent les caractéristiques (P-V) et (I-V), nous avons mis en œuvre les approches suivantes :

III.10.1 Influence de l'éclairement

À une température fixée à ($T = 25$), nous faisons varier l'éclairement dans une plage adéquate en ajustant l'éclairement (E) entre 200 et 1000 avec un pas de 200. Les caractéristiques ($P = f(V)$ et $I = f(V)$) représentées par les **figures (III.26)**, et **(III.27)**.

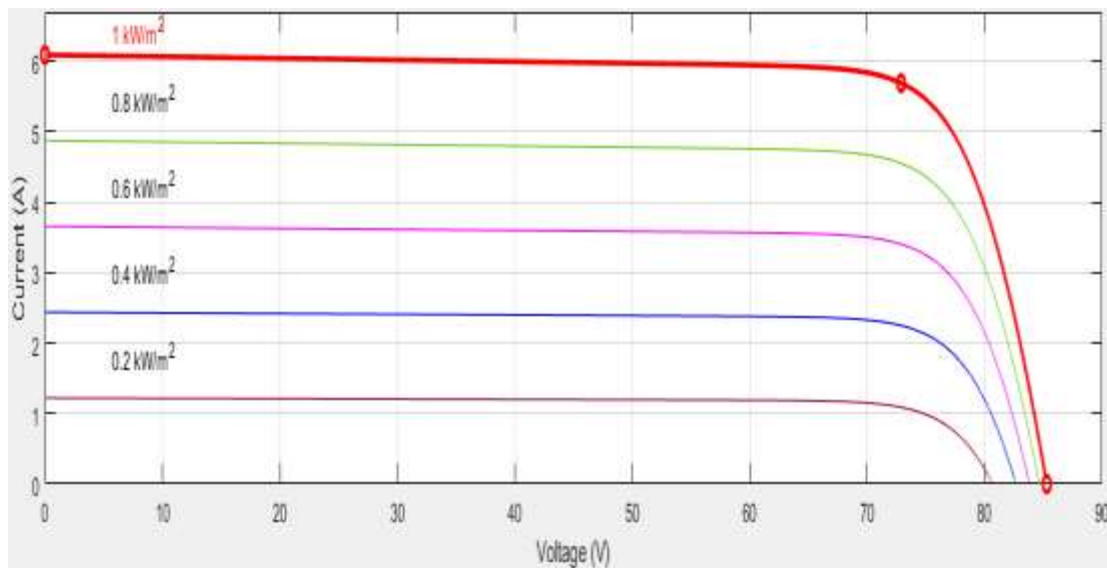


Figure (III.26) : Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique $I=f(V)$.

On remarque que l'augmentation de l'éclairement est directement proportionnelle à l'intensité du courant. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement, car le courant est une fonction linéaire de l'éclairement alors que la tension a circuit ouvert est une fonction logarithmique.

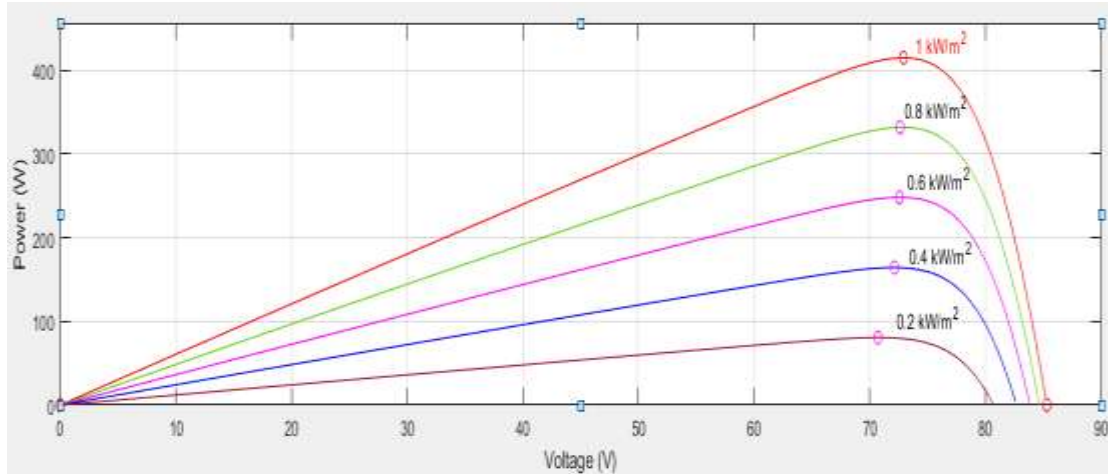


Figure (III.27) : Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique $P=f(V)$

D'après les résultats représentés sur la **Figure (III.27)** la variation de l'éclairement influe sur la puissance du GPV à savoir l'augmentation de l'éclairement engendre l'augmentation de la puissance augmente.

III.10.2. Influence de la température

En faisant varier la température ambiante (T_a) entre (0°C et 75°C) avec un pas de 25°C , l'influence de celle-ci sur les caractéristiques est donnée par les **figure (III.28)**, **(III.29)** avec un éclairement ($E=1000\text{W/m}^2$).

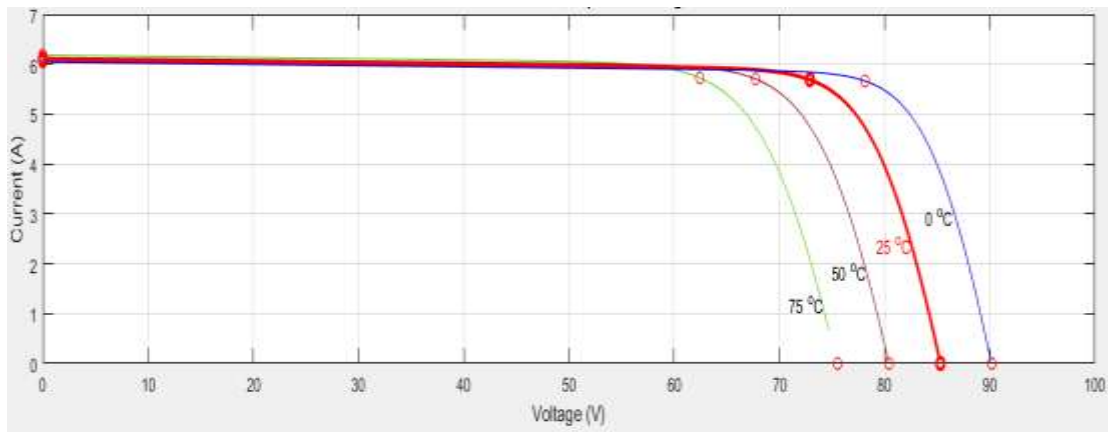


Figure (III.28) : Influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$.

On constate d'après la **figure (III.28)** que la tension à vide d'un module photovoltaïque diminue avec l'augmentation de la température du module PV.

Le courant de court-circuit augmente légèrement avec la température du module PV.

