

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université Abderrahmane Mira de Bejaïa  
Faculté de technologie  
Département génie électrique

---

---

## MEMOIRE DE Magister

---

---

En vue de l'obtention du diplôme de magister en électronique  
**Option : automatique & traitement de signal**

# THÈME

*Gestion d'une station de base d'un réseau mobile à l'aide  
d'un système photovoltaïque*

Présentée par :  
**ISSAADI Wassila**

**Ingénieur d'Etat en électronique de l'UAMB**

Soutenue publiquement **octobre 2013** devant le jury composé des membres :

|             |                  |                   |
|-------------|------------------|-------------------|
| Président:  | Mr. DEHMANI      | Professeur à l'UB |
| Rapporteur: | Mr. A.KHIREDDINE | Professeur à l'UB |
| Examineurs: | Mr.K.IDJDARENE   | MCA à l'UB        |
|             | Mr.K.GDAMSSI     | MCA à l'UB        |

**Promotion : 2013.**



# DEDICACES

*Je dédie ce modeste travail avec tout mon amour et affection :  
A mes parents que j'adore et qui m'ont toujours soutenue, sans  
leurs encouragements, rien n'aurait été possible, je ne leur serai  
jamais trop reconnaissante.*

*Surtout à ma très chère tendre maman qui m'assiste toujours  
dans mes peines et mes joies, ses conseils et encouragements sont  
inéluçtables (je t'aime maman).*

*A mes sœurs et frères adorés en particulier mon grand frère qui  
m'a tant aidé pour réaliser ce pertinent travail, qui trouve ici ma  
parfaite reconnaissance.*

*A tous ceux qui me sont très chères.*

*W. ISSAADI*



# *Remerciements*

*Je remercie en premier lieu, notre Dieu qui m'a donnée le courage et la volonté de pouvoir suivre les études, malgré tous les obstacles.*

*Je tiens à remercier le promoteur Mr. KHIREDDINE Abdelkrim de m'avoir proposé ce thème et d'avoir accepté de le diriger. Je tiens à lui exprimer toute ma gratitude pour sa disponibilité et son aide dans la réalisation de ce projet.*

*Mes vifs remerciements vont au président et aux membres de jury, qui ont accepté d'examiner ce travail.*

*J'adresse mes remerciements les plus sincères à mes parents qui m'ont toujours aidés et soutenus.*

# *Au nom de dieu le compatissant, le miséricordieux*

*" Je ne peux pas concevoir un vrai scientifique dénué de cette foi profonde. Cette situation peut être décrite par cette image: la science sans religion serait éclopée."*

*Albert Einstein*

*" Quiconque s'est engagé sérieusement sur le sentier de la science se rend compte qu'il est inscrit sur les portes du temple de la science: vous devez avoir la foi. Il s'agit d'une qualité indispensable dont on ne peut pas se passer."*

*Max Planck*

# SOMMAIRE

|   |    |
|---|----|
| <b>Introduction générale</b> .....  | 1  |
| <b>Chapitre 1 : L'énergie solaire, générateur photovoltaïque : Etat de l'art et problématique</b> ..... | 4  |
| 1.1. Introduction.....  | 4  |
| 1.2. Effet photovoltaïque.....  | 4  |
| 1.2.1. Définition.....  | 4  |
| 1.2.2. Le rayonnement solaire.....  | 6  |
| 1.3. Cellules photovoltaïques.....  | 7  |
| 1.3.1. Historique des cellules photovoltaïques (PV).....  | 7  |
| 1.3.2. Rendements et caractéristiques des cellules photovoltaïques (PV).....                            | 8  |
| 1.3.3. Procédé de fabrication.....  | 10 |
| 1.3.4. Structure physique d'une cellule photovoltaïque.....   | 10 |
| 1.3.5. Fonctionnement.....  | 11 |
| 1.4. Modélisation de la jonction.....   | 11 |
| 1.4.1. Modélisation d'une cellule photovoltaïque idéale.....  | 11 |
| 1.5. Modélisation du comportement électrique d'une cellule photovoltaïque.....                          | 13 |
| 1.5.1. Modèle à deux exponentielles.....  | 13 |
| 1.5.2. Modèle à cinq paramètres.....  | 15 |
| 1.6. Les caractéristiques électriques d'une cellule PV.....   | 16 |
| 1.6.1. La courbe courant-tension d'une cellule PV.....  | 16 |
| 1.6.1.1. Courant de court-circuit $I_{cc}$ .....  | 16 |
| 1.6.1.2. Tension de circuit ouvert $V_{oc}$ .....   | 17 |
| 1.6.1.3. La puissance caractéristique d'une cellule PV.....   | 17 |
| 1.6.1.3.1. La puissance maximale.....   | 17 |
| 1.6.2. Rendement.....   | 17 |
| 1.6.3. Le facteur de forme.....   | 18 |
| 1.7. De la cellule au générateur photovoltaïque (PV).....   | 18 |
| 1.7.1. Modules photovoltaïques.....   | 19 |
| 1.7.2. Constitution d'un générateur photovoltaïque (PV).....  | 19 |
| 1.7.2.1. Association de modules photovoltaïques.....  | 20 |
| 1.7.3. Le panneau solaire.....  | 22 |
| 1.7.4. Comportement d'un générateur photovoltaïque (PV).....  | 22 |
| 1.7.4.1. Influence d'un changement d'éclairement.....   | 22 |
| 1.7.4.2. Influence de la température.....   | 23 |
| 1.7.4.3. Influence de l'éclairement inhomogène.....   | 24 |
| 1.8. Contexte de l'étude sur les systèmes de conversion photovoltaïques (PV).....                       | 25 |
| 1.9. Étude et Présentation d'un système de captage photovoltaïque.....                                  | 28 |
| 1.9.1. Architecture générale d'un système photovoltaïque (PV).....                                      | 28 |
| 1.10. Batterie.....   | 29 |
| 1.10.1. Composition interne d'une batterie plomb-acide.....   | 30 |
| 1.10.2. Principe de fonctionnement.....   | 30 |
| 1.10.3. Caractéristiques.....   | 31 |

|   |           |
|---|-----------|
| 1.10.3.1. Tension.....  | 31        |
| 1.10.3.2. Charge.....   | 32        |
| 1.10.3.3. Décharge.....   | 32        |
| 1.10.3.4. Résistance interne.....   | 32        |
| 1.10.3.5. Capacité.....   | 32        |
| 1.11. Modélisation de la batterie.....  | 33        |
| 1.12. Conclusion.....   | 34        |
| <b>Chapitre 2 : Convertisseurs continu ?continu (DC/DC).....</b>  | <b>35</b> |
| 2.1. Introduction.....  | 35        |
| 2.2. Type de convertisseurs.....  | 36        |
| 2.3. Hacheur dévolteur « Buck ».....  | 36        |
| 2.4. Le rapport de conversion.....  | 40        |
| 2.5. Hacheur survolteur « Boost ».....  | 41        |
| 2.6. Hacheur dévolteur/survolteur « Buck-Boost ».....   | 44        |
| 2.7. Conclusion.....  | 46        |
| <b>Chapitre 3 : Commandes spécifiques en poursuite du point de puissance maximum (MMPT) pour les systèmes PV.....</b> | <b>47</b> |
| 3.1. Introduction.....  | 47        |
| 3.2. Fonctionnement d'un générateur PV à sa puissance maximale.....   | 49        |
| 3.2.1. Principe.....  | 49        |
| 3.2.2. Exemple d'interface de puissance.....  | 51        |
| 3.3. Synthèse des différentes MPPT rencontrées dans la littérature.....   | 53        |
| 3.3.1. Les premiers types de commande MPPT.....   | 53        |
| 3.3.2. Commandes MPPT destinées aux applications spatiales.....   | 54        |
| 3.3.3. Commande MPPT par contre réaction de tension.....  | 54        |
| 3.3.3.1. Contre réaction de tension par $V_{ref}$ fixe.....   | 54        |
| 3.3.3.2. Contre réaction de tension par $V_{ref} = f(V_{OC})$ .....   | 55        |
| 3.3.3.3. Contre réaction de tension par une cellule pilote.....   | 56        |
| 3.3.4. Commande MPPT par contre réaction de courant.....  | 56        |
| 3.3.4.1. Contre réaction de courant par $I_{ref} = f(I_{CC})$ .....   | 56        |
| 3.3.5. Contre réaction de puissance.....  | 57        |
| 3.3.6. Les MPPT à implantation analogique.....  | 57        |
| 3.3.7. MPPT par oscillations forcées.....   | 58        |
| 3.3.8. Algorithme perturbation et observation (P&O).....  | 59        |
| 3.3.9. Amélioration de l'algorithme perturbation et observation (P&O).....  | 61        |
| 3.3.10. Méthode d'incrémentation de conductance.....  | 63        |
| 3.4. Conclusion.....  | 66        |
| <b>Chapitre 4 : Etat de l'art sur les réseaux de télécommunication mobile.....</b>                                    | <b>67</b> |
| 4.1. Introduction.....  | 67        |
| 4.2. Historique de la téléphonie :.....   | 67        |
| 4.3. Le système GSM.....  | 68        |
| 4.4. Historique de GSM.....   | 68        |
| 4.5. GSM révolution, caractéristiques et qualités.....  | 69        |
| 4.6. Evolution de l'idée de cellulaire.....   | 69        |
| 4.7. Système cellulaire.....  | 70        |
| 4.8. Types de cellules :.....   | 70        |

|   |    |
|---|----|
| 4.8.1. Cellule .....  | 70 |
| 4.8.1.1. Les microcellules .....  | 71 |
| 4.8.1.2. Les macrocellules.....   | 71 |
| 4.8.1.3. Les grosses cellules.....  | 71 |
| 4.9. Limites des normes actuelles .....   | 72 |
| 4.10. Notion de motif (les clusters) .....  | 72 |
| 4.11. Architecture d'un réseau GSM .....  | 72 |
| 4.11.1. Station mobile (MS – Mobile Station) .....  | 73 |
| 4.11.2. Le sous-système radio (BSS – Base Station System).....  | 73 |
| 4.11.3. Le sous-système réseau (NSS) : .....  | 73 |
| 4.11.3.1. Commutateur de service mobile (MSC - Mobile Switching Center) .....   | 73 |
| 4.11.3.2. Commutateur d'entrée de service mobile (GMSC– Gateway MSC).....   | 74 |
| 4.11.3.3. Registre des abonnés locaux (HLR – Home Location Register).....   | 74 |
| 4.11.3.4. Registre des abonnés visiteurs (VLR – Visitor Location Register) .....  | 74 |
| 4.11.3.5. Centre d'authenticité (AuC – Authentication Center).....  | 74 |
| 4.11.3.6. Registre d'identification d'équipement (EIR).....   | 74 |
| 4.12. Sous-système opération (OSS) .....  | 74 |
| 4.13. Régions géographiques d'un réseau GSM .....   | 74 |
| <b>Le GSM en ALGERIE</b> .....  | 75 |
| 4.14. Historique de la téléphonie cellulaire en Algérie .....   | 75 |
| 4.15. Le réseau GSM algérien .....  | 75 |
| 4.16. Répartition des équipements.....  | 75 |
| 4.17. Les opérateurs de la téléphonie mobile en Algérie .....   | 76 |
| 4.18. Les zones de couverture .....   | 77 |
| 4.19. Services offerts en Algérie .....   | 77 |
| 4.20. Conclusion .....  | 81 |
| <br>  |    |
| <b>Chapitre 5 : Application au dimensionnement d'un système photovoltaïque pour<br/>alimenter une station à relais de télécommunication</b> ..... | 82 |
| 5.1. Introduction.....  | 82 |
| 5.2. Energie électrique d'origine photovoltaïque pour l'alimentation des sites de télécommunications.....   | 82 |
| 5.3. Modélisation du système à dimensionner .....   | 84 |
| 5.4. Dimensionnement d'un système PV avec batterie .....  | 84 |
| 5.5. Méthodes de dimensionnement .....  | 84 |
| 5.6. Etapes de dimensionnement du système PV .....  | 85 |
| 5.6.1. L'ensoleillement.....  | 85 |
| 5.7. Application au dimensionnement de système PV pour sites BTS et BSC.....  | 86 |
| 5.8. Présentation des sites concernés .....   | 86 |
| 5.9. Application au dimensionnement de l'installation PV concernés .....  | 87 |
| 5.9.1. Estimation des besoins énergétiques .....  | 87 |
| 5.9.2. Evaluation des bilans de puissance .....   | 87 |
| 5.9.2.1. Bilan pour un site BTS .....   | 87 |
| 5.9.2.2. Bilan pour un site BSC.....  | 87 |
| 5.9.3. Interprétation des deux tableaux .....   | 87 |
| 5.9.4. Dimensionnement du champ photovoltaïque PV .....   | 88 |
| 5.9.4.1. Calcul de l'énergie requise.....   | 88 |
| 5.9.4.2. Le choix de la tension de fonctionnement.....  | 89 |
| 5.9.4.3. Détermination du nombre de modules à installer.....  | 89 |
| 5.9.4.4. La puissance corrigée de champ photovoltaïque PV .....   | 91 |

|  |           |
|--|-----------|
| 5.9.4.5. Le courant total fourni par Groupe PV .....   | 91        |
| 5.9.4.6. La tension totale fournie par Groupe PV .....   | 92        |
| 5.9.5. Dimensionnement des batteries pour l'installation photovoltaïque PV .....                     | 92        |
| 5.9.5.1. Autonomie du système .....  | 92        |
| 5.9.5.2. Calcul des capacités nominales des batteries .....  | 93        |
| 5.9.6. Dimensionnement du hacheur dévolteur : Buck .....   | 93        |
| 5.9.6.1. Dimensionnement des composants .....  | 94        |
| 5.9.6.1.1. Calcul de l'inductance .....  | 94        |
| 5.9.6.1.2. Calcul du condensateur de sortie .....  | 94        |
| 5.9.6.1.3. Calcul du condensateur d'entrée .....   | 95        |
| 5.9.7. Cahier des charges .....  | 95        |
| 5.9.8. Dimensionnement de l'onduleur .....   | 95        |
| 5.10. Conclusion .....   | 97        |
| <b>Chapitre 6 : Simulation et évaluation des résultats</b> .....                                     | <b>98</b> |
| 6.1. Introduction .....  | 98        |
| 6.2. Fonctionnement dans des conditions environnementales stables .....                              | 98        |
| 6.2.1. La méthode de P&O .....   | 98        |
| 6.2.2. La méthode de P&O Améliorée .....   | 103       |
| 6.2.3. La méthode d'incrémentation de conductance .....  | 105       |
| 6.3. Performance des commandes sous des niveaux d'insolations variables .....                        | 106       |
| 6.3.1. Diminution d'une insolation .....   | 106       |
| 6.3.2. Augmentation de température .....   | 109       |
| 6.4. Simulation de modèle de module photovoltaïque avec le contrôleur MPPT_P&O .....                 | 111       |
| 6.4.1. Résultats de la simulation : les courbes I-V et P-V .....                                     | 112       |
| 6.4.2. Interprétation des résultats .....  | 115       |
| 6.5. Application à la simulation du système photovoltaïque à dimensionner .....                      | 115       |
| 6.6. Simulation des performances du module ES725 .....   | 116       |
| 6.6.1. Simulation du modèle de module à deux exponentielles .....                                    | 116       |
| 6.7. Facteurs influençant le fonctionnement du module photovoltaïque ES725 .....                     | 118       |
| 6.7.1. Influence de l'ensoleillement ou irradiation .....  | 118       |
| 6.7.2. Influence de la température .....   | 118       |
| 6.7.3. Effet de l'éclairement simultané de l'éclairement et de la température .....                  | 119       |
| 6.8. Simulation du modèle de module à une seule diode .....  | 119       |
| 6.9. Simulation des convertisseurs de puissance DC/DC .....  | 120       |
| 6.9.1. Simulation d'un hacheur dévolteur "Buck" .....  | 122       |
| 6.9.2. Simulation d'un hacheur survolteur "Boost" .....  | 123       |
| 6.9.3. Simulation d'un hacheur dévolteur-survolteur "Buck-Boost" .....                               | 124       |
| 6.9.3.1. Fonctionnement en élévateur .....   | 124       |
| 6.9.3.2. Fonctionnement en abaisseur .....   | 124       |
| 6.10. Simulation de comportement de la batterie .....  | 125       |
| 6.11. Simulation du l'onduleur monophasé .....   | 126       |
| 6.11.1. Test de performance .....  | 128       |
| 6.12. Exemple de simulation d'une l'installation photovoltaïque .....                                | 129       |
| 6.13. Résultats de la simulation sur le site BTS .....   | 130       |
| 6.14. Résultats de la simulation sur le site BSC .....   | 130       |
| 6.15. Résultats de la simulation sur le site BTS : variation de flux solaire et la température ..... | 131       |
| 6.16. Résultats de la simulation sur le site BSC : variation de flux solaire et la température ..... | 132       |
| 6.17. Simulation de l'installation photovoltaïque concernée par l'étude .....                        | 133       |

