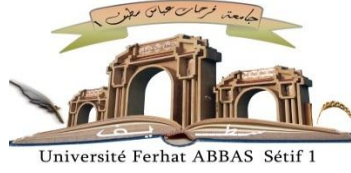


وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



جامعة فرحات عباس سطيف 1-1-

UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF -1-

UFAS (ALGERIE)

Faculté de Technologie

**Thèse de Doctorat**

Présenté au département d'Electrotechnique

Pour obtenir le diplôme

**De Doctorat Science en Electrotechnique**

Option :

**Réseaux électriques**

Par :

**Fateh SLAMA**

Thème

***Amélioration de l'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique (smart grid)***

*Soutenu le 17 juillet 2021 devant la commission d'examen composée de :*

Dr. RAHMANI Lazhar	Prof. à l'université Ferhat ABBAS Sétif-1	Président
Dr. RADJELI Hammoud	Prof. à l'université Ferhat ABBAS Sétif-1	Directeur de thèse
Dr. MOSTEFAI Mohamed	Prof. à l'université Ferhat ABBAS Sétif-1	Examineur
Dr. Boukhetala Djamel	Prof. A l'école Nationale Polytechnique (E.N.P)	Examineur
Dr. GROUNI Said	Prof. à l'université Tamanrasset	Examineur
Dr : LAYADI Toufik madani	M.C.A. à l'université Bordj Bou Arréridj	Examineur

## DEDICACE

---

*A mes chers parents : Abdelmadjid et sedrati khaira*

*A mon fils: Mouhib elrrahmane*

*A mon chère frère : Djemai*

*A ma femme*

*A mes chères sœurs*

*A ma famille et à tous mes amis.*

---

# REMERCIEMENTS

---

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude ainsi que toute ma reconnaissance à mon

Directeur de thèse Pr. RADJELI Hammoud, Professeur au Département d'Electrotechnique Faculté de Technologie, université de Sétif 1. Pour m'avoir proposé ce sujet de doctorat et de m'avoir aidé par ses idées, ses conseils, surtout ses encouragements pour finalisé cette thèse.

Je remercie également tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail :

- Dr. RAHMANI Lazhar, Professeur à l'université de Sétif 1, président du jury. Je tiens à le remercie vivement pour m'honorer de sa présence.
- Dr. MOSTEFAL Mohamed: Professeur à l'université de Sétif 1, par cette occasion je tiens à le remercier pour s'intéresser à juger et examiner mon travail.
- Dr. Boukhetala Djamel, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique (E.N.P.A), par cette occasion je tiens à le remercier pour s'intéresser à juger et examiner mon travail.
- Dr. GROUNI Said, Professeur à l'université de Tamanrasset, par cette occasion je tiens à le remercier pour s'intéresser à juger et examiner mon travail.
- Dr. LAYADI Toufik madani, M.C.A. à l'université Bordj Bou Arréridj, je tiens à le remercier pour s'intéresser à juger et examiner mon travail.

Je remercie Dr. Aissa Chouder, Maitre de conférence classe A à l'université de M'Sila de m'avoir aidé par ses idées.

Mes remerciements aussi au staff administratif du département d'électrotechnique de l'université de Sétif.

Enfin je remercie toute personne de près ou de loin qui a participé pour rendre ce travail réalisable et présentable.

Slama Fateh

---

# SOMMAIRE

---

DEDICACE .....	I
REMERCIEMENTS .....	II
SOMMAIRE .....	III
LISTE DES FIGURES .....	VI
LISTE DES TABLEAUX .....	VIII
LISTES DES ACRONYMES ET SYMBOLES .....	IX
<b>Chapitre 01 .....</b>	<b>1.1</b>
INTRODUCTION .....	1.1
1.1. Introduction .....	1.1
1.2. Description du problème .....	1.1
1.3. Plan de travail de la thèse .....	1.3
<b>Chapitre 02 .....</b>	<b>2.1</b>
SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE .....	2.1
2.1. Introduction .....	2.1
2.2. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque .....	2.2
2.3. Système de stockage .....	2.3
2.3.1. Caractéristiques principales d'une batterie .....	2.4
2.3.2. Système de régulation : .....	2.5
2.4. Classification d'un système photovoltaïque .....	2.6
2.4.1. Système autonome .....	2.7
2.4.2. Système connecté au réseau .....	2.8
2.5. Avantages et inconvénients du système connecté au réseau .....	2.9
2.5.1. Avantages .....	2.9
2.5.2. Inconvénients .....	2.9
2.6. Topologies du système photovoltaïque connecté au réseau .....	2.10
2.6.1. Topologie d'onduleur central .....	2.10
2.6.2. Topologie d'onduleur shunt (String inverter) .....	2.11
2.6.3. Topologie d'onduleur multi-shunt (multi-string) .....	2.12
2.6.4. Topologie d'onduleur modulaire .....	2.13
2.7. Conclusion .....	2.15

---

---

**Chapitre 03 ..... 3.1**
**MODELISATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE ..... 3.1**

Introduction .....	3.1
3.1. Modélisation du Générateur photovoltaïque .....	3.1
3.2. Paramètres d'une cellule photovoltaïque : .....	3.3
3.2.1. Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) : .....	3.3
3.2.2. Tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ ) : .....	3.4
3.2.3. Facteur de forme FF : .....	3.4
3.2.4. Rendement $\eta$ .....	3.4
3.3. Types de convertisseurs DC-DC .....	3.7
3.3.1. Convertisseur abaisseur (Buck) .....	3.7
3.3.2. Convertisseur élévateur (Boost) .....	3.8
3.3.3. Convertisseur Abaisseur- Élévateur (Buck-Boost) .....	3.8
3.4. Modélisation du convertisseur élévateur (Boost) .....	3.9
3.5. Principe de la méthode MPPT (Inc) .....	3.11
3.6. Conclusion : .....	3.14

**Chapitre 04 ..... 4.1**
**MODELISATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU ..... 4.1**

4.1. Introduction .....	4.1
4.2. Modélisation de l'interface réseau .....	4.2
4.2.1. Modélisation du réseau électrique .....	4.2
4.3. Convertisseur DC-AC (onduleur) .....	4.3
4.3.1. Modélisation de l'onduleur triphasé .....	4.3
4.4. Régulation du bus continu DC .....	4.4
4.5. Principe de la commande directe de puissance .....	4.4
4.6. Conclusion .....	4.14

**Chapitre 05 ..... 5.1**
**GESTION D'ENERGIE D'UN SYSTEME PV CONNECTE AU RESEAU BT AVEC BATTERIE ..... 5.1**

5.1. Introduction .....	5.1
-------------------------	-----

---

---

5.2. Gestion de GD au réseau intelligent (Smart Grid) .....	5.2
5.3. Gestion de la demande (SGD) et réponse à la demande (RD).....	5.3
5.4. Modélisation comportementale d'un système PV connecté au réseau.....	5.4
5.4.1. Modélisation comportementale du champ photovoltaïque .....	5.4
5.4.2. Modélisation comportementale de l'onduleur .....	5.6
5.5. Algorithme proposé .....	5.7
5.5.1. Calcul de la puissance stockée dans la batterie: .....	5.11
5.5.2. Calcul du courant de charger de la batterie et la capacité Ah avant et après $T_{max1}$ :.....	5.11
5.5.3. Calcul du temps de décharge de la capacité de batterie avant $T_{max1}$ .....	5.13
5.5.4. Calcul du temps de décharge de la capacité de batterie après $T_{max1}$ .....	5.14
5.6. Résultats et discussions.....	5.15
5.6.1. Résultats de simulation obtenus pour deux jours d'été, bon temps et mauvais temps....	5.15
5.6.2. Résultats de simulation obtenus pour deux jours d'hiver, bon temps et mauvais temps.	5.17
5.7. Conclusion. ....	5.21
<b>Chapitre 06 .....</b>	<b>6.1</b>
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES .....	6.1
6.1. Conclusion générale.....	6.1
6.2. Publications.....	6.2
6.3. Perspectives .....	6.3
REFERENCES .....	1

---

# LISTE DES FIGURES

---

Figure 2.1. Schéma d'installation solaire avec convertisseur 12V-220V et utilisation en 12V.....	2.7
Figure 2.2. Schéma représente l'installation photovoltaïque connectée au réseau. ....	2.8
Figure 2.3. Schéma topologique d'onduleur central. ....	2.11
Figure 2.4. Schéma topologique d'onduleur shunt. ....	2.11
Figure 2.5. Schéma topologique d'onduleur multi-shunt. ....	2.13
Figure 2.6. Schéma topologique d'onduleur modulaire. ....	2.14
Figure 3.1. Schéma de la cellule PV.....	3.1
Figure 3.2. Cellules PV, module, panneau et champ PV. ....	3.3
Figure 3.3. Caractéristique de la courbe du module PV où la température variable.....	3.5
Figure 3.4. Caractéristique de la courbe du module PV où l'éclairement variable.....	3.6
Figure 3.5. Schéma équivalent de modèle du convertisseur abaisseur. ....	3.7
Figure 3.6. Schéma équivalent de modèle du convertisseur élévateur .....3.8	3.8
Figure 3.7. Schéma équivalent de modèle du convertisseur Abaisseur- Élévateur (Buck-Boost).....	3.8
Figure 3.8. Schéma équivalent du hacheur survolteur: K (a) : fermé.....	3.9
Figure 3.9. Schéma équivalent du hacheur survolteur: K (b) : ouvert ..... 3.10	3.10
Figure 3.10. Organigramme de la commande MPPT (Incon).....	3.13
Figure 3.11. Courbe de la puissance MPPT avec variation d'éclairement.....	3.13
Figure 4.1. Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique .....	4.1
Figure 4.2. Schéma équivalent d'un Onduleur Triphasé. ....	4.3
Figure 4.3. Boucle d'asservissement de la tension du bus DC. ....	4.4
Figure 4.4. Configuration générale de la commande DPC.....	4.5
Figure 4.5. Plan ( $\alpha, \beta$ ) divisé en 12 secteurs .....	4.7
Figure 4.6. Organigramme de l'algorithme DPC.....	4.8
Figure 4.7. Tension de bus continue Vdc. ....	4.9
Figure 4.8. Puissance estimée et puissance de référence. ....	4.10
Figure 4.9 Tension de réseau $V_g$ et courant inversi $I_{inv}$ . ....	4.11
Figure 4.10 Courant triphasé inversi.....	4.12
Figure 4.11 Puissance réactive $q$ .....	4.13
Figure 4.12 Courant du filtre $f_2$ . ....	4.13
Figure 4.13 Tension de réseau. ....	4.14
Figure 5.1. Architecture gestionnaire d'énergie.....	5.2

---

---

Figure 5.2. <i>Système d'acquisition de données</i> .....	5.4
Figure 5.3. <i>Schéma simplifié du modèle de l'onduleur connecté au réseau</i> .....	5.6
Figure 5.5. <i>Schéma bloc de l'onduleur connecté au réseau PV</i> .....	5.7
Figure 5.6. <i>Données de courbe de la charge quotidienne de chaque mois</i> .....	5.8
Figure 5.7. <i>Organigramme de différentes étapes de l'algorithme</i> .....	5.9
Figure 5.8. <i>Algorithme définit le temps pour <math>T_{max1}</math>, <math>T_{max2}</math> et <math>T_{im3}</math></i> .....	5.10
Figure 5.9. <i>Organigramme d'algorithme, qui calcule les états du commutateur (<math>sbat\_cha\_T1</math>; <math>sbat\_cha\_T2</math>) pour charger la batterie</i> .....	5.12
Figure 5.10. <i>Organigramme d'algorithme, qui calcule les états du commutateur (<math>sbat\_Dis\_Tmax1</math>) afin de décharger la batterie à <math>T_{max1}</math></i> .....	5.13
Figure 5.11. <i>Organigramme d'algorithme, qui calcule les états du commutateur</i> .....	5.14
Figure 5.12. <i>Profil d'éclairage et de température (jour d'été et bon temps)</i> .....	5.15
Figure 5.13. <i>Courbe du courant injecté <math>I_g</math> (jour d'été et bon temps)</i> .....	5.16
Figure 5.14. <i>Commutateur pour contrôler le courant de la batterie (jour d'été et bon temps)</i> .....	5.16
Figure 5.15. <i>Profil d'éclairage et la température (jour d'été et mauvais temps)</i> .....	5.16
Figure 5.16. <i>Courbe du courant injecté <math>I_g</math> (jour d'été et mauvais temps)</i> .....	5.17
Figure 5.17. <i>Commutateur pour contrôler le courant de la batterie (jour d'été et mauvais temps)</i> .....	5.17
Figure 5.18. <i>Profil d'éclairage et de la température (jour d'hiver et bon temps)</i> .....	5.17
Figure 5.19. <i>Courbe du courant injecté <math>I_g</math> (jour d'hiver et bon temps)</i> .....	5.18
Figure 5.20. <i>Commutateur pour contrôler le courant de la batterie (jour d'hiver et bon temps)</i> .....	5.18
Figure 5.21. <i>Profil d'éclairage et de la température (jour d'hiver et mauvais temps)</i> .....	5.18
Figure 5.22. <i>Courbe du courant injecté <math>I_g</math> (jour d'hiver et mauvais temps)</i> .....	5.19
Figure 5.23. <i>Commutateur pour contrôler le courant de la batterie (jour d'hiver et mauvais temps)</i> .....	5.19
Figure 5.24. <i>Courant de réseau, courant inversé et courant de la charge</i> .....	5.20
Figure 5.25. <i>Courbes de la tension du réseau et le courant inversé</i> .....	5.21

---



# LISTE DES TABLEAUX

---

<b>Tableau 2.1.</b> <i>Comparaison entre les différentes topologies d'onduleur</i> .....	2.15
<b>Tableau 3.1.</b> <i>Valeurs des paramètres de simulation du module solaire</i> .....	3.4
<b>Tableau 3.2</b> <i>Différent types de convertisseurs.</i> .....	3.9
<b>Tableau 3.3.</b> <i>Paramètres du convertisseur.</i> .....	3.11
<b>Tableau 4.1.</b> <i>Tableau de commutation où <math>\Delta p=1</math></i> .....	4.7
<b>Tableau 4.2.</b> <i>Tableau de commutation où <math>\Delta p=0</math></i> .....	4.7
<b>Tableau 5.1.</b> <i>Valeurs des paramètres de la simulation</i> .....	5.5



# LISTES DES ACRONYMES ET SYMBOLES

---

## Acronymes

BT	Réseau basse tension
CDER	Centre de développement des énergies renouvelables en Algérie
DC	Bus contenu
DC-AC	Convertisseur contenu-alternatif
DC-DC	Convertisseur contenu-contenu
GD	Générateur distribué (Distributed Generator)
DPC	Commande Directe de Puissance
RD	Réponse à la demande (Demand Response)
SGD	Système de Gestion de la demande
SGE	système de gestion de l'énergie (Energy Management System)
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
KWc	Kilo Watt Crêt
MLI (PWM)	Commande par modulation de largeur d'impulsions
MPPT	Recherche du point de puissance maximale
PED	Demande d'énergie de pointe (Peak Energy Demand)
PI	Régulateur Proportionnel intégrateur
PV	Photovoltaïque
PV-GD	Photovoltaïque-Générateur décentralisé
PVs	Système Photovoltaïque
SER	Sources d'énergie renouvelables
SER-B	Sources d'énergie renouvelables avec batteries du stockage
SOC	État de charge de la batterie

## Symboles

A	Facteurs d'idéalité de la diode
C1	Capacité d'entrée du convertisseur DC-DC
C2	Capacité de sortie du convertisseur DC-DC
C <sub>dc</sub>	Capacité de bus contenu

---

---

$C_{f2}$	Capacitance du filtre 2
D	Diode
Delta_t_T1_rest	Heures restantes de capacité (Ah) où la batterie déchargée à $T_{max1}$
E	Irradiation
$E_d$	Seuil de l'éclairement
$E_g$	Bande interdite du semi-conducteur
$E_n$	Irradiation normalisé (référence)
G	Conductance
h	Heures
I	Courant (A)
$I_0$	Courant de saturation à la condition normalisée
$I_c$	Courant de décharge de la batterie
$I_{c1}$	Courant de Capacité d'entrée du convertisseur DC-DC
$I_{c2}$	Courant de Capacité de sortie du convertisseur DC-DC
$I_{cel}$	Courant de sortie de la cellule
$I_d$	Courant de diode
$I_g$	Amplitude du courant invertie
$I_L$	Courant de l'inductance
$I_{mpp}$	Courant optimal (maximal) du GPV
$I_{mr}$	Constant
$I_{ph}$	Photo courant
$I_{Rsh}$	Courant de fuite
$I_s$	Courant de saturation inverse de la diode
$I_{sc}; I_{cc}$	Courant de court-circuit de la cellule solaire
K	Constante de Boltzmann
$K_i$	Constante de température donnée à la condition standard
$L_f$	L'inductance de liaison
$L_{f1}$	L'inductance du filtre 1
n	Nombre du secteur
$N_p; N_{pp}; N_{mp}$	Nombre du module PV en parallèle
$N_{ms}$	Nombre du module PV en séries
$N_s$	Nombre des cellules en séries dans un module

---

---

$N_{ss}$	Nombre des cellules en série
$P$	Puissance (W)
$P_{ac}$	Puissance au côté alternatif
$P_{char}$	Puissance active de la charge
$P_{ref}$	Puissance active de référence
$q$	Charge d'un électron
$q_{ref}$	Puissance réactive de référence
$R_{f1}$	Résistance du filtre 1
$R_{f2}$	Résistance du filtre 2
$R_L$	Résistance de l'inductance
$R_s$	Résistance en série de la cellule PV
$R_{sh}$	Résistance en parallèle de la cellule PV
$S_a; S_b; S_c; \bar{S}_a; \bar{S}_b; \bar{S}_c$	Etat de commutation (0 ou 1)
$sbat\_Dis\_T_{max2}$	Etat du commutateur de charge de la batterie à Tmax2
$sbat\_Dischar\_T_{max1}$	Etat du commutateur de charge de la batterie à Tmax1
$S_p$	Variable booléenne pour la puissance active
$S_q$	Variable booléenne pour la puissance réactive
$T_c$	Température de la cellule
$T_{max1}$	Premier seuil sur la courbe de charge (heure de pointe)
$T_{max2}$	Deuxième seuil sur la courbe de charge (heure de pointe)
$T_{min3}$	Seuil de consommation minimum (heure creuse)
$T_n$	Température normalisé (référence)
$T_r$	Température de référence en Kelvin
$V$	Tension (V)
$V_0$	Tension continue de sortie pour le convertisseur
$V_a; V_b; V_c$	Tension triphasées
$V_{cel}$	Tension de sortie de la cellule
$V_{dc}$	Tension au bus contenu
$V_i$	Tension continue d'entrée pour le convertisseur
$V_{inv}$	Tension invertie par l'onduleur
$V_L$	Tension de l'inductance
$V_{max}$	Tension maximale du réseau BT
$V_{mpp}$	Tension optimal (maximale) du GPV

---

$V_{oc}$ ; $V_{co}$	Tension de la cellule en circuit ouvert
$V_t$	Tension thermique
$V_\alpha$	Tension sur l'axe d'un plan biphasé
$V_\beta$	Tension sur l'axe d'un plan biphasé
$\Delta G$	Variation élémentaire de la conductance
$\Delta P$	Variation de la puissance active
$\Delta q$	Variation de la puissance réactive
$\theta$	L'angle de phase
$\omega$	Pulsation angulaire

---

---

# Chapitre 01

---

## INTRODUCTION

---

### 1.1. Introduction

La technologie de développement des panneaux photovoltaïques c'est sa capacité réelle de devenir l'une des sources d'énergie renouvelables les plus importantes pour l'approvisionnement futur en électricité, également dans le cadre de la mise en œuvre des politiques efficaces qui attirent des investissements suffisants pour déployer des sources d'énergie renouvelables. La recherche bibliographique montre que les politiques efficaces abordent simultanément l'exploitation et le rendement qui sont les caractéristiques génériques de conception des instruments spécialisés, telles que la crédibilité et la prévisibilité, qu'ont un impact considérable sur le risque d'investissement[1].

La forte pénétration des générateurs photovoltaïques distribués (PV-GD) sur le réseau basse tension (BT) est le résultat de la déréglementation du marché de l'électricité, et de l'augmentation des problèmes environnementaux liés au réchauffement climatique résultant de l'utilisation de centrales à combustibles fossiles[2]. Ces sources de faible puissance sont généralement installées au niveau local et peuvent être utilisées pour fournir une réponse rapide aux pics de demande de puissance dans le réseau de distribution.

Ce chapitre d'introduction comporte les parties suivantes :

1. Description du problème;
2. Plan de la Thèse;

### 1.2. Description du problème

L'intégration des systèmes PV sur le réseau BT est considérée comme une solution adéquate pour les centrales électriques à combustibles fossiles, et elle gagne une popularité dans le monde entier. Portée par une poussée sociétale vers des ressources propres et renouvelables. Cependant, ces ressources sont souvent incontrôlables (par exemple, le vent et le soleil), et sont de plus en plus exploitées à des échelles plus petites (par exemple,

photovoltaïque sur les toits). [3] Cela pose un défi de fiabilité pour le fonctionnement de notre chaîne d'approvisionnement énergétique, en particulier pour notre réseau électrique. Dans ce réseau, l'offre et la demande doivent être adaptées à tout moment, le stockage étant pratiquement inexistant. Traditionnellement, l'alimentation est contrôlée de manière centralisée et suit la charge, celle-ci étant supposée incontrôlable. Avec le nombre croissant de ressources renouvelables distribuées incontrôlables dans le système, le paradigme centralisé devient rapidement irréalisable.

L'installation à grande échelle de générateurs photovoltaïques distribués (PV-GD) connectés sur le réseau basse tension (BT) nécessite plus d'attention en raison de son impact négatif sur le réseau électrique, tel que l'inversion du flux de puissance et l'augmentation de la tension [4]. Une étude antérieure a également prouvé que le changement climatique se considère un facteur principal d'intégration des sources d'énergie renouvelables (SER) [5](énergie solaire) dans le réseau électrique moderne, et en raison de la nature intermittente des sources d'énergie renouvelables.

L'intégration de ces sources nécessite des technologies modernes et des politiques spéciales. Plusieurs solutions ont été proposées dans des plusieurs ouvrages littéraires pour réduire les problèmes résultants de l'intégration du système PV à grande échelle dans les réseaux électriques [6]. La transition énergétique accélérée à l'aide d'un ensemble des données sur les énergies renouvelables [1], provoque des progrès technologiques dans les schémas de contrôle et de communication, elle conduit à la modernité du réseau intelligent et le développement de la communication entre les appareils et l'analyse des données qui sont très importants dans la mise en œuvre .

Il est reconnu que la régulation de la tension est une incombe aux producteurs photovoltaïques, cela nécessite l'utilisation d'un réseau intelligent qui s'appuie sur des compteurs intelligents pour acquérir et surveiller les caractéristiques du signal électrique pendant la journée [7]. Les solutions suggérées pour réduire le problème des écarts de tension sont de limiter la production photovoltaïque pendant la demande d'énergie inférieure. Cependant, cette solution n'est pas appropriée, car elle entraîne une perte des revenus pour le producteur. Pour éviter une telle solution, il est exigé du producteur PV d'utiliser le système de stockage [8] dans un effort pour éviter les fuites de cette énergie [9]. Les auteurs dans [10] présentent une étude sur un système de stockage d'énergie par batterie PV installé dans une

maison d'habitation connectée au réseau où les résultats expérimentaux quotidiens ont montré que la présence d'un système de stockage d'énergie a un effet positif sur la demande énergétique dans l'heure de pointe, et sur le réseau de distribution en termes de réduction de la charge de pointe et des fluctuations de tension.

### **1.3. Plan de travail de la thèse**

Pour ce faire, on a envisagé de poursuivre notre thèse selon le plan suivant :

Dans le premier chapitre, nous présentons une introduction générale sur le contenu de la thèse et le plan de travail. Dans ce premier chapitre, la problématique et le but de cette thèse sont présentés. Ensuite, nous avons détaillé les contributions et le travail réalisé, ainsi que le plan et la composition de la thèse d'une façon générale, à la fin nous avons cité les articles que nous avons publiés soit dans des journaux ou dans des conférences internationales.

Dans le second chapitre, nous présentons un aperçu général sur l'énergie photovoltaïque. Ensuite, nous allons présenter, système de stockage et les deux grandes familles des systèmes solaires photovoltaïques, à savoir les systèmes autonomes et les systèmes connectés au réseau. Enfin, nous allons évoquer de quelques notions et définitions (différentes topologies, avantages et inconvénients) relatives aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique.

Dans le troisième chapitre, nous allons présenter une modélisation mathématique des différents éléments du système photovoltaïque. Par ailleurs, la modélisation du module et le champ photovoltaïque sera décrite brièvement avec leurs différentes caractéristiques ( $V$ ,  $P$ ) et ( $V$ ,  $I$ ). Dans ce chapitre, nous présentons aussi une étude préliminaire de quelques types de convertisseur DC-DC comme le hacheur dévolteur, le hacheur survolteur et le hacheur mixte (dévolteur-survolteur), leurs principes, puis modélisation de hacheur survolteur. Ainsi, nous détaillons une méthode classique pour la recherche du point de puissance maximale (MPPT), comme l'algorithme d'incrément de l'inductance.

Dans le quatrième chapitre, nous allons présenter une modélisation mathématique d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique. De plus, la modélisation du réseau a été introduite. Ainsi, nous avons utilisé un régulateur de type PI pour le bus contenu et développé la méthode DPC classique à base d'utilisation simplifié du tableau de commutation



afin de contrôler l'onduleur. La dernière partie a été consacrée à la simulation de l'ensemble du système sous l'environnement Matlab / SIMULINK.

Dans le cinquième chapitre, Nous avons présenté une généralité sur le système de Gestion GD dans le réseau intelligent, Ainsi que dans ce chapitre, nous avons proposé un nouvel algorithme pour SGE d'un système photovoltaïque (PV) connecté au réseau, en tenant compte un système de stockage pour réduire le caractère d'intermittence de l'énergie PV qui infecte la stabilité du réseau électrique. Cet algorithme est développé grâce à une modélisation comportementale d'un système PV connecté au réseau, tel que les modèles simplifiés du générateur PV et le convertisseur DC-AC.

Dans le chapitre six, nous avons également présentés l'objectif de cette thèse à travers une conclusion générale et cités les travaux qui ont été réalisés, puis nous avons achevé notre travail avec une perspective.

---

# Chapitre 02

## SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

---

### 2.1. Introduction

Le soleil source d'énergie inépuisable sans laquelle la vie ne pourrait exister. Ses rayonnements vers la Terre rendent possibles des processus naturels tels que la photosynthèse, la pluie, le vent et les courants marins, en plus de la formation de ressources énergétiques fossiles non renouvelables telles que le pétrole, le gaz, le charbon, etc.

Depuis de nombreuses années, nous utilisons ces sources d'énergie de manière de plus en plus irrationnelle et nous avons atteint un point où, si elles sont consommées à ce rythme, elles s'épuisent rapidement, sans tenir compte des dommages écologiques causés à la Terre, ainsi que la pollution environnementale, ce qui affecte notre santé. De ce qui précède, il est entendu qu'il est de plus en plus urgent de disposer de sources d'énergie pour remplacer ou soutenir les carburants conventionnels, il est donc également urgent de disposer de dispositifs qui convertissent l'énergie solaire en énergie utile telle que l'électricité et l'énergie thermique satisfaire différentes demandes.

L'énergie solaire photovoltaïque qui consiste à produire directement de l'électricité à partir de la lumière à l'aide de panneaux solaires, cette forme d'énergie est déjà exploitée dans de nombreux pays, surtout dans les pays qui ne disposent pas de ressources énergétiques conventionnelles tels que les hydrocarbures ou le charbon[11].

#### ❖ Les énergies renouvelables en Algérie

- Potentiel solaire

La situation géographique de l'Algérie est l'un des champs d'énergie solaire les plus importants au monde. La durée d'insolation dans les hauts plateaux et Sahara en Algérie atteint 3 900 heures par an, et dépasse environ 2 000 heures par an sur l'ensemble du territoire national. L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> est de l'ordre de (3 ou 5.6) kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh /m<sup>2</sup>/an au Nord et 2263 kWh/m<sup>2</sup>/an au sud du pays [12].

## 2.2. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

### ❖ Avantages de l'énergie photovoltaïque [13]

L'énergie photovoltaïque offre de multiples avantages:

- Les systèmes photovoltaïques sont extrêmement fiables.
- L'énergie photovoltaïque est particulièrement attractive pour les sites urbains, dus à leur petite taille, et leur opération silencieuse.
- L'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montage dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville.
- L'électricité photovoltaïque est produite au plus près de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez utilisateur.
- Les matériaux employés (verre, aluminium) résistent aux conditions climatiques (notamment à la grêle).
- La durée de vie des panneaux photovoltaïque est très longue. Certains producteurs garantissent les panneaux solaires pour une durée de 25 ans.
- Les sources photovoltaïques peuvent convertir l'énergie solaire en énergie électrique sans aucune pollution [14], qui ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets [15].
- L'énergie solaire est une énergie inépuisable et renouvelable [14].
- Réduire la vulnérabilité aux pannes d'électricité [15].

### ❖ Inconvénients de l'énergie photovoltaïque [13], [16]

- Production d'énergie qui dépend de l'ensoleillement, toujours variable.
- S'il faut stocker l'énergie avec des batteries, le coût de l'installation augmente.
- Pollution à la fabrication.
- La densité énergétique des sources photovoltaïques est faible et le rendement réel de conversion est faible [14].
- Les surfaces d'installation des sources photovoltaïques sont toujours importantes [14].

Le marché du photovoltaïque continue de trouver des applications et de se développer malgré ces lacunes évoquées précédemment. De plus, la technologie photovoltaïque est dans un processus de maturation dans laquelle les inconvénients pourraient sa réduire, notamment en ce qui concerne les coûts de fabrication des panneaux solaires.

### 2.3. Système de stockage

La caractéristique fondamentale d'un système photovoltaïque est que l'énergie n'est produite que lorsque la lumière du soleil est disponible. Pour les systèmes dans lesquels le photovoltaïque est la seule source de production, le stockage est généralement nécessaire car une correspondance exacte entre la lumière du soleil disponible et la charge est limitée à quelques types de systèmes. Par contre, dans les systèmes hybrides ou connectés au réseau, où les batteries ne sont pas intrinsèquement nécessaires, elles peuvent être avantageusement incluses pour l'adaptation de charge ou le conditionnement de puissance.

Dans tout système photovoltaïque qui comprend des batteries, ces dernières deviennent un composant central du système global qui affecte de manière significative le coût, les exigences de maintenance, la fiabilité et la conception du système photovoltaïque. En raison de l'impact important des batteries dans un système photovoltaïque autonome, la compréhension des propriétés des batteries est essentielle pour comprendre le fonctionnement des systèmes photovoltaïques. Les paramètres de batterie importants qui affectent le fonctionnement et les performances du système photovoltaïque sont les exigences de maintenance de la batterie, la durée de vie de la batterie, La résistance interne - La tension à vide - La tension nominale - La tension de fin décharge - La capacité - Le taux de décharge et recharge - La profondeur de décharge - L'influence des paramètres extérieurs - nombre de jour d'autonomie - la puissance disponible et l'efficacité.