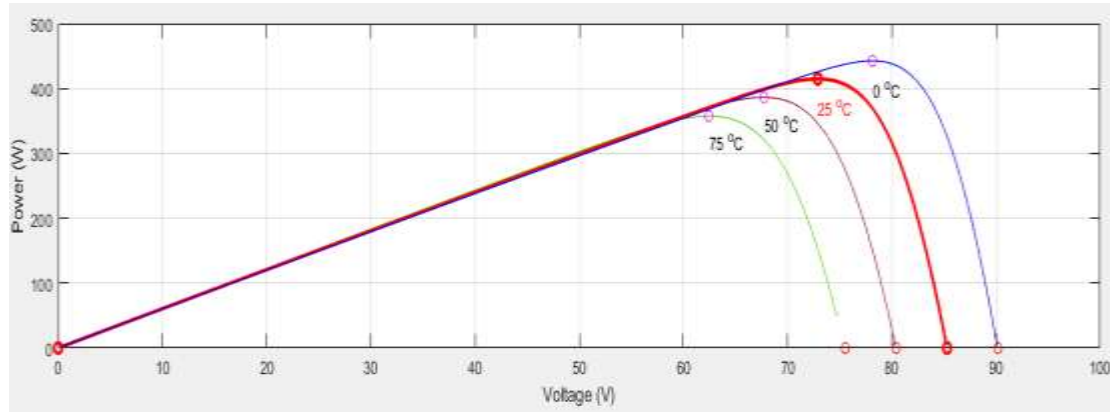


Figure (III.29) : Influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$.

La courbe de la **figure (III.29)** illustre que lorsque la température augmente, la puissance maximale disponible diminue également.

III.11 Simulation du Système de stockage (batterie)

Le model d'une batterie sous Matlab/Simulink est indiqué ci-dessous :

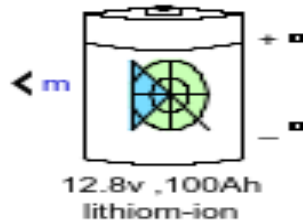


Figure (III.30) : Model d'une batterie sous Matlab/Simulink

III.11.1. Circuit électrique de la batterie :

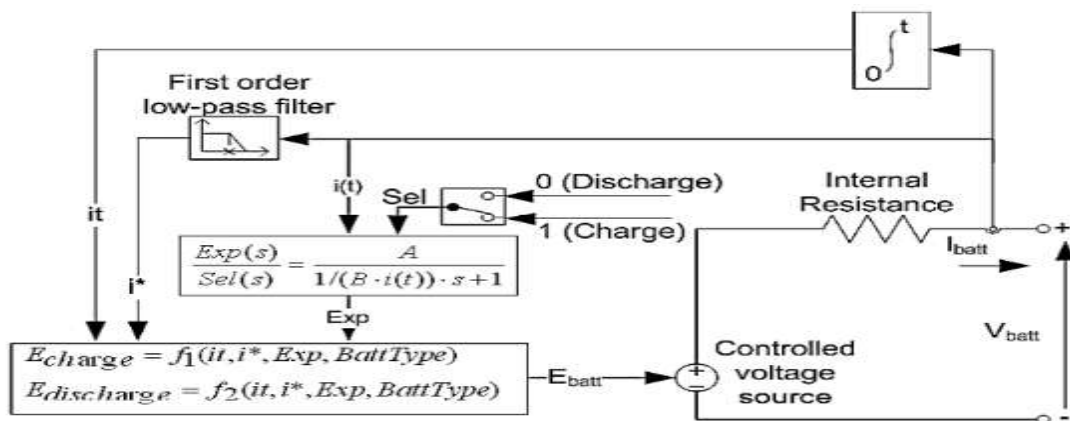


Figure (III.31) : Le modèle de batterie - schéma fonctionnel des sous-systèmes dans MATLAB Simulink, qui met en œuvre un modèle générique de batterie Lithium-Ion [63,64].

Tableau (III.3) : Paramètres de la batterie Lithium-Ion

Tension nominale	12.8 (V)
Capacité nominale	100(Ah)
Etat de charge initial	60 (%)
Le temps de réponse de la batterie	30 (s)
Courant nominal de décharge	43.47 (A)
Capacité à tension nominal	90.4 (Ah)

Les paramètres du ce modèle peuvent être modifiés pour représenter un type particulier de batterie, en fonction de ses caractéristiques de décharge. Une courbe de décharge typique se décompose en trois parties, comme indiqué dans la figure suivante :

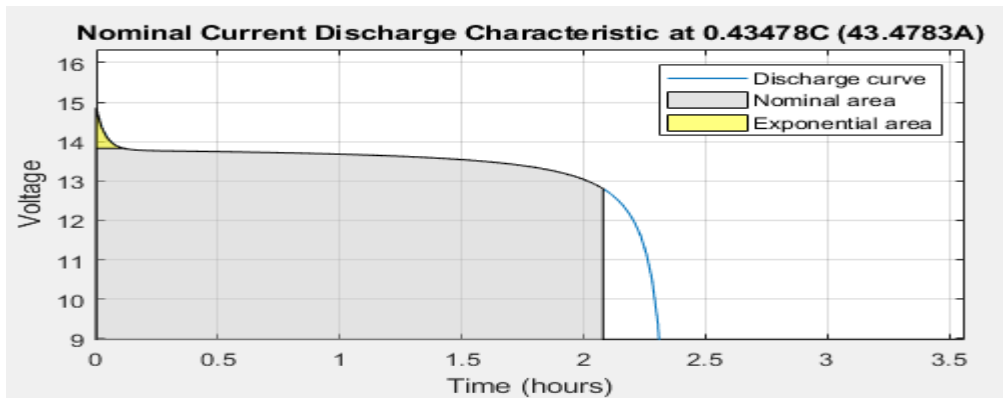


Figure (III.32) : Caractéristique de décharge de la batterie

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

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

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

- Au début de la décharge, la densité de courant apparente est égale à la densité de courant de la matière active.
- A tout moment t pendant la décharge, la densité de courant est directement proportionnelle aux ampères par gramme de matière active non utilisée.

Shepherd dans les années soixante [65], développa une équation du potentiel cellulaire E lors de la décharge d'une batterie représentée par l'équation **(III.48)**.

$$E = E_0 - K \left(\frac{Q}{Q-i_t} \right) i - R_i \quad \text{(III.48)}$$

Lorsqu'on évalue mathématiquement l'équation **(III.48)**, un ensemble de courbes est obtenu, (courbe de Shepherd), qui représente le potentiel E en fonction de la quantité d'électricité correspondante.

Cependant, une chute de tension au début de la décharge de la batterie n'est pas incluse dans l'équation **(III.48)** Cette chute initiale est plus ou moins rapide et est représentée sur la même courbe par une ligne pointillée. Par conséquent, un autre terme doit être ajouté pour corriger la différence de potentiel entre le potentiel en trait continu, calculé à partir de l'équation **(III.48)** et la ligne en pointillé qui représente le potentiel de décharge réel. Il a été constaté expérimentalement que l'expression $Ae^{\frac{B i t}{Q}}$, ou A et B sont des constantes empiriques, donne une évaluation de la chute potentielle initiale adéquate dans la plupart des situations. Lorsque ce terme est ajouté à l'équation **(III.48)**, l'équation finale devient :

$$E = E_0 - K \left(\frac{Q}{Q-i_t} \right) i + A e^{\frac{-B i t}{Q}} - R_i \quad \text{(III.49)}$$

Cette équation est notamment utilisée dans le modèle générique de batterie fourni dans Matlab/Simulink Sim Power Systems [63].