---

|   |     |
|---|-----|
| 6.18. Application de la commande MPPT P&O : site BTS et BSC .....                       | 134 |
| 6.19. Performances de la commande MPPT sous des niveaux ensoleillements variables ..... | 135 |
| 6.19.1. Application sur un site BTS .....   | 135 |
| 6.20. Performances de la commande MPPT sous différentes températures .....              | 135 |
| 6.21. Simulations des caractéristiques du site BTS .....                                | 136 |
| 6.22. Simulations des caractéristiques du site BSC .....                                | 138 |
| 6.23. Conclusion .....  | 140 |
| Conclusion générale .....   | 141 |
| Perspectives .....  | 142 |

# Introduction Générale

**A**vec l'arrivée du nouveau millénaire, les débats sur l'avenir énergétique de la planète se sont intensifiés compte tenu des besoins sans cesse croissants dans le domaine et les conséquences que cela peut engendrer à moyen terme. En effet, l'évolution démographique et les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures. Autrement le monde aura besoin d'une source d'énergie nouvelle, sûre, propre et économique pour satisfaire aux besoins!

Par énergie renouvelable, on entend des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. À la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée, inépuisables et facilement exploitables. En effet, le secteur des énergies renouvelables est le seul qui se distingue par sa capacité à réduire les émissions de gaz à effet de serre et la pollution et à exploiter des sources d'énergie locales et décentralisées. Ces sources d'énergie ne sont pas touchées par la volatilité des marchés des combustibles fossiles et présentent l'avantage supplémentaire de stimuler l'emploi.

Le Soleil constitue naturellement une source d'énergie renouvelable par excellence offrant un grand potentiel et pouvant être utilisée tout en respectant l'environnement. À chaque instant, la surface de l'hémisphère terrestre exposée au Soleil reçoit une énergie supérieure à 50 000 TW par conséquent, la quantité d'énergie solaire atteignant la surface de la Terre est considérable, équivalant à près de 10 000 fois l'énergie utilisée dans le monde entier [1]. Le système qui semble bien s'imposer comme moyen de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique : le photovoltaïque s'avère prometteur en raison de ses qualités intrinsèques : ses frais de fonctionnement sont très réduits (le combustible est gratuit), ses exigences d'entretien sont limitées, il est fiable, silencieux et relativement facile à installer. De plus, dans certaines applications autonomes, le photovoltaïque est très pratique comparé à d'autres sources d'énergie, en particulier dans les endroits difficiles d'accès et peu rentables pour l'installation de lignes électriques traditionnelles.

L'essor de l'électricité photovoltaïque est lié à celui de l'activité spatiale qui s'est développée au cours des années 60[2]. Aujourd'hui, l'industrie mondiale du photovoltaïque (PV) repose essentiellement sur les besoins des régions éloignées en alimentation électrique fiable et peu coûteuse. Dans un grand nombre d'applications, le photovoltaïque est tout simplement la solution la plus rentable. Parmi ces applications, on peut citer les systèmes isolés alimentant des chalets ou des résidences éloignées, les aides à la navigation de la garde côtière, les sites éloignés de

télécommunications des services publics et de l'armée, le pompage de l'eau dans des fermes et les postes d'appel d'urgence sur les campus ou les autoroutes.

L'Algérie, recèle à cet effet d'importantes ressources énergétiques renouvelables qui peuvent pallier notamment dans le cadre de la production de l'énergie électrique, vecteur principal de tout développement économique et social. Le gisement solaire constitue la principale de ces ressources.

L'alimentation correcte en énergie des stations-relais de télécommunications, surtout dans les zones dépourvues de courant électrique en Algérie, est un casse-tête pour les opérateurs afin d'élargir leur clientèle. De ce fait, dans un souci d'aider les opérateurs de télécommunications qui ont souvent recours à l'énergie électrique d'origine fossile pour l'alimentation de leurs stations-relais à ne pas "supporter des surcoûts". C'est sur cette délicate problématique que ce mémoire de magister est porté.

En effet l'utilisation de l'énergie solaire présente un avantage certain pour les stations de télécommunications. Le but recherché dans ce mémoire est de maintenir le bon fonctionnement des équipements d'une station BTS-BSC en s'appuyant sur l'utilisation des techniques de commande d'un système photovoltaïque.

L'originalité et la pertinence du sujet ne fait l'objet d'aucun doute, quand on pourra réduire le gaspillage d'énergie en réduisant le nombre de panneaux solaires toute en utilisant la commande appropriée.

De ce fait, le présent travail est décomposé en six parties séquentielles, dont chacune d'elle définit un chapitre.

Le premier chapitre est consacré à l'état de l'art et à la présentation du système de conversion photovoltaïque, dont un intérêt particulier est porté aux générateurs photovoltaïques, ces derniers ont été décrits en partant de l'élément de base qui est la cellule jusqu'aux modules constitutionnels qui sont une partie prenante dans la conception des centrales électriques à large spectre de puissances.

Une présentation non exhaustive était vouée aux batteries, dont un aperçu du principe de fonctionnement et leur conduite en charge et décharge à travers un modèle comportemental.

La mise en place d'une installation photovoltaïque classique alimentant une charge ne garantit en aucune manière un transfert maximal de puissance de la source à la charge, vue la nature dynamique des paramètres de fonctionnement de chaque partie ainsi que leur nature non linéaire, ce qui révèle la nécessité de mettre en place un élément central intelligent qui permet de prendre en charge l'adaptation d'impédance pour un meilleur transfert d'énergie, connu sous « la recherche MPP », pour cela le second chapitre décrit le principe de fonctionnement de trois différentes topologies qui sont respectivement les hacheurs « BOOST, BUCK et le BUCK-BOOST), qui peuvent assurer en permanence l'adaptation entre la source photovoltaïque et la charge avec un accroissement du rendement garanti par le bon pilotage de l'élément central "HACHEUR" assuré et effectué par une mise en application d'une commande intelligente.

Il a été évoqué dans la littérature plusieurs visions à la philosophie de commande, comptant les techniques classiques ou rudimentaires, jusqu'aux nouvelles propositions des techniques modernes de pilotage de l'élément central, de ce fait, dans le troisième chapitre un privilège

particulier et une étude ciblée sont accordés à certaines techniques classiques qui feront l'objet de la partie commande dans l'évaluation du fonctionnement de notre système dans les chapitres ultérieurs.

Le présent mémoire traite la fonction de dimensionnement d'une source d'alimentation photovoltaïque reliée à une charge particulière de notre système d'étude, qui présente un appareillage du système de télécommunication, ce qui nous a mené à consacrer le chapitre quatre à faire connaître d'une façon vague les systèmes de télécommunication, à savoir leur composition, ainsi que l'architecture adoptée dans les réseaux GSM, sans oublier un aperçu général sur leur état de l'art.

Le cinquième chapitre inscrit toute la méthodologie nécessaire à suivre pour effectuer un meilleur dimensionnement photovoltaïque optimisé pour le nombre de modules nécessaire qui peuvent alimenter en toute sécurité en cas de pénurie extrême d'énergie solaire un système à relais de télécommunication.

Après avoir fait le point sur la composition de notre système d'étude et des approches architecturales concernant la source photovoltaïque et le choix du type de convertisseur DC/DC, une évaluation du bon dimensionnement du système photovoltaïque répondant parfaitement au besoins prédit par le calcul des différentes variables pondérées, révèle plus que nécessaire, dans cet optique le sixième chapitre traite un certain ensemble de tests effectués sur le système étudié et la capacité de la commande à pouvoir mener toujours le système central qui est le hacheur à mettre la structure en situation d'adaptation d'impédance en vue d'extraire le maximum d'énergie qui se trouve sur le générateur photovoltaïque.

Le présent travail se résume brièvement à travers une conclusion générale là où un balisage particulier des points essentiels de la structure du système et de la performance de la commande laquelle pilote le bon point de fonctionnement, tout en parlant d'une éventuelle perspective d'amélioration de type d'alimentation étudié au sein de ce mémoire et cela soit par la proposition de nouvelles commandes modernes à appliquer ou la topologie de connexion électrique d'alimentation ou même les deux à la fois.

# Chapitre 1

## **L'ÉNERGIE SOLAIRE, GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE : ÉTAT DE L'ART ET PROBLÉMATIQUE.**

### **1.1. Introduction**

Depuis très longtemps, l'homme a cherché à utiliser l'énergie émise par le soleil, étoile la plus proche de la terre. La plupart des utilisations, connues depuis des siècles, sont directes comme en agriculture à travers la photosynthèse ou dans les diverses applications de séchage et chauffage autant artisanales qu'industrielles.

Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre et malgré une atténuation importante lorsqu'elle traverse l'atmosphère, la quantité qui reste est encore assez importante quand elle arrive au sol. On peut ainsi compter sur 1000 W/m<sup>2</sup> crête dans les zones tempérées et jusqu'à 1400 W/m<sup>2</sup> lorsque l'atmosphère est faiblement polluée de poussière ou d'eau.

Signalons dès à présent que le flux solaire reçu au niveau du sol dépend de :

- L'orientation, la nature et de l'inclinaison de la surface terrestre.
- La latitude du lieu de collecte, de son degré de pollution ainsi que de son altitude.
- La période de l'année, l'instant considéré dans la journée.
- La nature des couches nuageuses.

Ainsi, il existe des zones dans le monde plus favorisées que d'autres du point de vue ensoleillement, répertoriées sous forme d'atlas et mettant en évidence des «gisements solaires» [3].

Pour comprendre le fonctionnement de cette énergie et en optimisant son utilisation, nous effectuons dans ce chapitre un bref rappel des principales relations entre les diverses grandeurs physiques avant d'introduire la notion de capteur, puis de générateur solaire photovoltaïque. Ensuite, nous effectuons une synthèse des différentes utilisations de cette énergie avant de traiter les moyens d'adaptation de l'énergie solaire photovoltaïque en sortie du générateur grâce à divers types de commandes appropriées.

### **1.2. Effet photovoltaïque**

#### **1.2.1. Définition**

Il a été démontré que le rayonnement solaire est constitué de photons transportant chacun une énergie  $E_{ph}$  qui répond, elle même, à la relation suivante :

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda} \quad (1.1)$$

Où  $E_{ph}$  représente la quantité d'énergie,  $\lambda$  la longueur d'onde,  $h$  la constante de Planck et  $c$  la vitesse de la lumière.

D'après la relation (1.1), on voit que cette énergie est inversement proportionnelle à la

longueur d'onde. Le flux d'énergie solaire est alors transmis sous forme de rayonnements électromagnétiques dont les longueurs d'ondes sont assez différentes du corps noir dans l'espace, mais encore plus sur la terre telle quelle le montre la figure 1.1. Il est à remarquer que le spectre de l'énergie solaire en atmosphère terrestre est décalé vers le rouge et l'infrarouge par rapport au spectre hors atmosphère [4].

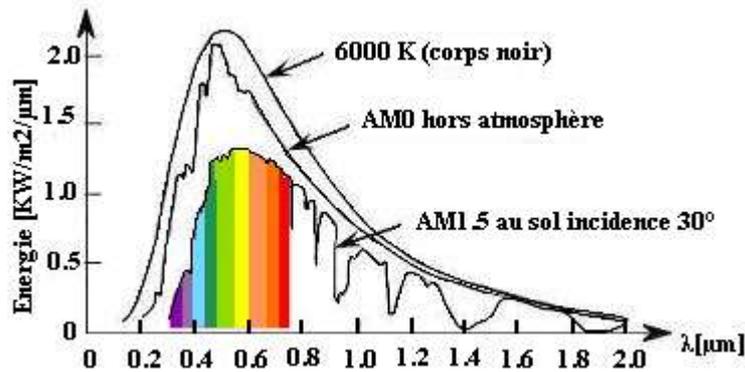


Figure 1.1. Répartition spectrale du rayonnement solaire, d'après [4]

Dans les conditions AM0 : hors atmosphère à haute altitude.

Dans les conditions AM2 : pour atmosphère terrestre, le soleil étant à 30° sur l'horizon.

Ainsi les longueurs d'ondes du rayonnement solaire terrestre sont comprises entre 0,2  $\mu\text{m}$  (ultraviolet) et 4  $\mu\text{m}$  (infrarouge) avec un maximum d'énergie pour 0,5  $\mu\text{m}$ . 97,5% de l'énergie solaire est comprise entre 0,2  $\mu\text{m}$  et 2,5  $\mu\text{m}$ , et notamment, entre 0,4  $\mu\text{m}$  et 0,78  $\mu\text{m}$  qui correspond au visible. Les capteurs d'énergie solaire devront donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme de chaleur ou d'électrons. Le tableau 1.1 donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photons pour diverses longueurs d'onde ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux.

Tableau 1.1. Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire [4].

| $\lambda$ ( $\mu\text{m}$ ) | $E_{\text{ph}}$ (ev) | Zone               |
|-----------------------------|----------------------|--------------------|
| 0,2                         | 6,2                  | Ultraviolet        |
| 0,4                         | 3,1                  | Visible bleu       |
| 0,5                         | 2,48                 | Visible jaune vert |
| 0,78                        | 1,59                 | Visible rouge      |
| 1                           | 1,24                 | Infrarouge         |
| 2                           | 0,62                 | Infrarouge         |
| 4                           | 0,31                 | Infrarouge         |

Pour que le rayonnement solaire produise un courant électrique dans un matériau donné, faisant alors office de capteur, il faut que les photons soient tout d'abord absorbés par un ou plusieurs matériaux sensibles à la longueur d'onde des photons. Puis, l'énergie des photons excite des électrons, qui sont ensuite collectés afin de constituer un courant électrique global.