Par ailleurs, l'état de charge est exprimée en pourcentage (acronyme est SOC en anglais state-of-charge) renseigne sur le niveau de charge de la batterie afin d'éviter les décharges profondes ou les charges excessives qui abîmeront les batteries. Cette observation a pour objectif de ralentir la dégradation de la batterie afin d'allonger au maximum sa durée de vie[17]. L'unité de SOC est 100% ou 1 pour une batterie pleinement chargée et 0% ou 0 pour une batterie dite vide, comme l'exprime l'équation suivante [18]:

$$SOC\% = SOC \times 100\% = \frac{\text{Capacité disponible [AH]}}{\text{Capacité nominale [AH]}} * 100\%$$

### 2.3.1. Caractéristiques principales d'une batterie

#### ❖ Capacité en Ampère heure :

Quantité d'électricité (charge électrique), généralement exprimée en ampères-heures (Ah), qu'une batterie complètement chargée peut débiter dans des conditions spécifiées [19], par exemple, une batterie de 100 Ah peut fournir 100 A pendant une heure [20].

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que :

#### ❖ Taux de chargement et déchargement :

La capacité disponible dans la batterie peut augmenter ou diminuer tout dépend de l'état de charge ou décharge à un rythme différent de la batterie, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

#### ❖ Température :

Température de l'électrolyte causant la réaction chimique [19]. Cette température est considérée comme un facteur d'influence sur sa capacité. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement.

#### ❖ La durée de vie : [21]

Une batterie peut être chargée puis déchargée complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quel que soit le mode d'utilisation de la batterie, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles). La durée de vie d'une batterie est rarement indiquée, car elle dépend énormément des conditions d'utilisation [22].

#### ❖ Profondeur de décharge:[21]

Le pourcentage de la capacité totale de la batterie utilisé pendant un cycle de charge/décharge nommé profondeur de décharge. La majorité des batteries de type "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité totale, sans les endommager. Par contre les batteries de type

"cycle peu profond" sont destinées pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle [23]. Les fabricants de batteries de nickel- Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucuns dommages. La profondeur de décharge : Cependant, affecte même les batteries de cycle profond. Plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.

❖ **Tension d'utilisation :** [19]

Tension électrique entre les bornes d'un élément ou d'une batterie pendant la décharge.

❖ **Rendement :**[24]

Le rendement est le rapport de l'énergie restituée sur l'énergie emmagasinée. Sa définition est souvent simpliste car elle n'est fournie que pour un seul point de fonctionnement. Or, de façon caricaturale, il y a des « pertes à vide » ou d'autodécharge et des « pertes en charge ». Le rendement doit donc être défini sur un ou plusieurs cycles réalistes en rapport avec l'application. Ainsi un système optimise pour une faible « constante de temps » aura un meilleur rendement lors de sollicitations rapides.

❖ **Taux d'autodécharge :** [18]

C'est la décomposition spontanée (sans intervention externe) des matières actives de la cellule d'un état chargé vers un état de décharge. L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.

### 2.3.2. Système de régulation :

Le contrôle de charge et de décharge d'une batterie afin de maximiser leur durée de vie est assuré par le système de régulation de charge qui fait partie d'un système photovoltaïque. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit[25].

Le régulateur de charge assure deux fonctions principales [21]:

- La protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.

- Assurer l'optimisation du transfert d'énergie du champ PV à l'utilisation [22].

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension préréglés : seuil haut et seuil bas.

Il existe plusieurs types de régulateurs :

### ❖ Régulation de décharge

La régulation de décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension préréglé bas et transmet l'information à un circuit de commande. Ce dernier arrête de décharger lorsque la tension par élément dépasse la tension de seuil.

### ❖ Régulation de la charge [26]

Le régulateur de charge a pour rôle d'augmenter la durée de vie de la batterie en la protégeant contre certaines situations critiques qui peuvent être associées à son fonctionnement. Améliorer la durée de vie d'une batterie plomb (les plus utilisées), c'est empêcher :

- La surcharge (ou charge excessive) : quand la tension de la batterie dépasse un seuil déterminé
- La décharge profonde: quand la batterie est déchargée de plus de 90% de sa capacité nominale.

Dans une installation photovoltaïque autonome, le régulateur de charge est généralement monté soit en série, soit en parallèle « shunt ».

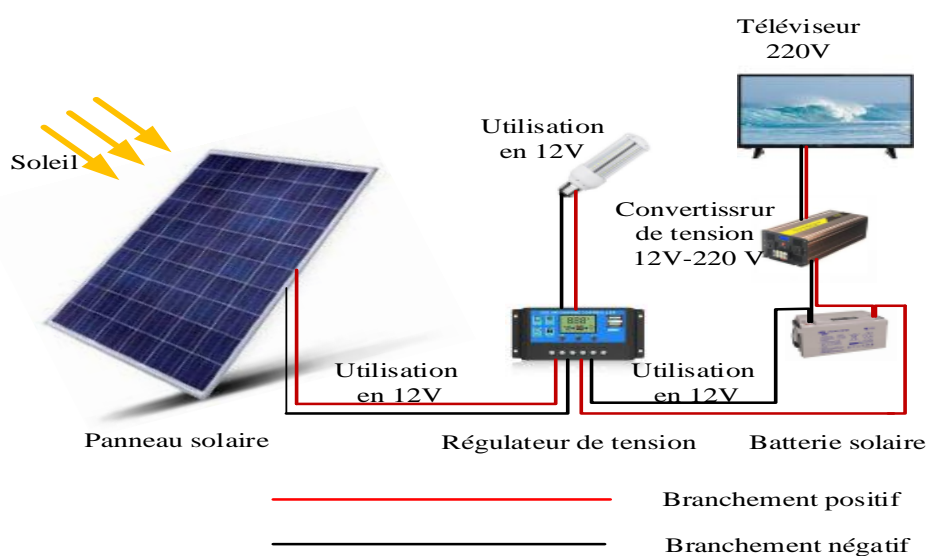
## 2.4. Classification d'un système photovoltaïque

L'utilisation de systèmes photovoltaïques (PV) comme source d'énergie solaire sûre et propre augmente rapidement. L'application des systèmes photovoltaïques dans les systèmes électriques peut être divisée en deux domaines principaux: les applications hors réseau ou autonomes et les applications connectées au réseau. Les systèmes photovoltaïques autonomes peuvent être utilisés pour fournir de l'énergie à des charges distantes qui n'ont aucun accès aux réseaux électriques, tandis que les applications connectées au réseau sont utilisées pour

fournir de l'énergie aux charges locales et pour l'échange d'énergie avec les réseaux publics [27].

### 2.4.1. Système autonome

Les centrales autonomes sont utilisées pour fournir de l'électricité à des utilisateurs isolés, éloignés du réseau électrique et difficiles à alimenter car elles se trouvent dans des zones peu accessibles ou caractérisées par une faible consommation d'électricité qui ne facilitent pas le raccordement au réseau public. L'énergie produite par les modules photovoltaïques au cours de la journée peut être utilisée immédiatement ou emmagasinée dans les accumulateurs, servant la nuit ou pendant des périodes à ciel couvert où dans le cas insuffisance d'énergie solaire, ciel partiellement couvert, permettant la couverture des besoins énergétiques de la charge [28]. Il est nécessaire dans ces stations de stocker l'énergie produite par les modules photovoltaïques dans des batteries pour garantir la continuité énergétique à la nuit ou lorsqu'il n'y a pas de soleil. Les petites installations destinées uniquement à l'éclairage peuvent être réalisées complètement en DC à 12V ou pour une plus grande utilisation à 24V ou 48V. Pour toujours avoir de l'électricité sous une forme alternative (AC) ou la même que celle de son propre fournisseur, il est nécessaire d'installer dans ce système un onduleur qui transforme l'énergie des batteries en DC en AC avec 220V. Le cœur du système photovoltaïque isolé est le régulateur de puissance qui préserve l'efficacité des batteries et prolonge leur durée de vie grâce à plusieurs méthodes:



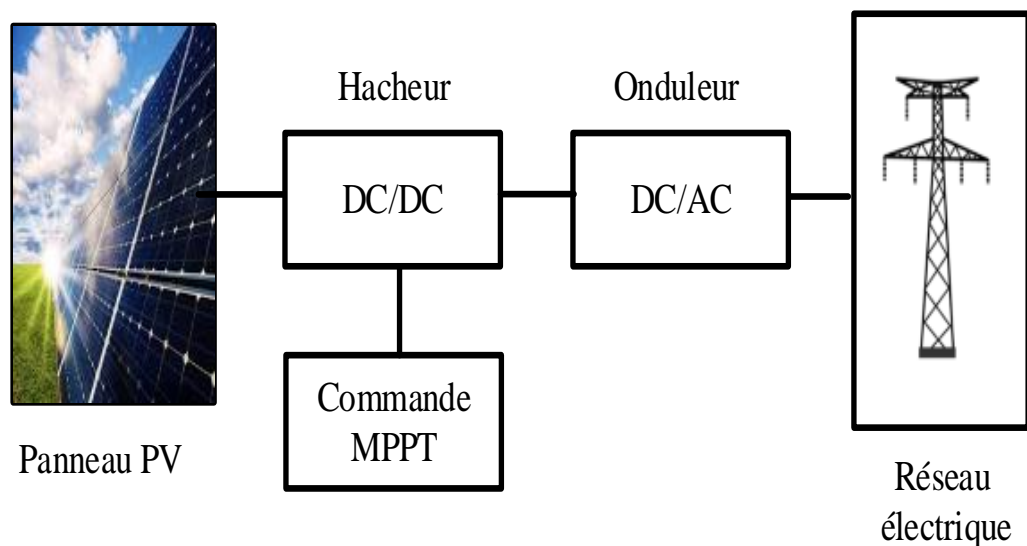
**Figure 2.1.** Schéma d'installation solaire avec convertisseur 12V-220V et utilisation en 12V.



- Rechargez les batteries en courant continu et tension contrôlée;
- Emplacement du MPPT (Maximum Power Point Tracker);
- Débranchez la batterie du photovoltaïque si la tension est inférieure au niveau utile par exemple au coucher du soleil;
- Débranchez la batterie du photovoltaïque si la batterie est complètement rechargée;

#### 2.4.2. Système connecté au réseau

Les systèmes de production d'énergie photovoltaïque connectés à un réseau sont une résultante de la tendance à la décentralisation du réseau électrique. L'énergie est produite plus près des lieux de consommation et non pas seulement par de grandes centrales thermiques ou hydroélectriques. Au fil du temps, les systèmes connectés à un réseau réduiront la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution [28]. L'installation photovoltaïque connectée au réseau est composée d'une surface déterminée de modules photovoltaïques connectés entre eux qui alimentent la charge appropriée, l'onduleur, qui adapte l'énergie produite aux normes du réseau monophasé ou réseau triphasé et l'entrant dans le même. Le comptage net prend alors soin de quantifier la quantité d'énergie entrée dans le réseau afin que cette quantité puisse être déduite de celle consommée par les utilisateurs.



**Figure 2.2.** Schéma représente l'installation photovoltaïque connectée au réseau.

## 2.5. Avantages et inconvénients du système connecté au réseau

### 2.5.1. Avantages [11]

- Les systèmes connectés au réseau n'ont pas besoin de stockage d'énergie et éliminent donc le maillon le plus problématique (et plus chère) d'une installation autonome. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie.
- On peut satisfaire à une partie ou à la totalité de ses besoins.
- On n'est pas obligé de calculer méticuleusement ses besoins en électricité, et de prévoir des niveaux de demande exceptionnellement très élevées, même si très rares.
- L'énergie produite est soit consommée sur place par l'utilisateur et le surplus est injecté sur le réseau, où bien injectée en totalité dans le réseau électrique sans limite [29].
- Les avantages électriques sont :
  - La compensation de la demande crête ;
  - La régulation de la tension [30] ;
  - Le support de la stabilité [31], de la qualité d'énergie [32] et de la sécurité de l'approvisionnement du réseau,
  - La compensation du facteur de puissance du réseau.

### 2.5.2. Inconvénients [11]

- Les contraintes électriques imposées par les sociétés d'électricité peuvent être rigoureuses, et les onduleurs synchrones doivent répondre aux exigences techniques des compagnies de production et de transport d'énergie.
- La consommation risque de redevenir relativement "invisible", et on pourrait retomber dans le piège de la consommation irréfléchie.
- Le plus important, c'est la question du prix payé pour les kWh livrés au réseau. Le coût actuel de la technologie PV est beaucoup plus élevé que celui de l'énergie traditionnelle. Il est difficile de dire combien de temps il faudra pour atteindre un niveau de prix où le kWh photovoltaïque sera compétitif avec le kWh conventionnel, issu de combustibles fossiles (pétrole, gaz ou charbon) ou fissile (nucléaire).
- Impact des installations PV sur le réseau [33]:
  - L'élévation et fluctuation locale du niveau de tension [34] ;
  - La surtension temporaire [35];

- Les harmoniques du courant [36];
- Les courants de fuite [37];
- Le déséquilibre entre phases [38].

## **2.6. Topologies du système photovoltaïque connecté au réseau**

Dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, une considération clé dans la conception et le fonctionnement des onduleurs est de savoir comment atteindre un rendement élevé avec une puissance de sortie pour différentes configurations de puissance. Les exigences pour la connexion de l'onduleur incluent: point de puissance maximale, rendement élevé, puissance de commande injectée dans le réseau et faible distorsion harmonique totale des courants injectés dans le réseau. Par conséquent, les performances des onduleurs connectés au réseau dépendent largement de la stratégie de contrôle appliquée.

Ce chapitre donne un aperçu de topologies d'onduleurs de puissance et des structures de contrôle pour les systèmes photovoltaïques connectés au réseau. En général, quatre types de système PV connecté au réseau sans batterie de stockage sont identifiés, leurs topologies ont été conçues comme suivant . [17]:

- Onduleur central ;
- Onduleur shunt (string) ;
- Onduleur multi-shunt (string) ;
- Onduleur modulaire.

### **2.6.1. Topologie d'onduleur central**

Dans cette conception, les modules PV sont reliés en série et en parallèle pour réaliser les niveaux exigés de courant et de tension pour produire une tension alternative de qualité utilitaire sans utiliser d'étage d'amplification de tension supplémentaire. Ces chaînes sont connectées en parallèle, via des chaînes des diodes, si un courant plus élevé est requis [28].

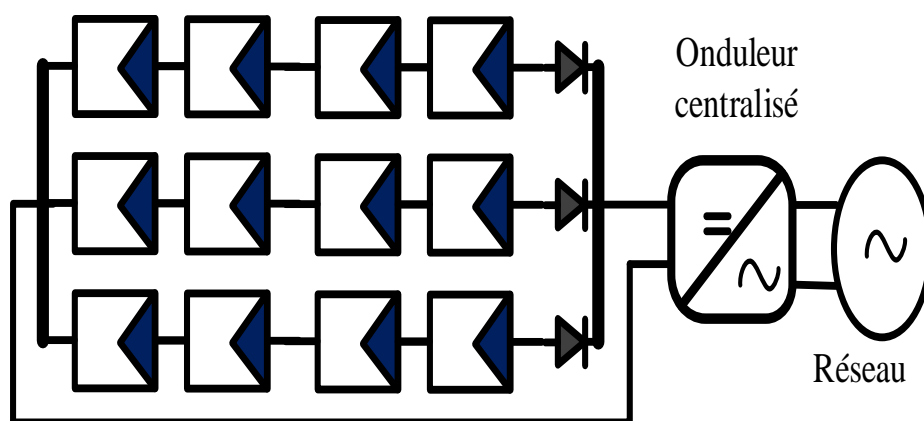


Figure 2.3. Schéma topologique d'onduleur central.

❖ **Avantages** [11]

- Haut rendement (faibles pertes dans l'étape de conversion de puissance);
- Faible coût en raison de l'utilisation d'un seul onduleur.

❖ **Inconvénients**

- Pertes et risques électriques dans le câblage ;
- Pertes de conversion solaire (un seul MPPT pour un ensemble de modules) ;
- aucune continuité de service en cas de panne de l'onduleur ;
- Aucune évolutivité.

### 2.6.2. Topologie d'onduleur shunt (String inverter)

Un onduleur linéaire est une interprétation abrégée d'un onduleur central, dans lequel une seule série de modules PV est connectée à l'onduleur [39]. Donc la plage de puissance est faible (généralement jusqu'à 5 kW).

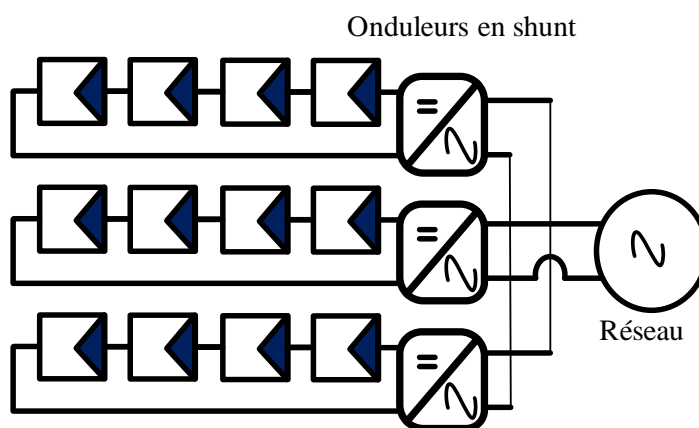


Figure 2.4. Schéma topologique d'onduleur shunt.

**❖ Avantages**

- Il n'y a pas de pertes associées aux diodes string car une seule chaîne est utilisée avec un onduleur et des MPPT séparés peuvent être appliqués à chaque chaîne, cela augmente l'efficacité globale (1 à 3% de plus) par rapport à l'onduleur centralisé ;
- Fiabilité du système est améliorée en raison du fait que le système ne dépend plus d'un seul onduleur par rapport à la topologie onduleur central ;
- Si un onduleur shunt est en panne, les autres onduleurs shunt peuvent continuer à alimenter le réseau ;
- De plus, la configuration peut évoluer simplement en ajoutant des onduleurs shunt et les reliant aux bornes d'alimentation du réseau pour augmenter la puissance nominale de l'installation;
- Présence d'un onduleur sur chaque shunt limite les problèmes de couplage entre les modules et les onduleurs de même que la réduction des performances causée par l'ombrage ou une exposition différente.

**❖ Inconvénients**

- Coût du système est supérieur à l'onduleur central en raison des onduleurs supplémentaires;
- Lorsque la production d'énergie PV est faible, les onduleurs shunt sont moins efficaces.

**2.6.3. Topologie d'onduleur multi-shunt (multi-string)**

Le concept d'onduleur à chaînes multiples, voir figure 2.5 [40] a été développé pour augmenter le niveau de puissance par rapport aux onduleurs shunt et pour conserver les avantages de l'onduleur string (comme la fiabilité, la flexibilité de conception, l'efficacité) sur onduleur centralisé. Les convertisseurs CC-CC de faible puissance avec leur propre MPPT sont connectés à une chaîne PV individuelle et tous les convertisseurs CC-CC sont connectés via un bus CC via un seul onduleur haut puissance au réseau.

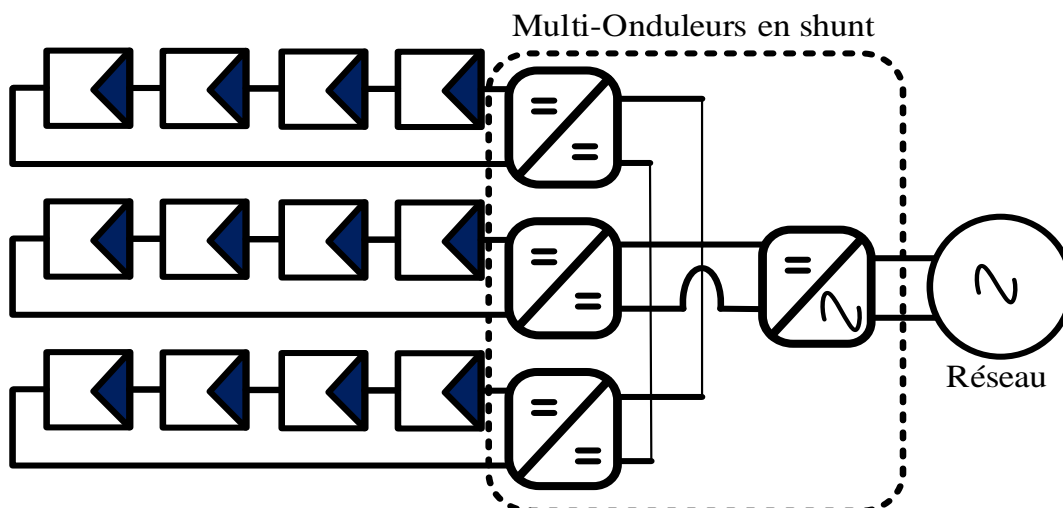


Figure 2.5. Schéma topologique d'onduleur multi-shunt.

#### ❖ Avantages

- Coût d'un onduleur multi-shunt est inférieur à celui de l'onduleur shunt pour une puissance nominale équivalente;
- Réduit le coût global du système en conservant un contrôle du flux d'énergie par shunt;
- Pour un fonctionnement de commutation basse puissance et haute fréquence, des MOSFET de puissance et des IGBT sont utilisés respectivement dans les onduleurs à chaînes multiples.

#### ❖ Inconvénient

- Fiabilité du système diminue par rapport à la topologie de l'onduleur shunt et les pertes dues au hacheur CC-CC sont ajoutées aux pertes du système.

### 2.6.4. Topologie d'onduleur modulaire

Ce module représenté sur la figure 4 (d) est la consolidation de l'onduleur et du module PV en un seul système, appelé système PV intégré au réseau [41]. Puisqu'il n'y a qu'un seul module PV, les pertes de discordance entre les modules PV sont supprimées dans ce type de système.

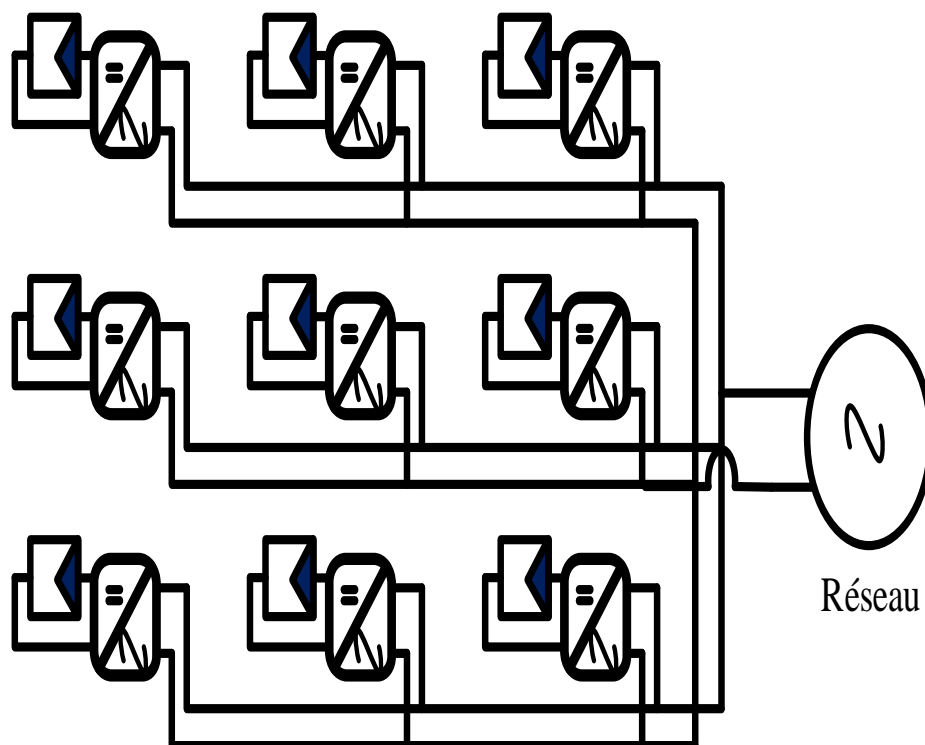


Figure 2.6. Schéma topologique d'onduleur modulaire.

#### ❖ Avantages

- Un meilleur rendement est obtenu par rapport à l'onduleur string car un MPPT est mis en œuvre pour chaque module;
- Réduire les problèmes liés à l'ombrage et à la différence d'exposition des strings mais également ceux liés à l'utilisation de modules différents;
- les pertes liées aux incohérences entre les modules PV sont éliminées et il est possible d'optimiser l'onduleur pour le module PV et ainsi permette un MPPT individuel pour chaque module PV.

#### ❖ Inconvénients

- Les topologies de circuit se compliquent dans ce type d'onduleurs.
- cette topologie ne convient qu'aux applications de faible puissance (jusqu'à 500 W) et son coût est relativement élevé.

## 2.7. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à l'introduction de quelques notions et définitions (les différentes topologies, les avantages et les inconvénients) relatives aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique. [40]

**Tableau 2.1.** Comparaison entre les différentes topologies d'onduleur.

Topologie	Avantages	Inconvénients	Puissance
Central	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Facile à surveiller</li> <li>- Facile à maintenir</li> <li>- Faible coût en raison de l'onduleur central</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pertes CC dans câbles de haute tension</li> <li>- Pertes de puissance dues à la centralisation MPPT et le décalage dans les modules PV</li> <li>- Faible fiabilité - Configuration pas flexible</li> </ul>	Jusqu'à plusieurs mégawatts
Shunt (String)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réduction des pertes d'énergie qui en résultent de l'ombrage partiel</li> <li>- Les pertes dans les diodes de shunt sont éliminées</li> <li>- Bonne fiabilité</li> <li>- Configuration flexible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Coût plus élevé par rapport au central</li> <li>- Utilisée pour les faibles puissances</li> </ul>	3-5kW / shunt
Multi-shunt (String)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réduction des pertes d'énergie qui en résultent de l'ombrage partiel</li> <li>- Les pertes dans les diodes de shunt sont éliminées - MPPT et le contrôle de courant sont séparés</li> <li>- L'amplification de tension peut être réalisée par les hacheurs cc-cc</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tous les shunts sont connectés à un seul onduleur donc la fiabilité du système diminue</li> <li>- Pertes supplémentaires l'intérieur du hacheur CC-CC - Le coût est plus élevé par rapport au central</li> </ul>	5kW
Modulaire	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aucune perte due à l'ombrage partiel</li> <li>- Aucune perte de décalage entre les modules</li> <li>- Facile à détecter le défaut des modules</li> <li>- Configuration flexible et extensible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Coût élevé</li> <li>- Remplacement de l'onduleur en cas de défaut pas facile</li> <li>- Durée de vie des composants électroniques réduite à cause des thermiques additionnelles</li> </ul>	Jusqu'à 500W



---

# Chapitre 03

---

## MODELISATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

---

### Introduction

Ce chapitre, présente la modélisation et la commande des différentes parties d'un système photovoltaïque dans le but d'extraire le maximum de puissance d'un générateur PV et de l'injecter réellement et efficacement dans le réseau électrique. On commencera par le principe de base de l'effet photovoltaïque et les principaux éléments constituant un module et un champ PV et leur modèle équivalent en simulant les caractéristiques courant-tension et puissance-tension pour des variations de température et d'ensoleillement d'un panneau photovoltaïque sous l'environnement Matlab-Simulink. Ensuite, il sera procédé à une présentation du modèle mathématique pour un convertisseur DC-DC survolteur, de leur principe de fonctionnement, des différents éléments qui le composent, de sa commande PWM, ainsi que de son modèle mathématique. Après, on donnera une présentation détaillée de la méthode de poursuite du point de puissance maximale (incrémentation de la conductance).

### 3.1. Modélisation du Générateur photovoltaïque

La modélisation d'une cellule photovoltaïque nous permet d'étudier son comportement, ce qui conduira à connaître les caractéristiques du panneau solaire complet. Nous pouvons modéliser le comportement d'une cellule selon le schéma électrique de la figure 3. 1. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. On modélise donc cette perte de tension par une résistance en série  $R_s$  et les courants de fuite par une résistance en parallèle  $R_{sh}$  [42].

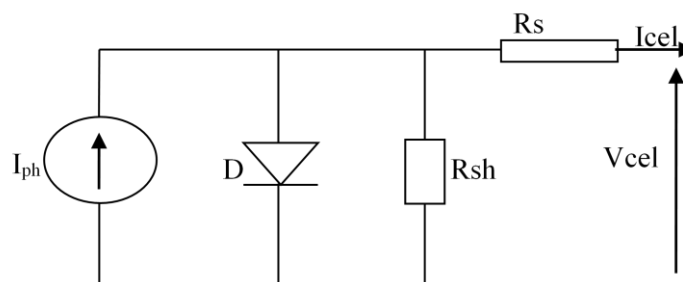


Figure 3.1. Schéma de la cellule PV

Le courant de sortie d'une cellule photovoltaïque se met sous la forme mathématique suivante:

$$I_{cel} = I_{ph} - I_d - I_{Rsh} \quad 3.1$$

De la théorie des semi-conducteurs, l'équation mathématique fondamentale qui décrit les caractéristiques I - V de la cellule solaire PV connue sous le nom d'équation de courant de diode de Shockley comme illustré dans l'équation suivante :

$$I_d = I_s \left[ e^{\frac{qV_{co}}{KAT_c}} - 1 \right] \quad 3.2$$

$$I_{Rsh} = \left[ \frac{V_{cel} + R_s I_{cel}}{R_{sh}} \right] \quad 3.3$$

En mettant la valeur du courant  $I_d$  et  $I_{Rsh}$  dans l'équation 3.1.

$$I_{cel} = I_{ph} - I_s \left[ e^{\frac{qV_{co}}{KAT_c}} - 1 \right] + \frac{V_{cel} + R_s I_{cel}}{R_{sh}} \quad 3.4$$

Le Photo courant  $I_{ph}$  est proportionnel au flux incident et indépendant de  $V_{cel}$  et  $R_s$ , il est linéairement dépendant du rayonnement solaire et également influencé par la température selon l'équation suivante:[43]

$$I_{ph} = [E_n I_{cc} + K_i (T_c - T_r)] \quad 3.5$$

Le courant de saturation  $I_s$  est calculé à l'aide de l'équation 3.6.

$$I_s = I_{sr} \left( \frac{T_c}{T_r} \right)^3 e^{\frac{qE_g}{AK} \left( \frac{1}{T_c} - \frac{1}{T_r} \right)} \quad 3.6$$

Où  $V_{co}$ ,  $V_t$  sont données par:[44]

$$V_{co} = V_t \ln \left( \frac{I_{cc}}{I_0} + 1 \right) \quad 3.7$$

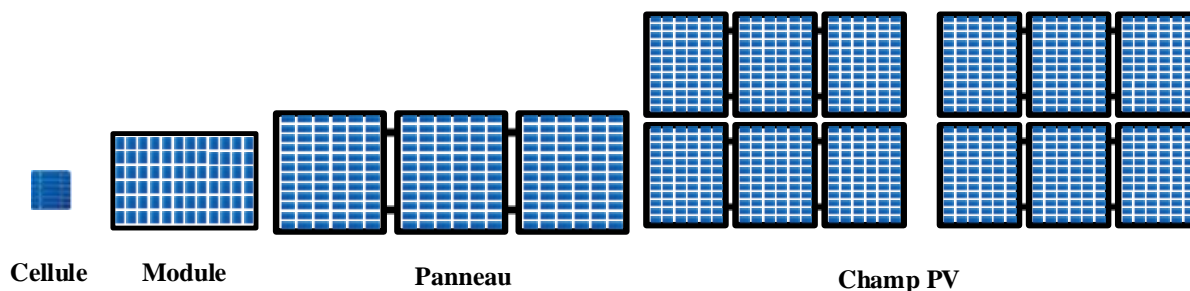
$$V_t = \frac{KAT_c}{q} \quad 3.8$$

En utilisant la méthode de Newton, pour résoudre l'équation 3.9 qui peut être décrite par l'équation suivante:

$$X_{n+1} = X_n - \frac{f(X_n)}{f'(X_n)} \quad 3.9$$

Où  $V_{cel}$  est la tension de sortie de la cellule PV;  $q$  : la charge d'un électron,  $k$  est la constante de Boltzmann,  $E_g$  est la bande interdite du semi-conducteur,  $I_s$  est le courant de saturation inverse de la diode,  $T_c$  et  $T_r$  sont les température de la cellule et de référence respectivement en Kelvin,  $A$  est le facteur d'idéalité de la diode où leurs valeurs varient entre 1 et 2,  $E_n$  est l'insolation normalisée,  $I_{cc}$  est un courant de court-circuit donné en condition standard,  $K_i$  et  $I_{sr}$  sont des constantes données aux conditions standards.[43]

Les cellules photovoltaïques sont reliées par fils électriques en série ou en circuits parallèles pour générer des tensions, des courants et des niveaux de puissance plus élevés. De plus, les panneaux photovoltaïques sont des micro-installations à énergie solaire constituées d'un ensemble de panneaux photovoltaïques. De plus, chaque panneau PV se compose d'un ensemble de modules PV comprenant un ensemble de cellules PV, assemblées en série et en parallèle, voir figure 3.2.