Où

E : Potentiel de la batterie (V)

E_0 : Tension constante de la batterie (V)

K : Constante de polarisation (V / Ah)

Q : Capacité de la batterie (Ah)

i : Courant de la batterie (A)

i_t : Capacité actuelle de la batterie (Ah)

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

A : Amplitude de la zone exponentielle (V)

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

L'équation de la tension de la batterie en charge et en décharge est donnée par [66] :

Équation en décharge :

$$(i^* > 0) E_{ba}(i_t, i^*, i) = E_0 - K \left(\frac{Q}{Q-i_t} \right) i^* - k \left(\frac{Q}{Q-i_t} \right) i_t + A \times \exp(-B \times i_t) \quad \text{(III.50)}$$

Équation en charge :

$$(i^* < 0) E_{ba}(i_t, i^*, i) = E_0 - K \left(\frac{Q}{Q - 0.1 i_t} \right) i^* - k \left(\frac{Q}{Q - i_t} \right) i_{4t} + A \times \exp(-B \times i_t) \quad (\text{III.51})$$

Où i^* : est le courant filtré (A)

E_{ba} : Tension de la batterie (V)

A la fin de la décharge, le terme exponentiel dans l'équation (III.50) est négligeable en valeur et la tension finale ou de coupure est [65] :

$$E = E_0 - K \left(\frac{Q}{Q - i_t} \right) i - R_i \quad (\text{III.52})$$

- L'état de charge (SOC) :

Des pertes d'énergie surviennent lors du chargement d'une batterie. L'efficacité de la batterie diminue encore lorsque la batterie vieillit ou si elle n'est pas entretenue correctement. L'état de charge de la batterie en Wh est classiquement calculé par l'intégration de la puissance [68] à l'aide de la formule suivante :

$$SOC(i) = \int_{t-1}^t I_{bat}(t) \cdot V_{bat}(t) dt \quad (\text{III.53})$$

Une version discrétisée du SOC est donnée par [67] [68] :

$$SOC(t + 1) = SOC(i) \left(1 + \sigma \cdot \frac{\Delta t}{24} \right) - P_{bat} \cdot \Delta t \cdot \eta_{bat}(t) \quad (\text{III.54})$$

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

- L'état de décharge (SOD)

L'état de décharge est donné par [69] où i est le courant de la batterie et Q_{max} sa capacité maximale:

$$SOD(t) = \frac{\int_0^t i(t) dt}{Q_{max}} \cdot 100\% \quad (\text{III.55})$$

Profondeur de décharge (DOD)

$$DOD = 1 - SOC \quad (\text{III.56})$$

- L'état de santé (SOH)

L'état de santé d'une batterie se définit comme le rapport, entre sa capacité totale à l'instant t et sa capacité totale mesurée à l'état neuf. Ceci donne une donnée quantitative sur les pertes des performances de l'accumulateur en termes de capacité [70].

III.12. Simulation du system PV avec convertisseur Dc/Dc (Boost) avec mppt(P&O) alimente une charge R :

Dans cette simulation, nous avons employé un générateur photovoltaïque de type (Sunpower SPR-415E-WHT-D) et un hacheur Boost commande par la méthode P&O

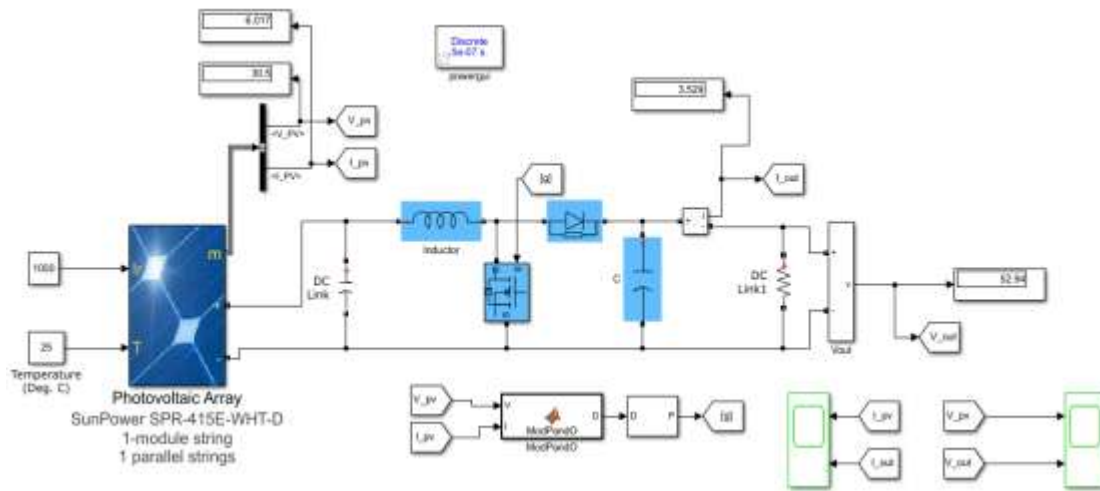


Figure (III.33) : Simulation du system PV avec convertisseur Dc/Dc (Boost) avec mppt(P&O) alimente une charge R

III.12. 1 Résultats de la simulation :

Les résultats de simulation du système photovoltaïque adapté par la commande MPPT « perturbation et observation » sont représentés par les figures (III.33), (III.34), (III.35) et (III.36). Ces dernières représentent le courant et la tension générés par le générateur photovoltaïque ainsi que le courant et la tension à la sortie du hacheur.

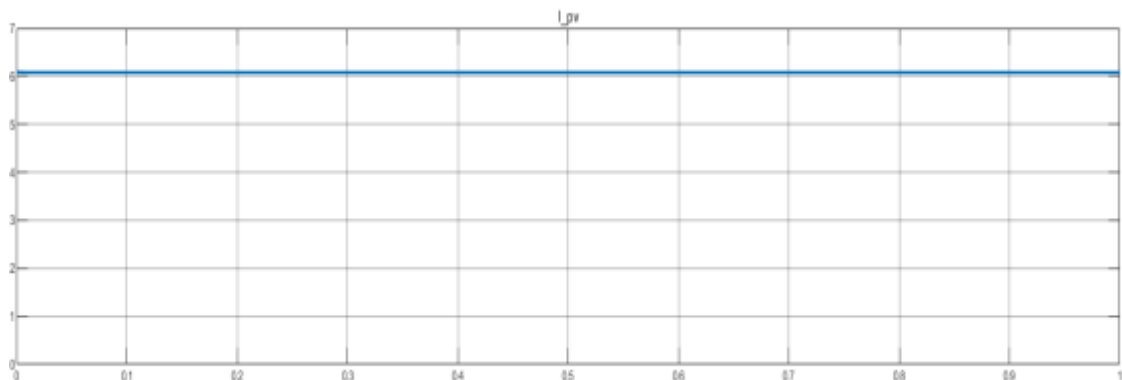


Figure (III.34) : Courbes qui indiquent le courant à la sortie du Gpv (I_{pv}).