### 1.2.2. Le rayonnement solaire

Le soleil est une « **petite étoile** » de 696 000 km de rayon, et de masse  $1.99 \cdot 10^{30}$  kg. Sa température intérieure, supérieure à 10 millions de degrés, permet aux réactions nucléaires de fusion de transformer à chaque seconde environ 6 millions de tonnes de sa masse en énergie rayonnée dans l'espace. En première approximation, le soleil rayonne globalement comme un corps noir de température  $T = 5800$  K [5].

Hors atmosphère, l'énergie moyenne annuelle reçue par la Terre est d'environ  $5,5$  KWh/m<sup>2</sup> et par jour. En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes complexes d'absorption par les gaz, de diffusion par les molécules, et d'absorption et de diffusion par les poussières et les aérosols. Ainsi la couche d'ozone absorbe la majeure partie du rayonnement ultraviolet, tandis que la vapeur d'eau absorbe le rayonnement infrarouge.

Le flux énergétique reçu au sol dépend ainsi de nombreux facteurs et son maximum au sol ne dépasse guère  $1000$  W/m<sup>2</sup> avec un spectre décalé vers le rouge par rapport au spectre hors atmosphère. Le rayonnement global au sol est donc fonction de la composition et de l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons lumineux au cours de la journée. Il se décompose en rayonnement direct et rayonnement diffus et ce sont ces deux rayonnements qui sont exploités par les générateurs solaires, de plus d'un rayonnement réfléchi sur une surface donnée par le sol et l'environnement (Figure 1.2).

Pour tenir compte de la position relative du soleil qui modifie l'épaisseur d'atmosphère traversée, on introduit un coefficient  $m$  appelé masse atmosphérique ou **nombre d'air masse AM** défini par :

$$m \approx \frac{1}{\sin A} \quad (1.2)$$

$A$  (°) élévation du soleil sur l'horizon ( $90^\circ$  au zénith).

Ainsi lorsque le soleil est au zénith, on dit que l'on a les conditions **AM1** car les rayons lumineux traversent une épaisseur d'atmosphère unité (7,8 Km). Avec un soleil à  $30^\circ$  sur l'horizon, on obtient les conditions **AM2**, hors atmosphère, à haute altitude, on définit les conditions **AM0**.

Le concept de nombre d'air masse caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire ( $1\,353$  W/m<sup>2</sup> pour **AM0**,  $833$  W/m<sup>2</sup> pour **AM1**, 5); d'autre part, il sert à définir un spectre de référence pour calibrer les cellules étalons destinées à qualifier les **performances des dispositifs photovoltaïques. Ainsi les conditions standards de qualification des cellules sont un spectre AM1.5, une puissance incidente de  $1000$  W/m<sup>2</sup> et une température de  $25^\circ\text{C}$**  et c'est ce que nous allons utiliser sauf indication contraire. C'est dans de telles conditions que doivent être fournies les performances et spécifications d'un dispositif photovoltaïque donné.

On peut dire que, outre l'influence de l'atmosphère, le flux solaire reçu sur une surface dépend :

- De l'orientation et de l'inclinaison de la surface.

- De la latitude du lieu et de son degré de pollution.
- De la période de l'année.
- De l'instant considéré dans la journée.
- De la nature des couches nuageuses.

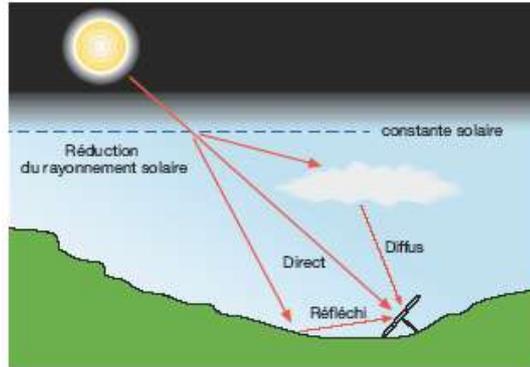


Figure 1.2 - Composants du rayonnement solaire [1].

### 1.3. Cellules photovoltaïques

#### 1.3.1. Historique des cellules photovoltaïques (PV)

C'est en 1930 que les premières cellules PV à oxyde cuivreux (CuO) apparaissent, puis en sélénium (Se). Ce n'est qu'en 1954 que les premières cellules au silicium (Si) ont été réalisées dans les laboratoires de la compagnie Bell Téléphone aux États-Unis. Un certain nombre de recherches s'intensifient aujourd'hui dans le but de créer de nouvelles cellules à plus fort rendement et ayant une certaine stabilité de leurs caractéristiques dans le temps, tout en réduisant leur coût de fabrication.

Pour que le rayonnement solaire produise un courant électrique dans un matériau donné, il faut que les photons soient tout d'abord absorbés par le matériau, puisqu'ils transmettent leur énergie à des électrons et que les électrons excités soient ensuite collectés afin de constituer un courant électrique global. Ainsi, les divers matériaux cités dans le tableau 1.2 sont souvent présents dans les capteurs actuellement commercialisés soit seuls, soit associés sous forme de multicouches pour mieux couvrir la totalité du spectre solaire. De plus, pour établir une correspondance entre les divers matériaux utilisés dans les capteurs d'énergie solaire photovoltaïque et le spectre solaire, le tableau 1.2 présente leur énergie de gap.

Tableau 1.2 - Énergie de gap des principaux matériaux présents dans les capteurs solaires photovoltaïques [4].

| Matériaux | SbI | AsI  | Ge   | SbGa | Si   | InP  | AsGa | CdTe | CdSe |
|-----------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Eg        | 0,2 | 0,35 | 0,67 | 0,72 | 1,11 | 1,29 | 1,35 | 1,45 | 1,74 |

Parmi les cellules solaires dites photovoltaïques, le matériau le plus utilisé jusqu'à présent, notamment pour le terrestre reste le silicium (Si) sous de nombreuses formes (monocristallin, multi cristallin, amorphe, en couche mince,...Ets) en raison essentiellement de sa disponibilité et de son faible coût.

Les cellules dites multicouches sont quant à elles destinées plutôt aux applications

spatiales en raison de leur prix élevé. Cependant, elles présentent des rendements plus élevés, une meilleure fiabilité ainsi qu'une faible détérioration de leur caractéristique au cours du temps par rapport aux capteurs à base de Si. Elles sont actuellement basées sur divers matériaux inorganiques dont la plupart sont cités dans le tableau 1.2 et sont, pour les plus récentes, sous forme de quatre couches de matériaux différents.

Toutefois, si l'on veut que ce type d'énergie soit de plus en plus utilisé comme "Générateurs électriques", il faut résoudre le problème du prix des capteurs. Ainsi, depuis plusieurs années, on parle de matériaux organiques et de polymères qui présentent, sous certaines conditions, des propriétés photovoltaïques. Cela suscite d'ailleurs actuellement un regain de recherches dans divers laboratoires dans le monde [6]. Ces cellules, dites de troisième génération, bien qu'actuellement présentant de faibles rendements par rapport aux capteurs inorganiques (record mondial de 3,5% établi en 2001) sont intéressantes par leur très faible coût et sont donc prometteuses pour l'avenir.

### 1.3.2. Rendements et caractéristiques des cellules photovoltaïques (PV)

Le rendement de la cellule PV est un des critères de qualité de ce type de capteur. Ainsi, cette mesure est effectuée selon des normes précises en fixant un type de spectre lumineux, une pression et une température de fonctionnement. Nous parlons ici uniquement du rendement global de conversion d'énergie des photons en électrons traduit par la puissance électrique délivrée par les cellules PV, par rapport à un éclairement de  $1000 \text{ W/m}^2$  de type AM1.5 pour pouvoir ainsi effectuer des comparaisons objectives des diverses performances de cellules.

Jusqu'en 1999, les rendements de conversion étaient décevants, les causes étant liées à une très mauvaise mobilité des charges électriques. Il est à noter que des publications intéressantes apparaissent dans la littérature. Ainsi des travaux de recherches ont montré qu'en utilisant des matériaux et des techniques appropriés on pourrait obtenir des rendements électriques significatifs [7]-[15].

Le rendement dépend du matériau utilisé et des pertes liées à la technologie mise en œuvre pour réaliser une cellule. Parmi les matériaux les plus utilisés et en raison de son faible coût, on trouve le Si sous ses différentes formes cristallines (monocristallin, polycristallin ou bien amorphe). Les panneaux PV avec des cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, Ils sont composés de cristaux de silicium de grande pureté. Le lingot de silicium monocristallin a une forme cylindrique, un diamètre de 13-20 cm et une longueur de 200 cm, et est obtenu par la croissance d'un cristal filiforme en lente rotation. Ce cylindre est ensuite coupé en plaquettes de 200-500  $\mu\text{m}$  d'épaisseur et la surface est traitée pour obtenir des « micro-rainures » visant à minimiser les pertes par réflexion (Figure 1.3). Le principal avantage de ces cellules est leur efficacité (14 à 17%), leur longue durée de vie et la conservation des caractéristiques avec le temps. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme [16].

Les panneaux PV avec des cellules polycristallins sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. L'efficacité de polycristallins est inférieure à celle du silicium monocristallin (12 à 14%), toutefois le coût est plus avantageux. La durée

de vie est élevée (comparable à celle du silicium monocristallin) de même que la conservation des performances avec le temps (85% de l'efficacité initiale après 20 ans). Les cellules élaborées à partir de cette technologie peuvent être reconnues à leur surface présentant des grains de cristaux assez visibles [16].

La technologie des couches minces (Thin Film) utilise des semi-conducteurs à quelques  $\mu\text{m}$  d'épaisseur par rapport aux cellules en silicium cristallin qui en comptent des centaines. Par conséquent, l'économie de matériau est remarquable et la possibilité d'avoir un support flexible augmente le champ d'application des cellules à couche mince. Les matériaux utilisés sont les suivants :

Le silicium amorphe (symbole a-Si) déposé sous forme de couche mince sur un support (par ex. aluminium) permet d'avoir une technologie PV à un coût réduit par rapport au silicium cristallin. Il est surtout utilisé lorsqu'il est nécessaire de réduire au maximum le poids du panneau et de l'adapter à des surfaces courbées. L'efficacité de l'a-Si (5% à 6%) est très faible en raison des nombreuses résistances rencontrées par les électrons qui circulent.

Les cellules solaires CdTeS sont composées d'une couche P (CdTe) et d'une couche N (CdS) qui forment une jonction P-N. Les cellules en CdTeS ont une plus grande efficacité que les cellules en silicium amorphe : 10% à 11% pour les produits industriels.

Actuellement, la technologie GaAs est la plus intéressante du point de vue de l'efficacité, qui est supérieure à 25 à 30%. Cependant, la production de ces cellules est limitée par le coût élevé et la rareté du matériau, principalement utilisé dans les « semi-conducteurs à grande vitesse ». En fait, la technologie GaAs est essentiellement employée dans les applications spatiales où la réduction du poids et des dimensions joue un rôle clé.

Les modules CIS/CIGS/CIGSS correspondent à une technologie qui est encore à l'étude et en cours de développement. Le silicium est remplacé par des alliages spéciaux tels que :

- cuivre, indium et sélénite (CIS) ;
- cuivre, indium, gallium et sélénite (CIGS) ;
- cuivre, indium, gallium, sélénite et soufre (CIGSS).

L'efficacité est actuellement de 10 à 11% [16].

Les performances obtenues sont rassemblées par le tableau 1.3 :

Tableau 1.3. Rendement des générateurs PV mesuré à une température de 25°C et un éclairage de 1000 W/m<sup>2</sup> sous un spectre global AM1,5 [16].

|                | <b>GaAs<br/>(Arséniure de gallium)</b>  | <b>CdTe<br/>(Tellure de cadmium)</b> | <b>CIS<br/>(Alliage de cuivre<br/>iridium sélénite)</b> |
|----------------|---|--------------------------------------|---|
| $\eta$ cellule | 32,5%   | 11%                                  | 12%   |
| Avantages      | Grande résistance à des températures élevées (compatible avec les concentrateurs) | Faible coût                          | Très constant   |
| Inconvénients  | Toxicité  | Toxicité                             | Toxicité  |
|                | Disponibilité des matériaux   | Disponibilité des matériaux          |   |

|                | Silicium monocristallin                | Silicium polycristallin                                     | Couche mince (silicium amorphe)                         |
|----------------|--|---|---|
| $\eta$ cellule | 14%-17%                                | 12%-14%   | 4-6% mono<br>7-10% tandem                               |
| Avantages      | $\eta$ élevé                           | Coût inférieur  | Coût inférieur  |
|                | $\eta$ constant                        | Production plus simple                                      | Influence réduite de la température                     |
|                | Energie supérieure                     | Dimensions globales optimales                               | Rendement énergétique supérieur avec rayonnement diffus |
| Inconvénients  | Energie supérieure                     | Sensibilité aux impuretés dans les processus de fabrication | Dimensions supérieures                                  |
|                | Quantité nécessaire pour la production |   | Coût de la structure et temps de montage                |

### 1.3.3. Procédé de fabrication

Les éléments les plus importants d'un système photovoltaïque sont les cellules, éléments de base de l'unité qui collectent la lumière du soleil, le schéma suivant décrit les différentes étapes de la production d'un système photovoltaïque (technologie cristalline).

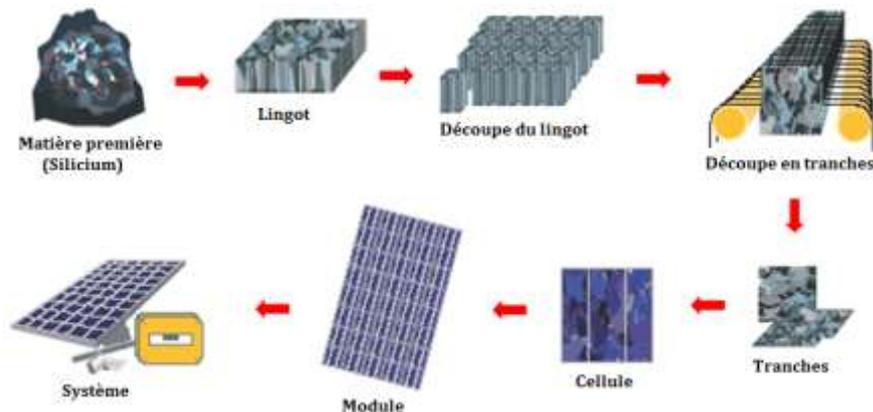


Figure 1.3. Représentation schématique de la Chaîne de la production d'un système photovoltaïque (technologie cristalline).