**Figure 3.2.** Cellules PV, module, panneau et champ PV.

### 3.2. Paramètres d'une cellule photovoltaïque :

Il existe de nombreux paramètres qui permettent de caractériser une cellule solaire. Ces paramètres sont appelés paramètres photovoltaïques et sont déduits de la caractéristique  $I(V)$  voir tableau 3.1. Les plus usuels sont les suivants:

#### 3.2.1. Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) :

C'est Le courant maximal fourni par le générateur photovoltaïque lorsque les connecteurs de sortie sont court-circuités (une condition de court-circuit). Cette valeur est beaucoup plus élevée que le courant  $I_{mppt}$  qui se rapporte au courant de fonctionnement normal du circuit. Celui-ci est en fonction de la température, la surface active de la cellule, et la mobilité des porteurs. Ce courant est linéairement dépendant de l'intensité lumineuse reçue.

### 3.2.2. Tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ ) :

Il s'agit de la tension maximale fournie par le réseau lorsque les bornes ne sont connectées à aucune charge (condition de circuit ouvert). Cette valeur est beaucoup plus élevée que la tension  $V_{mppt}$  qui se rapporte au fonctionnement du générateur photovoltaïque qui est fixé par la charge. La tension en circuit ouvert  $V_{co}$  présente une forte dépendance à la température, qui est décrite par le coefficient de température de tension, sa dépendance à l'éclairement  $E$  n'est cependant pas très significative et suit une fonction logarithmique [45]. Cette valeur dépend du nombre de panneaux photovoltaïques connectés ensemble en série. La formule de la tension  $V_{oc}$  est donnée par l'équation 3.7.

### 3.2.3. Facteur de forme FF :

Un Le facteur de remplissage ou (fill factor (FF)) est un paramètre important souvent utilisé à partir de la caractéristique  $I(V)$  pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV. Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale, qui peut délivrer la cellule notée  $P_{mppt}$  et la puissance formée par le rectangle  $I_{cc} \times V_{co}$ . Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable sera également.

### 3.2.4. Rendement $\eta$

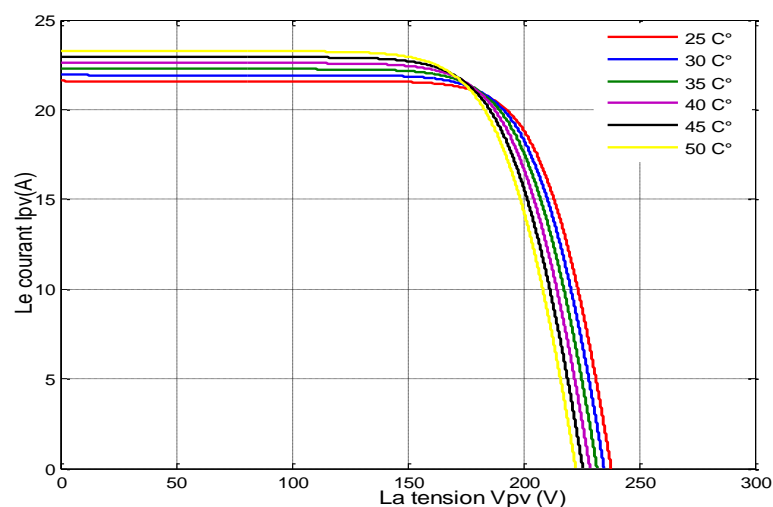
C'est le pourcentage maximum de puissance qui peut être converti (de la lumière absorbée en énergie électrique) et collecté lorsqu'une cellule solaire est connectée à un circuit électrique. C'est le rapport entre la puissance  $P_{max}$  et le produit de l'irradiance lumineuse d'entrée ( $E$ ) avec la surface de la cellule solaire [46].

**Tableau 3.1.** Valeurs des paramètres de simulation du module solaire

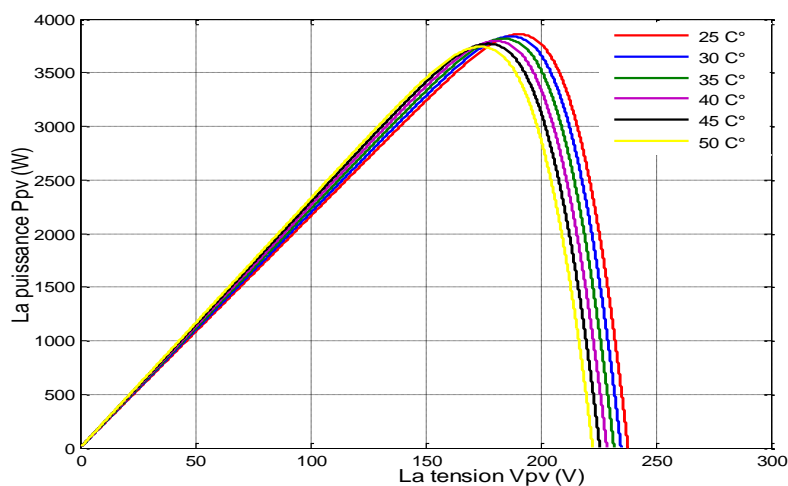
Paramètres	Valeurs	Paramètres	Valeurs
$E_n$ ( $W/m^2$ )	1000	$V_{mppt}$ (V)	38
$T_n$ (K)	25+273	$I_{mppt}$ (A)	5.07
$I_{cc}$ (A)	5.4	K	1.3806503e-23
$V_{co}$ (V)	47.6	$N_s$	72
$E_g$	1.12	$N_{ms}$	5
q	1.60217646e-19	$N_{mp}$	4
B	1.3		

### ❖ Influence de la Température

En variant la température de 25 ° C à 50 ° C, on constate la caractéristique ( $I = f(V)$  et  $P = f(V)$ ) représentée sur les figures 3.3 (a, b). On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement prendre en compte.



(a)



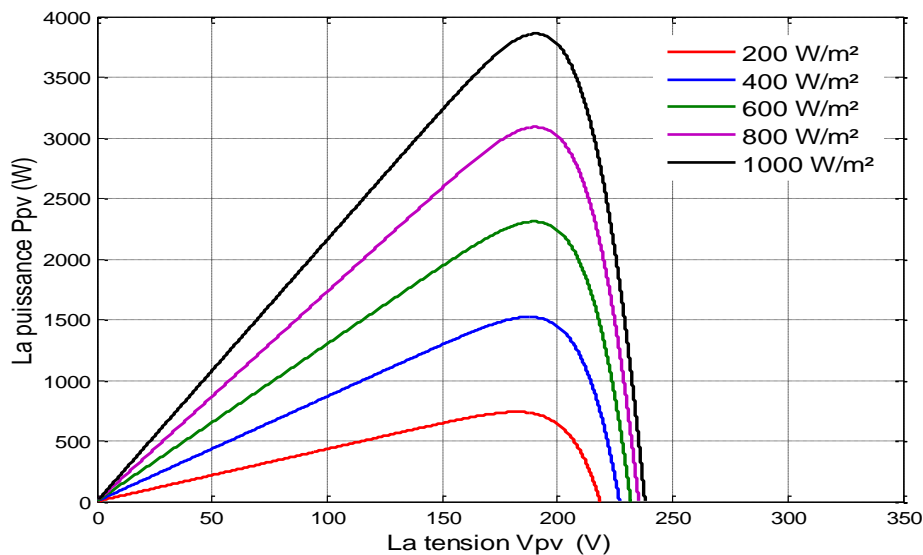
(b)

**Figure 3.3.** Caractéristique de la courbe du module PV où la température variable  
(a) Courbe  $P=f(V)$ , (b) Courbe  $I=f(V)$

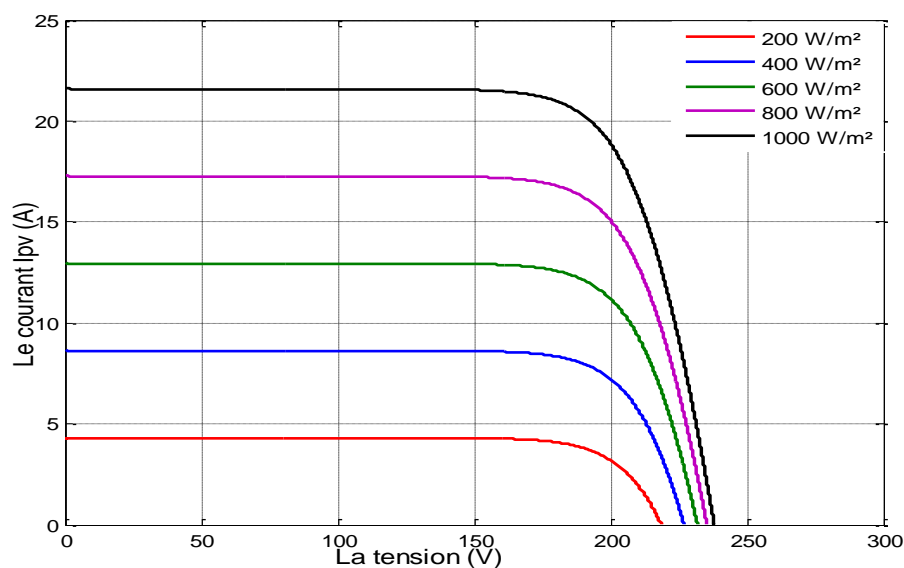
### ❖ Influence de l'Éclairement

La variation de l'éclairement entre 200 W/m<sup>2</sup> et 1000 W/m<sup>2</sup> avec un pas de 200, donne la caractéristique ( $P=f(V)$  et  $I=f(V)$ ) sont données par les figures (3. 4(a, b)).

On remarque que la tension en circuit ouvert ne varie pas, reste quasiment identique même à faible éclairement, mais la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. On constate aussi que la puissance maximale pouvant être fournie par un panneau photovoltaïque dépend fortement du niveau d'éclairement et de la température de fonctionnement. Par conséquent, il est nécessaire de poursuivre en permanence le point de puissance maximale.



(a)



(b)

**Figure 3.4.** Caractéristique de la courbe du module PV où l'éclairement variable  
(a) Courbe  $P=f(V)$ , (b) Courbe  $I=f(V)$

### 3.3. Types de convertisseurs DC-DC

Convertisseurs DC-DC pour la conversion de puissance, il est essentiel que le rendement soit maintenu élevé pour éviter la dissipation de la puissance et les échauffements excessifs dans les composants électroniques. Pour cette raison toute la conversion de puissance échangée doit être réalisée autour des composants de stockage d'énergie (inductance et condensateurs) et les commutateurs. Les commutateurs de puissance utilisés dépendent du niveau de la puissance à convertir ou à commander. Les MOSFETS (transistors à effet de champ d'oxyde de métal) sont habituellement utilisés à la puissance relativement basse (quelques kW) et les IGBTs (transistors bipolaires à gâchette isolée) à des puissances plus élevées. Les thyristors ont été généralement utilisés et acceptés dans les plus hauts niveaux de puissance [47].

Trois topologies de base de circuit de conversion (DC-DC) seront classées en trois catégories : Abaisseurs (Buck); Élévateurs (Boost) et Abaisseurs-Élévateurs (Buck-Boost). Le rapport cyclique de chaque topologie est montré dans le tableau 3.2. Dans cette partie nous présentons le principe du convertisseur de types Élévateurs (Boost).

#### 3.3.1. Convertisseur abaisseur (Buck)

La topologie Buck est utilisée pour avoir une tension de sortie faible par rapport à celle de l'entrée. Dans les applications PV, elle est habituellement utilisée pour les chargeurs des batteries et les systèmes de pompage de l'eau.

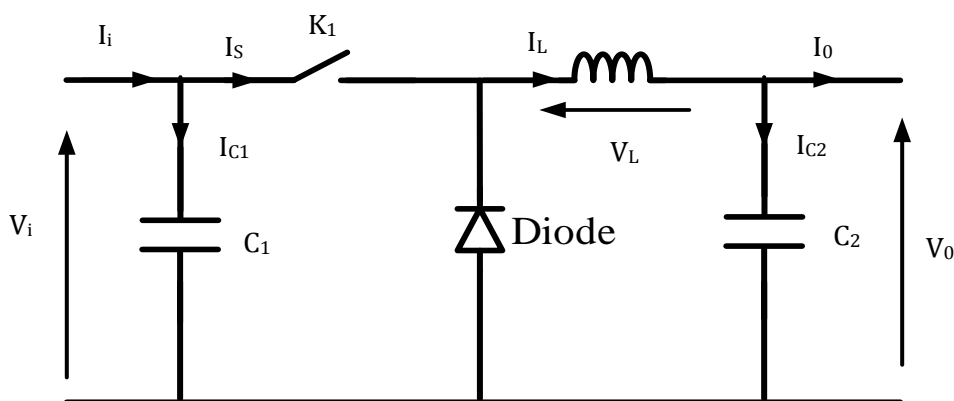


Figure 3.5. Schéma équivalent de modèle du convertisseur abaisseur.

### 3.3.2. Convertisseur élévateur (Boost)

La topologie Boost est utilisée pour augmenter la tension d'entrée. Les systèmes de production de l'énergie l'utilisent pour augmenter la tension de sortie au niveau de l'entrée de l'onduleur.

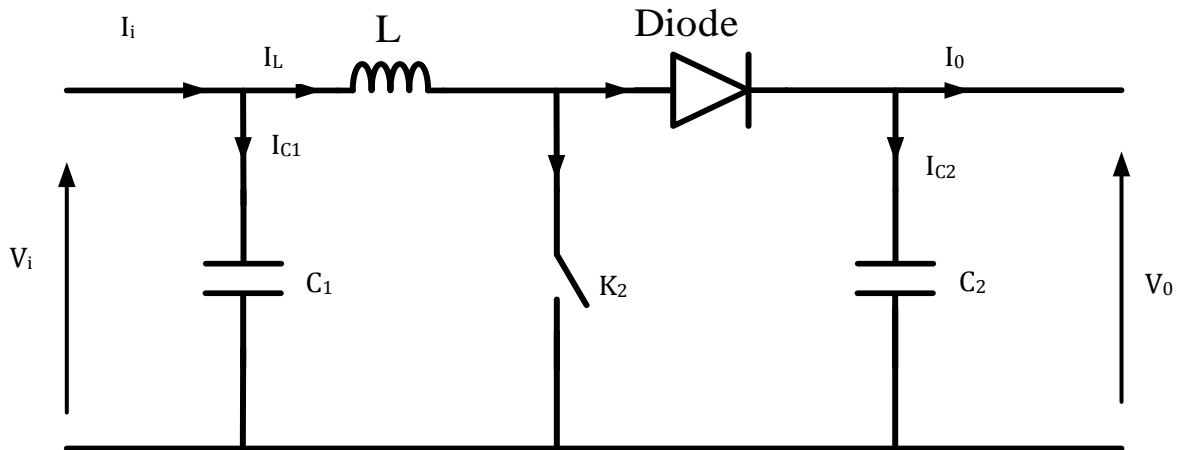


Figure 3.6. Schéma équivalent de modèle du convertisseur élévateur

### 3.3.3. Convertisseur Abaisseur-Élévateur (Buck-Boost)

Aussi, il y a des topologies qui sont capables d'augmenter et de diminuer la tension tel que le Buck-Boost [48].

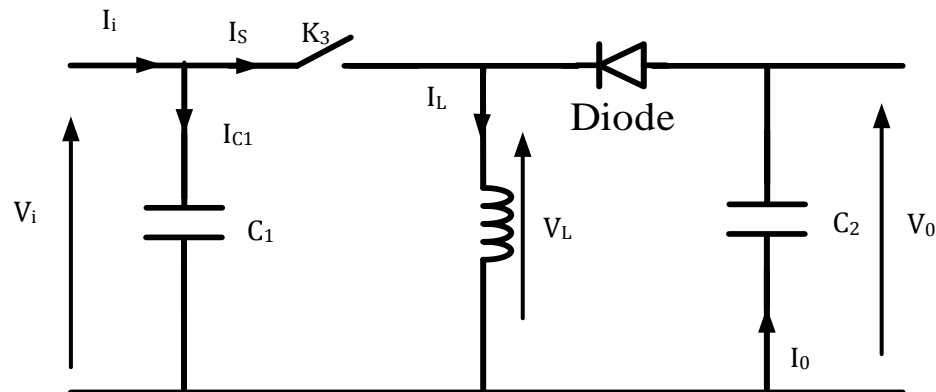


Figure 3.7. Schéma équivalent de modèle du convertisseur Abaisseur-Élévateur (Buck-Boost)

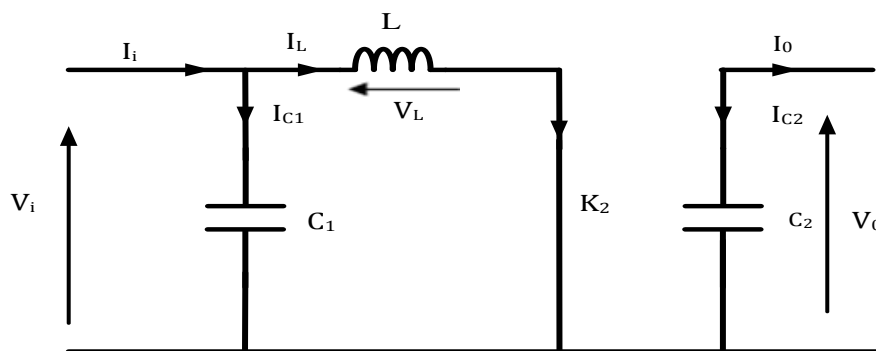


**Tableau 3.2** Différent types de convertisseurs.

Type de convertisseurs	Rapport de transformation	Application
Abaisseur (Buck)	$D$	Convertie sa tension continue d'entrée ( $V_i$ ) en une tension de sortie ( $V_0$ ) inférieure à ( $V_i$ ).
Élévateurs (Boost)	$\frac{1}{1 - D}$	Convertie une tension continue d'entrée ( $V_i$ ) en une autre tension continue de sortie ( $V_0$ ) de valeur supérieure à ( $V_i$ ).
Abaisseurs-Élévateurs	$\frac{-D}{1 - D}$	Convertie une tension continue d'entrée ( $V_i$ ) en une tension continue de sortie ( $V_0$ ) qui peut être supérieure ou inférieure à celle de l'entrée en fonction de $D$ .

**3.4. Modélisation du convertisseur élévateur (Boost).**

Le convertisseur connu aussi sous le nom de « Boost » ou hacheur parallèle ; son schéma de principe de base est celui de la figure 3.6 Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure. Au premier temps, le transistor ( $K_2$ ) est fermé, le courant dans l'inductance croit progressivement, et au fur et à mesure, elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin de la première période. Ensuite, le transistor ( $K_2$ ) s'ouvre et l'inductance ( $L$ ) s'opposant à la diminution de courant ( $I_L$ ), génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique à la sortie du convertisseur à travers la diode ( $D$ ). L'application des lois de Kirchhoff sur les circuits équivalents du convertisseur survolteur (Boost). [49] La figure 3. (8, 9) montre les configurations relatives aux deux phases de fonctionnement. Les paramètres du convertisseur illustré dans le tableau 3.3.



**Figure 3.8.** Schéma équivalent du hacheur survolteur:  $K(a)$  : fermé

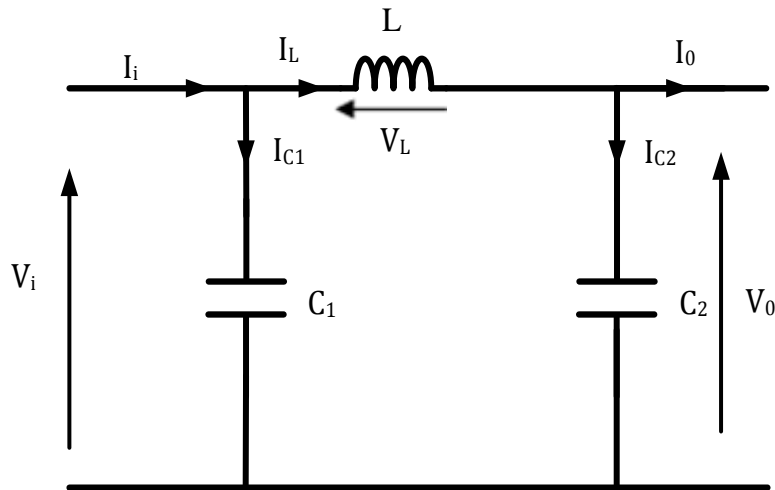


Figure 3.9. Schéma équivalent du hacheur survolteur:  $K (b)$  : ouvert

❖ Dans la première étape :

Elle correspond à la séquence de fonctionnement  $0 \leq t \leq DT_s$

$$\begin{cases} I_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \\ I_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = -I_o(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -V_i(t) \end{cases} \quad 3.10$$

❖ Dans la deuxième étape :

Elle correspond à l'instant de la séquence de fonctionnement  $DT_s \leq t \leq T$

$$\begin{cases} I_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \\ I_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \\ V_L(t) = L \frac{dI(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \end{cases} \quad 3.11$$

Pour trouver une représentation dynamique valable pour toute la période  $T_s$  on utilise généralement l'expression suivante :[50]

$$\left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle_{T_s} = \frac{dx}{dDT_s} + \frac{dx}{dt_{(1-D)TS}} (1 - D) \quad 3.12$$

En appliquant l'équation (3.12) sur les systèmes d'équations (3.10) et (3.11), on obtient les équations qui régissent le système sur une période entière. Ainsi, on trouve le modèle approximé du convertisseur survolteur.

$$\begin{cases} I_L = I_i - C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} \\ I_0 = (1 - D)I_L - C_2 \frac{dV_i(t)}{dt} \\ V_i(t) = L \frac{dI_L}{dt} + (1 - D)v_0 \end{cases} \quad 3.13$$

**Tableau 3.3.** Paramètres du convertisseur.

Paramètres	Valeurs
C <sub>1</sub> (F)	330 e-6
C <sub>2</sub> (F)	1100 e-6
L (H)	0.1 e-3

### 3.5. Principe de la méthode MPPT (Inc)

La stratégie de contrôle de la puissance de sortie maximale du panneau où autrement la puissance maximale que peut délivrer un panneau photovoltaïque sous une irradiation et une température données, exige généralement les mesures des tensions ( $V_{pv}$ ) et courant ( $I_{pv}$ ) du panneau afin de déduire la valeur du rapport correspondant pour la commande du semi-conducteur du hacheur. Il existe plusieurs méthodes pour obtenir le point de puissance maximale (MPPT) d'un générateur photovoltaïque. Ces méthodes se différencient par leur principe de fonctionnement, leur précision et leur robustesse. Parmi ces méthodes, on considère celle dite Incrémentation du Conductance (Inc).[51]

L'avantage de cet algorithme est la vitesse de recherche du point de puissance maximale quand les conditions atmosphériques changent rapidement. Cette technique est basée sur la variation de la conductance du GPV et son influence sur la position du point de fonctionnement. La conductance et la variation élémentaire de la conductance (incrément) du module photovoltaïque sont définies respectivement par :

$$G = \frac{I}{V} ; \quad \Delta G = \frac{dI}{dV} \quad 3.14$$

La méthode d'incrément de la conductance a été proposée pour éviter les inconvénients de la méthode P&O de recherche du MPPT. Elle est basée sur la relation équation (3.15) d'où en écrivant la dérivée: [51]

$$\frac{dP}{dV} = V \frac{dI}{dV} + \frac{dV}{dV} I \quad 3.15$$

$$\frac{dP}{dV} = V \frac{dI}{dV} + I \quad 3.16$$

$$\frac{dP}{dV} \cong V \frac{dI}{dV} + I \quad 3.17$$

Donc

$$\frac{dP}{dV} = 0 \rightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} \quad \text{au point MPP} \quad 3.18$$

$$\frac{dP}{dV} > 0 \rightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} \quad \text{à gauche de point MPP} \quad 3.19$$

$$\frac{dP}{dV} < 0 \rightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} \quad \text{à droite de point MPP} \quad 3.20$$

Les équations 3.19 et 3.20 sont employées pour déterminer la direction dans laquelle une perturbation doit se produire pour déplacer le point de fonctionnement vers le MPP. Cette perturbation est répétée jusqu'à ce que l'équation 3.18 soit satisfaite.

Une fois le MPP est atteint, le MPPT continue à fonctionner avec cette valeur jusqu'à ce qu'un changement de la valeur du courant soit détecté ; ce dernier résulte d'un changement au niveau de l'éclairement. Quand l'éclairement augmente, le MPP se déplace vers la droite de la tension de fonctionnement. Pour compenser ce mouvement du MPP, le MPPT doit augmenter la tension de fonctionnement. La même chose pour le cas contraire, quand l'éclairement diminue, le MPPT doit diminuer cette dernière.

Les valeurs actuelles et précédentes de la tension et du courant sont utilisées pour calculer ( $\Delta V$ ) et ( $\Delta I$ ). Si  $\Delta V=0$  et  $\Delta I = 0$ , alors les conditions atmosphériques n'ont pas changé et le MPPT fonctionne toujours au MPP. Si  $\Delta V = 0$  et  $\Delta I >0$ , alors l'éclairement a augmenté. Ceci exige à l'algorithme d'augmenter la tension de fonctionnement pour retrouver de nouveau point MPP. Contrairement si  $\Delta I < 0$ , l'éclairement a diminué tout en exigeant au l'algorithme de diminuer la tension de fonctionnement. Si le changement de la tension n'est pas nul, les rapports Les équations 3.19 et 3.20 peuvent être employés pour déterminer la direction dans laquelle la tension doit être changée afin d'atteindre le point MPP.

Si  $\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}$  (c'est-à-dire le rapport  $\frac{dP}{dV} > 0$  donc le point de fonctionnement est à gauche du point MPP. Ainsi, la tension de fonctionnement doit être augmentée pour atteindre le MPP. De même, si  $\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}$  (c'est-à-dire le rapport  $\frac{dP}{dV} < 0$  le point de fonctionnement se trouve à droite du MPP tout en signifiant que la tension doit être réduite pour atteindre le MPP.[51]

Le schéma de la figure 3.10 montre l'organigramme de l'algorithme INC.

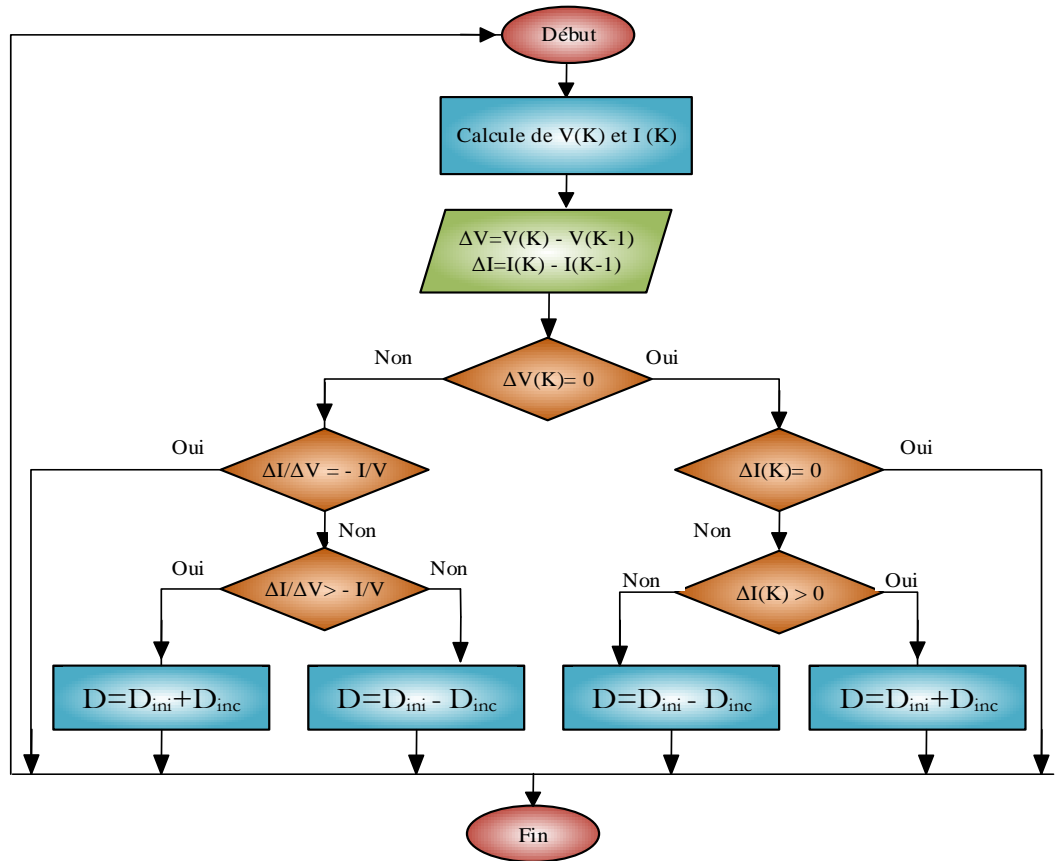


Figure 3.10. Organigramme de la commande MPPT (Incon).