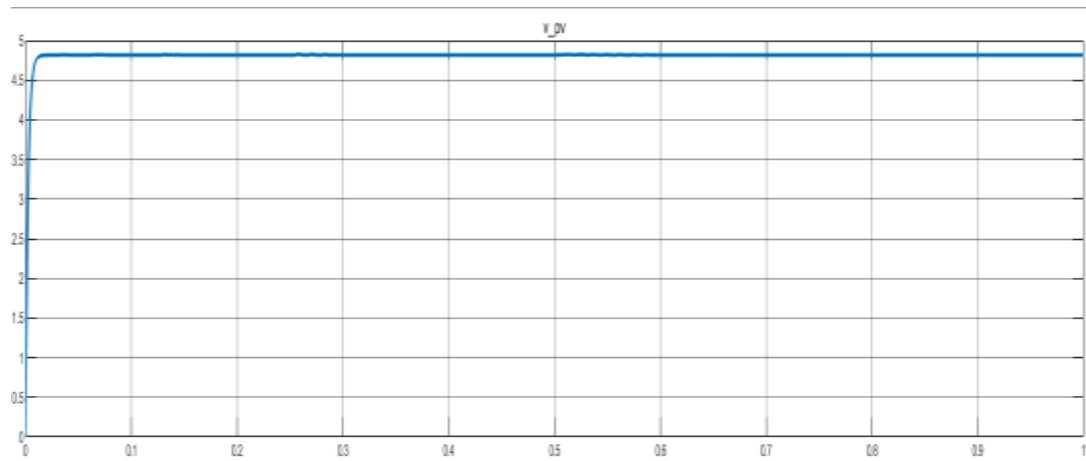


Figure (III.35) : Courbes qui indiquent la tension à la sortie du Gpv (V_{pv}).

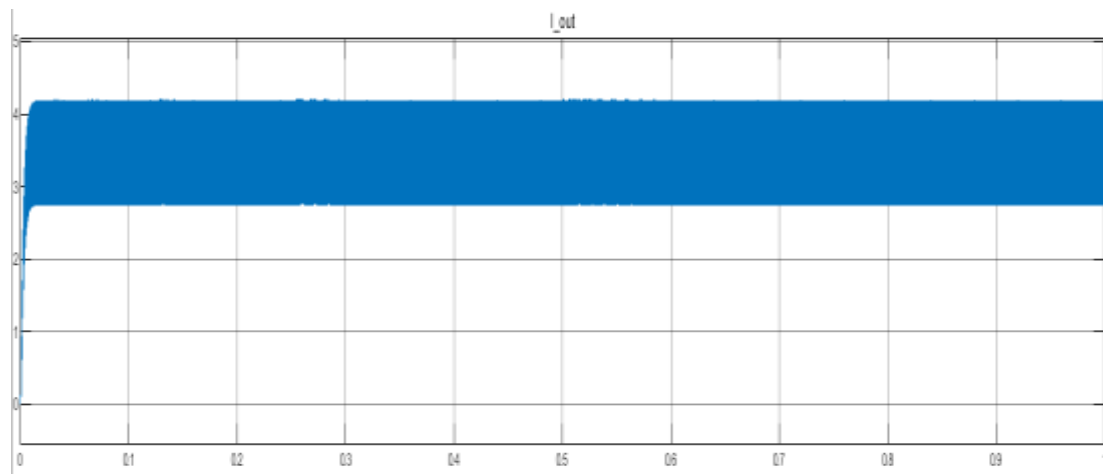


Figure (III.36) : Courbes qui indiquent le courant à la sortie du hacheur.

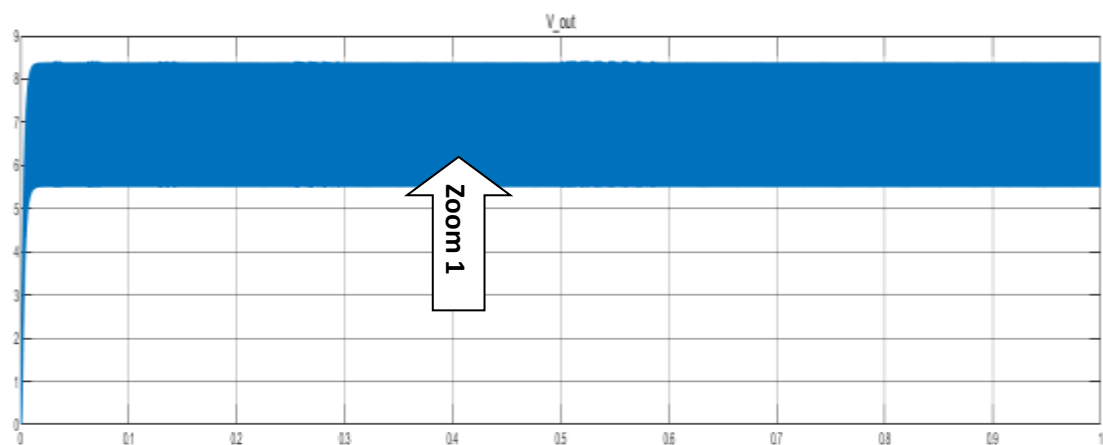
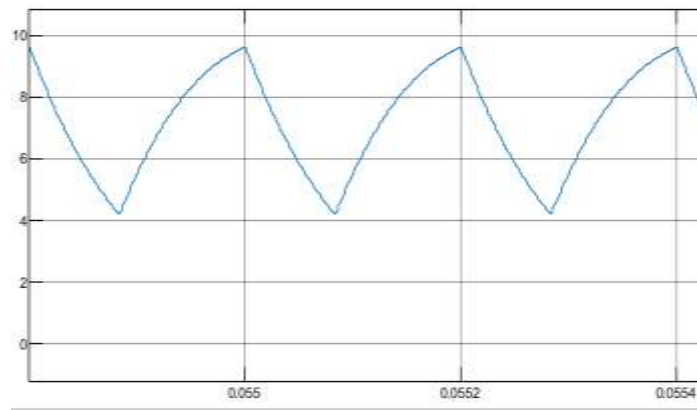


Figure (III.37) : Courbes qui indiquent la tension à la sortie du hacheur.



Zoom 1

III.11.2. Interprétation des résultats :

- On observe que le courant à la sortie de Gpv est constant.
- A travers les courbes de la **Figure (III.35)** et la **Figure (III.37)** on remarque que la tension à la sortie du convertisseur est supérieure à celle correspondante à la sortie du panneau et cela grâce au hacheur Boost qui a le rôle d'élever la tension.
- Les résultats précédents caractérisent le fonctionnement d'un convertisseur DC/DC avec une période de hachage représenté au zoom 1.

III.13. Simulation du system PV avec convertisseur Dc/Dc (Boost) avec MPPT (P&O) alimente une charge RL :