### 1.3.4. Structure physique d'une cellule photovoltaïque

Une pile solaire est un dispositif semi-conducteur qui absorbe la lumière et la convertit en énergie électrique. La cellule la plus commune d'aujourd'hui est une cellule simple au silicium de jonction PN avec un rendement qui arrive jusqu'à environ 17% [17]. Ce matériau semi-conducteur comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p (Figure 1.4). Les contacts de la face éclairée de la cellule ont la structure d'une grille afin de n'occulter qu'une faible partie de la surface (5 à 10%). La face arrière peut être entièrement métallisée.

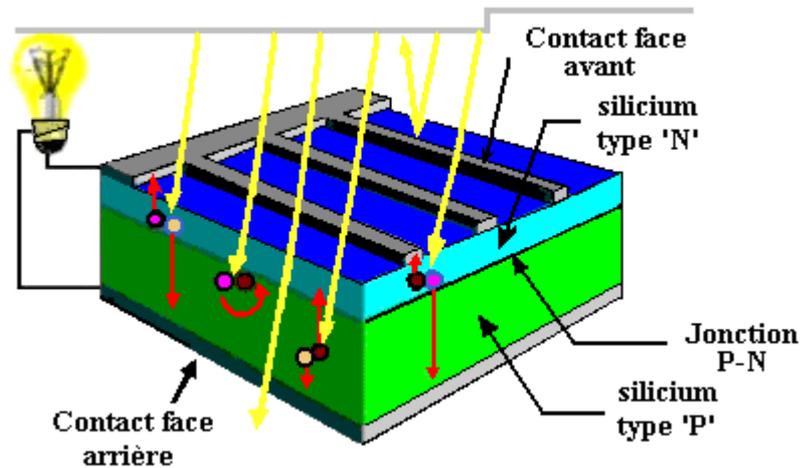


Figure 1.4. Représentation schématique d'une pile solaire à jonction PN standard.

### 1.3.5. Fonctionnement

Lorsque cette cellule sera exposée au rayonnement, les photons créent des paires d'électron trou avec une énergie plus grande que la bande d'énergie du semi-conducteur ( $h\gamma > E_g$ ). Ceci s'appelle l'effet photovoltaïque, a été découvert par E. Becquerelle en 1839 [18]. Les porteurs de charge nouvellement créés dans la région d'épuisement sont séparés par le champ électrique existant. Ceci mène à une accumulation d'un potentiel de tension appelé photo-voltage. Dès qu'une charge sera reliée à la cellule, cette tension causera un courant (appelé le photo-courant) qui circulera dans le circuit.

## 1.4. Modélisation de la jonction

### 1.4.1. Modélisation d'une cellule photovoltaïque idéale

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant  $i_{ph}$  proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode, le schéma du circuit équivalent idéal simplifié d'une cellule photovoltaïque représenté sur la figure 1.5.

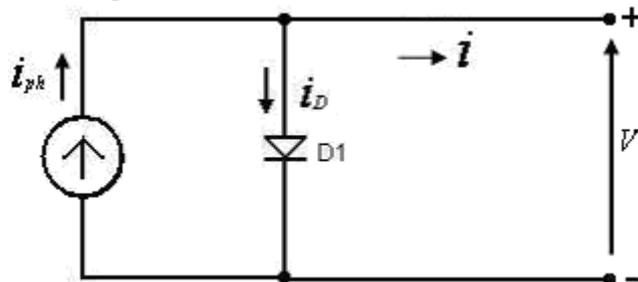


Figure 1.5. Schéma du circuit équivalent simplifié d'une cellule photovoltaïque.

Sous sa représentation physique la plus simple, le modèle de photopile solaire comporte une zone de charge d'espace complètement vide de porteurs libres et séparant deux régions semi-conductrices de types P et N supposées homogènes. L'expression du courant de la jonction  $I_j(V, T)$  est obtenue à partir de l'équation de Boltzmann, des équations de transport

de Poisson, et des conditions aux limites, pour un semi-conducteur donné. Sa première expression est issue du modèle de diffusion de Shockley [1949] [19].

$$I_d = I_s \left[ \exp\left(\frac{V}{\eta V_T}\right) - 1 \right] \text{ avec } V_T = \frac{K.T}{e} \quad (1.3)$$

$$I = I_{ph} - I_s \left[ e^{\frac{eV}{\eta KT}} - 1 \right] \quad (1.4)$$

Avec :

$I_s(A)$  : Courant d'obscurité des porteurs minoritaires (ou courant de saturation inverse de la diode),

$I_{ph}$  : Photo courant produit.

$T$  : Température.

$\eta$  : Coefficient dépendant du matériau de la cellule solaire,

Lorsque  $\eta=2$  ;  $I_s \approx 10nA$  à  $T=300K$  pour le silicium aux courants faibles,

Lorsque  $\eta=1$  pour le silicium aux courant forts.

$e$  : Charge élémentaire ( $e=1,602 \cdot 10^{-19} C$ ).

$K$  : Constante de Boltzmann ( $K=1,380 \cdot 10^{-23} J/K$ )

En polarisant électriquement une jonction PN classique à base de Si, on obtient les caractéristiques statiques représentées en figure 1.6. La particularité du Si comme tous les autres matériaux cités dans le tableau 1.2 est que lorsque la jonction PN est éclairée, un courant proportionnel à l'éclairement apparaît. C'est cette propriété qui est exploitée dans les générateurs solaires photovoltaïques [17][20][21].

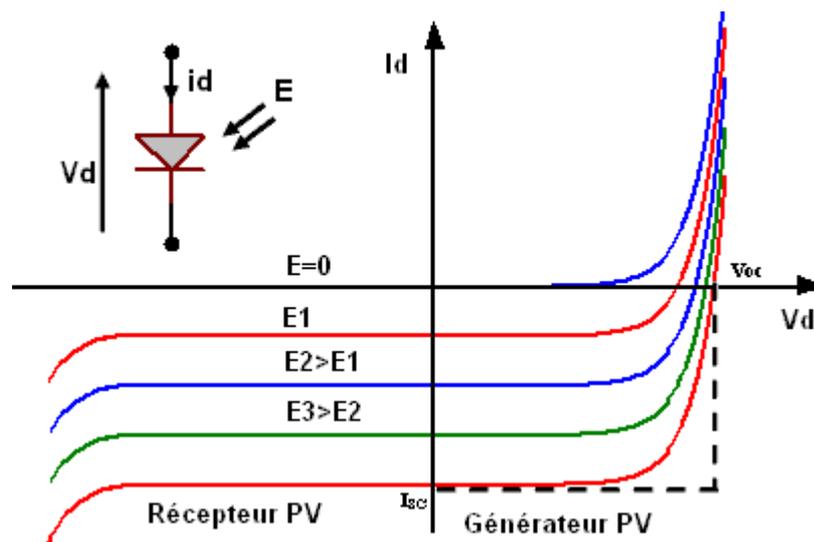


Figure 1.6. Caractéristiques d'une jonction PN polarisée sous différents éclairagements (E).

En polarisant électriquement une jonction PN et en la soumettant à un éclairage solaire, on obtient les caractéristiques semblables à celles représentées en figure 1.6. Sans éclairage, le comportement d'une cellule PV est semblable à celui d'une mauvaise diode. Ainsi, sous polarisation directe, la barrière de potentiel est abaissée et le courant de porteurs peut se développer. Sous polarisation inverse, seul un courant de porteurs minoritaires (courant de saturation) circule. Cependant, il varie peu avec la tension appliquée tant que cette tension est inférieure à la tension de claquage. Il faut noter que ces courants directs ou inverses comme pour des jonctions classiques sont sensibles à la température de jonction.

Si cette jonction PN est soumise au rayonnement solaire, alors il se produit l'effet photovoltaïque (PV). Ainsi, le flux lumineux crée des paires électrons-trous supplémentaires dans le matériau à la condition que leurs énergies soient supérieures ou égales à la bande interdite  $E_g$ . La différence de potentiel ainsi créée aux bornes de la structure caractérise l'effet photovoltaïque et se situe selon les matériaux et la structure de la jonction entre 0,3 et 0,7 V.

Comme nous pouvons le voir sur les caractéristiques (figure 1.6) :

- Si  $V < 0$ , la jonction se comporte en photorécepteur.
- Si  $V > 0$ , elle fonctionne comme un générateur avec un courant de court-circuit  $I_{cc}$  proportionnel à l'éclairage.

Ce modèle d'une cellule photovoltaïque idéale reste théorique et ne rend pas compte du comportement d'une cellule photovoltaïque dans des conditions réelles. Toutefois, il reste valable sous certaines hypothèses (non prise en compte de perte de tension, courant de fuite...). Il existe d'autres modèles, certes théoriques, mais qui rendent plus fidèlement compte du comportement de la cellule photovoltaïque, de l'analyse et l'évaluation des performances de cette dernière [22].

Dans ce qui suit on va exposer deux modèles pratiques : Modèle à deux exponentielles, et Modèle à cinq paramètres, Leurs validités ont été étudiées pour différents éclairages et températures en concluant que le modèle à cinq paramètres est le plus précis. Suite à cette étude (Magister ENP 2003 [23]), on a choisi pour notre travail le modèle à cinq paramètres.

## 1.5. Modélisation du comportement électrique d'une cellule photovoltaïque

### 1.5.1. Modèle à deux exponentielles

Pour modéliser de façon plus précise le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN, il faut prendre en compte le photo-courant produit  $I_{ph}$  mais aussi l'effet Joule qui se traduit par des pertes d'énergie dans les résistances série,  $R_s$  et parallèle,  $R_p$ . L'expression résultante correspondante à une caractéristique courant-tension pour une température et pour un éclairage donné, en mode générateur :

$$I = I_{ph} - \frac{(V + I.R_s)}{R_p} - I_{dd} - I_{dr} \quad (1.5)$$

Où :

$$I_{dd} = I_{0d} \left\{ \exp \left[ \frac{e}{K.T} \cdot (V + R_s.I) \right] - 1 \right\} \quad (1.5a)$$

$$I_{dr} = I_{0r} \cdot \left\{ \exp \left[ \frac{e}{K.T} \cdot (V + R_s.I) \right] - 1 \right\} \quad (1.5b)$$

Les paramètres du circuit équivalent (figure 1.7) sont donc au nombre de six :  $I_{ph}$ ,  $I_{0d}$ ,  $I_{0r}$ ,  $\eta$ ,  $R_s$  et  $R_p$ , le facteur de qualité pouvant prendre une valeur différente de l'unité. Nous nommons ce modèle VDEM (deux exponentielles, variable).

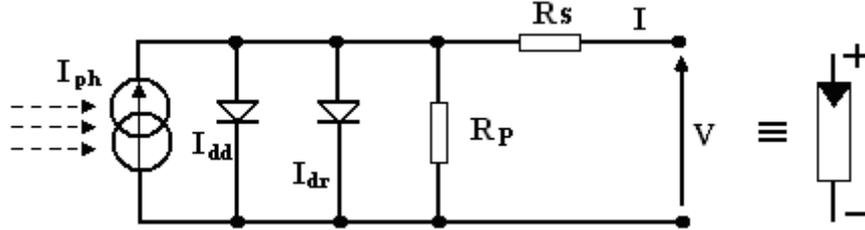


Figure 1.7. Schéma équivalent déduit de l'équation (1.5) à deux exponentielles d'une photopile réelle, tenant compte des pertes résistives dans une technologie moderne.

Ces paramètres varient avec le niveau d'éclairement et avec la température [24][25][26] selon les mécanismes impliqués, donc, selon le composant considéré.

Ce modèle à deux exponentielles donne une description précise de la caractéristique  $I(V)$  d'une photopile solaire fonctionnant comme générateur.

En mode photopile (diode éclairée),  $I_{ph}$  est non nul, le modèle devient :

$$I = I_{ph} - I_{S1} \left[ e^{\frac{q(V+IR_s)}{\eta_1 KT}} - 1 \right] - I_{S2} \left[ e^{\frac{q(V+IR_s)}{\eta_2 KT}} - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (1.6)$$

Avec :

$I_{ph}$  : Photo courant produit.

$I_{S1}$  et  $I_{S2}$  : Les courants de saturation des diodes.

$\eta_1$  et  $\eta_2$  : Les facteurs d'idéalité de la diode.

$R_s$  et  $R_p$  : La résistance série et la résistance parallèle, respectivement.

$T$  : La température absolue en Kelvin.

Le photo-courant  $I_{ph,max}$  est atteint à une insolation maximale, on l'exprime souvent par : ( $I_{ph} = S \cdot I_{ph,max}$ ) avec  $S$  : pourcentage d'insolation.

Il est évident que la caractéristique courant-tension selon l'équation (1.6) dépend fortement de l'insolation et de la température. La dépendance de la température est encore amplifiée par les propriétés du photo-courant  $I_{ph}$  et les courants de saturations inverses des diodes qui sont donnés par [27].

$$I_{ph}(T) = I_{ph} \Big|_{(T=298K)} \left[ 1 + (T - 298.K) \cdot (5.10^{-4}) \right] \quad (1.7)$$

$$I_{S1} = K_1 T^3 \cdot e^{-\frac{E_g}{KT}} \quad (1.8)$$

$$I_{S2} = K_2 T^{\frac{5}{2}} e^{-\frac{E_g}{KT}} \quad (1.9)$$

Où  $E_g$  est la bande d'énergie du semi-conducteur, avec :

$$(K_1 = 1,2 A / cm^2 \cdot K^3) \quad (1.10)$$

$$\left( K_2 = 2,9 \cdot 10^5 A / cm^2 \cdot K^{\frac{5}{2}} \right) \quad (1.11)$$

### 1.5.2. Modèle à cinq paramètres

Dans ce modèle, la cellule photovoltaïque est modélisée comme étant un générateur produisant un courant de court-circuit proportionnel à l'éclairement shunté par une diode qui a les caractéristiques de la cellule à l'obscurité, avec une résistance série  $R_s$ . Le modèle inclut également une résistance shunt  $R_{sh}$ . Le circuit équivalent est représenté ci-dessous.

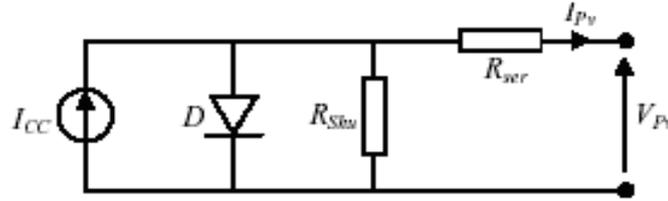


Figure 1.8. Schéma équivalent électrique de la cellule PV à cinq paramètres.

La loi de Kirchhoff nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I_{ph} = I_D + I_{pv} + I_{Rsh} \quad \text{donc} \quad I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_{Rsh}$$

L'expression résultante à une caractéristique courant-tension (I-V) après tout calcul est :

$$I_{PV} = I_{ph} - I_{Sat} \left[ \exp \left( \frac{V_{PV} + (I_{PV} * R_{ser})}{nV_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{PV} + (I_{PV} * R_{ser})}{R_{SHU}} \quad (1.12)$$

Avec :

$I_{ph}$  : Photo courant produit.

$I_{Sat}$  : le courant de saturation de la diode.

$n$  : Le facteur d'idéalité de la diode.

$R_{ser}$  et  $R_{shu}$  : La résistance série et la résistance parallèle, respectivement.