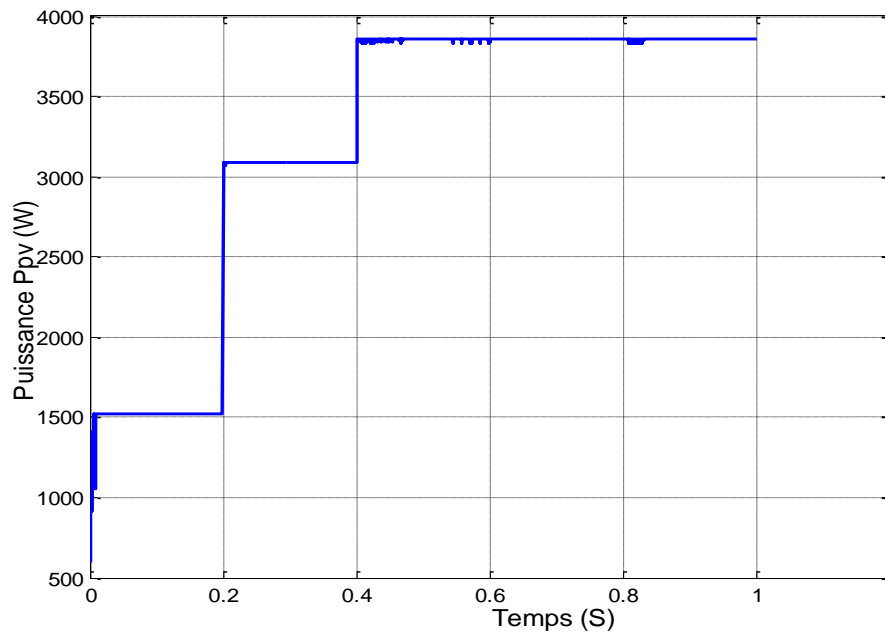


Figure 3.11. Courbe de la puissance MPPT avec variation d'éclairement.

Le contrôle par l'algorithme MPPT (Incrémentatation de la conductance) a montré de bonnes

performances statiques et dynamiques pour suivi le point de puissance maximale comme montre la figure 3.11.

### **3.6. Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons présenté le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque en expliquant brièvement le phénomène photovoltaïque (l'effet photovoltaïque) est présenté, ainsi que la caractéristique non linéaire  $I(V)$  du panneau et l'influence des différentes conditions météorologiques. Enfin, nous avons présenté les différentes technologies des convertisseurs DC-DC, où on a étudié et simulé le convertisseur survolteur et la méthode incrémentation de la conductance pour forcer le panneau PV fonctionné au point de puissance maximale.

---

# Chapitre 04

## MODELISATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU

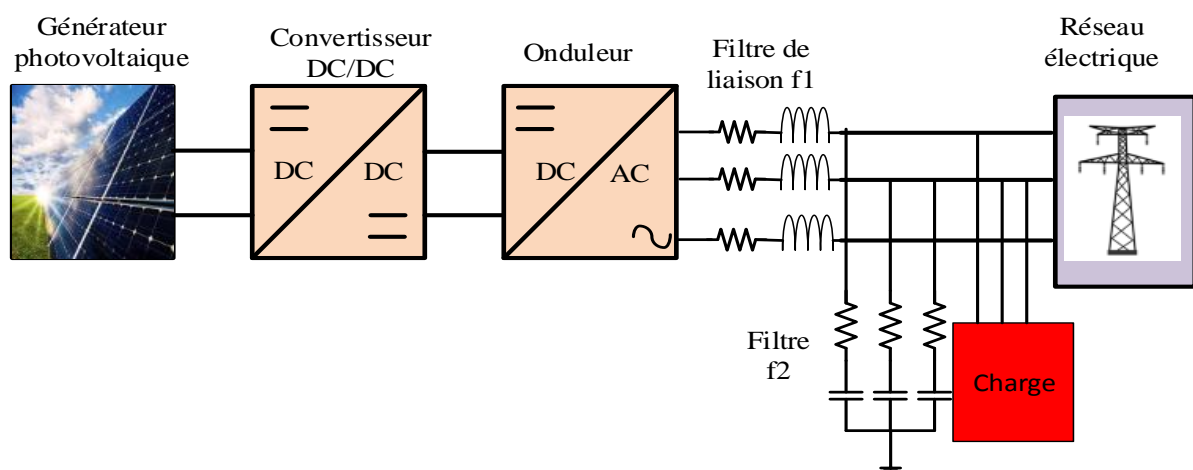
---

### 4.1. Introduction

Un système photovoltaïque raccordé au réseau sera en interaction avec le réseau électrique. Le principal avantage de ce système est que le pouvoir peut être tiré du réseau électrique et lorsque l'alimentation n'est pas disponible à partir du réseau, le système PV peut compléter ce pouvoir, ces systèmes connectés au réseau sont conçus avec ou sans batterie de stockage qui sont les suivants:

- Les panneaux solaires montés sur le toit ou dans des espaces ouverts. Les modules photovoltaïques produisent l'énergie électrique à courant continu (DC).
- Les batteries pour stocker l'énergie continue générée par les panneaux solaires.
- Le contrôleur de charge pour éviter la surcharge de la batterie.
- L'onduleur spécialement conçu pour transformer le courant continu généré par le générateur PV en courant alternatif, qui sera injecté au réseau

La figure 4.1 suivante illustre la structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique.



**Figure 4.1.** Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique

## 4.2. Modélisation de l'interface réseau

L'objectif de la commande du système PV à base d'onduleur de tension est d'obtenir un système de courants sinusoïdaux équilibrés et en phase avec la tension, ceci implique que la puissance réactive générée doit être nulle. La structure de contrôle générique d'un système PV connecté au réseau est constituée de deux boucles de régulation imbriquées : une boucle externe pour le contrôle de la tension du bus continu et une boucle interne de contrôle des courants direct et quadrature. En effet, la puissance exploitée est injectée au réseau via un onduleur de tension connecté à ce dernier, cet onduleur assure la phase d'injection de l'énergie par les deux tâches suivantes :

- Maintenir la tension du bus continu constante en contrôlant la puissance transitée vers le réseau via l'onduleur de tension.
- Commander les interrupteurs statiques afin d'injecter la puissance de référence (puissance du panneau photovoltaïque en retranchant celle du condensateur) au réseau.

### 4.2.1. Modélisation du réseau électrique

Les charges sont consommateurs d'énergie électrique en fonction de leurs caractéristiques.

$$\begin{cases} v_a = V\sqrt{2} \sin(\omega t) \\ v_b = V\sqrt{2} \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ v_c = V\sqrt{2} \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad 4.1$$

#### ❖ Fonctionnement en mode « synchronisation »

Dans ce mode le contrôle est utilisé pour assurer un courant triphasé injecté parfaitement synchronisé avec les tensions du réseau. C'est souvent exigé par le gestionnaire du réseau (aucune injection de la puissance réactive n'est permise). Il suffit pour cela d'imposer une consigne nulle à la puissance réactive. La puissance active est contrôlée selon les besoins des charges.

#### ❖ Filtre RL et RC

Pour améliorer la qualité d'énergie injectée au réseau, un filtre passe bas s'avère nécessaire pour éliminer les harmoniques de découpage.

- $L_{f1} = 0.0195$  (H) ;  $R_{f1} = 0.056$  ( $\Omega$ ) ;  $C_{f2} = 500e-6$  (F) ;  $R_{f2} = 0.8$  ( $\Omega$ )



### 4.3. Convertisseur DC-AC (onduleur)

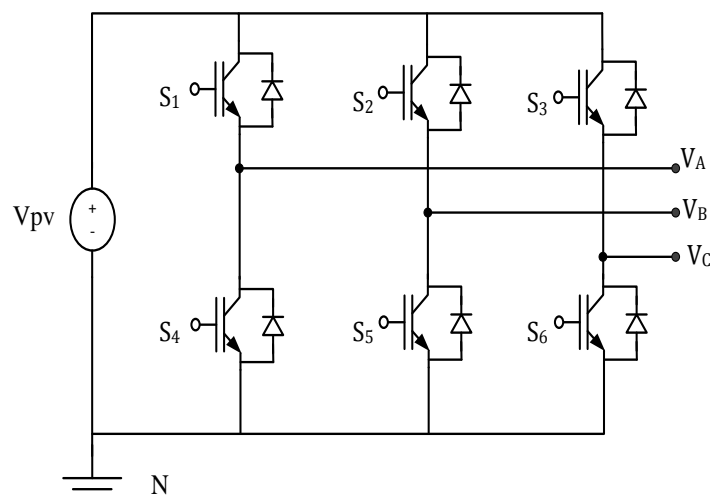
C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu généré par le générateur PV en courant alternatif. Il utilise des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges, des pertes à vide considérables surtout pour des faibles puissances [52]. Les onduleurs sont utilisés en électrotechnique pour :

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

#### 4.3.1. Modélisation de l'onduleur triphasé

Le but de la commande de l'onduleur est le contrôle des courants à la sortie du filtre afin qu'ils suivent leurs références. Le principe est basé sur la comparaison entre les courants à la sortie du filtre actif et leurs références calculées à partir des différentes méthodes d'extraction et de régulation des courants harmoniques et de la tension du condensateur de stockage d'énergie.

Un convertisseur DC-AC triphasé à deux niveaux de tension est constitué de trois bras de commutation à transistors. Chaque bras composé de deux cellules comportant chacune une diode et un transistor qui travaillent en commutation forcée. Tous ces éléments sont considérés comme des interrupteurs idéaux. En mode contrôlé, le bras d'onduleur est un commutateur à deux positions qui permet d'obtenir à la sortie deux niveaux de tension, ce qui donne trois tensions de sortie déphasées de  $120^\circ$  degrés, l'une par rapport à l'autre. La figure 4.2 illustre la topologie d'un onduleur triphasé à six interrupteurs de puissance. [53]



**Figure 4.2.** Schéma équivalent d'un Onduleur Triphasé.

#### 4.4. Régulation du bus continu DC

Dans le but de réaliser le contrôleur de tension du bus DC, voir figure 4.3, une structure basée sur l'énergie stockée dans le condensateur  $C_{dc}$  est réalisée telle que: [53]

$$P_c(s) = \frac{1}{2} S C_{dc} V_{dc}^2(s) \quad 4.2$$

$V_{dc}$  est la tension du bus DC : Cette structure permet d'avoir une réponse dynamique rapide.

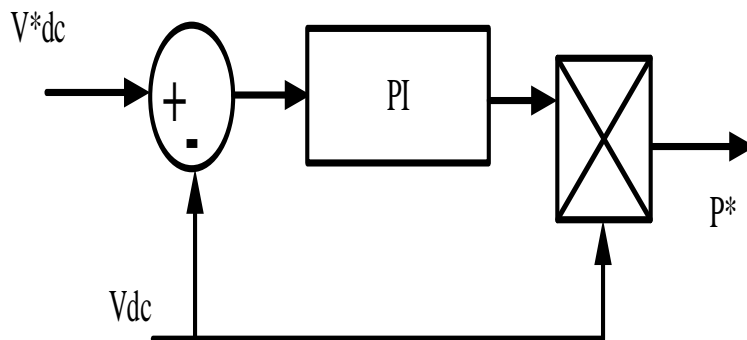


Figure 4.3. Boucle d'asservissement de la tension du bus DC.

#### 4.5. Principe de la commande directe de puissance

La figure 4.4 montre la configuration globale de la commande directe de puissance (DPC) par mesure des tensions et les courants de charge. La DPC consiste à sélectionner un vecteur de commande d'après une table de commutation. Cette dernière est fondée sur les erreurs numérisées  $S_p$ ,  $S_q$  des puissances active et réactive instantanées, qui sont limitées par une bande d'hystérésis, aussi bien que sur la position angulaire de la vecteur tension et en fonction de la valeur de cette position. Le plan  $(\alpha-\beta)$  stationnaire est divisé en douze secteurs où on doit associer à chaque secteur un état logique de l'onduleur. La référence de la puissance active est obtenue par régulation de la tension continue, en utilisant un régulateur PI. Tandis que pour assurer un facteur de puissance unitaire un contrôle de la puissance réactive à zéro est effectué [47].

Nous avons comparé les différents modèles de table de commutation utilisés pour la méthode DPC mentionnées par plusieurs chercheurs. Nous avons divisé la table de commutation en deux cas, le premier cas où la puissance active est supérieure à la puissance active de référence et le second cas où la puissance active est inférieure à la puissance active

de référence. Nous avons remarqué que de plus en plus de chercheurs proposent une nouvelle commande de commutation juste dans le premier cas, donc dans nos travaux nous avons développé un algorithme pour comparer les différentes tables de commutation proposées par les auteurs et déduire une nouvelle commande qui donne plus de possibilité de commande de commutation, la structure de l'algorithme est représentée sur la figure 4.6.

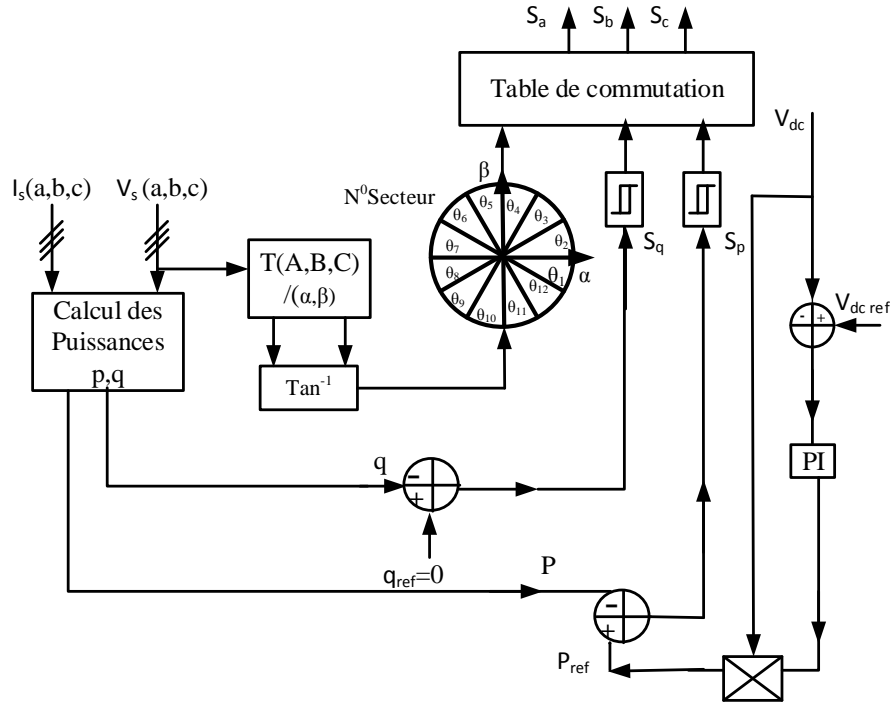


Figure 4.4. Configuration générale de la commande DPC [54].

❖ Calcul des puissances instantanées

Basée sur la mesure des tensions et courants triphasés après le filtre 1, la tension et le courant sur le plan biphasé alpha-beta peuvent être calculées par les expressions [47], [55]:

$$\begin{cases} V_{\alpha} = \sqrt{\frac{2}{3}} \left( V_{sa} - \left( \frac{1}{2} (V_{sb} + V_{sc}) \right) \right) \\ V_{\beta} = \frac{\sqrt{2}}{2} (V_{sb} - V_{sc}) \end{cases} \quad 4.3$$

$$\begin{cases} I_{\alpha} = \sqrt{\frac{2}{3}} \left( I_{sa} - \left( \frac{1}{2} (I_{sb} + I_{sc}) \right) \right) \\ I_{\beta} = \frac{\sqrt{2}}{2} (I_{sb} - I_{sc}) \end{cases} \quad 4.4$$

On considère que le système est un système triphasé équilibré. Dans le référentiel alpha-beta, la puissance instantanée active et réactive est donnée par les expressions suivantes:[56]

$$\begin{cases} p = \frac{3}{2} (i_\alpha \cdot e_\alpha + i_\beta \cdot e_\beta) \\ q = \frac{3}{2} (i_\alpha \cdot e_\beta - i_\beta \cdot e_\alpha) \end{cases} \quad 4.5$$

#### ❖ Contrôleur à hystérésis

L'idée principale de la commande directe de puissance est de maintenir les puissances active et réactive instantanées dans une bande désirée. Ce contrôle est basé sur deux comparateurs à hystérésis qui utilisent comme entrée les signaux d'erreurs entre les valeurs de références et mesurées des puissances actives et réactive.

$$\begin{cases} \Delta p = p_{ref} - p \\ \Delta q = q_{ref} - q \end{cases} \quad 4.6$$

Les sorties des régulateurs à hystérésis données par les variables booléennes  $S_p$  et  $S_q$ , indiquent les dépassements supérieurs ou inférieurs des erreurs des puissances suivant la logique ci-dessous :

$$\begin{cases} p_{ref} - p \geq \Delta p \Rightarrow S_p = 1 \\ q_{ref} - q \geq \Delta q \Rightarrow S_q = 1 \end{cases} \quad 4.7$$

$$\begin{cases} p_{ref} - p < \Delta p \Rightarrow S_p = 0 \\ q_{ref} - q < \Delta q \Rightarrow S_q = 0 \end{cases} \quad 4.8$$

Où  $\Delta p$  et  $\Delta q$  sont les écarts des régulateurs à d'hystérésis à deux niveaux.

#### ❖ Choix du secteur

La connaissance du secteur de la tension estimée est nécessaire pour déterminer les états de commutation optimale. Pour cela, le plan de travail  $(\alpha, \beta)$  est divisé en 12 secteurs figure 4.5, ces derniers peuvent être déterminés par la relation suivante:

$$(n - 2) < \theta_n < (n - 1) \frac{\pi}{6} \quad n = 1 \dots \dots \dots 12 \quad 4.9$$

Où :  $n$  est le numéro du secteur est déterminé instantanément par la position de vecteur tension donnée par :

$$\theta = \tan^{-1} \left( \frac{V_\beta}{V_\alpha} \right) \quad 4.10$$

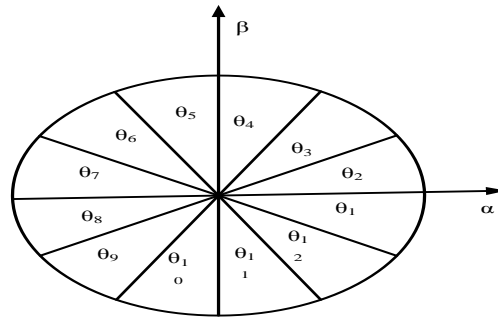


Figure 4.5. Plan  $(\alpha, \beta)$  divisé en 12 secteurs

❖ **Table de commutation**

En fonction des erreurs instantanées de la puissance active et réactive  $\Delta p$ ,  $\Delta q$  et de l'angle de phase  $\theta$ , les états de commutation  $S_a$ ,  $S_b$  et  $S_c$  des interrupteurs sont sélectionnés via une table de commutation à douze secteurs, qui peut être considérée comme le cœur de la commande directe de puissance, comme mentionné dans le Tableau 4.1.

Matrice vectorielle de la tension  $V$ :

$$V = [S_1 S_2 S_3 S_4 S_5 S_6 S_7 S_8] \tag{4.11}$$

$$\text{Où : } S = [S_a \overline{S_a} S_b \overline{S_b} S_c \overline{S_c}]' \tag{4.12}$$

Tableau 4.1. Tableau de commutation où  $\Delta p=1$

$T(i \times j)$	$\Delta p$	$\Delta q$	$\theta_1$	$\theta_2$	$\theta_3$	$\theta_4$	$\theta_5$	$\theta_6$	$\theta_7$	$\theta_8$	$\theta_9$	$\theta_{10}$	$\theta_{11}$	$\theta_{12}$	
T(2×1)	1	0	$v_6$	$v_7$	$v_1$	$v_0$	$v_2$	$v_7$	$v_3$	$v_0$	$v_4$	$v_7$	$v_5$	$v_0$	
T(3×1)			$v_5$	$v_6$	$v_6$	$v_1$	$v_1$	$v_2$	$v_2$	$v_3$	$v_3$	$v_4$	$v_4$	$v_5$	Model 1
T(4×1)			$v_4$	$v_5$	$v_5$	$v_6$	$v_6$	$v_1$	$v_1$	$v_2$	$v_2$	$v_3$	$v_3$	$v_4$	Model 2
T(5×1)	1	1	$v_7$	$v_7$	$v_0$	$v_0$	$v_7$	$v_7$	$v_0$	$v_0$	$v_7$	$v_7$	$v_0$	$v_0$	
T(6×1)			$v_3$	$v_4$	$v_4$	$v_5$	$v_5$	$v_6$	$v_6$	$v_1$	$v_1$	$v_2$	$v_2$	$v_3$	

Tableau 4.2. Tableau de commutation où  $\Delta p=0$

$T(i \times j)$	$\Delta p$	$\Delta q$	$\theta_1$	$\theta_2$	$\theta_3$	$\theta_4$	$\theta_5$	$\theta_6$	$\theta_7$	$\theta_8$	$\theta_9$	$\theta_{10}$	$\theta_{11}$	$\theta_{12}$
T(2×1)	0	0	$v_6$	$v_1$	$v_1$	$v_2$	$v_2$	$v_3$	$v_3$	$v_4$	$v_4$	$v_5$	$v_5$	$v_6$
T(3,1)	0	1	$v_1$	$v_2$	$v_2$	$v_3$	$v_3$	$v_4$	$v_4$	$v_5$	$v_5$	$v_6$	$v_6$	$v_1$

Où :  $v_1$  (100),  $v_2$  (110),  $v_3$  (010),  $v_4$  (011),  $v_5$  (001),  $v_6$  (101),  $v_0$  (000) et  $v_7$  (111).

Il y a des auteurs qu'ont modifié le tableau de commutation classique en modèle 1 [57] et modèle 2 [58]. Notre contribution est basée sur la combinaison entre les deux modèles précédents noté modèle 3.

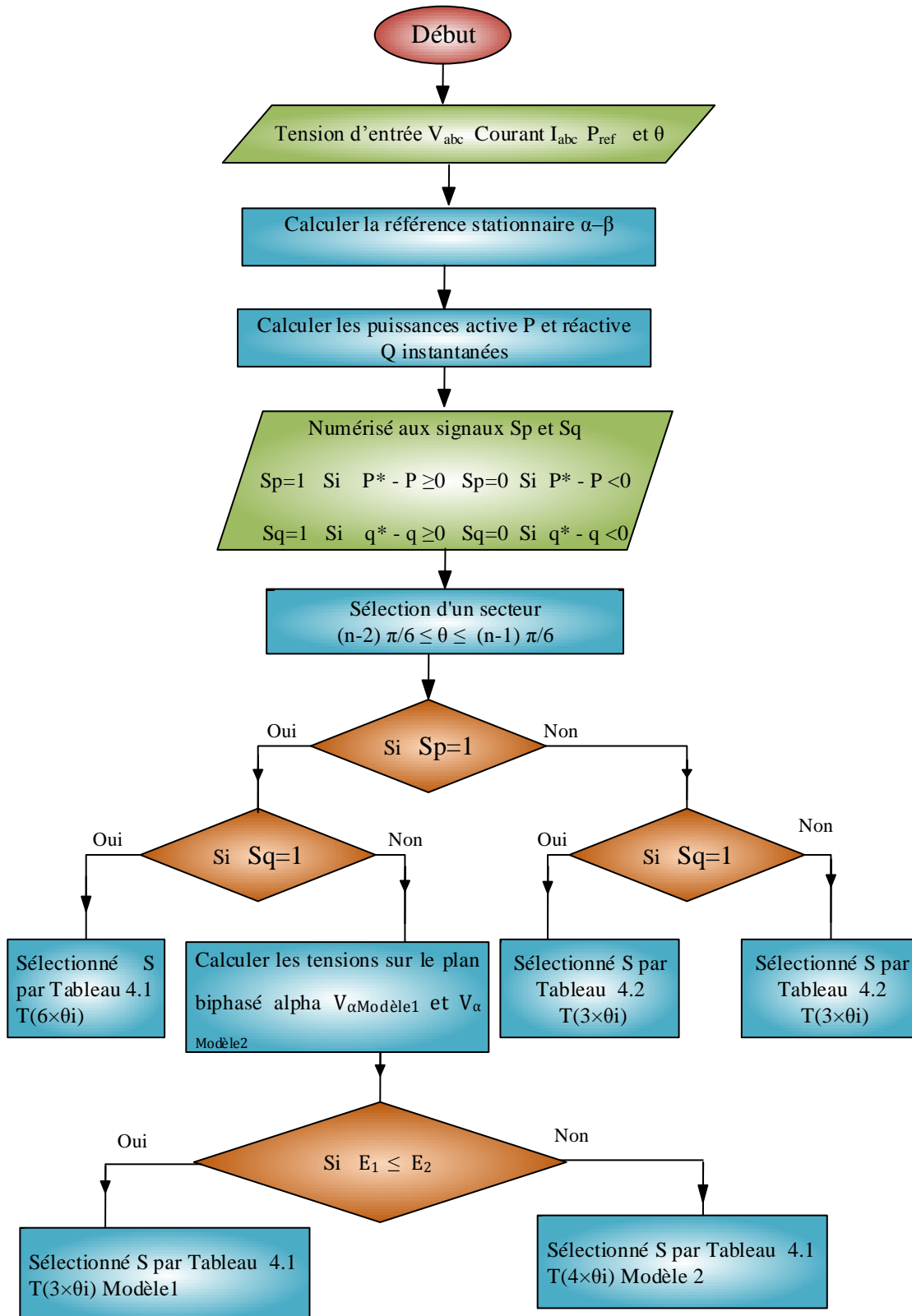


Figure 4.6. Organigramme de l'algorithme DPC.

Les tensions sur le plan biphasé alpha  $V_{\alpha \text{ Modèle } 1}$  et  $V_{\alpha \text{ Modèle } 2}$  sont données par les équations suivantes :

$$\begin{cases} v_{\alpha \text{ Modèle } 1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \left[ (T(3 \times j)(S_a) - \frac{(T(3 \times j)(S_b) + T(3 \times j)(S_c))}{2} \right] \\ v_{\alpha \text{ Modèle } 2} = \sqrt{\frac{2}{3}} \left[ (T(4 \times j)(S_a) - \frac{(T(4 \times j)(S_b) + T(4 \times j)(S_c))}{2} \right] \end{cases} \quad j = (4 ; 5 ; \dots ; 15) \quad 4.13$$

$$\begin{cases} E_1 = |P^* - v_{\alpha \text{ Modèle } 1}| \\ E_2 = |P^* - v_{\alpha \text{ Modèle } 2}| \end{cases} \quad 4.14$$

Les résultats de simulation pour une variation d'éclairement 400 ; 800 et 1000 W/m<sup>2</sup>.

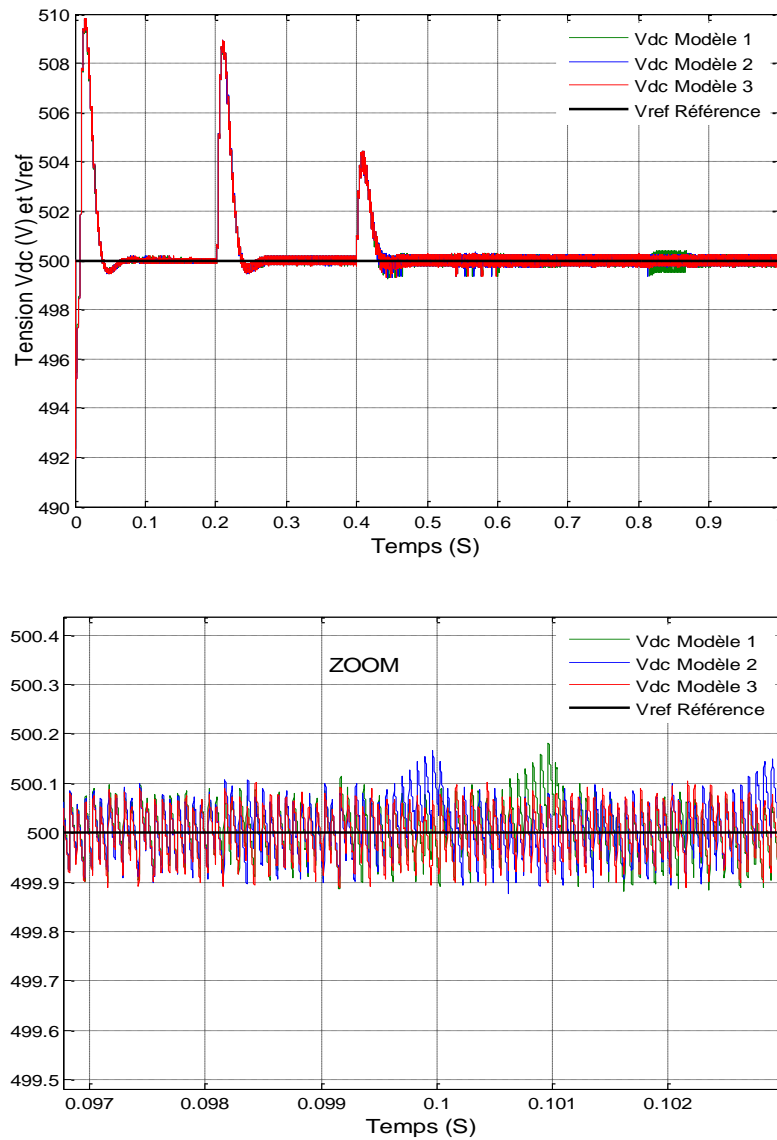
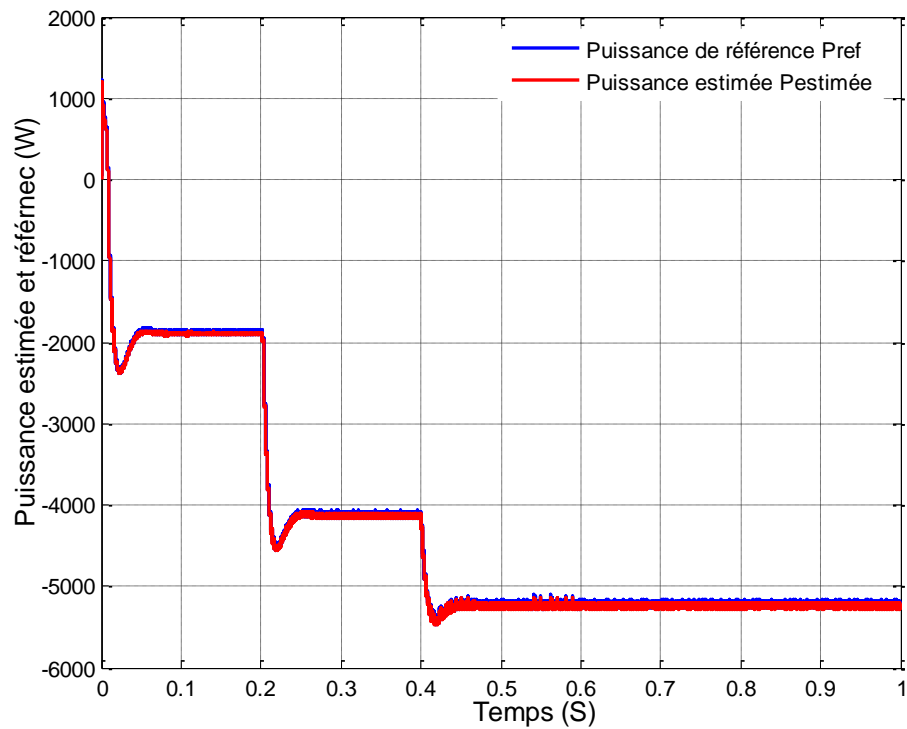


Figure 4.7. Tension de bus continue Vdc.