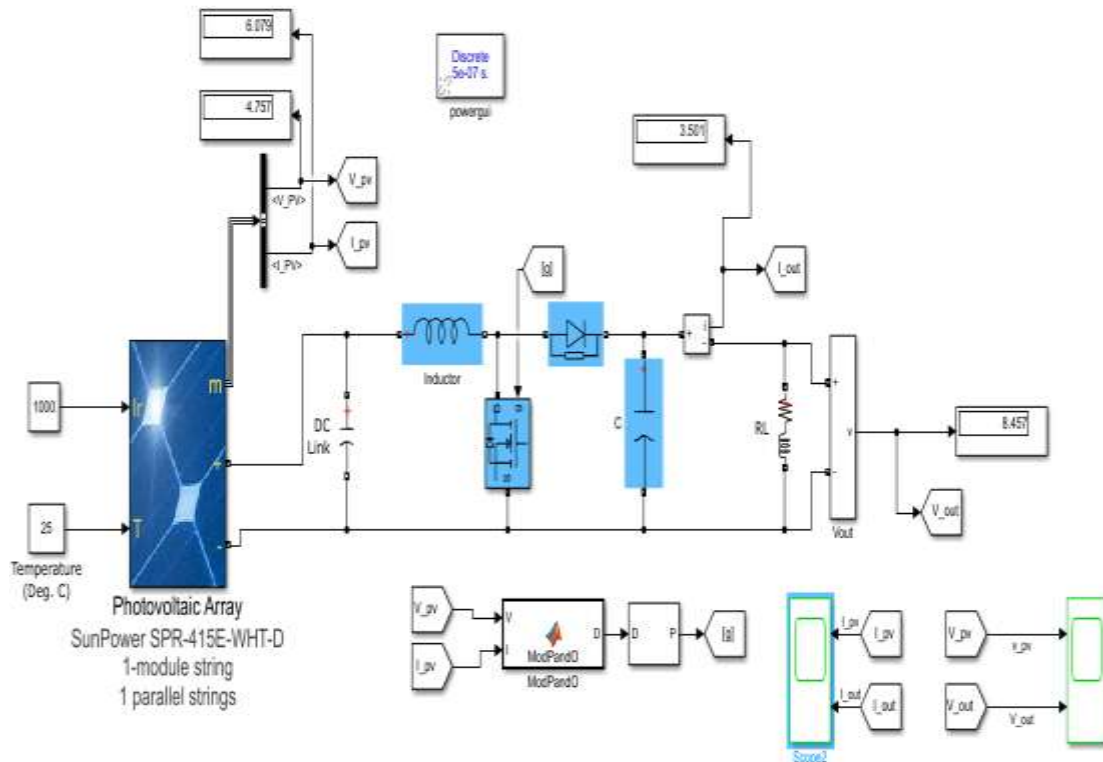


Figure (III.38) : Simulation du system PV avec convertisseur Dc/Dc (Boost) avec MPPT (P&O) alimente une charge RL

III.12.1 Résultat de simulation

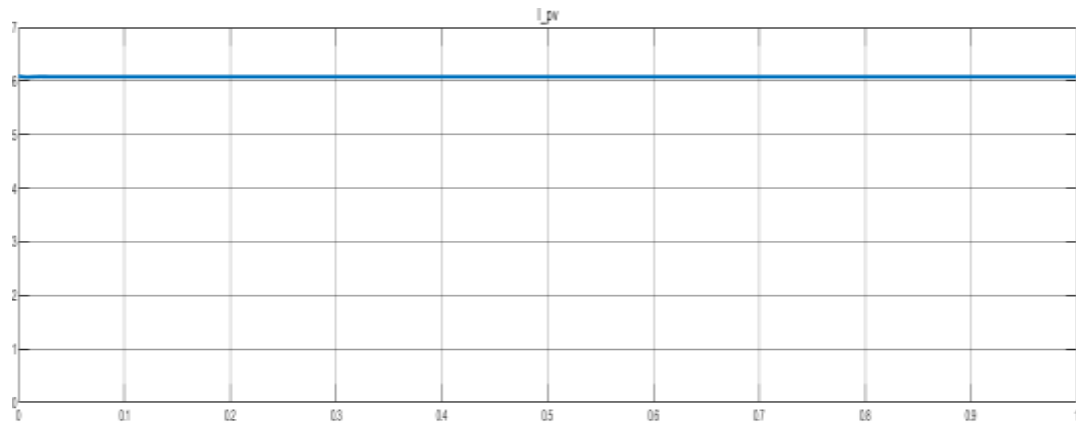


Figure (III.39) : Courbes qui indiquent le courant à la sortie du Gpv (I_{pv}).

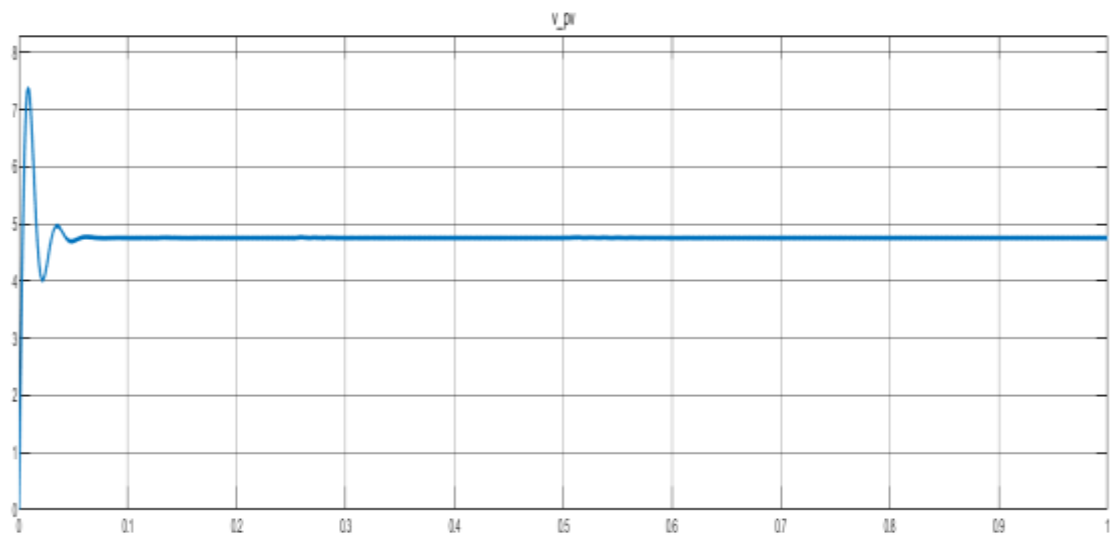


Figure (III.40) : Courbes qui indiquent la tension à la sortie du Gpv (V_{pv}).

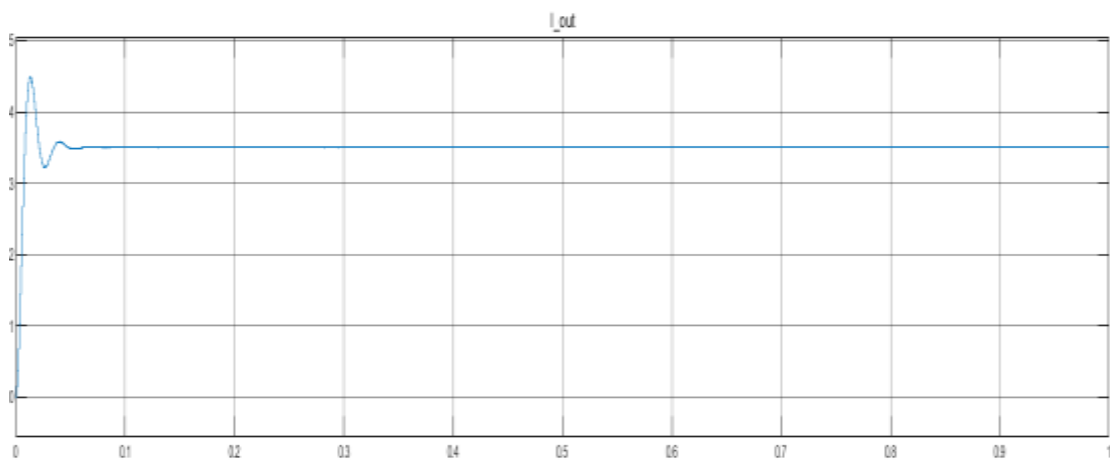


Figure (III.41) : Courbes qui indiquent le courant à la sortie du hacheur.