$V_T = \frac{kT}{e}$  : Le potentiel thermodynamique.

$T$  : La température absolue en Kelvin.

$k$  : la constante de Boltzmann ( $1,381 \cdot 10^{-23}$  J/K).

$e$  : la charge de l'électron ( $1,6 \cdot 10^{-19}$  C).

Les expressions de ( $I_{ph}$ ) et de ( $I_{Sat}$ ) le courant de saturation de la diode sont donnés par :

$$I_{ph}(T) = I_{ph} \Big|_{(T=298K)} \left[ 1 + (T - 298.K) \cdot (5 \cdot 10^{-4}) \right] \quad (1.13)$$

$$I_{Sat} = K_1 T^3 \cdot e^{-\frac{E_g}{KT}} \quad (1.14)$$

Ce modèle a l'avantage d'être simple et implantable sur bon nombre de simulateurs.

## 1.6. Les caractéristiques électriques d'une cellule PV

### 1.6.1. La courbe courant-tension d'une cellule PV

La caractéristique courant-tension, illustrée dans la figure (1.9), décrit le comportement de la cellule photovoltaïque sous l'influence des conditions météorologiques (niveau d'éclairement et température ambiants).

La courbe de la cellule solaire  $I=f(V)$  passe par trois points importants qui sont :

- Le courant de court-circuit  $I_{cc}$  en M ;
- La tension de circuit-ouvert  $V_{oc}$  en S ;
- La puissance maximale en A.

La figure (1.9) montre bien qu'une cellule photovoltaïque ne peut être assimilée à aucun générateur classique (elle n'est ni un générateur de courant ni un générateur de tension).

En effet, sa caractéristique se divise en trois parties :

- la zone MN où la cellule se comporte comme un générateur de courant  $I_{cc}$  proportionnel à l'éclairement ;
- la zone PS où la cellule se comporte comme un générateur de tension  $V_{co}$  ;
- la zone NP où l'impédance interne du générateur varie rapidement.

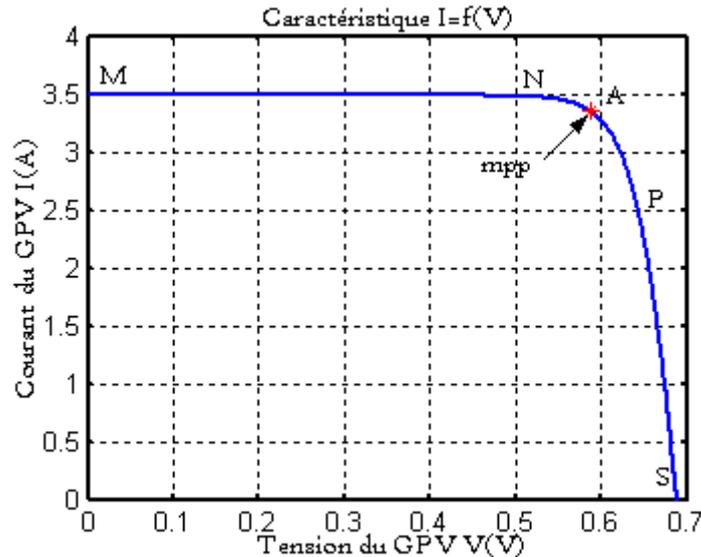


Figure 1.9. Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.

#### 1.6.1.1. Courant de court-circuit $I_{cc}$

Le courant de court-circuit  $I_{cc}$  de la cellule photovoltaïque est exprimé par l'expression suivante, lorsque la tension est nulle ( $V=0$ ) [28].

$$I_{cc} = I_{ph} - I_{sat} \left( e^{\frac{q(R_s I_{cc})}{AK_B T}} - 1 \right) - \frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}} \quad (1.15)$$

Il est directement proportionnel à l'énergie rayonnante reçue, c'est-à-dire à l'éclairement

$S(\text{W}/\text{m}^2)$ , à la température ambiante. A un niveau d'éclairement (égale à  $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ ), l'effet de la résistance série est négligeable (point M de la figure (1.9)). Dans ce cas, le courant de court-circuit peut être considéré comme étant équivalent au photo-courant  $I_{ph}$ .

On obtient sa valeur en branchant un ampèremètre aux bornes de la cellule.

### 1.6.1.2. Tension de circuit ouvert $V_{oc}$

La tension de circuit ouvert  $V_{oc}$  (point S de la figure (1.9)), est déterminée pour un courant de sortie nul ( $I=0$ ), elle peut être exprimée analytiquement suivant la formule :

$$V_{co} = \frac{AK_B T}{q} \ln\left(\frac{I_{ph} + I_{sat}}{I_{sat}}\right) \quad (1.16)$$

On l'obtient en branchant directement un voltmètre aux bornes de la cellule.

Dans les cellules PV au silicium, la tension  $V_{CO}$  est de l'ordre de 0,4 à 0,7 V et le courant  $I_{CC}$  est de l'ordre de  $12 \text{ mA}/\text{cm}^2$ .

### 1.6.1.3. La puissance caractéristique d'une cellule PV

Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairement, température), la puissance électrique  $P(\text{W})$  disponible aux bornes d'une cellule PV:

$$P = U \cdot I \quad (1.17)$$

$P(\text{W})$  : Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV.

$U(\text{V})$  : Tension mesurée aux bornes de la cellule PV.

$I(\text{A})$  : Intensité mesurée aux bornes de la cellule PV.

#### 1.6.1.3.1. La puissance maximale

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximale  $P_{\max, idéale}$  correspondrait donc à la tension de circuit ouvert  $V_{CO}$  multipliée par le courant de court-circuit  $I_{CC}$  :

$$P_{\max, idéale} = V_{CO} \cdot I_{CC} \quad (1.18)$$

$P_{\max, idéale} (\text{W})$  : La puissance mesurée aux bornes de la cellule PV.

$V_{CO} (\text{V})$  : La tension de circuit ouvert mesurée aux bornes de la cellule PV.

$I_{CC} (\text{A})$  : L'intensité de court-circuit mesurée aux bornes de la cellule PV.

En pratique, la courbe caractéristique d'une cellule PV est plus "arrondie" (figure 1.10), et la tension au point de puissance maximale  $V_{PMax}$  est inférieure à la tension de circuit ouvert  $V_{CO}$ , de même que le courant fourni  $I_{PMax}$  est inférieur, pour cette même tension, au courant de court-circuit  $I_{CC}$ , l'expression de la puissance à ce point est donnée par :

$$P_{Max} = V_{PMax} \cdot I_{PMax}$$

## 1.6.2. Rendement

Nous pouvons définir le rendement d'une cellule photovoltaïque comme le quotient de la puissance maximale et de la puissance lumineuse reçue par la cellule.

$$\eta = \frac{P_{opt}}{S\Phi} \quad (1.19)$$

$\Phi$  : Le flux reçu en  $W/m^2$ .

$S$  : La surface effective de la cellule en  $m^2$ .

### 1.6.3. Le facteur de forme

On appelle facteur de forme  $f$  le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule  $P_{Max}$ , dans des conditions d'éclairement, de température donnés, et le produit du courant de court-circuit  $I_{CC}$  par la tension de circuit ouvert  $V_{CO}$

$$f = \frac{P_{Max}}{(V_{CO} \cdot I_{CO})} \quad (1.20)$$

$f$  : Facteur de forme.

$P_{Max}$  (W) : Puissance maximale aux bornes de la cellule PV.

$V_{CO}$  (V) : Tension de circuit ouvert.

$I_{CC}$  (A) : Intensité de court-circuit.

A partir de cette définition, pour une cellule dont la caractéristique I-V est rectangulaire (source de courant), le facteur de forme sera donc unitaire. Ainsi le facteur de forme  $f$  est de l'ordre de 70 % pour une cellule de fabrication industrielle.

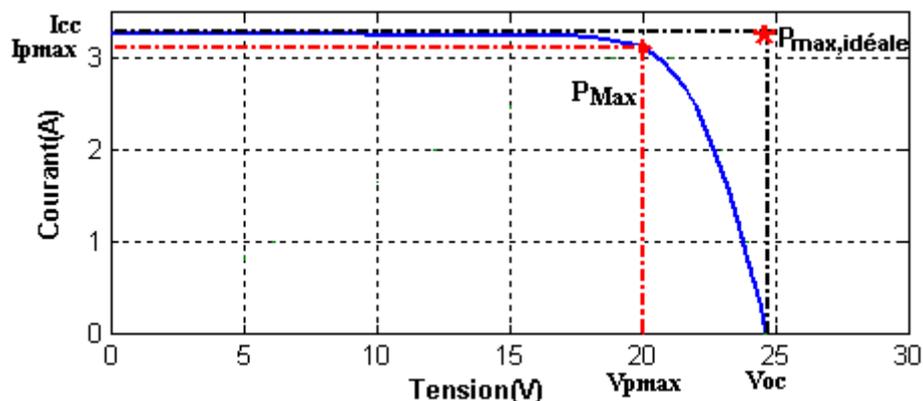


Figure 1.10. Puissance maximale idéale et celle de l'approche pratique.

## 1.7. De la cellule au générateur photovoltaïque (PV)

La puissance électrique produite par une cellule industrialisée est très faible typiquement de 1 à 3W avec une tension de moins d'un volt [29].

Une cellule en tant que telle, étant donnée la faible tension à ses bornes ne suffit pas pour constituer à elle seule un générateur PV. Pour élever la tension, les cellules sont commercialisées sous forme des modules photovoltaïques. La plupart des fabricants de modules associent 36 cellules en série. La surface élémentaire de chaque cellule est d'environ 10 x 10 cm. Notons que les cellules du futur seront réalisées sur des wafers de plus grande taille, de l'ordre de 30 x 30 cm, permettant d'atteindre des courants de court-circuit beaucoup plus importants.

### 1.7.1. Modules photovoltaïques

La tension générée par une cellule étant très faible, pour avoir des tensions compatibles avec les charges à alimenter, il faudra associer en série plusieurs cellules [30]. Celles-ci sont encapsulées dans une même structure pour former un module [30].

Le module photovoltaïque est donc un ensemble de cellules connectées en série, en parallèle ou en série parallèle. Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension.

La puissance des modules photovoltaïques s'exprime en Watt-crête. Cette dernière représente la puissance que peut fournir un module si sa charge est optimale et s'il est soumis à une irradiance de  $1000\text{W/m}^2$ , alors que la température des cellules est de  $25^\circ\text{C}$  [31].

### 1.7.2. Constitution d'un générateur photovoltaïque (PV)

En associant les cellules PV en série (ajout des tensions de chaque cellule) ou en parallèle (somme des intensités de chaque cellule), on peut constituer un générateur PV selon les besoins des applications visées les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaités.

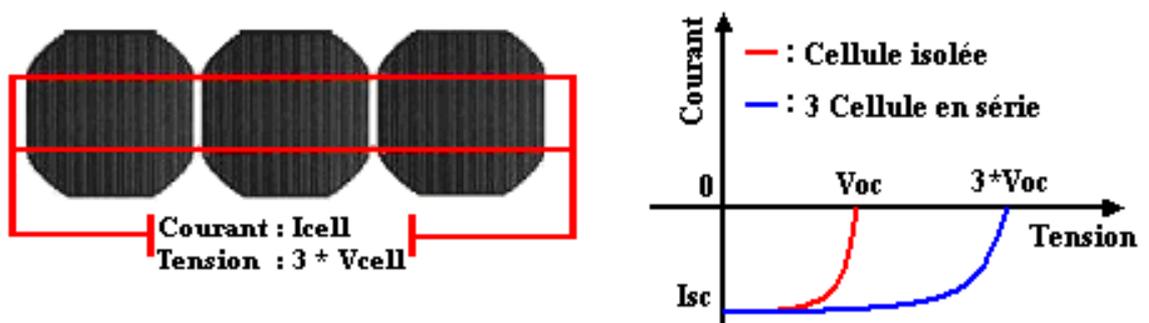


Figure 1.11. Cellules connectées en série avec leur caractéristique courant-tension.

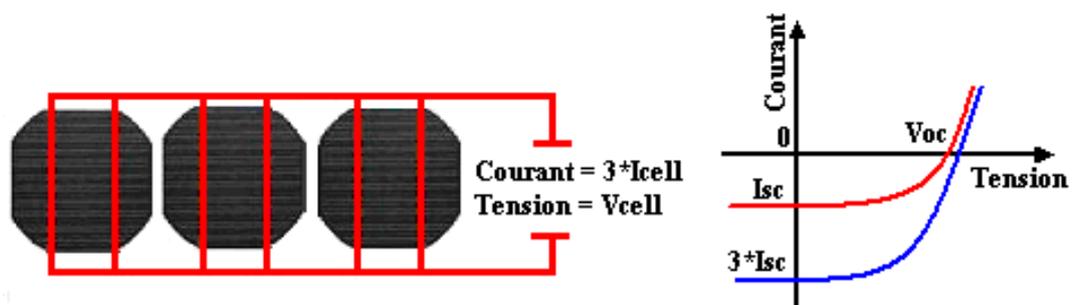


Figure 1.12. Cellules connectées en parallèle avec leur caractéristique courant-tension.

La considération du modèle de circuit équivalent Figure 1.7 mène à l'équation pour une rangée photovoltaïque de cellules (généralement appelée un module solaire ou une rangée solaire) avec  $Z$  nombres de cellules photovoltaïques raccordées en série (1.21) [27].

$$I = I_{ph} - I_{S1} \left[ e^{\frac{q(V+IZR_s)}{Z\eta KT}} - 1 \right] - I_{S2} \left[ e^{\frac{q(V+IZR_s)}{Z\eta KT}} - 1 \right] - \frac{V+IZR_s}{ZR_p} \quad (1.16)$$

De même la considération du modèle de circuit équivalent Figure 1.8 (modèle à cinq paramètres) mène à l'équation suivante pour une rangée photovoltaïque de cellules, avec  $n_s$  cellules photovoltaïques raccordées en série (1.21)

$$I = I_{ph} - I_s \left[ e^{\frac{q(V + n_s R_s)}{m K n_s T}} - 1 \right] - \frac{V + I n_s R_s}{n_s R_{sh}} \quad (1.22)$$

Les expressions de  $I_{ph}$ ,  $I_{S1}$ ,  $I_{S2}$  et de  $I_{Sat}$  sont donnés par (1.7), (1.8), (1.9) et (1.14) :

Ces modules alors peuvent être encore arrangés en série ou en parallèle pour réaliser les tensions et les valeurs de courant désirés pour le système.

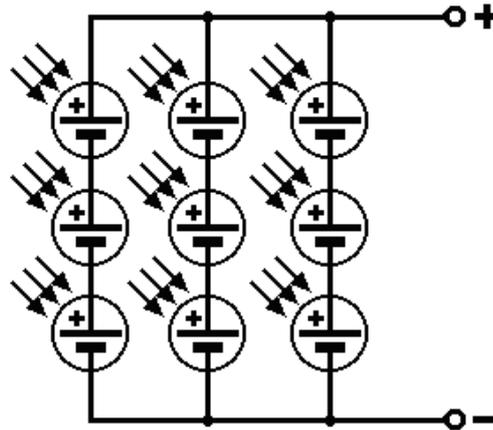


Figure 1.13. Ensemble de cellules PV montées en série-parallèle pour former un module PV.