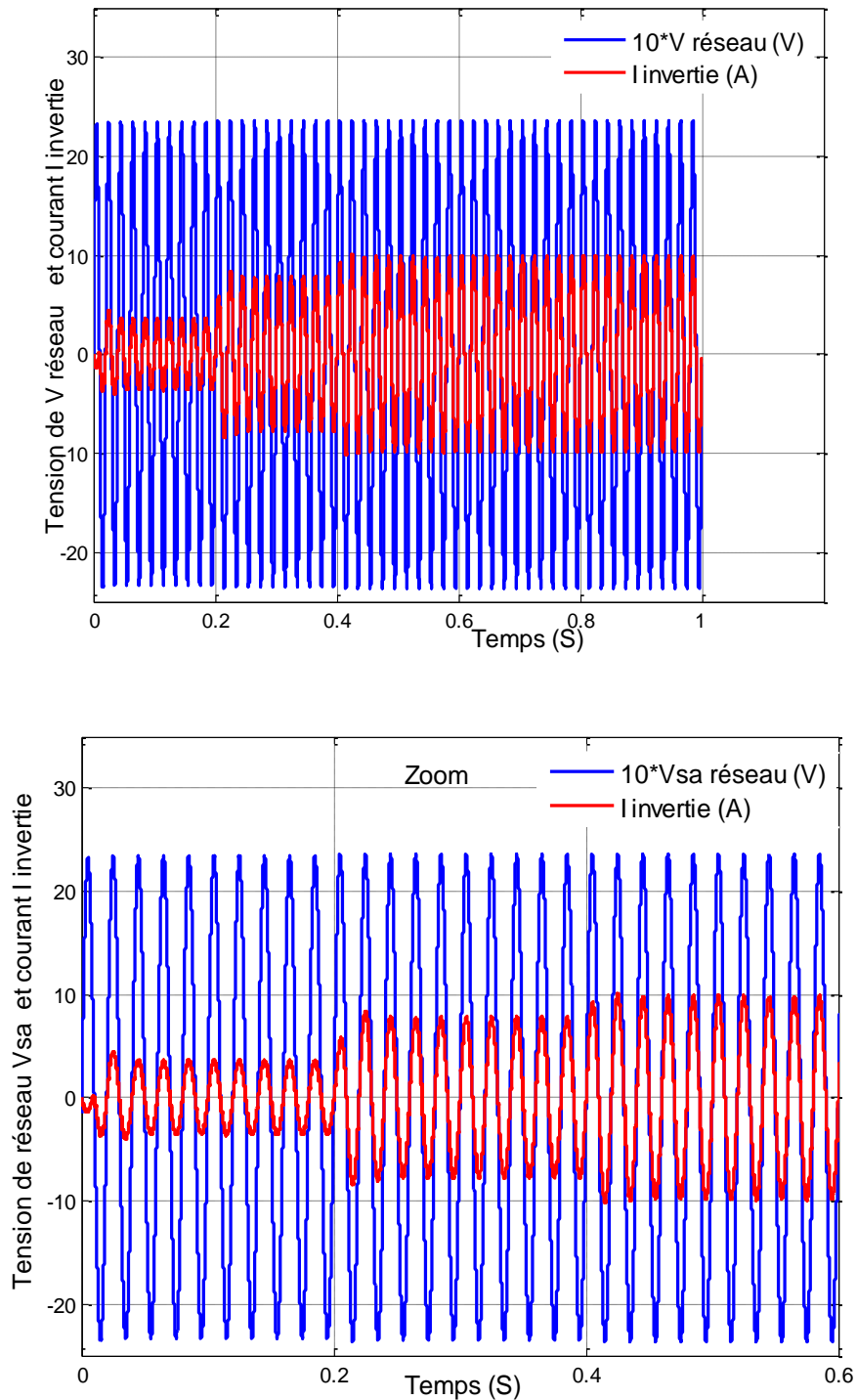


**Figure 4.8.** Puissance estimée et puissance de référence.

La figure 4.7 représente la tension du bus continu, elle est maintenue à la tension de référence quelle que soit la variation des conditions climatiques. On constate que la tension du bus contenu du modèle 3 proposée bascule entre le modèle 1 et le modèle 2, c'est-à-dire il choisit la valeur  $V_{dc}$  la plus proche de la valeur de référence  $V_{ref}$ .

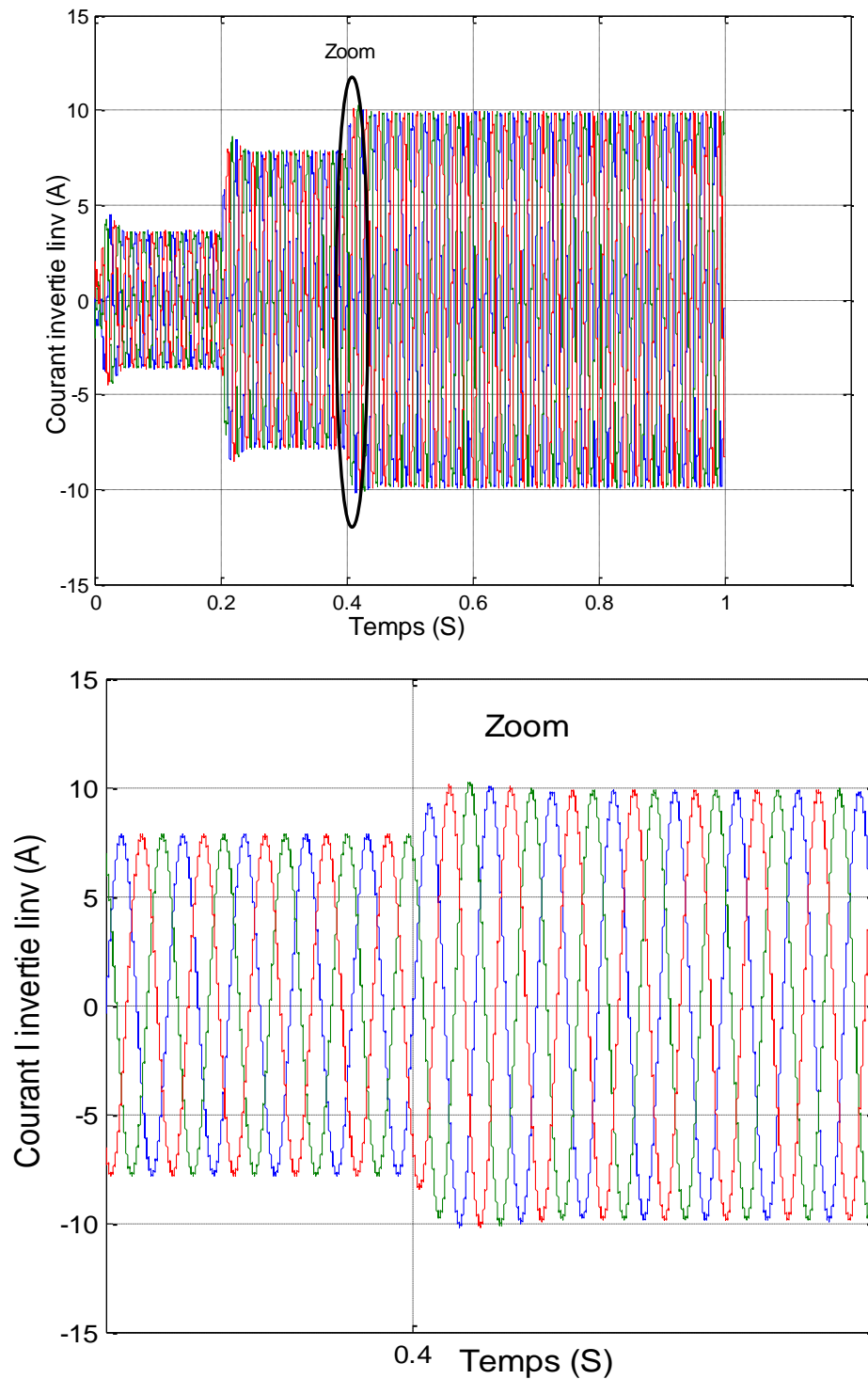
Les caractéristiques de la puissance active totale injectée au réseau représentées à la figure 4.8. Il est donc clair que la puissance active suit ses valeurs de référence pendant toutes les variations d'éclairement.





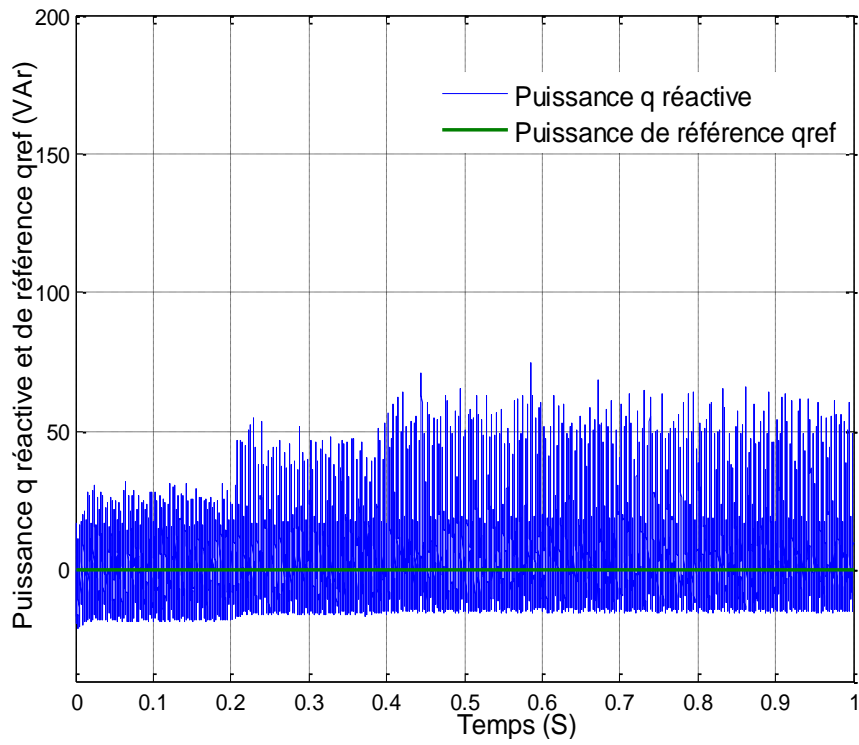
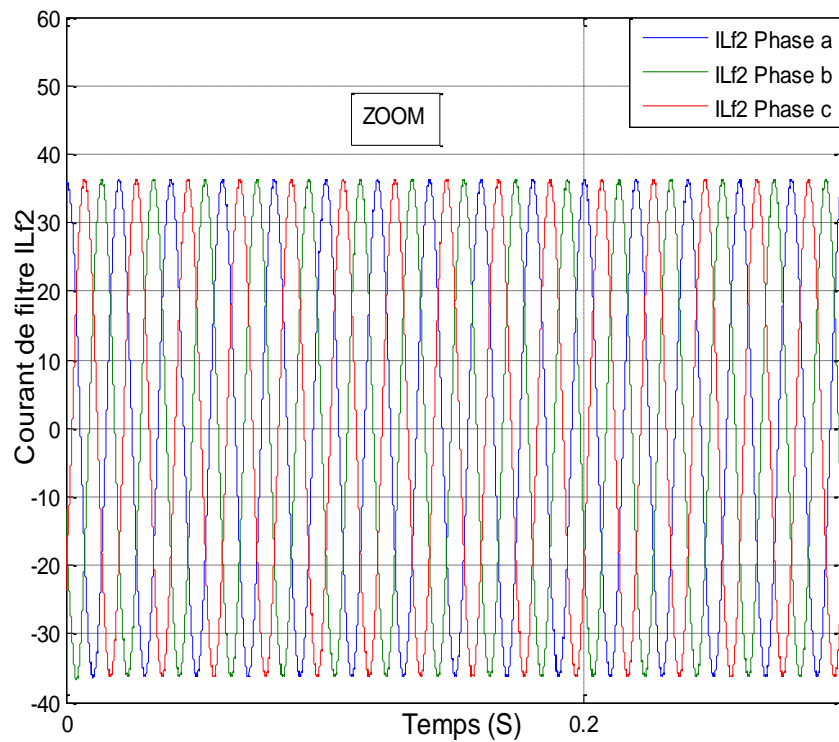
**Figure 4.9** Tension de réseau  $V_g$  et courant inverti  $I_{inv}$ .

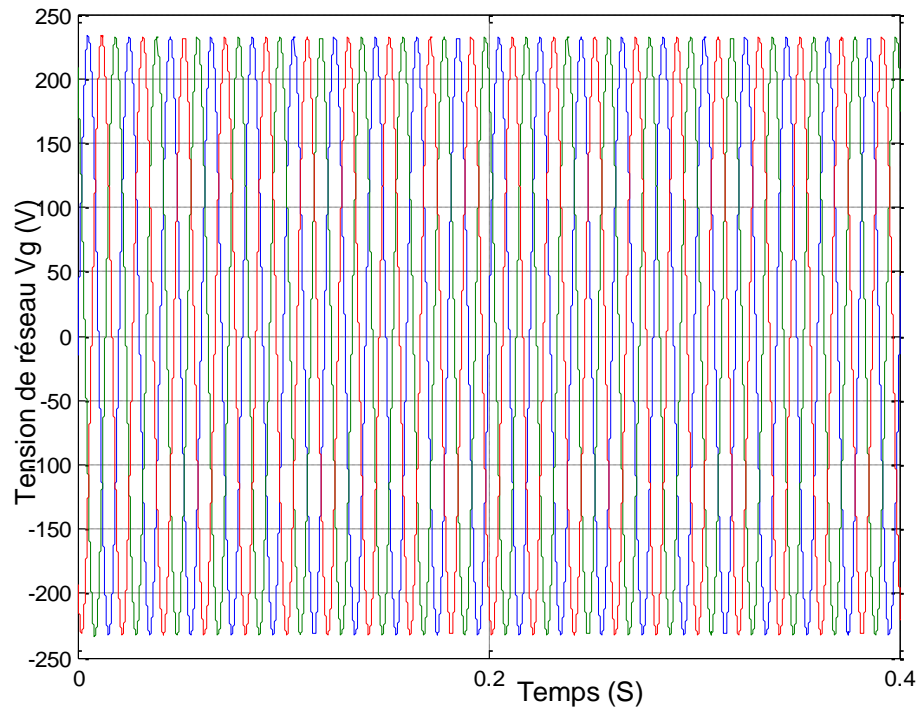
Le contrôle proposé peut être utilisé pour synchroniser le courant injecté avec la tension du réseau comme montre la figure 4.9.



**Figure 4.10** Courant triphasé inverti

La figure 4.10 représente les caractéristiques des courants triphasés inverties et injectés au réseau ( $I_{inv}$ ). Selon les résultats de simulation présentés, les courants de commande injectés au réseau convergent bien vers leurs stabilités après un temps de réponse acceptable plus court relativement à la variation brusque du profil d'irradiation.

**Figure 4.11** Puissance réactive  $q$ .**Figure 4.12** Courant du filtre  $f2$ .



**Figure 4.13** Tension de réseau.

La figure 4.13 montre un système triphasé équilibré, pour les tensions du réseau électrique ont une forme sinusoïdale de même fréquence 50Hz, déphasées entre elles de  $120^\circ$ , et ayant la même valeur efficace.

#### 4.6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons modélisé et simulé un système PV connecté au réseau triphasé BT, ce système est constitué d'un GPV, d'un convertisseur DC-DC (Hacheur élévateur), d'un convertisseur triphasé DC/AC et réseau BT. Une méthode, nommée Incrémentation du Conductance (Inc) a été utilisée comme algorithme MPPT, qui permet de calculer le rapport cyclique du hacheur élévateur. Le contrôle du convertisseur DC/AC s'appuie à la puissance active de référence et la commande DPC basée sur l'évaluation instantanée des puissances active et réactive à chaque état de commutation. La simulation numérique a été réalisée et le contrôle des puissances injectées au réseau permet de synchroniser le courant avec la tension du réseau (puissance réactive est nulle), pour des conditions météorologiques limites. De plus la robustesse de la commande proposée a été testée en tenant compte les variations brusques d'irradiation solaire.

Les résultats de simulation obtenus montrent l'excellente performance de la stratégie de contrôle proposée, en associant la méthode Incrémentale algorithme MPPT à la DPC.

---

# Chapitre 05

## GESTION D'ENERGIE D'UN SYSTEME PV CONNECTE AU RESEAU BT AVEC BATTERIE

---

### 5.1. Introduction

Le fonctionnement et le contrôle du système électrique passent du réseau conventionnel au réseau intelligent pour réaliser le concept de réseau intelligent, un grand nombre d'unités de production distribuées sont nécessaires dans le réseau de distribution[59]. Les unités GD devraient être impliquées dans la participation à la demande, en fournissant des services auxiliaires tels que la régulation de la tension du réseau, et le soutien du réseau pendant les périodes critiques en raison d'un défaut ou de changements soudains de la charge [60]. Afin de soutenir positivement le réseau de la manière mentionnée précédemment, les sources GD doivent être fiables, disponibles et répondre à divers autres critères de fonctionnement [61].

Au cours de la dernière décennie, le problème du système de gestion de l'énergie (SGE) pour le réseau électrique a reçu une attention particulière de la part des chercheurs universitaires et des compagnies d'électricité [62]. Dans ce chapitre, un nouvel algorithme pour SGE d'un système photovoltaïque (PV) connecté au réseau, combiné à un système de stockage est proposé pour réduire le caractère d'intermittence de l'énergie PV qui infectent la stabilité du réseau électrique figure 5.1. Dans le modèle de simulation, le système PV et le système de stockage d'énergie sont connectés au même bus CC, tandis que le système SGE contrôle le flux d'énergie du générateur PV vers le réseau en fonction du niveau prédéterminé de puissance PV. Dans le cas où la puissance PV est inférieure au seuil prédéfini, l'énergie est stockée dans le banc de batteries qui sera utilisée dans les périodes de demande d'énergie de pointe (PED). Sinon, il continue d'alimenter le réseau principal.

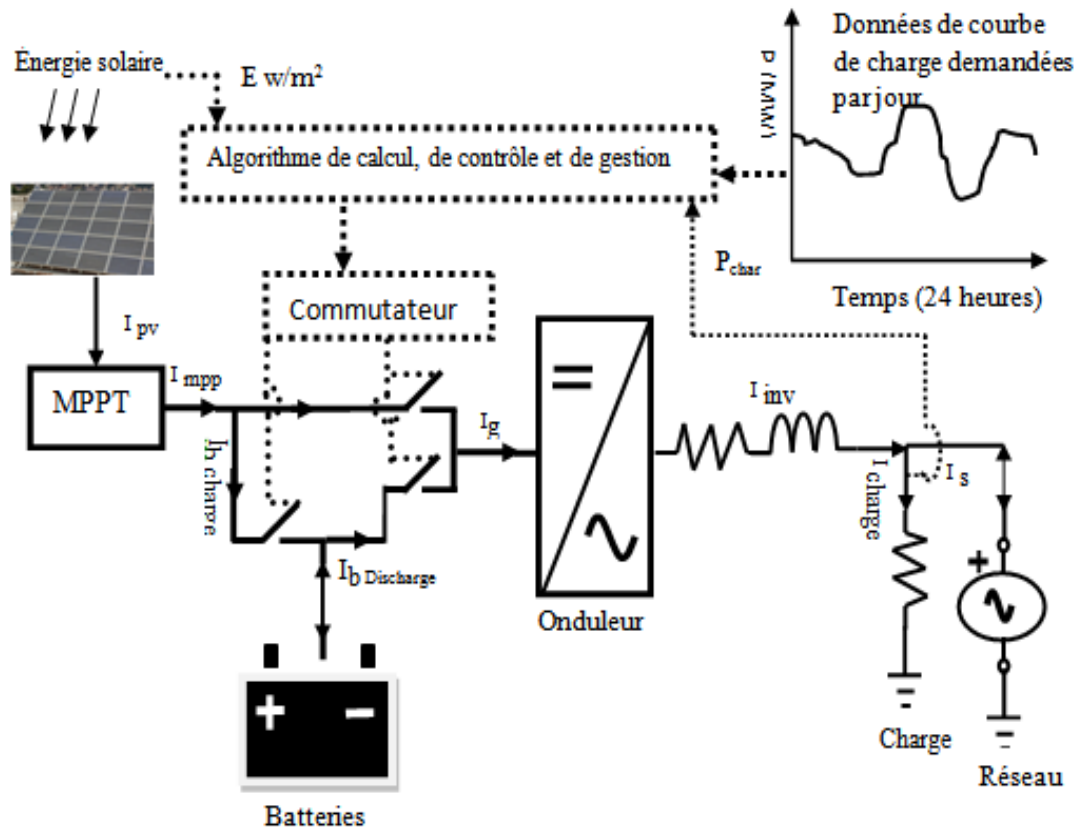


Figure 5.1. Architecture gestionnaire d'énergie.

## 5.2. Gestion de GD au réseau intelligent (Smart Grid)

Actuellement, à l'intérieur du réseau de distribution conventionnel, GD fonctionne d'une manière indépendante sans aucune coordination appropriée. Au réseau intelligent, la GD devrait être contrôlée de manière centralisée en temps réel par un système local de gestion de l'énergie [63]. Cette gestion coordonnée en ligne est rendue possible grâce à une infrastructure de communication avancée en temps réel qui sera intégrée au réseau de distribution [64]. Cette nouvelle infrastructure avancée ouvrira la voie à un nouveau concept de gestion de GD tel que les centrales électriques décentralisées.

### ❖ Stockage d'Énergie

Avec L'utilisation intensive des sources d'énergie SER dans les réseaux électriques actuels peut indiscutablement minimiser la menace du réchauffement et du changement climatique [65]. Cependant Avec certaines unités GD à l'intérieur du réseau de distribution alimentées par des SER fluctuantes et imprévisibles dont la puissance est principalement générée pendant la période de faible demande [66], cette énergie supplémentaire doit être stockée pour être utilisée pendant la période de forte demande [67], Cela indique clairement le besoin

de stockage d'énergie. Différentes fonctions et emplacements des unités de stockage d'énergie doivent être utilisés en fonction d'architecture du réseau électrique.

Dans de nombreux projets, cependant, le stockage d'énergie est utilisé pour équilibrer les fluctuations de production locales de telle sorte que les sources d'énergie renouvelables avec batteries du stockage (SER-B) peuvent être réduites à une source constante périodiquement du point de vue du réseau de distribution[68].

### **5.3. Gestion de la demande (SGD) et réponse à la demande (RD)**

La stabilité du réseau électrique est essentielle. Par conséquent, les fournisseurs d'électricité travaillent d'arrache-pied pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande à tout moment [69]. La gestion de la demande (SGD) et la réponse à la demande (RD) sont généralement conçues et mises en œuvre pour maintenir l'équilibre dans le réseau électrique et pour atténuer les pics et les creux de la demande d'énergie électrique [70].

#### **❖ Les défis de la gestion de la demande**

Il existe de nombreux défis pour la gestion de la demande SGD [71] :

Le principal défi de SGD est le manque d'infrastructure des technologies de l'information et de communication dans la plupart des réseaux électriques actuels.[72] L'application de la technologie SGD nécessite une infrastructure de comptage avancée comprenant des compteurs avancés, une communication bidirectionnelle entre clients et fournisseurs, des contrôleurs, des capteurs et des technologies de l'information. De plus, l'ajout de tous ces composants au réseau intelligent en fera un réseau électrique extrêmement compliqué.

Un marché actuel de la structure électrique n'est pas adapté au SGD. Par conséquent, une stratégie de gestion de l'énergie doit être simplifiée qui s'adapte aux capacités disponibles et au calendrier de consommation quotidienne quasi stable par mois.

#### **❖ Système de décision**

Les systèmes de décision sont des logiciels informatiques capables d'analyser un ensemble de données et de prendre des décisions sur la base d'un ensemble de règles [73].

## 5.4. Modélisation comportementale d'un système PV connecté au réseau

### 5.4.1. Modélisation comportementale du champ photovoltaïque

#### ❖ Introduction

L'énergie solaire est une énergie renouvelable générée en convertissant la lumière du soleil en électricité à l'aide d'un panneau photovoltaïque (PV). Ce type d'énergie est la source d'énergie la plus courante dans le bâtiment résidentiel [74]. Le principal problème avec l'énergie solaire c'est que la production pendant la nuit est de zéro kWh. De plus, la durée de fonctionnement pourrait être de quelques heures seulement en hiver.

Pour évaluer le comportement et la simulation du système proposé, nous avons utilisé des données réelles obtenues à partir d'un système d'acquisition disponible au Centre de développement des énergies renouvelables (CDER) en Algérie, comme illustré dans la figure 5.3. Les données utilisées ici sont basées sur les données réelles du rayonnement solaire et la température d'une journée pour les saisons d'hiver et d'été. Le tableau 5.1 résume les caractéristiques du module.

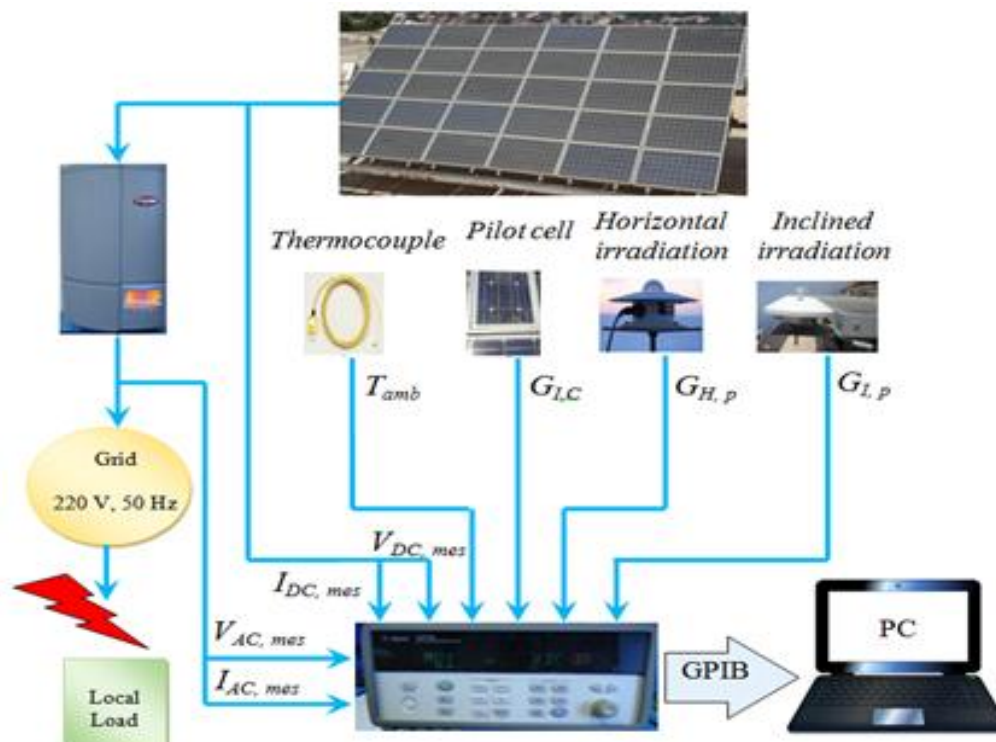


Figure 5.2. Système d'acquisition de données



### ❖ Poursuite du point de puissance maximale

Pour extraire l'énergie maximale de la cellule photoélectrique représentée à la figure 3.1 (chapitre 3) et obtenir l'amplitude du courant injecté dans le réseau pour un générateur PV utilisé, en multipliant le courant de sortie par  $N_{pp}$  (Nombre de cellules photovoltaïque en parallèle) et multiplier la tension de sortie par  $N_{ss}$  (Nombre de cellules photovoltaïque en série, il est nécessaire de calculer les coordonnées du point de puissance maximale ( $V_{mpp}$ ,  $I_{mpp}$ ). Mathématiquement, il peut être défini par les équations suivantes: [44]

$$I_{mpp} = N_p \left( I_{mr} \frac{E}{E_n} + K_i (T_c - T_n) \right) \quad 5.1$$

$$V_{mpp} = N_s \left( V_t \ln \left( 1 + \frac{I_{cc} - I_{mpp}}{I_{sc}} \left( e^{\frac{V_{co}}{V_t}} - 1 \right) \right) - R_s I_{mpp} \right) \quad 5.2$$

$$\text{Ou } V_{cc} = V_t \ln \left( \frac{I_{cc}}{I_0} + 1 \right) \quad 5.3$$

Le courant de saturation  $I_0$  est calculé à l'aide l'Equation 5.4.[75]

$$I_s = I_{sr} \left( \frac{T_c}{T_r} \right)^3 e^{\frac{qE_g}{AK} \left( \frac{1}{T_c} - \frac{1}{T_r} \right)} \quad 5.4$$

Et :

$$V_t = \frac{KAT_c}{q} \quad 5.5$$

**Tableau 5.1.** Valeurs des paramètres de la simulation

Paramètres	Valeurs	Paramètres	Valeurs
$E_n$ ( $W/m^2$ )	1000	$K_i$	$2.3e-3/2$
$T_n$ (K)	25+273	$R_s$ ( $\Omega$ )	$0.153*2/36$
$I_{cc}$ (A)	6.69/2	$R_p$ ( $\Omega$ )	110
$V_{cc}$ (V)	20.32/36	$N_{ss}$	540
$I_{sr}$ (A)	$1,4058e-7/2$	$N_{pp}$	4
$I_{mr}$ (A)	6.03/2	L (H)	$20e-3$
$E_g$	1.12	$R_L$ ( $\Omega$ )	0.02
q	$1.60217646e-19$	$V_{max}$ (V)	$220*\text{sqrt}(2)$
B	1.3	$\eta$	0.95
K	$1.3806503e-23$		

### 5.4.2. Modélisation comportementale de l'onduleur

#### ❖ Introduction

L'onduleur connecté au réseau reçoit le courant continu de l'installation photovoltaïque et le convertit en courant alternatif pour l'injecter dans le réseau électrique avec un facteur de puissance unitaire. Une simplification a été introduite dans le modèle d'onduleur. Le convertisseur DC-AC à pont complet est modélisé comme une source de tension contrôlée en courant où le contenu harmonique est ignoré. La figure 5.4 montre le diagramme schématisé de l'onduleur connecté au réseau:

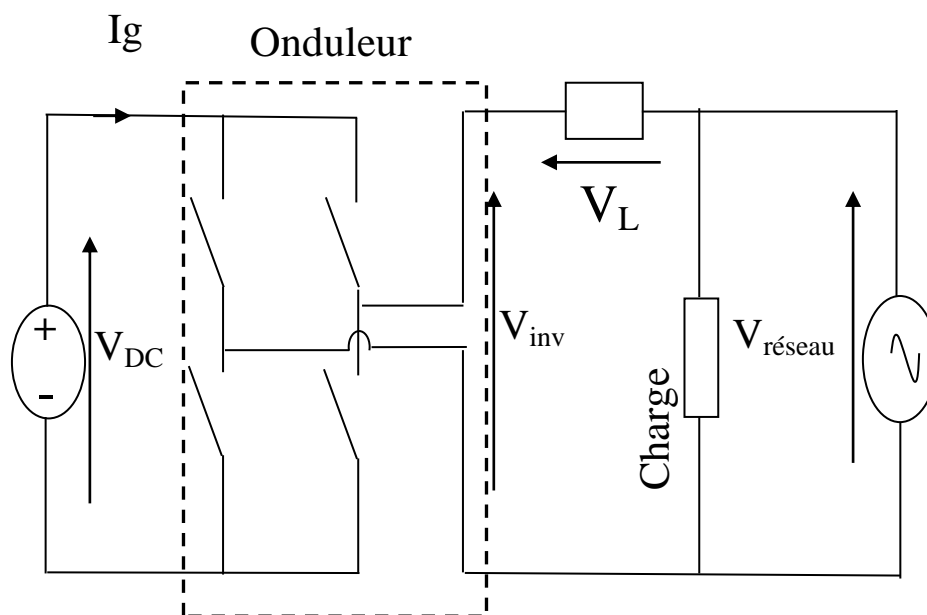


Figure 5.3. Schéma simplifié du modèle de l'onduleur connecté au réseau.