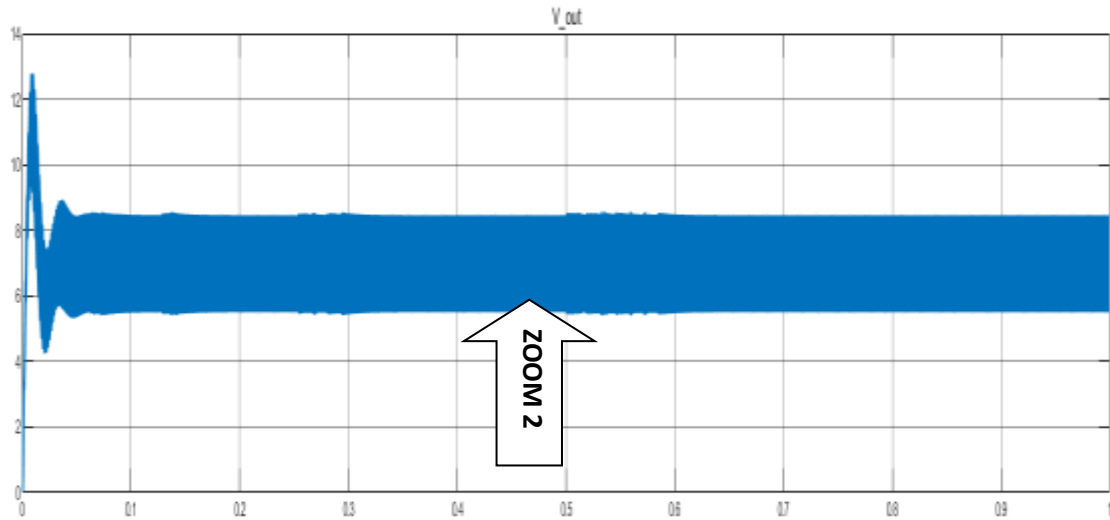
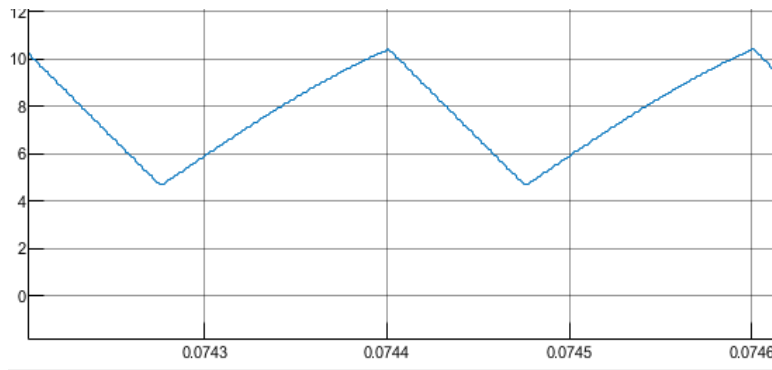


Figure (III.42) : Courbes qui indiquent la tension à la sortie du hacheur.



Zoome 2

III.12.2 Interprétation des résultats

- On observe que le courant à la sortie du Gpv reste constant.
- On observe un régime transitoire après le signal devient permanent, c'est-à-dire le régime transitoire est dû à la présence des éléments passifs tel que l'inductance.
- Le fait de maitre une charge RL, perturbe la stabilité du système PV en termes de comportement du courant et de la tension.

III.13 Comparaisant entre les deux charges (R et RL)

- Le système est plus stable à la présence de la charge R et réagit rapidement aux variations de tension, tandis que la charge RL présente un régime transitoire plus long avec des oscillations.
- Les oscillations dans la charge R est de manière non linéaire par rapport à la réponse linéaire d'une charge RL, représenté dans les zooms 1 et 2.

- Le temps d'oscillations dans la charge R est plus faible par rapport à celui de la charge RL.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous présentons un système de conversion photovoltaïque muni d'un convertisseur DC /DC (hacheur Boost) commande par la méthode de perturbation et observation (p&o), pour alimenter les charge R et RL.

Nous commençons par la modélisation du panneau photovoltaïque, nous avons présenté le modèle du panneau photovoltaïque, les différents paramètres influençant les principales caractéristiques ont été discuté à savoir la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ en fonction de l'ensoleillement et de la température. La modélisation du convertisseur a été aussi effectuée. L'ensemble du système PV constitue par le Gpv, le convertisseur et la charge R et RL est simulés sous environnement « Matlab Simulink ».

Enfin, différents résultats du système ont été obtenus et fournis à savoir :

- Les résultats de simulation sous Matlab Simulink d'un panneau doté d'une commande MPPT.
- les résultats du courant et de la tension à la sortie du générateur et du hacheur pour la charge R.
- les résultats du courant et de la tension à la sortie du générateur et du hacheur pour la charge RL.

D'après ces résultats on constate que le régime transitoire observé dans les courbes du courant et de la tension en présence de la charge RL résulte de la présence d'éléments passifs. Cela confirme que le fait de considérer une charge RL perturbe la stabilité du système GPV en termes de courant et de tensions fournies.

Ces résultats permettent de valider le modèle de simulation de l'installation PV considéré dans le cadre de cette étude.

Conclusion générale

L'objectif de ce mémoire était de proposer un système décentralisé combinant uniquement une source d'énergies renouvelables, à savoir un générateur photovoltaïque pour convertir l'énergie du soleil en électricité et sont généralement installés sur les toits ou dans les fermes solaires.

Nous avons consacré un premier chapitre à la définition du système de génération décentralisée, ses différentes technologies, nous avons donné une présentation détaillée des différentes sources d'énergies renouvelables existantes, Puis nous avons développé un état de l'art sur les différentes structures du système.

Dans un second chapitre nous avons présenté les Stratégies de contrôle des micro-réseaux et les techniques d'optimisation dans la commande de la gestion de l'énergie qui offrent une approche complète permettant d'améliorer l'intégration harmonieuse des sources renouvelables dans les réseaux électriques existants.

Dans le troisième chapitre nous commençons par la modélisation du générateur photovoltaïque. Un modèle de hacheur a été choisi et intégré dans le système GPV. Le hacheur considéré est de type "Boost" ou élévateur.

Les caractéristiques intrinsèques du GPV ont été tracées à savoir :

- La caractéristique $I(V)$
- La caractéristique $P(V)$

Puis nous avons discuté les effets des différents paramètres influençant les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ en fonction de l'ensoleillement et de la température.

Une fois les résultats obtenus ont été jugés acceptable (par comparaison aux résultats connus dans la littérature scientifique), le système GPV a été utilisé pour l'alimentation :

- d'une charge type résistive (Résistance R)
- d'une charge type inductive (charge $R-L$)

Les résultats obtenus sont fournis à savoir :

- Les résultats de simulation sous Matlab Simulink d'un panneau doté d'une commande MPPT.
- les résultats du courant et de la tension à la sortie du générateur et du hacheur pour la charge R .
- les résultats du courant et de la tension à la sortie du générateur et du hacheur pour la charge RL .