Pour obtenir donc une force électromotrice supérieure à 12 volts il est nécessaire de mettre en série plusieurs cellules de 0,68 volts. Par exemple un module fournissant 24.48 volts à vide est constitué de 36 cellules. Par contre, la mise en parallèle de cellules permet d'obtenir un courant d'intensité plus grande. Le câblage série-parallèle est utilisé pour obtenir un générateur aux caractéristiques souhaitées.

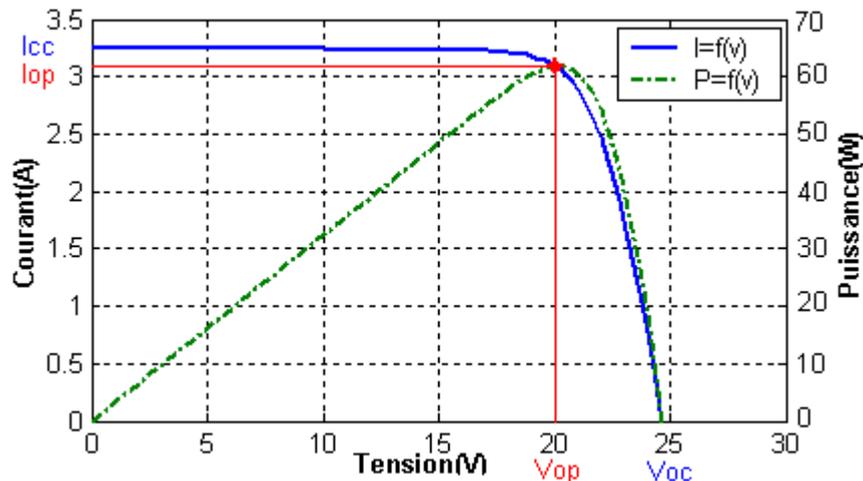


Figure 1.14. Comportement d'un générateur PV décrit par 36 cellules en série identiques à celle de la figure 1.8

### 1.7.2.1. Association de modules photovoltaïques

Dans un groupement de  $n_s$  modules en série, tous sont traversés par le même courant. la

figure 1.15 montre la caractéristique résultante ( $I_{sc}, V_{sc}$ ) d'un tel groupement dans des conditions idéales, obtenue pour  $n_s$  modules identiques ( $I_{cc}, V_{co}$ ) en sommant les caractéristiques élémentaires à courant constant :  $V_{sc} = n_s * V_{co}$ .

Pour un groupement de  $n_p$  modules identiques en parallèle (figure 1.16) :  $I_{pcc} = n_p * I_{cc}$

Avec :

( $I_{sc}, V_{sc}$ ), le couple (courant, tension) résultant de association série de  $n_s$  modules.

( $I_{pcc}, V_{pco}$ ), le couple (courant, tension) résultant de association parallèle de  $n_p$  modules.

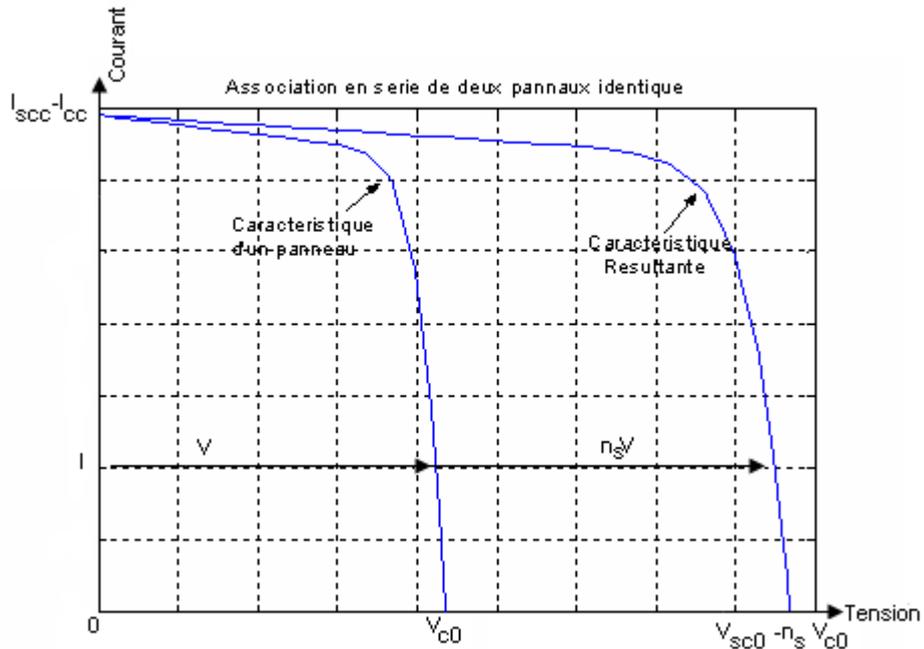


Figure 1.15. Caractéristiques du groupement série des modules photovoltaïques.

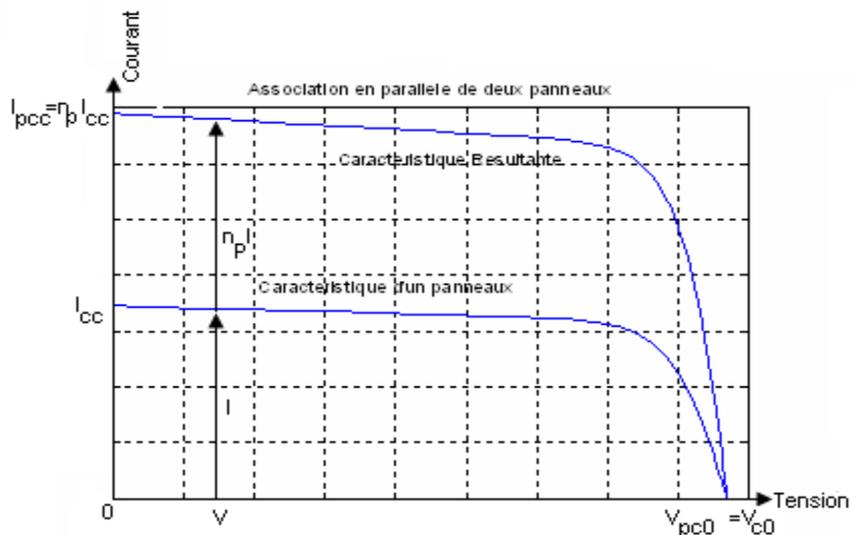


Figure 1.16. Caractéristiques du groupement parallèle des modules photovoltaïques. Ainsi, en généralisant à  $N_n$  cellules en série et  $N_m$  cellules en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV ainsi constitué est donnée par :

$$P_{PV} = N_n \cdot V_{PV} \cdot N_m \cdot I_{PV} \quad (1.23)$$

Avec :

$N_n$  et  $N_m$  respectivement, le nombre de cellules en série et le nombre de cellules en parallèle,  $V_{PV}$  et  $I_{PV}$  respectivement, la tension et le courant de la cellule PV.

### 1.7.3. Le panneau solaire

Actuellement, la valeur de la puissance d'un module va de quelques Watt crêtes à quelques dizaines de Watt crêtes. Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série et/ou en parallèle des modules formant ainsi le générateur ou panneau photovoltaïque ou encore (champ solaire photovoltaïque) [30].

#### Remarque :

Si l'on désire avoir un générateur PV ayant un courant de sortie plus intense, il faudra soit faire appel à des cellules PV de plus grandes surfaces et de meilleur rendement, soit associer plusieurs modules PV de caractéristiques similaires en parallèle.

La première constatation qu'on peut faire est que pour qu'un générateur PV ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les ( $N_n \times N_m$ ) cellules se comportent toutes de façon identique. Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (éclairage, température, vieillissement et inclinaison).

En résumé, la puissance du générateur PV sera optimale si chaque cellule fonctionne à sa puissance maximale notée  $P_{\max}$ . Cette puissance est le maximum d'une caractéristique P(V) du générateur, et correspond au produit d'une tension optimale notée  $V_{op}$  et d'un courant optimal noté  $I_{op}$

$$P_{op} = N_n \cdot N_m \cdot P_{\max} = N_n \cdot N_m \cdot V_{op} \cdot I_{op} \quad (1.24)$$

### 1.7.4. Comportement d'un générateur photovoltaïque (PV)

De par sa constitution, un générateur PV aura un comportement plus ou moins optimisé et pourra ainsi produire plus ou moins de puissance comme nous avons pu le constater dans une première analyse faite au paragraphe précédent.

L'objectif ici dans cette étude est de montrer l'influence d'un certain nombre de paramètres extérieurs telle que (l'ensoleillement ou irradiation, la température) sur le générateur PV.

#### 1.7.4.1. Influence d'un changement d'éclaircement

La puissance délivrée par un générateur PV dépend de l'irradiation qu'il reçoit, cette puissance est proportionnelle au flux comme le montre l'exemple de la figure 1.17. En effet, pour un module donné, l'influence de l'éclaircement représenté simplement par une source de courant proportionnelle à l'irradiation peut être faite en première approximation. La figure 1.17, représente les résultats de simulation obtenus.

Notons aussi la légère diminution de la tension du circuit ouvert  $V_{CO}(V)$  suite à une chute du flux lumineux.

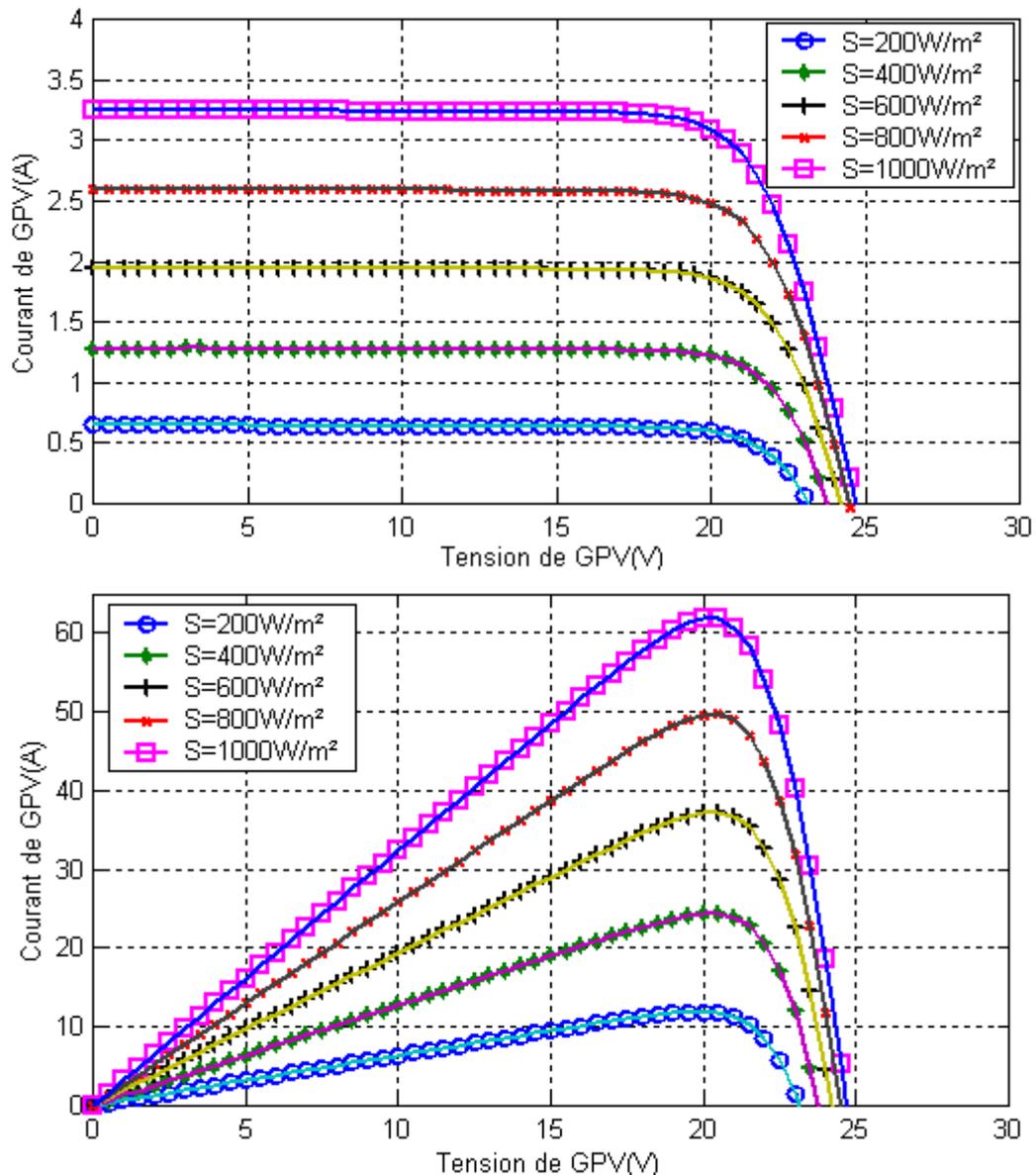


Figure 1.17. Résultats de simulation des caractéristiques I(V) et de la puissance délivrée par le générateur PV en fonction de différentes irradiation reçu à  $T=25^{\circ}\text{C}$ .

#### 1.7.4.2. Influence de la température

La température est un paramètre important dans le comportement des cellules photovoltaïques. En effet si l'on considère l'équation 1.6, on s'aperçoit que le courant délivré par chaque cellule dépend de la température interne de la jonction PN qui constitue la cellule PV. En effet le courant gagne un petit peu d'intensité lorsque la température augmente; ceci peut être expliqué par une meilleure absorption de la lumière, le gap baissant lorsque la température augmente. Ainsi on s'aperçoit que la tension de circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température ( $T$ ) augmente. Par conséquent, on perd de la puissance disponible aux bornes du générateur PV. La figure 1.18 montre cet effet.