#### ❖ Modélisation d'onduleurs

Dans cette section, nous présenterons un modèle simple qui permet de calculer avec précision la puissance de sortie ( $P_{ac}$ ) en fonction de la puissance d'entrée ( $P_{dc}$ ) de l'onduleur [76]. Nous utiliserons ce modèle pour modéliser le comportement dynamique d'onduleurs PV monophasés raccordés au réseau. Pour obtenir la condition de facteur de puissance unitaire, la forme d'onde du courant doit être en phase avec celle de la tension du secteur.

La clé variable pour contrôler cette opération est la tension de l'onduleur ( $V_{inv}$ ). Le courant ( $I_g$ ) peut s'écrire:

$$I_g = \frac{V_{inv} \times V_{ac}}{jL_f \omega} \quad 5.6$$

En raison de l'exigence de calcul élevée d'une implémentation MLI complète, une simplification a été apportée au modèle d'onduleur. L'onduleur à pont complet est modélisé comme une source de tension contrôlée en courant, où le contenu harmonique est ignoré. Dans ce cas, un contrôle de courant indirect est utilisé pour tirer un courant de référence donné par la puissance maximale calculée à partir du modèle PV, comme représente la figure 5.5. L'amplitude du courant que l'onduleur doit tirer est donnée par les principes d'équilibrage de puissance:

$$I_g = \frac{2 \times I_{mpp} \times V_{mpp}}{V_{max}} \eta \quad 5.7$$

Où  $\eta$  est le rendement de l'onduleur, supposé constant ( $\eta = 0,95$ ).

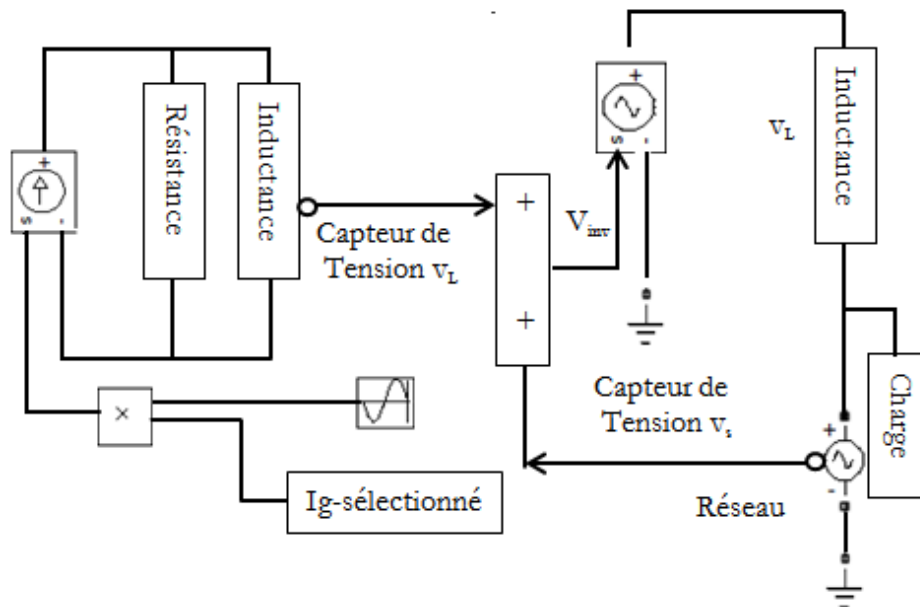
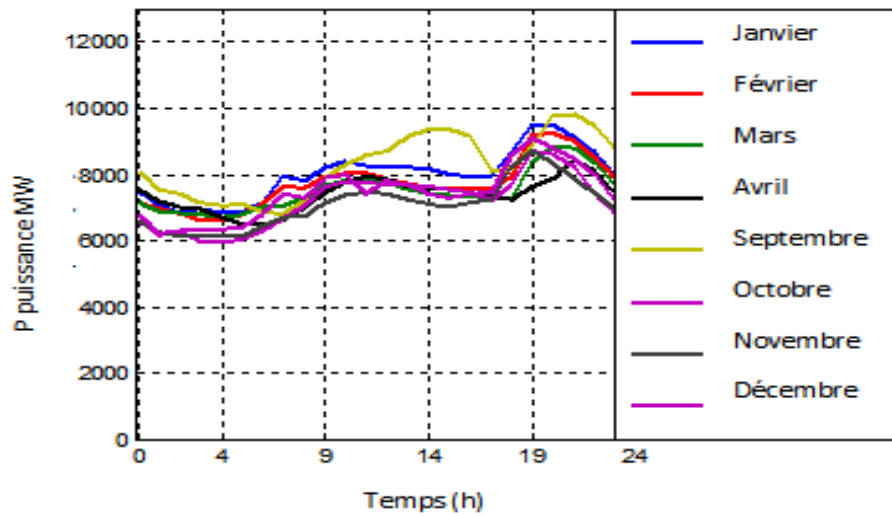


Figure 5.4. Schéma bloc de l'onduleur connecté au réseau PV.

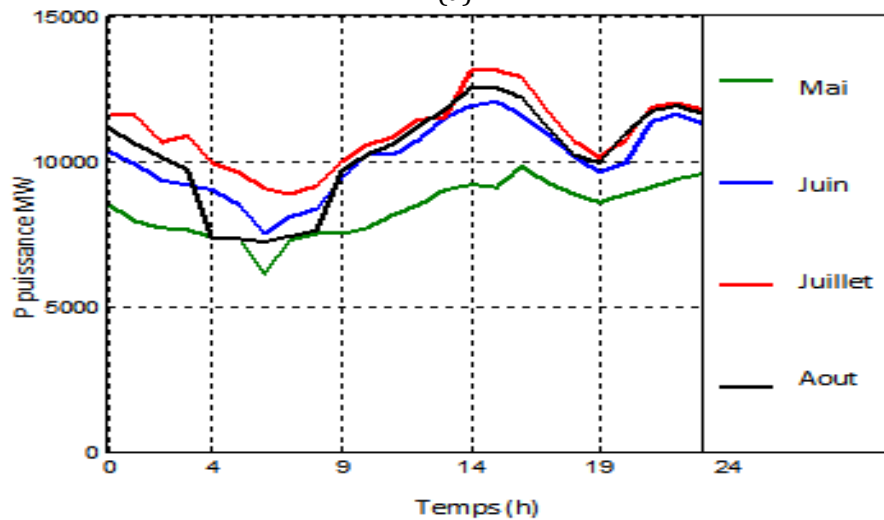
### 5.5. Algorithme proposé

En raison de l'indisponibilité des données du réseau, du manque de transparence et l'accessibilité des données d'une part [77], les données d'entrée nécessaires aux modèles du réseau et leurs demandes varient fortement en fonction du type de modèle de réseau utilisé d'autre part, dans ce chapitre nous avons proposé une stratégie convenable en répondant aux manques déjà cités. Nous nous sommes concentrés uniquement sur les données de la courbe de charge requises dans la journée. La figure 5.6 (a, b) confirme que la demande d'énergie est presque stable pendant les périodes mensuelles et saisonnières. Ainsi, afin de combler les

lacunes d'accessibilité des données, la courbe de charge mensuelle, qui représente les données d'entrée de l'algorithme, est obtenue en utilisant 30 courbes de charge journalière. L'algorithme proposé peut être résumé dans un diagramme comme indiqué sur la figure 5.7.



(a)



(b)

**Figure 5.5.** Données de courbe de la charge quotidienne de chaque mois.

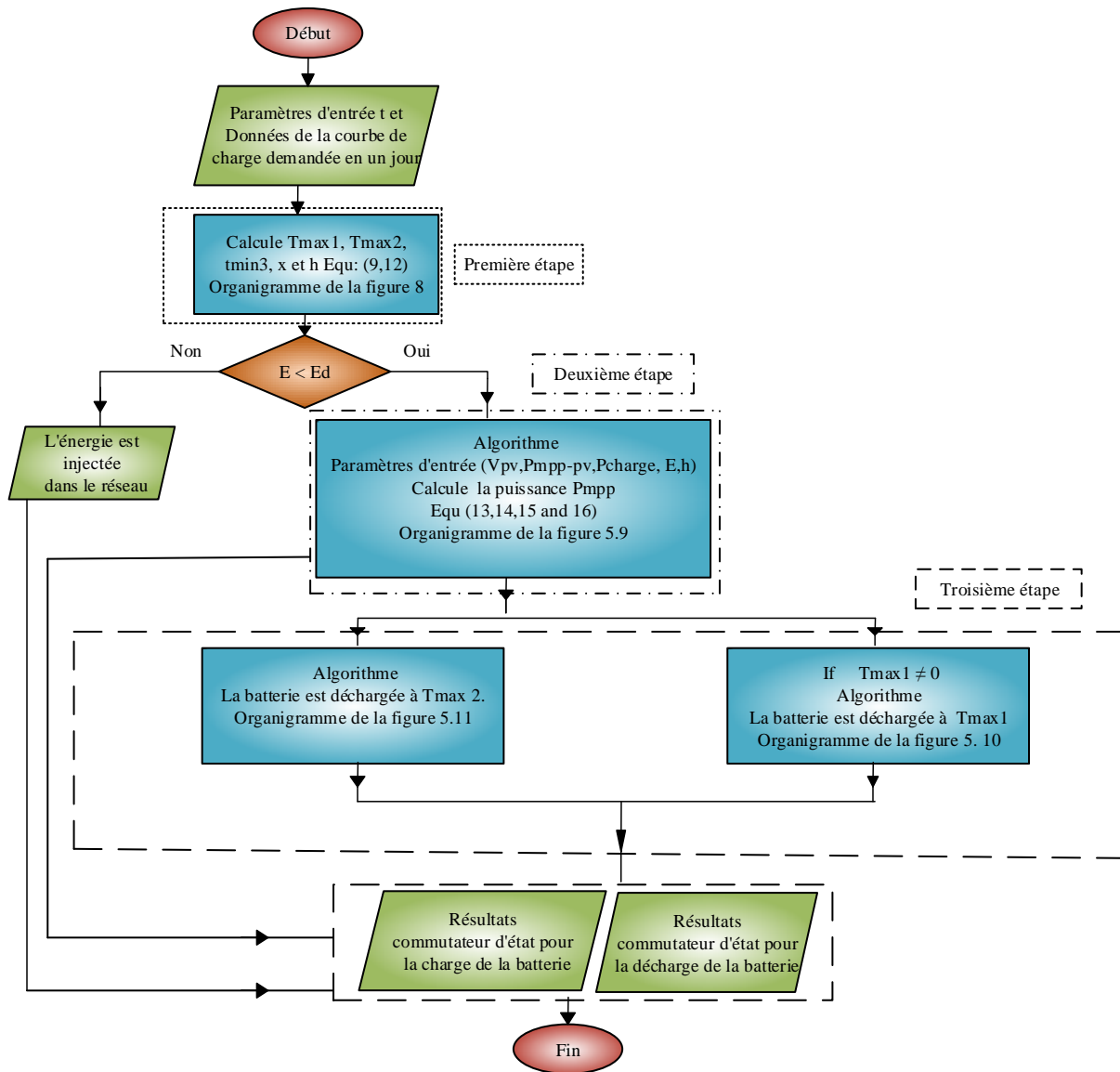


Figure 5.6. Organigramme de différentes étapes de l'algorithme.

Ou :  $sbat\_Dischar\_T_{max1}$  : Etat du commutateur de la charge de la batterie à  $T_{max1}$ ;

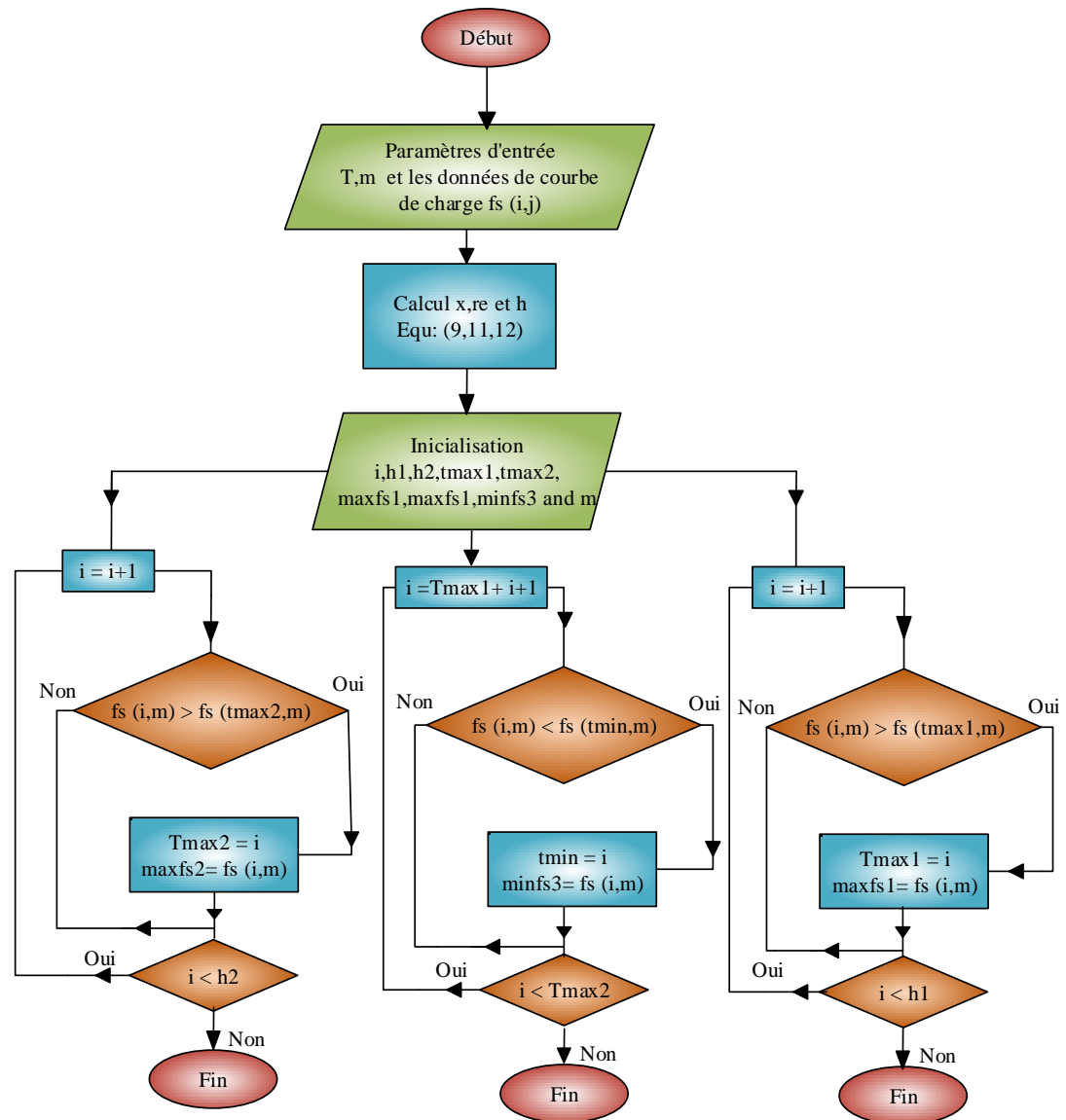
$\Delta t_{T1\_rest}$  : Les heures de repos de capacité dans la batterie déchargée à  $T_{max1}$ ;

$sbat\_Dis\_T_{max2}$  : Etat du commutateur de la charge de la batterie à  $T_{max2}$ .

Le travail de l'algorithme se compose de plusieurs étapes :

- La première étape nous permet de déterminer l'heure correspondant au PED, au cours de la saison d'hiver, il n'y a qu'un seul pic de demande d'énergie nommé  $T_{max2}$ , mais en saison d'été, il y a une heure creuse entre 2 sur la demande aux heures de pointe, nommée,  $T_{min3}$ ,  $T_{max1}$  et  $T_{max2}$  respectivement. Ces pics sont calculés à l'aide de l'algorithme illustré à la figure 5.8.

- La deuxième étape est consacrée à trouver le bon moment pour charger la batterie à l'aide de l'algorithme présenté dans l'organigramme à la figure 5.9.
- La troisième étape consiste à identifier le temps de décharge de la batterie en fonction du signal fourni par l'algorithme comme montre la figure 5.(10,11).



**Figure 5.7.** Algorithme définit le temps pour  $T_{max1}$ ,  $T_{max2}$  et  $T_{im3}$ .

Basé sur le système d'acquisition de données utilisé dans le Centre (CDERA) peut extraire un profil de rayonnement solaire pendant une journée, qui contient 1440 (24 h × 60 min) valeurs de rayonnement solaire, de sorte que chaque minute dans la journée représente une valeur du rayonnement solaire comme point de fonctionnement. De l'autre côté, le temps de simulation requis pendant 1440 points de fonctionnement est  $T_{Smax}$ , de la même manière on peut déterminer le temps de simulation en secondes qui correspond à une valeur de

rayonnement solaire, c'est-à-dire un point de fonctionnement correspondant à une minute réelle dans la journée; ainsi, nous pouvons identifier le temps réel en minutes  $x$  et en heures  $h$  à tout moment de la simulation. À cette fin, l'algorithme intelligent proposé peut facilement gérer les pics d'énergie maximum et minimum, ainsi que le temps de démarrage de la charge et de la décharge des batteries.

### 5.5.1. Calcul de la puissance stockée dans la batterie:

$$\begin{cases} \Delta P = P_{mpp\_pv} - P_{load} & \text{Si } P_{mpp\_pv} \geq P_{load} & \text{(a)} \\ \Delta P = P_{mpp\_pv} & \text{Si } P_{mpp\_pv} < P_{load} & \text{(b)} \end{cases} \quad 5.8$$

$$X = \varepsilon \times t \quad 5.9$$

Où :

$t$ : Temps de simulation;

$P_{mpp\_pv}$  : Puissance maximale générée par le générateur PV ;

$$\varepsilon = \frac{X_{max}}{T_{Smax}} \quad 5.10$$

Sachant que  $X_{max} = 1440$

$$re = \text{rem}(X, 60) \quad 5.11$$

Où : rem indique le reste après la division;

$T_{Smax}$  : Temps de simulation maximal;

$$h = \frac{(X-re)}{60} \quad 5.12$$

### 5.5.2. Calcul du courant de charger de la batterie et la capacité Ah avant et après $T_{max1}$ :

❖ Avant  $T_{max1}$  :

$$I_{batterie\_T1} = \frac{\Delta P}{V_{pv}} \quad \text{Si } h < T_{max1} \quad 5.13$$

$$I_{ibat\_T1} = \text{coef} \times \sum I_{batterie\_T1} \quad \text{Ah} \quad 5.14$$

❖ Après  $T_{max1}$  :

$$I_{batterie\_T2} = \frac{\Delta P}{V_{pv}} \quad \text{Si } h > T_{max1} \tag{5.15}$$

$$I_{ibat\_T2} = coef \times \sum I_{batterie\_T2} \quad \text{Ah} \tag{5.16}$$

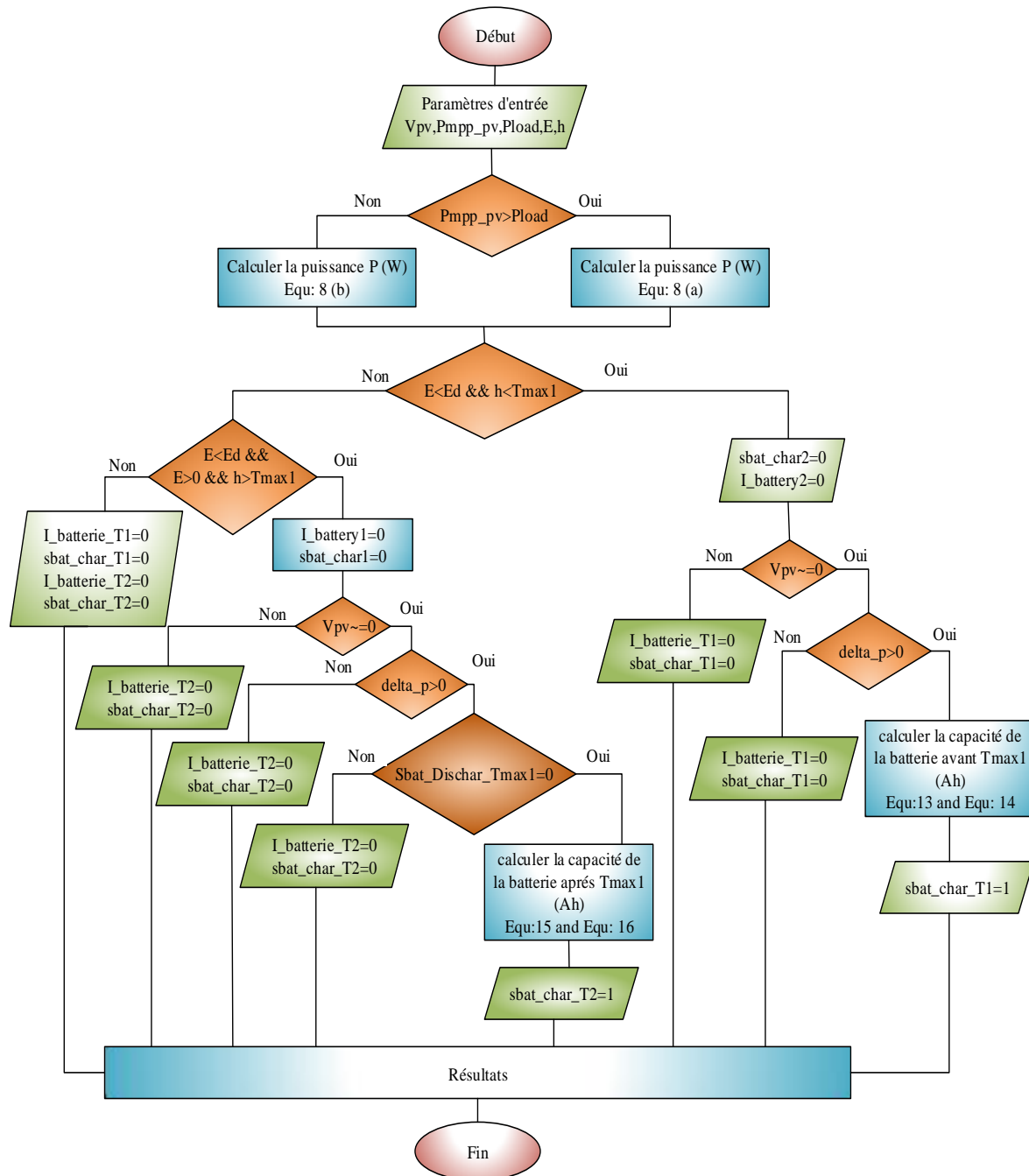


Figure 5.8. Organigramme d'algorithme, qui calcule les états du commutateur (sbat\_cha\_T1; sbat\_cha\_T2) pour charger la batterie.



5.5.3. Calcul du temps de décharge de la capacité de batterie avant  $T_{max1}$ .

$$\text{heurs} = \text{floor} \left\lfloor \frac{T_{Ibat\_T1}}{I_c} \right\rfloor \tag{5.17}$$

$$\text{minute} = \text{floor} \left\lfloor \left( \frac{T_{Ibat\_T1}}{I_c} - \text{heurs} \right) \times 60 \right\rfloor \tag{5.18}$$

Où le terme floor () désigne l'entier le plus proche inférieur ou égal à heures ou minutes.

Calcul  $\Delta t_{T1}$  : Temps de décharge de la batterie.

$$\Delta t_{T1} = \text{heurs} \times 60 + \text{minute} \tag{5.19}$$

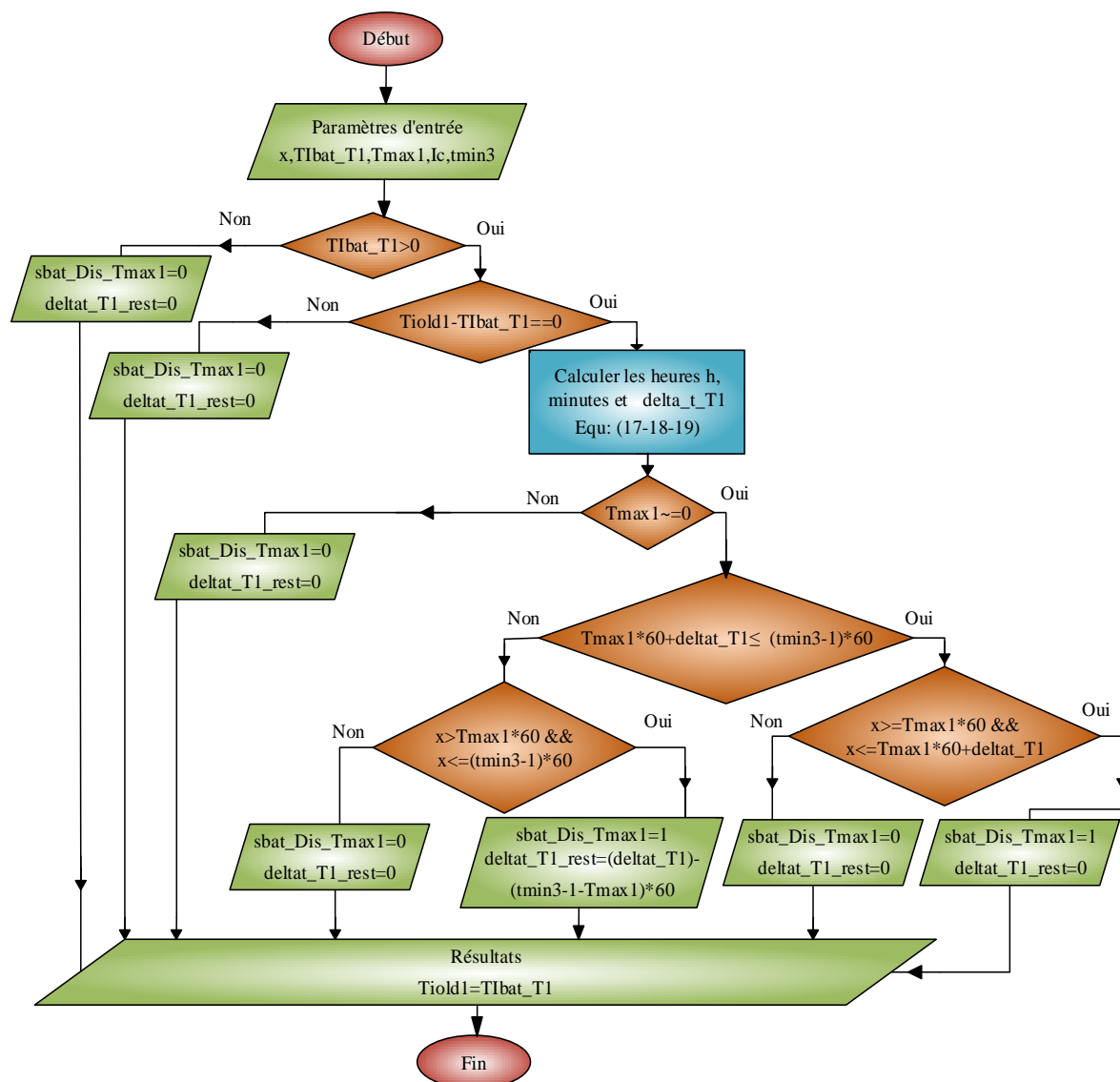


Figure 5.9. Organigramme d'algorithme, qui calcule les états du commutateur (sbat\_Dis\_Tmax1) afin de décharger la batterie à  $T_{max1}$ .