D'après ces résultats on constate que le régime transitoire observé dans les courbes du courant et de la tension en présence de la charge RL résulte de la présence d'éléments passifs. Cela confirme que le fait de considérer une charge RL perturbe la stabilité du système GPV en termes de courant et de tensions fournies.

Ces résultats permettent de valider le modèle de simulation de l'installation PV considéré dans le cadre de cette étude.

Comme perspective, nous souhaiterons d'insérer une pile à combustible comme une autre source, pour assurer la continuité du service avec la permutation entre ces sources, et une batterie de stockage.

Références bibliographiques

- [1] : Baghdadi Fazia, « modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergies renouvelables », Mémoire de Master, UMMTO, 2011.
- [2] : Mme AZIZI Amina, « modélisation optimisation d'un système de production d'énergie photovoltaïque avec un système de stockage hybride », Mémoire de Master, Université d'Annaba, 2019.
- [3] : Glodi MBWAMA BINAMEN, « Etude et dimensionnement d'une centrale photovoltaïque pour l'alimentation d'un quartier résidentiel », Mémoire online, sciences, 2019
- [4] : POTIERS Frédéric, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne », Thèse de doctorat de l'université de Nantes, 2003.
- [5] : KHEFIFI Nidhal, « Élaboration de stratégies de contrôle-commande basées sur la passivité pour le pilotage d'un micro-réseau de génération décentralisée de type AC en mode autonome », Thèse présentée et soutenue à Saint-Nazaire, 2021
- [6] : ABACHE SAID, « Etude des performances de la centrale solaire cylindro-parabolique de HASSI R'MEL », Mémoire de Master, UMMTO, 2022
- [7] : Labouret Anne, Villos Michel, « Energie solaire photovoltaïque » le manuel du professionnel.3eme édition Dunod, 2006
- [8] : Roues Rabah « Etude d'un système hybride éolien-photovoltaïque » " thèse de doctorat, UMMTO, 2018
- [9]: Lasseter, R. and Paigi Paolo, « Microgrid: à conceptual solution. In Power Electronics Specialists Conference», PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual, volume 6, pages 4285 – 4290 Vol.6, 2024
- [10] : Basso Gillian, « Approche à base d'agents pour l'ingénierie et le contrôle de micro-réseau ». Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2013.
- [11] : Peter Asmus, « Microgrids, virtual power plants and our distributed energy future. The Electricity Journal, » 23(10) :72 – 82, 2010
- [12] : Dobrowolski Jean, « Modélisation, contrôle/commande et certification d'un micro-réseau électrique décentralisé avec entrées exogènes aléatoire set informations contraintes ». Energieélectrique. Université Grenoble Alpes, 2017.

Références bibliographiques

- [13] : Petibon Stéphane, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Université de Toulouse, 2009.
- [14]: A. Ahmed Nabil and Masafumi Miyatake, « A stand-alone hybrid generation system combining solar photovoltaic and wind turbine with simple maximum power point tracking control ». In CES/IEEE 5th International Power Electronics and Motion Control Conference, volume 1, pages 1–7, 2006.
- [15]: S. Arul Daniel and N. Ammasaigounden, « A novel hybrid isolated generating system based on pv fed inverter-assisted wind-driven induction generators ». IEEE Transactions on Energy Conversion, 19(2) :416–422, 2004.
- [16] : I. Kamwa, B. Saulier, « Modélisation, simulation et régulation d'un réseau éolien/diesel autonome », Rapport N°IREQ4340, Varennes, Canada, 1989.
- [17] : Vandenberg Michel, « Systèmes hybrides PV/Diesel pour l'électrification rurale » Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e. V. Königstor 59 D-34119 Kassel (Germany).
- [18] : Duffaure-Gallais Isabelle, « La première pile à combustible installée en France » CSTB Magazine, 1999.
- [19] : I. Cruz, F. Arias, F. Avia, L. M. Arribas, R. P. Fife, “Assessment of different energy storage systems for wind energy integration”, European Wind Energy Conference 2001.
- [20] : Labbé Julien, « L'hydrogene electrolytique comme Moyen de Stockage d'electricite Pour Systemes Photovoltaïques Isoles », Thèse de Doctorat, Ecole des Mines de Paris, pp. 5-17-18-21-50-68-69, 21 décembre 2006.
- [21] : Jeremy Lagorce, « Modélisation, Dimensionnement et Optimisation des Systèmes d'Alimentation Décentralisés à Energie Renouvelables- Application des Systèmes Multi Agents pour la Gestion de l'Energie », Thèse de doctorat, Université de Technologie de Belfort Montbéliard, 2009.
- [22] : Madaci Bouthaina, « Architectures intégrées de gestion de l'énergie pour les multi systèmes autonomes utilisant le stockage par accumulateurs », Université des Frères Mentouri, Constantine, 2018.

Références bibliographiques

- [23] : Ionel Vechiu, « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelable dans un réseau autonome. Energie électrique », Université de Havre, Français tel-00179164, 2005.
- [24] : Benamara Vincent, « Étude et simulation d'un panneau solaire raccordé au réseau avec périphérique de stockage », Maîtrise en génie électrique, Université du Québec, Canada, 2012.
- [25] : An Li, « Analyse expérimentale et modélisation d'éléments de batterie et de leurs assemblages-Applications aux véhicules électriques et hybride » », Thèse de doctorat, Université Claude Bernard, Lyon, France, 2013.
- [26]: R.A. Huggins, Mechanical Energy Storage, In Energy Storage. Springer, Cham, 2016.
- [27]: S.O. Amrouche, D. Rekioua, T. Rekioua, «Overview of energy storage in renewable energy systems », International Renewable and Sustainable Energy Conference, Mar-rakech, 2015, pp. 1-6.
- [28] : B. Multon, J. Ruer, « Stocker l'électricité : oui, c'est indispensable et c'est possible ! », Recherche Écrin entreprise, Club énergie alternative.
- [29] : B. Multon, G. Robin, M. Ruellan, H. Ben Ahmed, « Stockage de l'énergie électrique, Stockage de l'énergie électrique pour la production décentralisée d'électricité (connectée au réseau ou en site isolé) », cours Master 2 recherche STS IST-SPEE Paris 11 – ENS Cachan, 2008.
- [30] : Ghizlane Hafidi, « Application de la commande prédictive non-linéaire à la commande de culture de bactéries escherichia coli », Thèse de Doctorat, Automatique / Robotique. Université Paris Sud - Paris XI, 2008.
- [31] : Pascal Dufour, « Contribution à la commande prédictive des systèmes à paramètres répartis non linéaires. Automatique / Robotique ». Université Claude Bernard - Lyon I, 2000.
- [32] : Bachiri Nariman, Ainana Achouak, « Simulation de Dispatching Combiné Economique/ Environnemental (CEED) en Présence d'une Source à Energie Renouvelable (SER) », Centre Universitaire Naama, Master en Énergies Renouvelables, 2020.
- [33] : Stuart.E Dreyfuss, Averill.M Law, «The art and theory of dynamic programming, Academic press», 1977
- [34]: Art Lew, Holger Mauch, «Dynamic programming – A computational tool», SpringerVerlag Berlin-Heidelberg, 2007