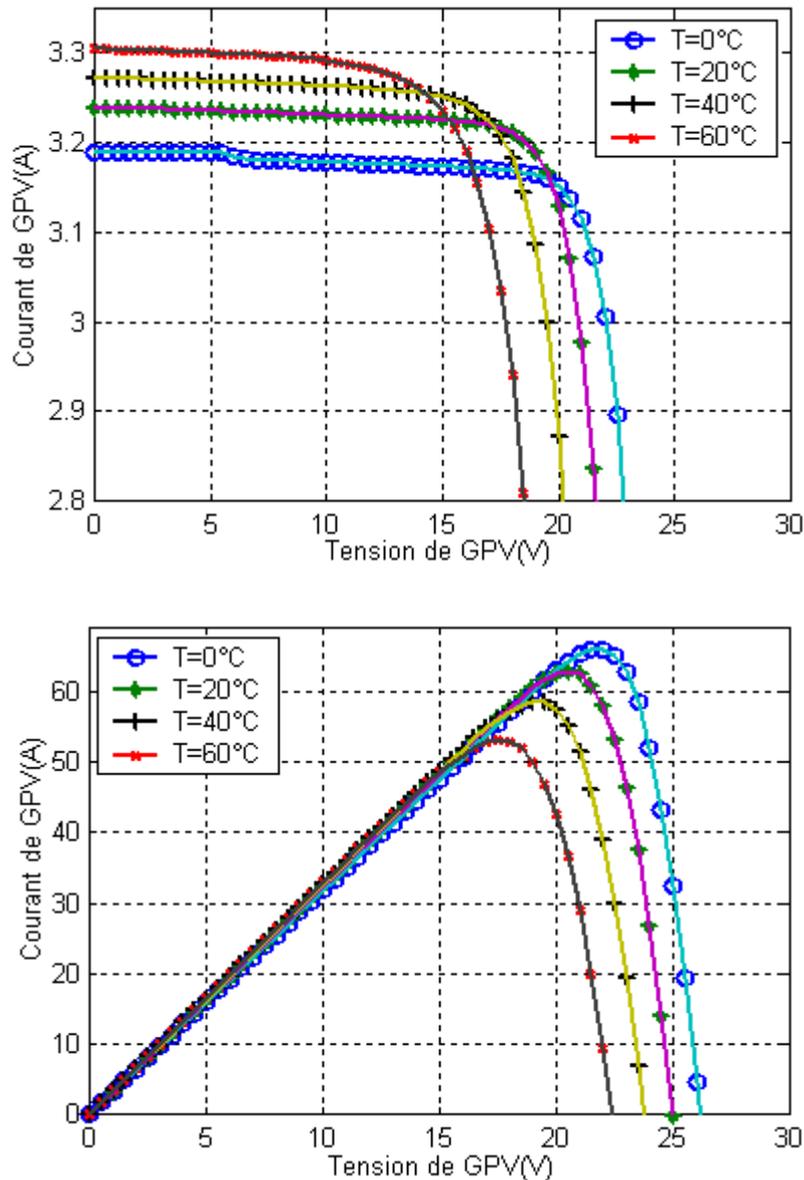


Figure 1.18. Influence de la température  $T$  effective des cellules PV sur la caractéristique électrique  $I=f(V)$  et la puissance maximale du générateur PV à  $\Phi=1000 \text{ W/m}^2$ .

Les chutes de tensions sont dues à une augmentation du courant de saturation inverse dans la diode (voir les équations (1.8), (1.9) et (1.14)). Le courant  $I_s$  est le résultat de la variation de la température de la concentration des porteurs intrinsèques [32].

#### 1.7.4.3. Influence de l'éclairement inhomogène

Lorsque les diverses cellules d'un générateur PV ne sont pas éclairées de manière identique, (feuilles d'arbre tombées à l'automne, conditions d'exposition des ombres d'infrastructures de bâtiments) un comportement nouveau apparaît pour le générateur PV [33]. Certaines cellules recevant moins d'énergie peuvent alors devenir réceptrices, (apparaissent donc comme des charges). Comme elle le montre la figure 1.19.

**Remarque :**

Des poussières sur l'ensemble des capteurs peuvent sous certaines conditions produire des résultats semblables mais dans des proportions réduites. En effet, l'éclairement bien qu'inhomogène n'est pas complètement occulté sur une partie de la surface des capteurs PV, on s'aperçoit que la puissance délivrée par le générateur chute parfois même fortement par rapport à la puissance normalement produite sous éclairement homogène.

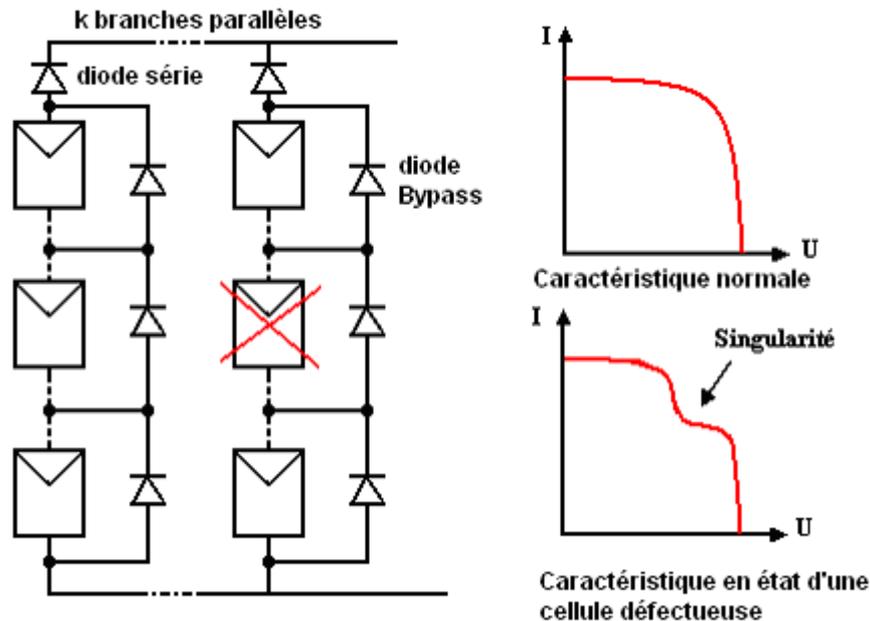


Figure 1.19. Caractéristiques électriques d'un générateur PV ayant des diodes de protection (dites diodes By-pass).

Si nous analysons ce qui se passe aux bornes des cellules qui sont moins éclairées que le reste du panneau PV, nous nous apercevons que ces cellules au lieu d'être génératrices deviennent réceptrices. Par conséquent, il en résulte de mauvaises performances puisque c'est les cellules les moins éclairées qui imposent leurs performances aux autres, elles risquent aussi de s'échauffer excessivement et même de se détruire définitivement si le défaut persiste.

### 1.8. Contexte de l'étude sur les systèmes de conversion photovoltaïques (PV)

Plusieurs études ont montrées qu'un certain nombre d'améliorations pouvaient être faites pour augmenter le rendement et la fiabilité de ce type de systèmes de conversion, dont un grand nombre étaient déjà commercialisés. En effet, si l'on considère le fonctionnement d'un générateur PV à base de cellules en silicium, comme il est décrit dans la première partie de ce chapitre, les premières améliorations à effectuer pour gagner en rendement sont :

- 1- Améliorer le refroidissement des cellules PV qui permettrait de gagner environ 20 % de rendement sur la totalité des capteurs PV par un refroidissement judicieux. En

effet, le rendement de conversion photons-électrons décroît rapidement au fur et à mesure que la température interne de la cellule augmente.

- 2- Améliorer la connectique entre les différents panneaux PV par une architecture appropriée. En effet, une perte de rendement de 20% supplémentaire est à noter sur les systèmes existants entre la puissance qu'ils pourraient théoriquement délivrer et celle effectivement transférée à la charge. Cette perte est communément imputée à l'interface de puissance entre les panneaux et la charge.

On peut remarquer aussi que la puissance de sortie d'un panneau solaire ne dépend pas uniquement de la température et de l'insolation, mais aussi de la tension  $V$  de fonctionnement. Le point de la puissance maximale indiqué comme MPP (maximum power point) sur la figure 1.14 est le point désiré pour le fonctionnement d'une rangée photovoltaïque pour obtenir un rendement maximal en puissance. Les valeurs correspondantes pour la tension et le courant s'appellent respectivement  $V_{OP}$  et le  $I_{OP}$ .

Les courbes de puissances représentées respectivement sur les figures 1.17 et 1.18, montrent explicitement que la puissance de sortie d'un module solaire  $P_{OP}$  est subordonnée directement aux changements, de l'intensité de lumière incidente sur le module solaire, ainsi que la température de l'environnement, en conséquence la tension  $V_{OP}$  et le courant  $I_{OP}$  de fonctionnement changent constamment avec le changement de ces variables environnementales.

Pour remédier à ces contraintes, un équipement spécifique, doit être mis entre le module solaire et la charge dont le rôle est l'adaptation des deux équipements (module solaire/charge) pour un meilleur transfert d'énergie vers la charge. Ce dernier peut augmenter d'une manière significative le rendement de puissance et cela en ajustant la charge du système de telle manière que la tension  $V$  de service soit toujours approximativement égale à la tension  $V_{OP}$  de fonctionnement optimal.

$$V = V_{OP} + \delta \quad (1.25)$$

$\delta$  : Représente la correction introduite par l'équipement qui est aussi petite que possible.

Sachant qu'un écart de 10% de la tension de service  $V$  par rapport à la tension optimale  $V_{OP}$  enregistre une perte de puissance de service  $P$  de presque 25% de la puissance optimale  $P_{OP}$  figure 1.20.

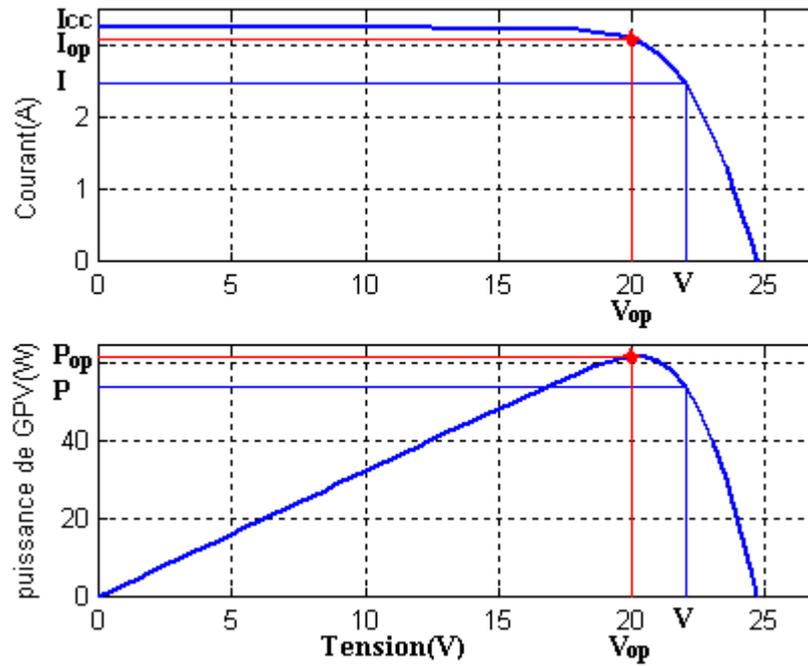


Figure 1.20. Point de puissance maximale (PPM), puissance et courant correspondant à  $V_{OP}$ .

Comme on peut remarquer sur la figure 1.21, une distribution des points de puissances maximales (PPM) sous forme d'un champ de points formant une surface, qui sont représentés en fonction de la variation de la température et de l'ensoleillement. En conséquence de l'analyse de la distribution des points, toute installation photovoltaïque dotée d'un équipement adéquat (contrôleur MPPT) va lui assurer un fonctionnement optimal en un endroit quelconque de la surface énergétique correspondant à un changement donné en température ou en ensoleillement ou bien les deux simultanément.

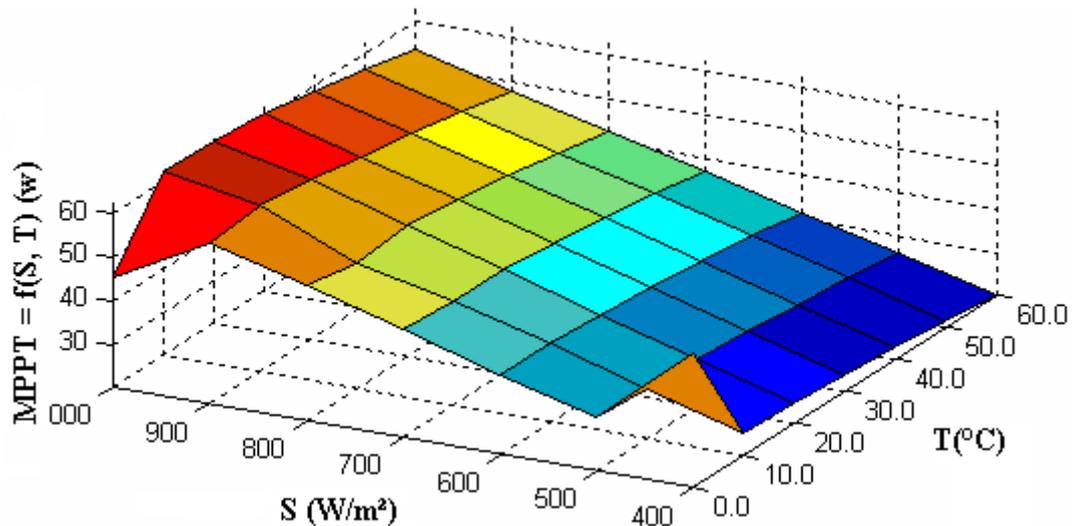


Figure 1.21. Champ de distribution spatiale des points de puissances maximales en fonction des changements climatiques en température et en ensoleillement.

## 1.9. Étude et Présentation d'un système de captage photovoltaïque

### 1.9.1. Architecture générale d'un système photovoltaïque (PV)

L'intérêt essentiel des générateurs photovoltaïques est la possibilité d'autonomie énergétique qu'ils permettent. Les premiers générateurs ont été utilisés en 1958 pour les satellites Vanguard, puis très largement par la suite pour l'espace. Les premières installations photovoltaïques utilisées au sol datent de 1956 et ont été conçues pour des applications en sites isolés et principalement dans les pays en voie de développement où les réseaux de distribution d'énergie sont généralement restreints aux grands centres urbains.

Un système photovoltaïque (PV) se compose dans son ensemble d'un champ de modules (générateur photovoltaïque) et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, appelé aussi « Balance of System » ou BOS, comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale, à savoir la structure rigide (fixe ou mobile) pour poser les modules, le câblage, moyen de stockage : la batterie en cas de stockage et son régulateur de charge, d'un convertisseur continu/continu (CC) permettant d'alimenter le bus continu et de poursuivre le point de puissance maximum, et l'onduleur (convertisseur CC/CA) lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif [34]. La figure (1.22) montre le schéma de principe d'un système photovoltaïque (PV) autonome.

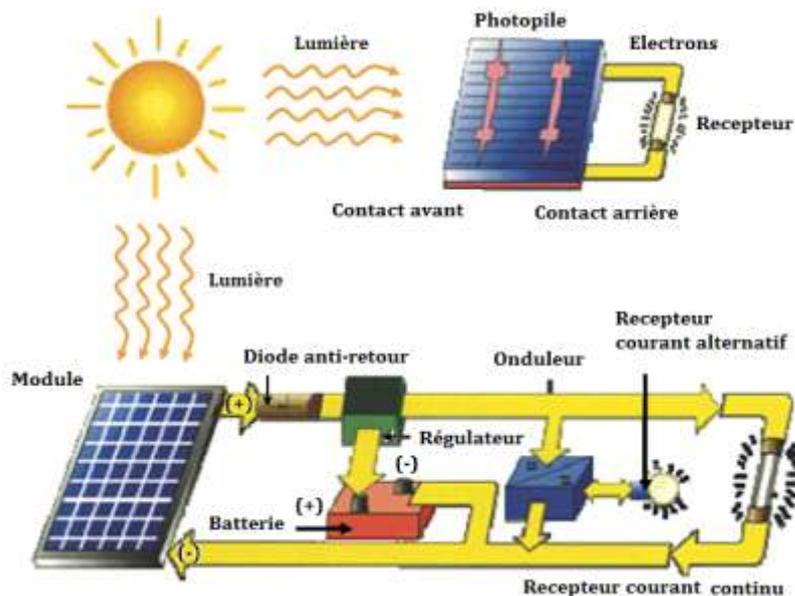


Figure 1.22. Schéma de principe d'un système photovoltaïque (PV) autonome.