5.5.4. Calcul du temps de décharge de la capacité de batterie après  $T_{max1}$ .

$$\text{heurs} = \text{floor} \left\lfloor \frac{T_{Ibat\_T2}}{I_c} \right\rfloor \quad \text{SI } T_{max1} \neq 0 \tag{5.20}$$

$$\text{minute} = \text{floor} \left\lfloor \left( \frac{T_{Ibat\_T2}}{I_c} - \text{heurs} \right) \times 60 \right\rfloor \quad \text{Si } T_{max1} \neq 0 \tag{5.21}$$

$$\text{heurs} = \text{floor} \left\lfloor \frac{T_{Ibat\_T1} + T_{Ibat\_T2}}{I_c} \right\rfloor \quad \text{SI } T_{max1} = 0 \tag{5.22}$$

$$\text{minute} = \text{floor} \left\lfloor \left( \frac{T_{Ibat\_T1} + T_{Ibat\_T2}}{I_c} - \text{heurs} \right) \times 60 \right\rfloor \quad \text{SI } T_{max1} = 0 \tag{5.23}$$

Calcul  $\Delta t_{T2}$  : Temps de décharge de la batterie.

$$\Delta t_{T2} = \text{heurs} \times 60 + \text{minute} \tag{5.24}$$

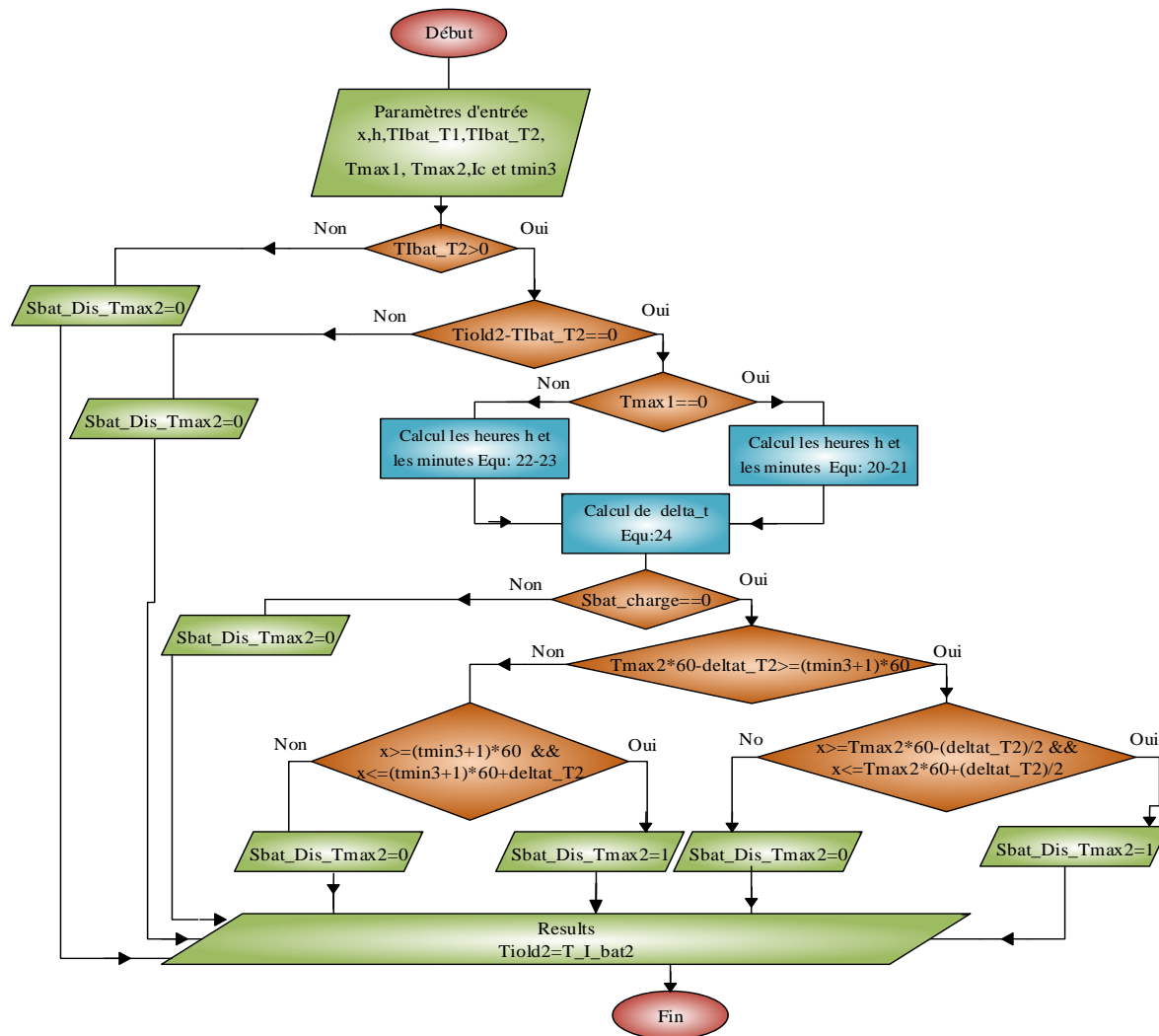


Figure 5.10. Organigramme d'algorithme, qui calcule les états du commutateur ( $sbat\_Dis\_T_{max2}$ ) afin de décharger la batterie à  $T_{max2}$ .

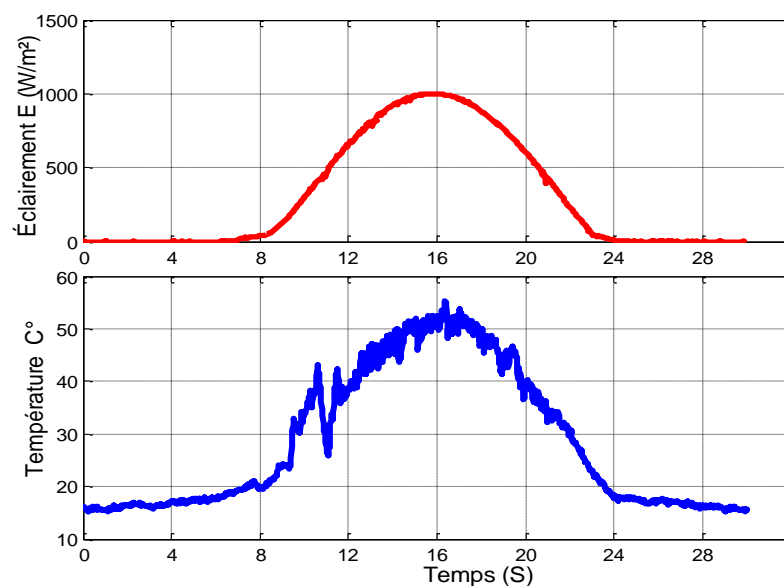
## 5.6. Résultats et discussions.

Le DEP émerge comme un phénomène qui incarne l'importance des pratiques sociales qui nous amènent à comprendre la dynamique de la demande d'énergie dans une situation où le moment de la demande d'énergie est déterminé. Les temps de PED ont été déterminés à l'aide de l'algorithme intelligent, à travers la base de données comme le montre la figure 5.6, qui représente la courbe de demande d'énergie pour des jours pendant des mois de l'année. Par exemple, en janvier, on constate que  $T_{\max 2} = 19$  h,  $T_{\min 3} = 16$  h, et en juin on trouve que  $T_{\max 1} = 14$  h,  $T_{\max 2} = 22$  h et  $T_{\min 3} = 19$  h.

Résultats de simulation pour 4 jours typiques (2 jours d'été, 2 jours d'hiver) ensoleillés et nuageux ont été présentés sur les figures 5. (12-25) et cela en basant sur les données de la courbe de charge journalière. Sur lesquelles illustrent les différents scénarios de flux d'énergie produits par le générateur PV pendant des périodes de temps déterminées, en fonction du profil de rayonnement solaire et de la valeur de l'énergie stockée dans les batteries. la valeur du courant  $I_c$  lorsque la batterie est déchargée est choisie de manière proportionnelle au courant  $I_{pv}$  produit par le générateur PV lorsque le rayonnement solaire  $E$  est égal au seuil  $E_d$ , afin de conserver la même section de fils électriques. Quant au choix du seuil de rayonnement solaire  $E_d$ , il est lié à la capacité de stockage des batteries, en tenant compte du coût, mais dans cette étude il s'agissait d'un choix expérimental direct.

### 5.6.1. Résultats de simulation obtenus pour deux jours d'été, bon temps et mauvais temps.

#### ❖ Jour bon temps.



**Figure 5.11.** Profil d'éclairement et de température (jour d'été et bon temps).

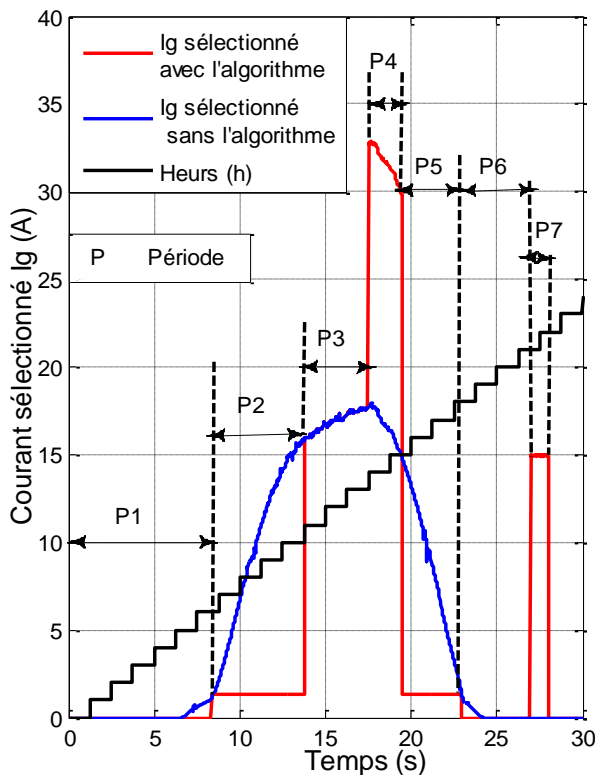


Figure 5.12. Courbe du courant injecté  $I_g$  (jour d'été et bon temps).

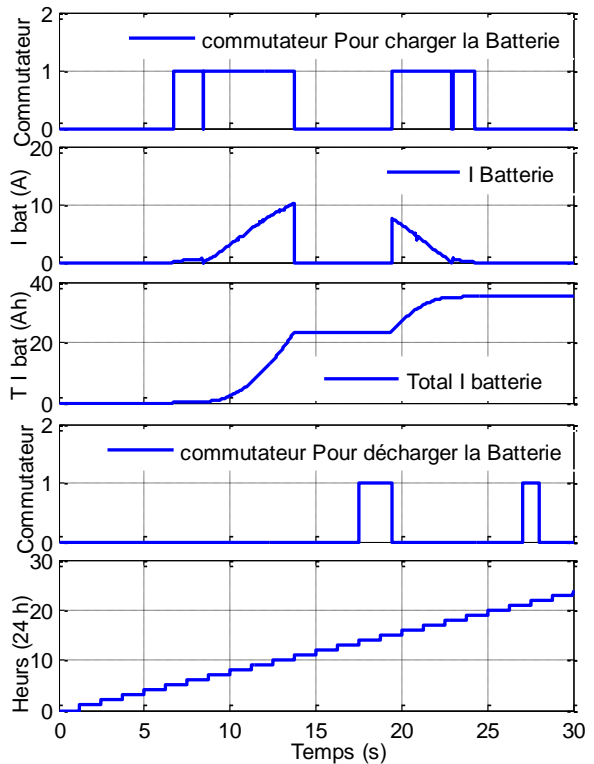


Figure 5.13. Commutateur pour contrôler le courant de la batterie (jour d'été et bon temps)..

❖ Jour mauvais temps.

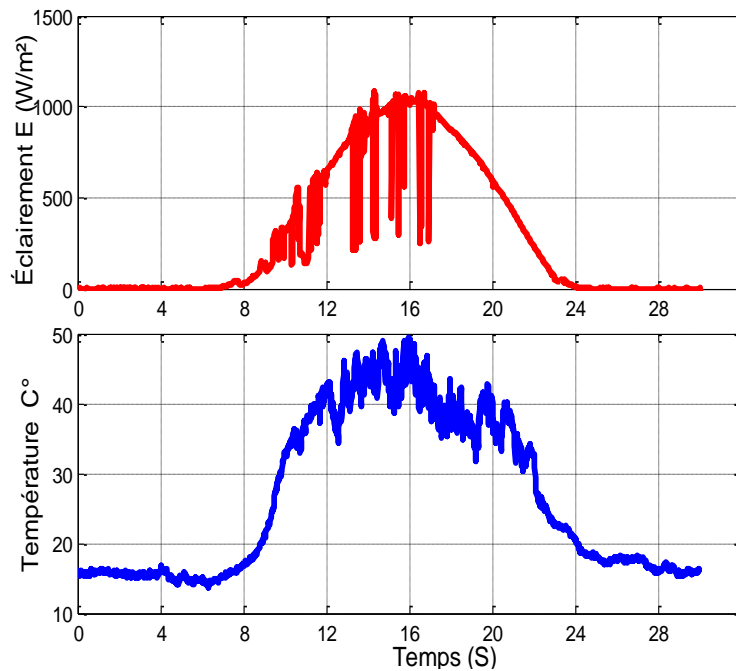


Figure 5.14. Profil d'éclairement et la température (jour d'été et mauvais temps).

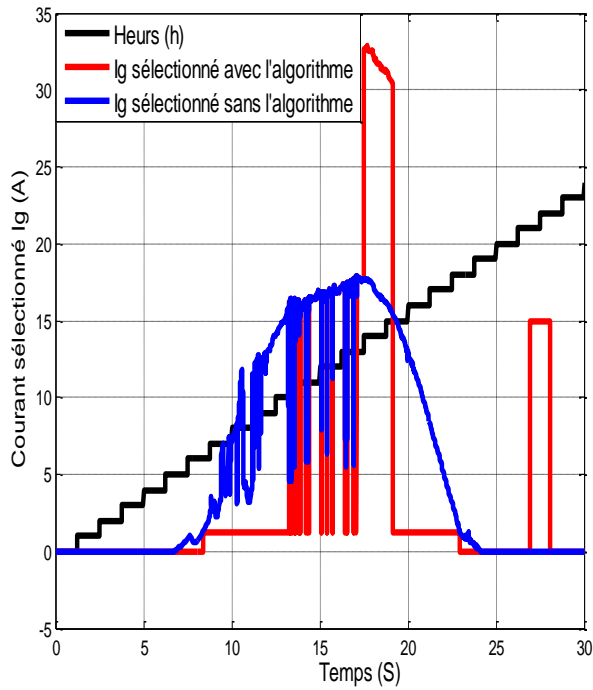


Figure 5.15. Courbe du courant injecté  $I_g$  (jour d'été et mauvais temps).

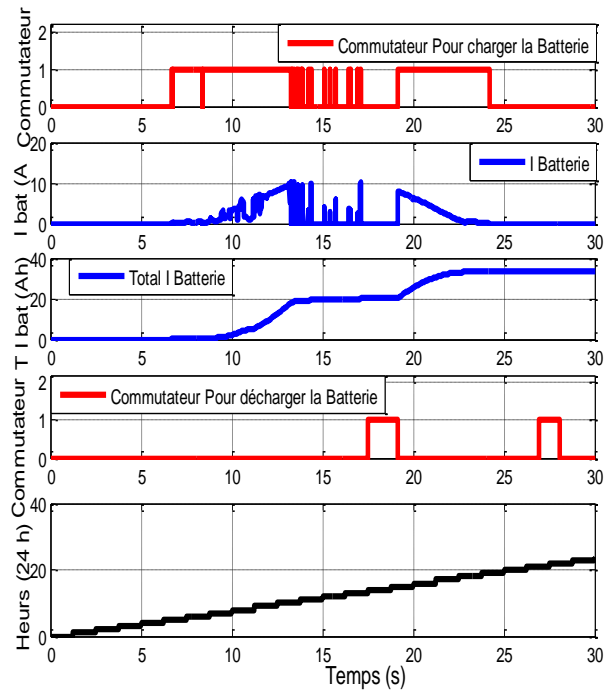


Figure 5.16. Commutateur pour contrôler le courant de la batterie (jour d'été et mauvais temps).

### 5.6.2. Résultats de simulation obtenus pour deux jours d'hiver, bon temps et mauvais temps.

#### ❖ Jour bon temps.

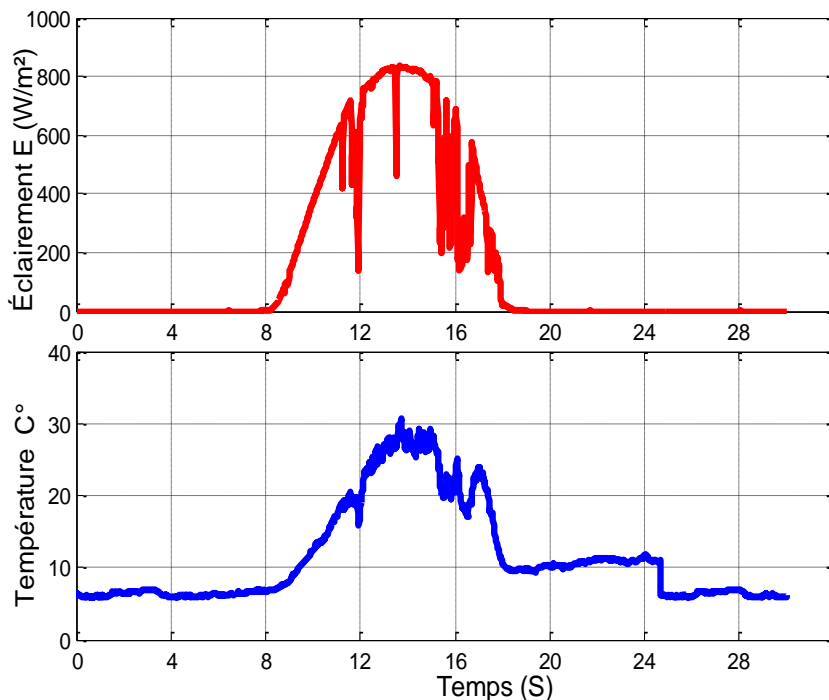


Figure 5.17. Profil d'éclairement et de la température (jour d'hiver et bon temps).

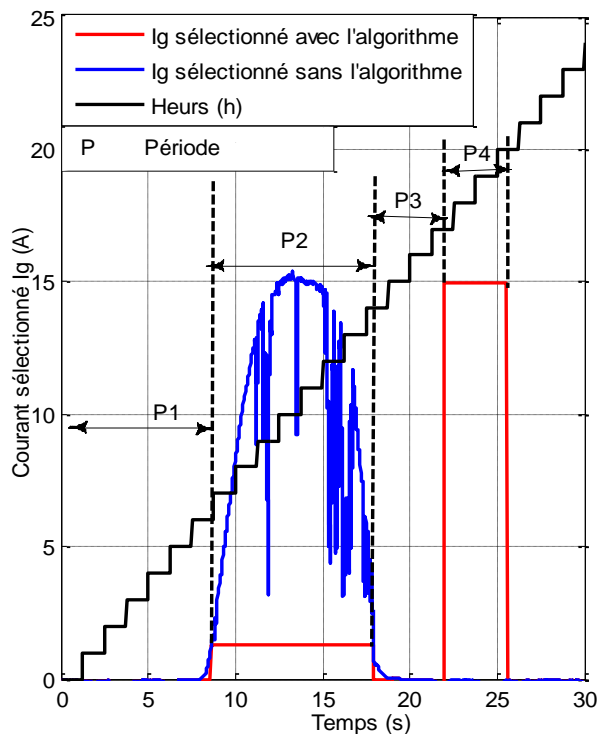


Figure 5.18. Courbe du courant injecté  $I_g$  (jour d'hiver et bon temps).

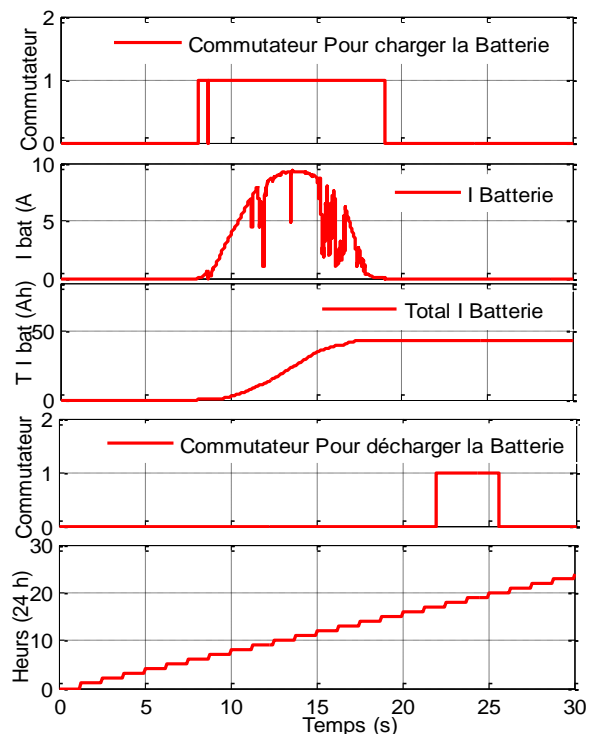


Figure 5.19. Commutateur pour contrôler le courant de la batterie (jour d'hiver et bon temps).

❖ Jour mauvais temps.

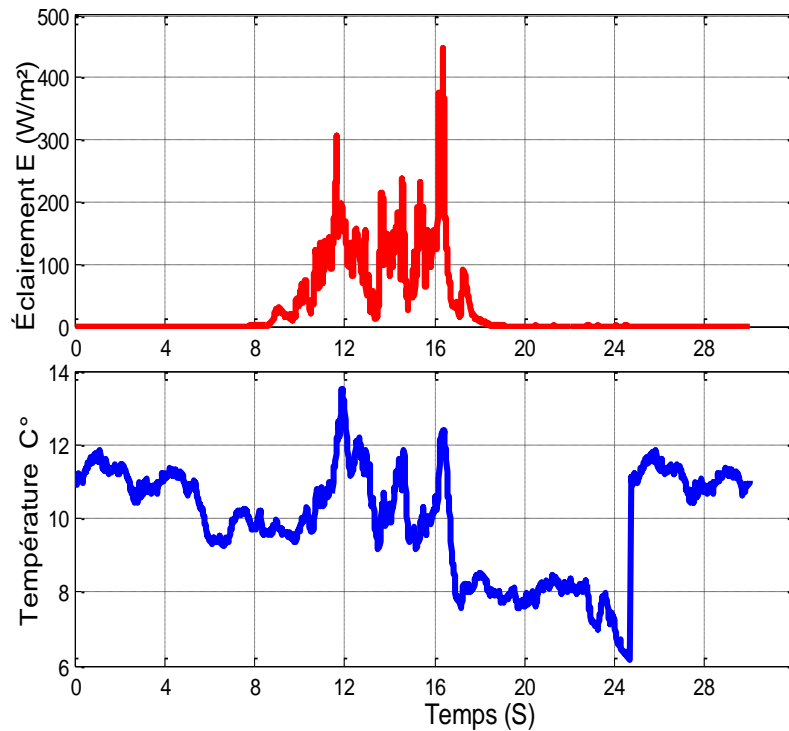
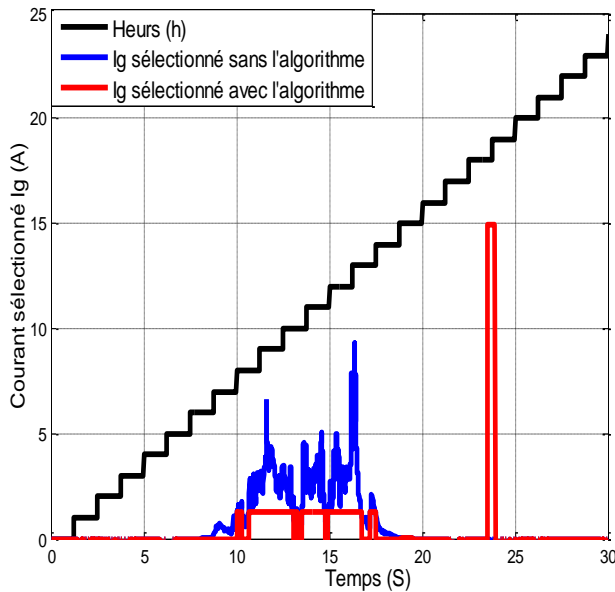
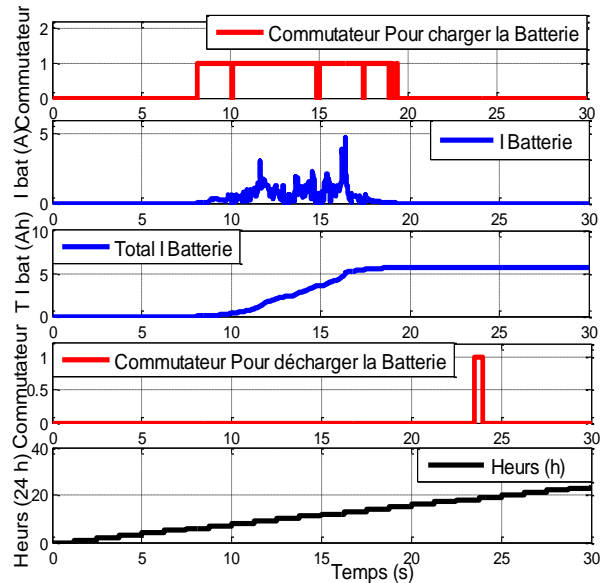


Figure 5.20. Profil d'éclairement et de la température (jour d'hiver et mauvais temps).



**Figure 5.21.** Courbe du courant injecté  $I_g$  (jour d'hiver et mauvais temps).



**Figure 5.22.** Commutateur pour contrôler le courant de la batterie (jour d'hiver et mauvais temps).

A partir de la Figure 5.13 Période 1, on peut voir qu'avant 6h et 52 minutes, la valeur du courant  $I_g$  est égale à 0, ce qui signifie que le générateur photovoltaïque (PVG) ne produit aucune énergie en raison de l'indisponibilité de la lumière solaire; pendant cette période la charge locale est totalement alimentée par le réseau électrique public.

Période 2, dans l'intervalle du temps 06h et 52 minutes jusqu'à 11:00h, le GPV charge la batterie par le courant  $I_b$ , et fournit l'énergie à la charge locale, donc  $I_g = I_{pv} - I_b = I_{load}$ .

Période 3, de 11h00 à 14h00 la charge locale est couverte par GPV et le surplus d'énergie est injecté dans le réseau, car le rayonnement solaire dépasse son seuil  $E_d$ . De plus, ici la batterie est focalisée uniquement pour stocker de l'énergie intermittente causée par les conditions météorologiques, ou le rayonnement solaire est inférieur à son seuil, donc  $I_g = I_{pv}$ .

Période 4, dans le domaine temporel de 14h00 à 15h47, le GPV alimente la charge locale et contribue avec la batterie à injecter l'énergie dans le réseau électrique en coïncidant avec le temps  $T_{max1}$ , la conjonction des systèmes PV avec des batteries permet en plus d'augmenter l'énergie, donc  $I_g = I_{pv} + I_b$ .

Période 5, dans l'intervalle du temps entre 15h et 47 minutes à 18h et 21minute, le GPV charge la batterie et alimente la charge locale également, où  $I_g = I_{pv} - I_b = I_{load}$ .

Période 6, l'intervalle du temps entre 18h et 21minutes et 21h et 13 minutes, le PVG ne produit pas d'électricité, en raison de l'absence totale de la lumière solaire, donc dans ce cas la charge locale est alimentée par le réseau public, donc  $I_g = I_{pv} = 0$ .

Période 7, dans le dernier cas, entre 21h et 13 minutes à 22h et 47 minutes, les batteries sont déchargées dans le réseau public en conjonction avec l'heure  $T_{max2}$ , donc le courant  $I_g = I_b$ .

La figure 5.19 montre, au cours de la journée de la période 2, de 7 h à 14 h et 15 minutes, toute l'énergie intermittente produite par le GPV est stockée dans la batterie, sans injecter cette énergie fluctuante dans le réseau. Au final, cette stratégie a permis d'alimenter le réseau principal en énergie pendant la pointe, dans un intervalle du temps spécifiquement la période 4 entre 17h30 minutes à 20h20 minutes, ce qui a conduit au suivi de la stabilité du réseau.

Les résultats précédents montrent que la stratégie heuristique, à base de nouvel algorithme proposé, est fonctionnée avec performance dans des différentes conditions soit le jour beau temps ou mauvais temps, l'algorithme capable de gérer l'énergie et aussi peut d'intervenir à chaque moment.

❖ **Résultats de la simulation pour le scénario du courant dans le jour d'été mauvais temps.**

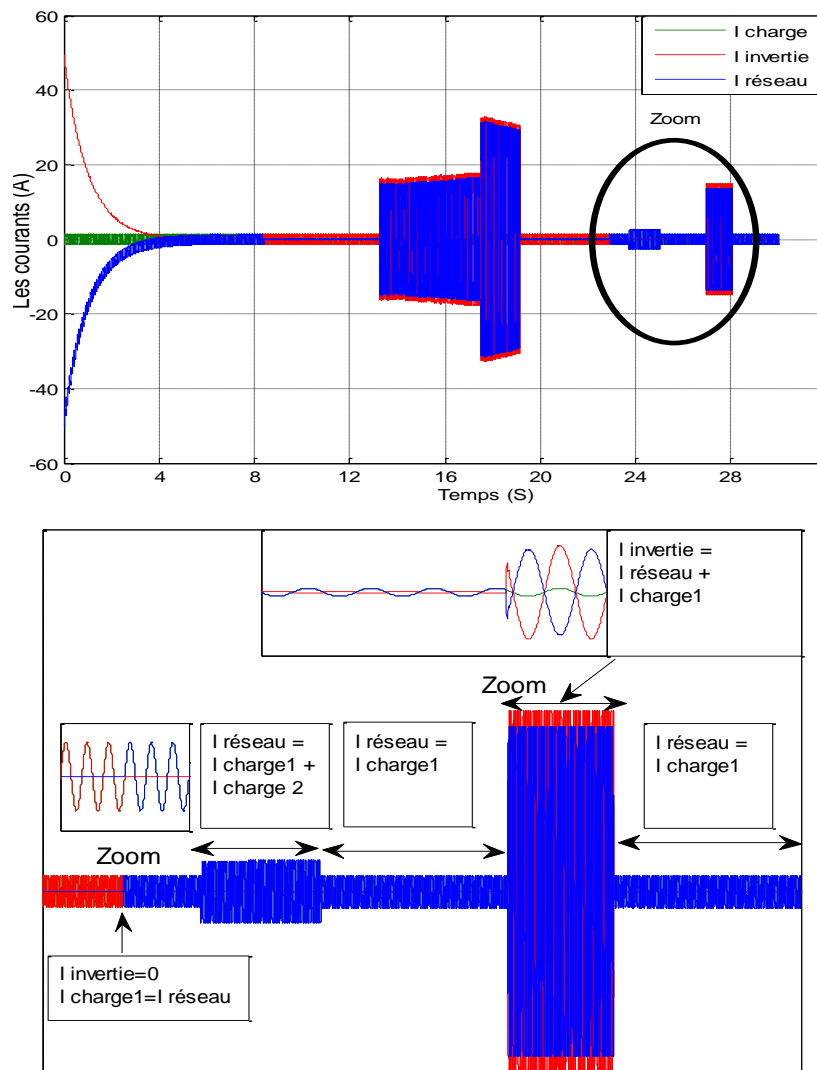
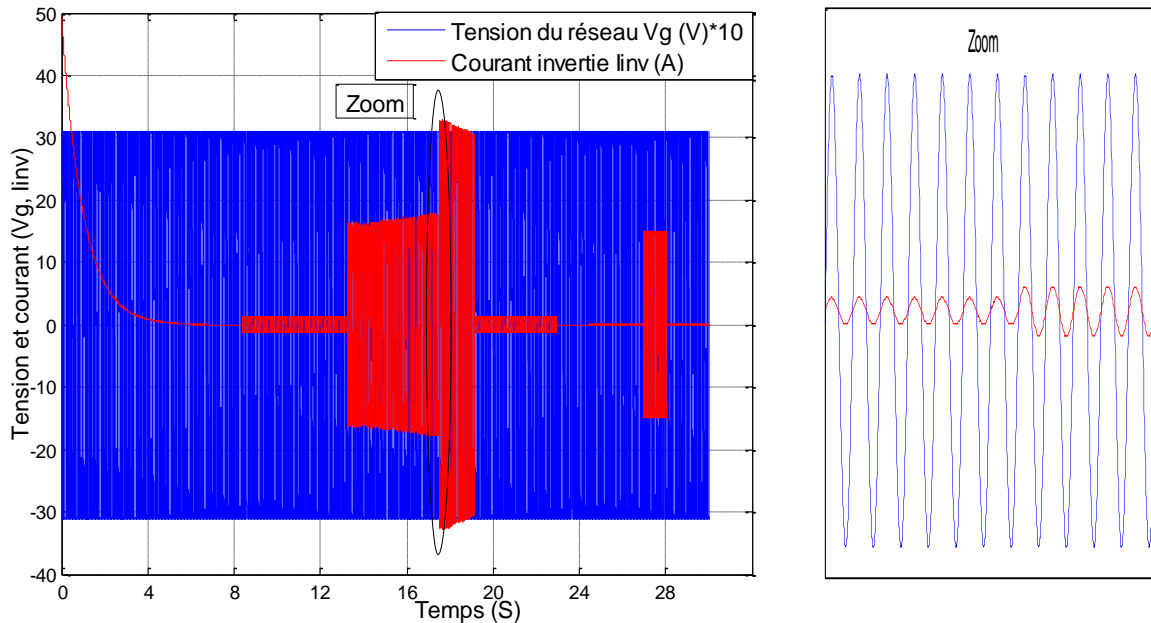


Figure 5.23. Courant de réseau, courant invertie et courant de la charge.