Références bibliographiques

- [35] : El Hamel L'ALLA, GHODBANE Selma, « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque optimisé par les algorithmes MPPT », Mémoire MASTER ACADEMIQUE, 2020.
- [36] : Karef Fatima Zohra, « Commande MPPT pour les panneaux photovoltaïques en ombrage », Mémoire de fin d'études, Université Ahmed Draïa-Adrar, 2021.
- [37] : Abouda Salim, " Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques : application aux systèmes de pompage", Thèse de doctorat, École Nationale d'Ingénieurs de Sfax, 2015.
- [38] : IDDA Ahmed, " Hybridation d'une Centrale Diesel en Energie Photovoltaïque : Faisabilité techniques et Rentabilité économique", UNIVERSITE d'ADRAR, MEMOIRE DE FIN D'ETUDE, MASTER en Physique Energétique, 2013.
- [39] : I, Etxeberria-Otadui Ion, " Les systèmes de l'électronique de puissance dédiés à la distribution électrique : application à la qualité de l'énergie", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, Septembre 2003.
- [40]: Tomislav Dragicevic, Xiaonan Lu, Juan C. Vasquez, and Josep Guerrero, "Dc microgrids-part 1: A review of control strategies and stabilization techniques", IEEE Transactions on Power Electronics, 31 :1-1, 01 2015.
- [41] : De Brabandere, K. et Bolsens, B. (2007), " Une méthode de contrôle de chute de tension et de fréquence pour les onduleurs parallèles", Transaction IEEE sur l'électronique de puissance, 22, 1107-1115. [https:// doi.org/10.1109/TPEL.2007.900456](https://doi.org/10.1109/TPEL.2007.900456)
- [42] : (2003) Académie des énergies renouvelables (RENAC), "ReGrid : Régulation de fréquence et de tension dans les réseaux électriques", <http://docplayer.net/6038884-Regid-frequence-and-voltage-regulation-in-electrical-grilles.html>
- [43] : Huang, W., Lu, M. et Zhang, L. (2011), "Enquête sur les stratégies de contrôle des microréseaux.Procédureénergétique",12,206212.<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.10.029>
- [44] : Nikos Hatziargyriou. (2014), " Microgrids : architecture et contrôle" Édition F, John Wiley & Sons, New York.
- [45]: Joao Abel Pecas-Lopes, C L Moreira, André Mandureira, et coll. (2005), " Stratégies de contrôle pour le fonctionnement d'urgence des micro-réseaux", Conférence internationale sur les futurs systèmes électriques,Amsterdam, 18 novembre 2005, 18 p.<https://doi.org/10.1109/FPS.2005.204226>
- [46] : Ashbani, S. et Abdel-Rady, M. (2013), " Interface générale pour la gestion de l'énergie des micro- réseaux à l'aide d'un contrôle de statisme coopératif non linéaire. Transactions IEEE sur les systèmes électriques", 20, 2929-2941.<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2254729>

Références bibliographiques

- [47] : Bergen Arthur & Vittal Vijay. (1999), ‘‘ Analyse des systèmes électriques’’, Prentice Hall, New Jersey, États-Unis.
- [48] : Yao, Wei ; Chen, Min . (2011), ‘‘Conception et analyse de la méthode de contrôle du statisme pour les onduleurs parallèles en tenant compte de l'impact de l'impédance complexe sur le partage de puissance’’, Transactions IEEE sur l'électronique industrielle, 58, 576-588. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2046001>
- [49] : Alatrash Hussam, Mensah Adje, Mark Evlyn , et coll. (2011), ‘‘ Contrôles d'émulation de générateur pour les onduleurs photovoltaïques’’, 8ème Conférence internationale sur l'électronique de puissance— EPPE, Asie, 30 mai-3 juin 2011, 996-1011.<https://doi.org/10.1109/ICPE.2011.5944502>
- [50] : Abusara, M., Shark, S. et Guerrero, J. (2015), ‘‘ Stratégie améliorée de contrôle du statisme pour les onduleurs connectés au réseau, énergie durable’’, Grida et les réseaux, 1, 10-19.
- [51] : Chaurey Akanksha & KandpalTara Chandra. (2010), ‘‘ Une comparaison technico-économique de l'électrification rurale basée sur les systèmes solaires domestiques et les micro-réseaux photovoltaïques’’, Politique énergétique, 38, 3118-3129.<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.01.052>.
- [52] : Olivier Gergaud, ‘‘Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur’’, thèse de doctorat, l'ENS de Cachan France, p 6, 2002.
- [53] : Tansaout Mahdia & Khemmar Silia, ‘‘Modélisation et simulation d'un panneau photovoltaïque sous Matlab Simulink’’, vol, page 27-28, soutenu en 2016 à l'UMMTO.
- [54] : Akassewa & Tchapo SINGO, ‘‘Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome’’, Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, février 2010.
- [55] : Ait Idir Yacin, ‘‘modélisation et simulation d'un système photovoltaïque commandé en puissance’’, soutenu en 2017 à l'UMMTO.
- [56] : Abada SOFIANE, ‘‘Etude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur SEPIC’’, thèse de doctorat, université de Laval ,2011
- [57] : Anne Labouret & Michel Villos, ‘‘Energie solaire photovoltaïque’’, Edition LE MONITEUR, 2ème édition. juin 2006
- [58] : <https://youtu.be/nGMjmA7Hem8>
- [59] : <https://youtu.be/vjAbipjD6HQ>

Références bibliographiques

- [60] : Mechalikh Med Nadjib & Hamada Charaf Eddine, “Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau”, Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah–Ouargla 2013.
- [61] : T. Senjyu, T. Nakaji, K. Uezato, T. Funabashi, “A Hybrid Power System Using Alternative Energy Facilities in Isolated Island”, IEEE Transactions on Energy Conversion, June 2005.
- [62] : B. Wichert, “PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation – A review of current practice and future developments”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 1, No. 3, pp. 209–228, Elsevier Science 1997.
- [63] : K. Preiser, L. Anton, G. Bopp, K. V. Dohlen, “Photovoltaic's, Hydropower and Gas generator, The Hybrid Energy System in Kaysersberg (France), 14th EPVSEC, Barcelona, Spain, 1997, pp. 1106-1109.
- [64] : Werner Kleinkauf, Günther Cramer, Mohamed Ibrahim, l'IEE-EVS, Institut de technologie des énergies électriques, Université Kassel and SMA Technologie AG.
- [65] : K. Burges et al, “Modular Hybrid Energy Supply System for Industrial Processes and Rural Electrification ”, Mediterranean Conference on Renewable Energy Sources for Water Production, Santorini, juin 1996.
- [66] : O. Ulleberg, “ Stand-Alone power systems for the future : Optimal design, operation & control of solar-hydrogen energy systems”, NTNU, Trondheim, Norvège, p 210, 1998.
- [67] : M. Ashari, C. V. Nayar, “An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)-diesel-battery hybrid power system”, Renewable Energy, vol. 66, No. 1, pp. 1–9, Elsevier Science 1999.
- [68] : B. Wichert, “PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation – A review of current practice and future developments”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 1, No. 3, pp. 209–228, Elsevier Science 1997.
- [69] : M. Ashari, C. V. Nayar, “An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)-diesel-battery hybrid power system”, Renewable Energy, vol. 66, No. 1, pp. 1–9, Elsevier Science 1999.
- [70] : S. Ruin, O. Carlson, “Wind-hybrid systems with variable speed and DC-link”, Wind Power for the 21 Century, Kassel, Germany, 25-27 September 2000.