A partir de la Figure 5.24, on note que si le courant inversé est égal à zéro, le réseau intervient pour couvrir la charge, même si la charge est variable, le système reste en bon état de fonctionnement, ainsi à l'instant  $T_{\max 2}$  on remarque que la batterie est déchargée pour intervenir à l'heure de point, afin de réduire la demande d'énergie au le réseau de distribution et au sens large, réduire la demande d'énergie au réseau de transport . Ce résultat permet de manipuler un scénario de consommation domestique intelligent.



**Figure 5.24.** Courbes de la tension du réseau et le courant inversé.

Les résultats au dessus démontrent que la courbe de tension de réseau en phase avec le courant inversé ce qui répond à l'exigence de couplage.

## 5.7. Conclusion.

Dans ce chapitre, un nouveau scénario de gestion basé sur une approche comportementale du système est proposé avec une nouvelle stratégie de gestion du flux d'énergie à l'aide d'un algorithme intelligent appliqué au système PV connecté au réseau, basé sur les données de la courbe de charge réelle.

Les figures au-dessus ont démontrés que la demande d'énergie est relativement stable en un mois, ce qui nous a permis de comprendre la dynamique de la demande d'énergie et nous avons développé une nouvelle stratégie pour faciliter la communication entre le dispatcheur d'électricité et le producteur d'énergie générée par des panneaux solaires , de sorte que le défaut existant dans ce type de générateur soit corrigé.

La stratégie proposée décrit comment exploiter la puissance produite à partir du générateur PV en fonction de la détermination du seuil de rayonnement solaire sur lequel repose la spécification du chemin d'énergie, soit directement injectée dans le réseau, soit stockée afin de l'injecter plus tard selon le calendrier donné par l'algorithme.

Cette étude nous a permis non seulement d'anticiper et d'estimer la quantité d'énergie qui sera injectée dans le réseau, mais aussi de définir le calendrier d'injection approprié, alimentant le réseau en énergie aux heures de pointe de la demande d'énergie, en évitant de fournir une puissance intermittente vers le réseau si les conditions météorologiques défavorables.

Vu des résultats obtenus, il serait très utile et facile de contrôler la répartition de la stabilité dans les réseaux électriques. Plus important encore, la stratégie proposée réduit la négativité de la nature intermittente de l'énergie solaire, ce qui encourage un investissement généralisé dans les générateurs d'énergie solaire.

# Chapitre 06

## CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

---

### 6.1. Conclusion générale

Ce travail de doctorat en réseau électrique s'inscrit dans le cadre de l'étude et d'amélioration de l'intégration des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique.

Notre travail consiste en premier temps à modéliser et simuler un système PV connecté au réseau sans batterie, qui se subdivise en deux parties dont la première est dédiée à la modélisation du système photovoltaïque avec des convertisseurs de puissance survolteur DC-DC en présence d'un algorithme de poursuite du point de puissance maximale MPPT où l'algorithme « Incrémentation du Conductance ». La deuxième partie est consacrée à la présentation du système photovoltaïque connecté sur le bus continu d'un onduleur de tension triphasé, couplé en parallèle au réseau à travers d'une inductance. De plus, un algorithme DPC a été développé pour contrôler l'onduleur. En deuxième temps est le développement d'un nouvel algorithme basé sur la stratégie du contrôle heuristique d'un système de gestion d'énergie photovoltaïque (SGE), connecté au réseau électrique. Cet algorithme est implanté dans un système comportemental du générateur photovoltaïque connecté au réseau, où ce dernier a été bien modélisé et simulé.

Du point de vue des recherches mentionnées dans le chapitre 1, nous avons constaté que la plupart des auteurs ils reposent sur un protocole de communication permanent et précis pour une grande intégration du générateur PV au réseau de distribution, ce qui se heurte à la réalité et aux capacités de certaines familles rurales ou pays pauvres qui utilisent un réseau de communication peu fiable. Cela rend difficile la mise en œuvre de la solution avec une précision extrême compte tenu de la dépendance totale, précise et permanente vis-à-vis du réseau de communication.

Dans ce travail nous avons proposé une alternative solution, pour faciliter la saisie des données du processus de protocole de communication, et contribue à étendre la présence de l'énergie photovoltaïque dans le système énergétique particulièrement dans les zones rurales et les pays en voie de développement.

La méthodologie consiste à trouver un moyen optimal de limiter l'alimentation du réseau par l'énergie intermittente. De plus, l'algorithme proposé est utilisé pour ajuster la valeur d'énergie qui alimentait le réseau par valeur quasi constante dans le temps malgré les changements climatiques, ainsi déterminer la quantité d'énergie stocker dans les batteries, qui sera injectée pendant les pics de la demande.

Parmi ces points positifs, il réduit également les scénarios engendrés du système photovoltaïque connecté au réseau avec batterie de stockage destiné à la consommation domestique.

Conclusions et résultats obtenus peuvent être résumés comme suit:

- Modélisation et simulation d'un générateur photovoltaïque;
- Modélisation d'un algorithme (MPPT) pour extraire la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque à base d'incrémentale de la conductance;
- Modélisation du Convertisseur survolteur (Boost);
- Développement d'un algorithme de contrôle DPC ;
- Simulation du système PVs connecté au réseau (générateur PV, algorithme MPPT, Convertisseur survolteur, régulateur PI, commande DPC et onduleur).
- Développement un nouvel algorithme intelligent basé sur la stratégie de contrôle heuristique pour gérer l'énergie électrique d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique.

Vu des résultats obtenus, il serait très utile et facile de contrôler la répartition de la stabilité dans les réseaux électriques. Plus important encore, la stratégie proposée réduit la négativité de la nature intermittente de l'énergie solaire, ce qui encourage un investissement généralisé dans les générateurs d'énergie solaire.

## 6.2. Publications

- **F. SLAMA, H. RADJEA, S. MOUASSA, A. CHOUDER,** "New Algorithm For Energy Dispatch Scheduling Of Grid-Connected Solar Photovoltaic System With Battery Storage System", Electrical Engineering & Electromechanics, 2021
- **Fateh SLAMA, A. CHOUDER, H. RADJEAI,** "Simulation of Photovoltaic generator Connected To a Grid", Mediterranean Journal of Modeling and Simulation (MJMS) N°1, ISSN 2335-1357, PP 024-032, February 09th, 2014, Algeria.
- **Y. LASMI, M. N HARMAS, F. SLAMA** " Maximun Power Point Tracking using Fazzy Logic Control For Photovoltaic Systems", 2nd International Conference on Electronics, Electrotechnics and Automatic CIEEA'13 ENP-Oran Algeria. November 27-28 – 2013.

### 6.3. Perspectives

D'après les résultats obtenus et les remarques enregistrées, des perspectives de recherche à tirer à travers ce travail sont:

- Utilisation des techniques d'intelligence artificielles dans le système étudié ;
- Utilisation d'un algorithme d'optimisation pour déterminer la valeur optimale du seuil  $E_d$ , et renforcer le travail effectué ;
- Dimensionnement du système de stockage selon le coût optimal;
- Remplacer le réseau infini par un micro-réseau dans le système étudié.

# REFERENCES

---

- [1] D. Gielen, F. Boshell, D. Saygin, M. D. Bazilian, N. Wagner, and R. Gorini, “The role of renewable energy in the global energy transformation,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 24, no. January, pp. 38–50, 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.01.006.
  - [2] D. Ivanova, J. Barrett, D. Wiedenhofer, B. Macura, M. Callaghan, and F. Creutzig, “Quantifying the potential for climate change mitigation of consumption options,” *Environ. Res. Lett.*, vol. 15, no. 9, 2020, doi: 10.1088/1748-9326/ab8589.
  - [3] M. Wajahat, H. A. Khalid, G. M. Bhutto, and C. L. Bak, “A comparative study into enhancing the PV penetration limit of a LV CIGRE residential network with distributed grid-tied single-phase PV systems,” *Energies*, vol. 12, no. 15, 2019, doi: 10.3390/en12152964.
  - [4] A. P. Kenneth and K. Folly, “Voltage rise issue with high penetration of grid connected PV,” *IFAC Proc. Vol.*, vol. 19, no. 3, pp. 4959–4966, 2014, doi: 10.3182/20140824-6-za-1003.01989.
  - [5] J. Ascencio-Vásquez, K. Brecl, and M. Topič, “Methodology of Köppen-Geiger-Photovoltaic climate classification and implications to worldwide mapping of PV system performance,” *Sol. Energy*, vol. 191, no. August, pp. 672–685, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.08.072.
  - [6] D. Sampath Kumar, O. Gandhi, C. D. Rodríguez-Gallegos, and D. Srinivasan, “Review of power system impacts at high PV penetration Part II: Potential solutions and the way forward,” *Sol. Energy*, vol. 210, no. August, pp. 202–221, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.08.047.
  - [7] I. Benabdallah, A. Oun, and A. Cherif, “Grid Connected PV Plant based on Smart Grid Control and Monitoring,” *Int. J. Adv. Comput. Sci. Appl.*, vol. 8, no. 6, pp. 299–306, 2017, doi: 10.14569/ijacsa.2017.080639.
  - [8] I. Guidara, A. Souissi, and M. Chaabene, “Novel configuration and optimum energy flow management of a grid-connected photovoltaic battery installation,” *Comput. Electr. Eng.*, vol. 85, 2020, doi: 10.1016/j.compeleceng.2020.106677.
  - [9] P. Ariyaratna, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, “A novel control strategy to mitigate slow and fast fluctuations of the voltage profile at common coupling Point of rooftop solar PV unit with an integrated hybrid energy storage system,” *J. Energy Storage*, vol. 20, no. October, pp. 409–417, 2018, doi: 10.1016/j.est.2018.10.016.
  - [10] V. Bagalini, B. Y. Zhao, R. Z. Wang, and U. Desideri, “Solar PV-Battery-Electric Grid-Based Energy System for Residential Applications: System Configuration and Viability,” *Artic. ID 3838603 Res.*, vol. 2019, no. <https://doi.org/10.34133/2019/3838603>.
  - [11] X. Jiang, “Etude comparative de structures de convertisseurs pour les systèmes photovoltaïques connectés à un réseau électrique moyenne tension ”, *Thèse de doctorat, Université du Québec à Trois-Rivières*, 2019.
  - [12] M. L. Louazene, “ Contribution à l’optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l’irrigation dans les zones sahariennes – Application zone de Ouargla ”, *Thèse de doctorat, universite el hadj lakhdar - batna*, 2015.
  - [13] N. Messei, “ Study of the effect of grading in composition on the performance of thin film solar cells based on AlGaAs and CZTSSe, a numerical simulation approach ”, *Thèse de doctorat, Freres Mentouri Constantine1 Faculty Of Sciences Exactes*, 2016.
-

- 
- [14] M. Zandi, “Contribution au pilotage des sources hybrides d’énergie électrique”, *Thèse de doctorat, Nancy Université - Institut National Polytechnique de Lorraine*, 2010.
- [15] B. L. Sofia, “Cours Energie Solaire Photovoltaïque,” *Université A.Mira De Bejaia*, 2015.
- [16] C. W, Yuefeng, “Solar Photovoltaic”, *Bachelor’s Degree Thesis, Savonia University Of Applied Sciences, (UAS)*, 2016.
- [17] A. Amina, “Modélisation optimisation d’un système de production d’énergie photovoltaïque avec un système de stockage hybride”, *Thèse de doctorat, Université Badji Mokhtar-Annaba*, 2019.
- [18] B. Aïssa, “Identification des paramètres internes d’une batterie pour des applications photovoltaïques”, *Thèse de doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d’Oran USTO-MB*, 2015.
- [19] J. Marchildon, “Détermination de l’état de charge et l’état de santé d’une batterie plomb acide par la méthode de deux impulsions”, *Thèse De Doctorat, L’université Du Québec À Trois-Rivières Comme Exigence Partielle De La Maîtrise*, 2014.
- [20] A. Eddahech, “Modélisation du vieillissement et détermination de l’état de santé de batteries lithium-ion pour application véhicule électrique et hybride”, *Thèse de doctorat, L’université Bordeaux I École*, 2013.
- [21] A. Karima, “Contribution à l’étude de conception d’une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension. Devant”, *Memoire De Magister, Université Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou*, 2015.
- [22] M. M. Belarbi, “Contribution à l’étude d’un générateur solaire pour site autonome”, *Thèse de doctorat, Université Des Sciences Et De La Technologie D’oran Mohamed Boudiaf*, 2015.
- [23] I. Samir, “Dimensionnement d’une installation photovoltaïque pour un site (BTS, BSC) du réseau télécom watania”, *Mémoire de Fin d’études, Université Abderahmane Mira - Bejaia*, 2012.
- [24] A. T. Singo, “Système d’alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l’habitat énergétiquement autonome Soutenu”, *Thèse de doctorat, l’Université Henri Poincaré, Nancy-I*, 2010.
- [25] M. Belhadj, “Modélisation D’un Système De Captage Photovoltaïque Autonome”, *Mémoire de Magister, Centre Universitaire De Bechar*, 2008.
- [26] C. Abdelmalek, “Etude et réalisation d’un régulateur de Charge /Décharge des batteries solaires”, *Mémoire de Fin d’études, Université Ahmed Draia D’adjar*, 2016.
- [27] H. Z. M. Farhoodne, A. Mohamed, H. Shareef, “Power quality experimental analysis of grid-connected photovoltaic systems in urban distribution networks,” 2017.doi: 10.1016/j.energy.2017.05.088.
- [28] B. Mohammed, “Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension”, *Thèse de doctorat, Université Abou-Bekr Belkaid Tlemcen Faculte Des Sciences*, 2013.
- [29] B. Fatima, “Modélisation et simulation des sources de production décentralisée Application à l’intégration d’un générateur PV à stockage dans un réseau électrique Soutenu”, *Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem*, 2018.
- [30] M. Mouheb, A. Hamidat, and L. Loukarfi, “Impact of PV compensation in improving the voltage drop in electrical networks LV,” *Energy Procedia*, vol. 18, pp. 751–761, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.05.091.
-

- 
- [31] R. S. Al Abri, E. F. El-saadany, S. Member, and Y. M. Atwa, "Optimal Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System Using Distributed Generation," *This Artic. has been Accept. Incl. a Futur. issue this journal. Content is Final as Present. with Except. pagination. IEEE*, pp. 1–9, 2012.
- [32] P. K. Sahoo, "Power Quality Improvement of Single Phase Grid Connected Photovoltaic System," *nternational J. Emerg. Electr. Power Syst. 2016; 20160097*, 2016, doi: 10.1515/ijeeps-2016-0097.
- [33] M. Karimi, H. Mokhlis, K. Naidu, S. Uddin, and A. H. A. Bakar, "Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 594–605, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.08.042.
- [34] N. B. G. N. Brinkel *et al.*, "Electrical Power and Energy Systems Impact of rapid PV fluctuations on power quality in the low-voltage grid and mitigation strategies using electric vehicles," *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, no. November 2019, p. 105741, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105741.
- [35] H. Ghoddami, S. Member, A. Yazdani, and S. Member, "A Mitigation Strategy for Temporary Overvoltages Caused by Grid-Connected Photovoltaic Systems," *This Artic. has been Accept. Incl. a Futur. issue this journal. Content is Final as Present. with Except. pagination. IEEE*, pp. 1–8, 2014.
- [36] Y. Du, D. D. Lu, G. James, and D. J. Cornforth, "Modeling and analysis of current harmonic distortion from grid connected PV inverters under different operating conditions," *Sol. ENERGY*, vol. 94, pp. 182–194, 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.05.010.
- [37] M. C. Cavalcanti, A. M. Farias, S. Member, K. C. Oliveira, F. A. S. Neves, and J. L. Afonso, "Eliminating Leakage Currents in Neutral Point Clamped Inverters for Photovoltaic Systems," *IEEE Trans. Ind. Electron. VOL. 59, NO. 1, January 2012 Elimin.*, vol. 59, no. 1, pp. 435–443, 2012.
- [38] A. El-naggar and I. Erlich, "Control approach of three-phase grid connected PV inverters for voltage unbalance mitigation in low-voltage distribution grids," *IET Renew. Power Gener. Res.*, vol. The Instit, pp. 1–9, 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0200.
- [39] M. H. Oussama, "Etude d'un systeme photovoltaïque en vue du diagnostic ", *Doctorat 3 Em Cycle ( Lmd ), Universite Ferhat Abbes – Setif1*, 2015.
- [40] J. Jana, H. Saha, and K. Das Bhattacharya, "A review of inverter topologies for single-phase grid-connected photovoltaic systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, no. April 2015, pp. 1256–1270, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.10.049.
- [41] L. Hassaine, E. Olias, J. Quintero, and V. Salas, "Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 796–807, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.11.005.
- [42] C. Bruyant-Rozoy, " Conception de la commande et analyse de stabilité d'un onduleur photovoltaïque connecté au réseau de distribution ", *Memoire, Ecole de technologie supérieure université du Québec*, 2019.
- [43] Vinod, R. Kumar, and S. K. Singh, "Solar photovoltaic modeling and simulation: As a renewable energy solution," *Energy Reports*, vol. 4, pp. 701–712, 2018, doi: 10.1016/j.egy.2018.09.008.
- [44] F. Slama, C. Aissa, and H. Radjeai, "Simulation of Photovoltaic generator Connected To a Grid," *Mediterr. J. Model. Simul.*, vol. 1, no. January, pp. 25–33, 2014.
- [45] H. Ibrahim and N. Anani, "ScienceDirect Variations of PV module parameters with irradiance and temperature," *Sci. Energy Procedia 134*, vol. 0, pp. 276–28, 2017.
-



- 
- [46] H. Fahim, “ Measurement of Open circuit voltage , Short circuit current , efficiency , Maximum power point and Fill factor for different solar radiation of a solar cell or module Date of Performance ”, *Report No . 01 Name of the Experiment, Islamic University of Technology*, 2019. <https://www.researchgate.net/publication/334049459>.
- [47] B. Salim, “ Contribution a l’Etude et Commande d’un Couplage des Systèmes Hybrides (Réseaux et Photovoltaïc) pour la Production d’Énergie Électrique ”, *Thèse de doctorat, Université Djillali Liabes De Sidi-Bel-Abbes*, 2015.
- [48] V. G. R. Kummara *et al.*, "A comprehensive review of DC–DC converter topologies and modulation strategies with recent advances in solar photovoltaic systems," *Electronics (Switzerland)* vol. 9, no. 1. 2020.
- [49] O. Elbaksawi, “Design of photovoltaic system using buck-boost converter based on MPPT with PID controller,” *Univers. J. Electr. Electron. Eng.*, vol. 6, no. 5, pp. 314–322, 2019, doi: 10.13189/ujeee.2019.060502.
- [50] A. Lakhdera, “ Etude de la commande de la puissance et stockage d’un système photovoltaïque ”, *Mémoire de Fin d ’ études, Université Badji Mokhtar Annaba*, 2019.
- [51] M. Ma, X. Liu, and K. Y. Lee, “Maximum power point tracking and voltage regulation of two-stage grid-tied PV system based on model predictive control,” *Energies*, vol. 13, no. 6, 2020, doi: 10.3390/en13061304.
- [52] A. H. Abdelhak, “ Modélisation d ’ un système photovoltaïque reli é au réseau : Contrôle des puissances active et réactive ”, *Mémoire de Fin d ’ études, Université Mustapha Stambouli De Mascara*, 2018.
- [53] G. Ismail, “ Etude Et Réalisation D’un Filtre Actif Parallèle En Utilisant Différentes Stratégies De Contrôle ”, *Thèse de doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra Faculté*, 2016.
- [54] A. Bouafia, J. P. Gaubert, “ Predictive Direct Power Control of Three-Phase Pulsewidth Modulation (PWM) Rectifier Using Space-Vector Modulation (SVM)” *Ieee Transactions On Power Electronics*, vol. 25, no. 1, january 2010.
- [55] B. Belabbas, T. Allaoui ;C. Belfedhal “Simulation and Control of PV / Battery System in the Grid Connected” , *Rapport, Belabbas Laboratoire de Génie Énergétique et Génie Informatique LGEGI Tiaret, Algérie*, 2013
- [56] E. Benkhelil and A. Gherbi, “Modeling and simulation of grid-connected photovoltaic distributed generation system,” *Revue des Energies Renouvelables SIENR’12 Ghardaïa* (2012), pp. 295 – 306.
- [57] A. Bouafia, F. Krim, and J. P. Gaubert, “Design and implementation of high performance direct power control of three-phase PWM rectifier, via fuzzy and PI controller for output voltage regulation,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, no. 1, pp. 6–13, 2009, doi: 10.1016/j.enconman.2008.09.011.
- [58] B. Boukezata, A. Chaoui, J. P. Gaubert, and M. Hachemi, “Power Quality Improvement by an Active Power Filter in Grid-connected Photovoltaic Systems with Optimized Direct Power Control Strategy,” *Electr. Power Components Syst.*, vol. 44, no. 18, pp. 2036–2047, 2016, doi: 10.1080/15325008.2016.1210698.
- [59] C. Cecati, C. Citro, A. Piccolo, and P. Siano, “Smart Grids Operation with Distributed Generation and Demand Side Management,” *Green Energy Technol.*, vol. 96, pp. 27–46, 2012, doi: 10.1007/978-3-642-22904-6\_2.
- [60] K. Oureilidis *et al.*, “Ancillary services market design in distribution networks: Review and identification of barriers,” *Energies*, vol. 13, no. 4, 2020, doi: 10.3390/en13040917.
-

- 
- [61] R. O. Bawazir and N. S. Cetin, "Comprehensive overview of optimizing PV-DG allocation in power system and solar energy resource potential assessments," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 173–208, 2020, doi: 10.1016/j.egy.2019.12.010.
- [62] H. Talei, M. Essaaidi, and D. Benhaddou, "Smart Campus Energy Management System: Advantages, Architectures, and the Impact of using Cloud Computing," pp. 1–7, 2017, doi: 10.1145/3128128.3128129.
- [63] F. Y. Melhem, "Optimization methods and energy management in ' smart grids ' To cite this version : HAL Id : tel-01876732 Méthodes d'optimisation et de gestion de l'énergie dans les réseaux intelligents ' Smart Grids ", *Thèse de doctorat, Université Bourgogne Franche-Comté*, 2018.
- [64] S. Howell, Y. Rezgui, J. L. Hippolyte, B. Jayan, and H. Li, "Towards the next generation of smart grids: Semantic and holonic multi-agent management of distributed energy resources," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, no. March, pp. 193–214, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.107.
- [65] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 6–7, pp. 1513–1522, 2009, doi: 10.1016/j.rser.2008.09.028.
- [66] G. H. Philipo, Y. A. Chande Jande, and T. Kivevele, "Demand-Side Management of Solar Microgrid Operation: Effect of Time-of-Use Pricing and Incentives," *J. Renew. Energy*, vol. 2020, pp. 1–12, 2020, doi: 10.1155/2020/6956214.
- [67] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, "State of the art in research on microgrids: A review," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925, 2015, doi: 10.1109/ACCESS.2015.2443119.
- [68] M. Child, C. Kemfert, D. Bogdanov, and C. Breyer, "Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe," *Renew. Energy*, vol. 139, pp. 80–101, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.077.
- [69] B. N. Silva, M. Khan, and K. Han, "Futuristic sustainable energy management in smart environments: A review of peak load shaving and demand response strategies, challenges, and opportunities," *Sustain.*, vol. 12, no. 14, pp. 1–23, 2020, doi: 10.3390/su12145561.
- [70] M. KH ALIFA, "Algorithms for energy management in micro-grids", *Thèse de doctorat, University of Liverpool Thesis*, 2016.
- [71] Z. Baharlouei and M. Hashemi, "Demand Side Management challenges in smart grid: A review," *Smart Grid Conf. 2013, SGC 2013*, no. Dlc, pp. 96–101, 2013, doi: 10.1109/SGC.2013.6733807.
- [72] V. C. Güngör *et al.*, "Smart grid technologies: Communication technologies and standards," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 7, no. 4, pp. 529–539, 2011, doi: 10.1109/TII.2011.2166794.
- [73] A. H. Al-Badi, R. Ahshan, N. Hosseinzadeh, R. Ghorbani, and E. Hossain, "Survey of smart grid concepts and technological demonstrations worldwide emphasizing on the Oman perspective," *Appl. Syst. Innov.*, vol. 3, no. 1, pp. 1–27, 2020, doi: 10.3390/asi3010005.
- [74] A. Chel and G. Kaushik, "Renewable energy technologies for sustainable development of energy efficient building," *Alexandria Eng. J.*, vol. 57, no. 2, pp. 655–669, 2018, doi: 10.1016/j.aej.2017.02.027.
- [75] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
-

- [76] J. S. Stein and B. Farnung, "PV Performance Modeling Methods and Practices ," *Results from the 4th PV Performance Modelling Collaborative Workshop*. 2017.
- [77] W. Medjroubi, U. P. Müller, M. Scharf, C. Matke, and D. Kleinhans, "Open Data in Power Grid Modelling: New Approaches Towards Transparent Grid Models," *Sci. Energy Reports*, vol. 3, pp. 14–21, 2017, doi: 10.1016/j.egy.2016.12.001.
-

## ملخص:

في هذه الأطروحة، قدمنا أولاً نظرة عامة حول أهمية الأنظمة الكهروضوئية المتصلة بالشبكة، متبوعة بنمذجة النظام الكهروضوئي على منصة MATLAB SIMULINK. تُظهر خوارزمية MPPT القائمة على تقنية اشتقاق الطاقة، جنباً إلى جنب مع طريقة مبسطة لتحديد حالات المفاتيح فتح/غلق الموجودة في جدول التبديل لخوارزمية DPC، أداءً ثابتاً وديناميكياً جيداً جداً حتى في ظل التغير المفاجئ للإشعاع الشمسي. ومع ذلك، فإن التثبيت المكثف لأنظمة الطاقة الشمسية المتصلة بالشبكة يخلق عدة سيناريوهات لنظام إدارة الطاقة (EMS)، والذي يمثل تحدياً في حد ذاته. في هذه الرسالة، تم اقتراح خوارزمية جديدة تعتمد على استراتيجية التحكم الإرشادية لنظام إدارة الطاقة الكهروضوئية (EMS)، متصل بالشبكة الكهربائية، جنباً إلى جنب مع نظام التخزين لتقليل طابع التقطع للطاقة الكهروضوئية التي تؤثر على استقرار الشبكة الكهربائية.

تكمن حداثة هذا العمل في خوارزمية ذكية قادرة على تحديد أنسب الساعات (المثلى) لتبديل مسار الطاقة الكهروضوئية بين البطاريات والشبكة الرئيسية بناءً على بيانات الاستهلاك التاريخية وكذلك تحديد الكمية المتاحة من الطاقة المخزنة التي سيتم حقنها أثناء ذروة الطلب. تظهر نتائج المحاكاة أن النموذج المقترح يقوم بجدولة وقت تشغيل / إيقاف التبديل بطريقة فعالة، مما يؤدي إلى التحكم المطلق في مسار الطاقة الكهربائية، أي ضمان حقن الطاقة بدقة عند الذروة دون المساومة على راحة المستهلكين.

**كلمات مفتاحية:** مولد الطاقة الكهروضوئية، تعقب نقطة الطاقة القصوى (MPPT)، العاكس، تخزين البطارية، استراتيجيات الإدارة والتحكم، حقن الطاقة.

## Abstract:

In this thesis, we first presented a general overview on the importance of photovoltaic systems connected to the grid, followed by a modeling of the photovoltaic system on the MATLAB platform. The Incremental conductance technique based MPPT algorithm, along with a simplified method to select the states of the switches exists in the switching table of DPC algorithm, exhibits very good static and dynamic performances even under of sudden variation of the irradiation. However, extensive installation of grid-connected solar systems creates up several scenarios for energy management system (EMS), which is a challenge in itself. In this dissertation, an heuristic control strategy based new algorithm for EMS of a photovoltaic (PV) grid connected system, combined with storage system is proposed to reduce intermittence character for PVs power which infecting the stability of electric-grid.

The novelty of this work lies in an intelligent algorithm that is able to determine the most suitable times to switch the direction of photovoltaic energy between the batteries and the low-voltage grid; based on the historical consumption data as well as determine available amount stored energy to be injected during the peak demand. Simulation results show that the suggested model schedules the time ON/OFF of the switch in an efficient manner, resulting in absolute control of power electric path, i.e. precise adaptation at the peak without compromising consumers comfort.

**Key words:** PV generator, maximum power point tracker (MPPT), boost, inverter, battery storage, management and control strategies, injection of energy.

## Résumé :

Dans cette thèse, on a présenté, en premier lieu un aperçu général sur l'importance des systèmes photovoltaïques connectés au réseau, suivi par une modélisation sur l'environnement MATLAB. A l'aide d'un algorithme MPPT basé sur la technique de conductance incrémentale, associé d'une méthode simplifiée (algorithme DPC) pour sélectionner les états de commutation des gâchettes depuis la table de commutation, qui montre de sa part de très bonnes performances statiques et dynamiques même sous changements brusque du rayonnement solaire. Cependant, l'installation extensive de système d'énergie solaire connecté au réseau crée plusieurs scénarios au système de gestion d'énergie (SGE), ce qui est un défi en soi.

Dans cette thèse, nous avons proposé, en deuxième lieu un nouvel algorithme-intelligent basé sur la stratégie du contrôle heuristique d'un système de gestion de l'énergie photovoltaïque (SGE) connecté au réseau électrique, muni d'un système de stockage, afin de réduire la nature intermittente du PVs, qui affecte la stabilité du réseau électrique. Cet algorithme qui est capable de déterminer les temps les plus appropriées pour basculer le sens de l'énergie photovoltaïque entre les batteries et le réseau basse tension selon la courbe de la charge historique, ainsi déterminer la quantité d'énergie disponible qui sera injectée pendant les pics de la demande. Les résultats de simulation montrent que le modèle proposé planifie l'heure de mise en marche / arrêt d'une manière efficace, ce qui se traduit par un contrôle absolu de sens d'énergie électrique, c'est-à-dire assurer l'injection d'énergie avec une précision aux pics sans compromettre le confort du consommateur.

**Mots-clés :** Générateur PV, poursuit de point de puissance maximale (MPPT), survolteur, onduleur, stockage, batterie, stratégies de gestion et de contrôle, injection d'énergie.