Dans un système PV basique, l'énergie produite est directement consommée par l'utilisateur ; les fonctions « Stocker » et « Transformer » dépendent de l'application visée. La figure 1.23 détaille les différentes configurations de systèmes photovoltaïques [22].

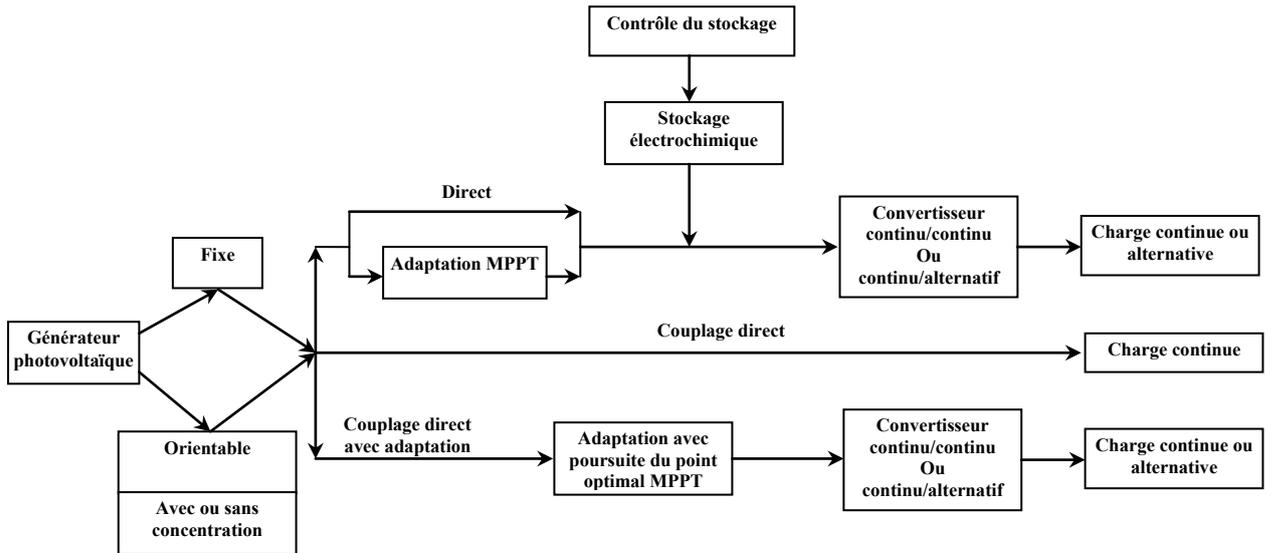


Figure 1.23. Architecture générale d'un système photovoltaïque [35].

Dans la suite de ce travail, nous continuons à présenter les différents éléments constitutifs de système photovoltaïque à savoir la batterie de stockage, en effet, la puissance délivrée par un panneau est importante dans les heures d'ensoleillement maximal, ce qui nécessite un élément de stockage. C'est ainsi que nous allons décrire le type de système de stockage a utilisé et sa composition interne sans oublier d'illustrer son principe de fonctionnement.

### 1.10. Batterie

L'un des inconvénients majeur des systèmes photovoltaïques réside dans les pénuries permanentes de l'énergie solaire, qui est dû aux diverses raisons. On dénote; l'apport périodique de l'énergie solaire (alternances jour/nuit, été/hiver) et l'effet météorologique aléatoire, la durée d'ensoleillement qui est subordonnée aux différentes saisons (position du soleil par rapport au zénith), ...etc.

En conséquence, chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis de l'apport énergétique solaire, le stockage de l'électricité se révèle alors très important. Pour cela le système tampon le plus couramment utilisé pour les systèmes photovoltaïques est la batterie d'accumulateurs électrochimiques bien connue dans le domaine automobile.

Les accumulateurs électrochimiques sont des générateurs "réversibles" c'est à dire pouvant stocker l'énergie électrique sous forme chimique puis la restituer à tout moment sur demande grâce à la réversibilité de la transformation. Ces réactions consistent en des oxydations et des réductions au niveau des électrodes, le courant circulant sous forme d'ions dans l'électrolyte et sous forme d'électrons dans le circuit raccordé à la batterie.

De nombreux types d'accumulateurs électrochimiques existent (Pb, CdNi, NiZn, ...), toutefois un des plus anciens et des plus couramment utilisés dans l'automobile est l'accumulateur au plomb. Celui-ci subit des perfectionnements constants pour améliorer ses performances en vue de l'utilisation la mieux adaptée au photovoltaïque.

### 1.10.1. Composition interne d'une batterie plomb-acide

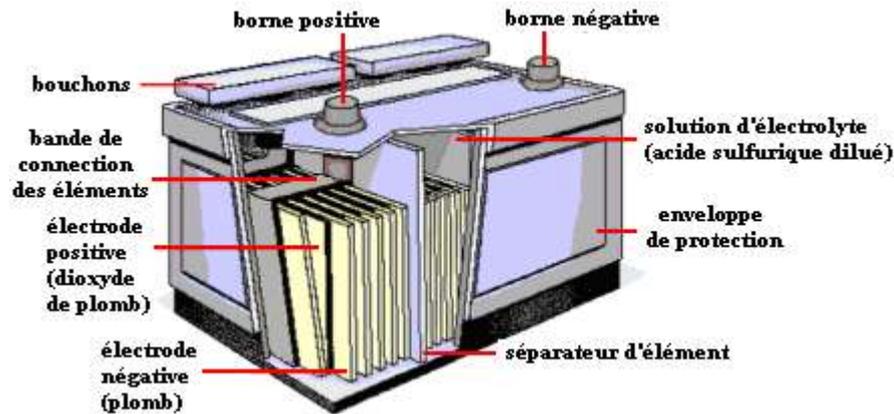


Figure 1.24. Composition interne d'une batterie plomb-acide.

Une batterie plomb-acide est généralement composée de :

1. L'électrode positive ( $PbO_2$ ) est une plaque rectangulaire en plomb renforcée par des nervures entre lesquelles sont disposées des lamelles ou des tubes constitués par des oxydes de plomb.
2. L'électrode négative est une plaque de plomb à surface gaufrée dont les alvéoles sont garnis de plomb spongieux.
3. L'électrolyte est une solution d'acide sulfurique ( $H_2SO_4$ ) dont la densité varie en fonction de l'état de charge de la batterie.
4. Organisation : L'énergie qu'on peut emmagasiner dans un accumulateur étant proportionnelle à la surface des électrodes, on a intérêt à augmenter leurs dimensions. Pour éviter un trop grand encombrement, on constitue deux faisceaux de plaques parallèles positives et négatives intercalées. L'ensemble des plaques est immergé dans l'électrolyte contenu dans un bac en matière isolante (verre ou matière plastique).

### 1.10.2. Principe de fonctionnement

Pendant la décharge, la concentration de l'acide sulfurique ( $H_2SO_4$ ) décroît. Inversement, l'acide sulfurique se reforme pendant la charge. Le moyen le plus sûr de vérifier l'état de charge est de mesurer la densité de l'électrolyte, ce qui permet de connaître la concentration en acide.

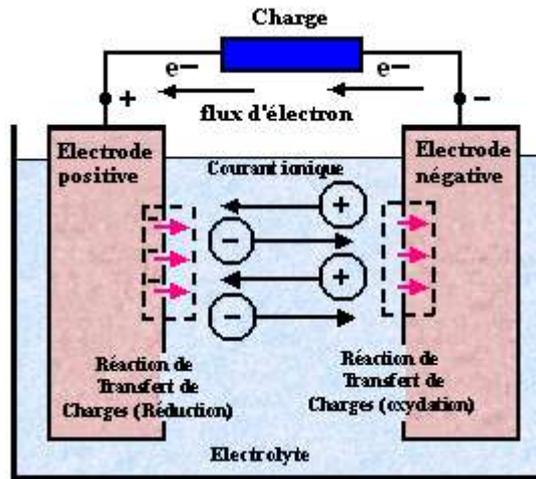


Figure 1.25. Cellule électrochimique à plomb de base.

En fin de charge, si on prolonge le passage du courant, l'hydrogène et l'oxygène résultant de la décomposition de l'eau finissent par se dégager à l'état gazeux sur les électrodes (Electrolyse), appelé aussi phénomène de dégazage. Si la décharge se produit trop longtemps, ou si on ne surveille pas la concentration d'acide sulfurique, celui-ci peut attaquer les plaques en donnant du sulfate de plomb qui n'est plus détruit par la suite. L'accumulateur se sulfate, il finit par devenir inutilisable.

### 1.10.3. Caractéristiques

#### 1.10.3.1. Tension

La tension aux bornes d'un élément d'accumulateur au plomb est voisine de 2V. Sa valeur varie entre 1,7 V et 2,4 V suivant l'état de charge en conditions normales de fonctionnement.

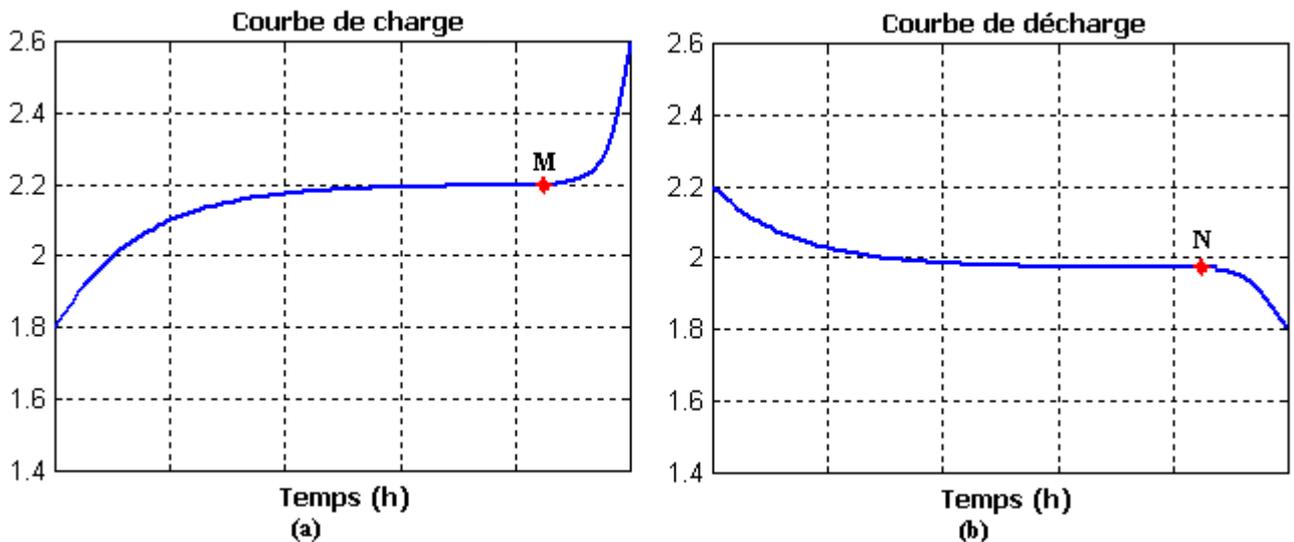


Figure 1.26. Comportement de l'accumulateur au plomb vis-à-vis le phénomène de charge et décharge, (a) Courbe de charge, (b) Courbe de décharge.

### 1.10.3.2. Charge

Pendant la charge, l'accumulateur est un récepteur. Si on trace graphiquement la différence de potentiel à ses bornes en fonction du temps, on constate qu'après un court régime transitoire elle s'établit aux environs de 2,2 V.

En fin de charge (point **M**) figure 1.26 (a), on note un accroissement rapide de la tension. Les plaques, complètement polarisées, ne retiennent plus l'oxygène et l'hydrogène dégagés. La fin de charge est atteinte à 2,6 V en charge cyclique.

En charge flottante (régulation de charge) on se limite entre 2,25 V et 2,35 V par élément.

### 1.10.3.3. Décharge

Pendant la décharge, la force électromotrice varie, en fonction du temps comme l'indique la figure 1.26 (b). Pendant une assez longue durée d'utilisation, elle reste remarquablement constante à la valeur de 2V environ. À partir du point **N**, elle diminue brusquement (1,8 V), il faut alors recharger l'accumulateur, sous peine de voir apparaître la sulfatation des plaques.

En pratique, on ne descend pas en général en dessous de 20 % de la capacité batterie. Sinon, la sulfatation entraîne une perte de capacité et une augmentation de la résistance interne d'où baisse de tension.

### 1.10.3.4. Résistance interne

La résistance interne d'un accumulateur est toujours très faible et négligeable en général dans les applications numériques. Cette faible résistance interne présente d'ailleurs un inconvénient : quand les deux bornes sont accidentellement réunies par un conducteur lui-même peu résistant, la résistance totale du circuit reste très faible, l'intensité du courant débité est considérable, l'accumulateur, mis ainsi en court-circuit, est rapidement rendu hors usage.

### 1.10.3.5. Capacité

On appelle capacité la quantité d'électricité, évaluée habituellement en ampères-heures (Ah), qu'un accumulateur chargé peut faire circuler pendant la période de décharge. La capacité d'un élément est fonction du régime de décharge, la capacité nominale ( $C_n$ ) d'une batterie étant donnée, généralement, pour un régime de décharge en 10 h (C/10).

Pour un régime de décharge plus élevé ( $I > C/10$ ) la capacité diminue.

Pour un régime de décharge plus faible ( $I < C/10$ ) la capacité augmente.

Le courant de décharge est évalué en fractions de la capacité exprimée en Ah (ex : C/100).

#### **Exemple :**

Un accumulateur de 100 Ah à C/10 peut fournir un courant de 10 A pendant 10h. Sa capacité sera réduite à 80 Ah pour un régime de décharge à  $I = C/5 = 20$  A tandis que la capacité pourra être augmentée à 140 Ah pour un régime de décharge à  $I = C/100 = 1$  A.

La capacité d'un élément est fonction de sa température : ses variations vont dans le même sens que celles de la température.

### 1.11. Modélisation de la batterie

Le modèle de batterie le plus simple [36][37][38] se compose d'un ensemble de force électromotrice en série avec une résistance interne. Mais il se trouve que ce modèle ne peut pas expliquer une autre réalité de la batterie, c'est que lorsque la batterie est mise en circuit ouvert, cette dernière perd sa charge électrique avec le temps.

Lu, de Liu, et de Wu [39] utilisent un modèle qui a été à l'origine développé par Salameh, Casacca, et Lynch dans [40] et [41] comme il est représenté sur la figure 1.27. C'est une amélioration du modèle généralement utilisé de circuit équivalent de Thevenin. Le modèle de Thevenin décrit le comportement primaire d'une batterie correctement, mais n'explique pas les propriétés lentement changeantes d'une batterie telles que l'augmentation et la diminution de la tension de fonctionnement provoquée par le processus de la charge et de la décharge.

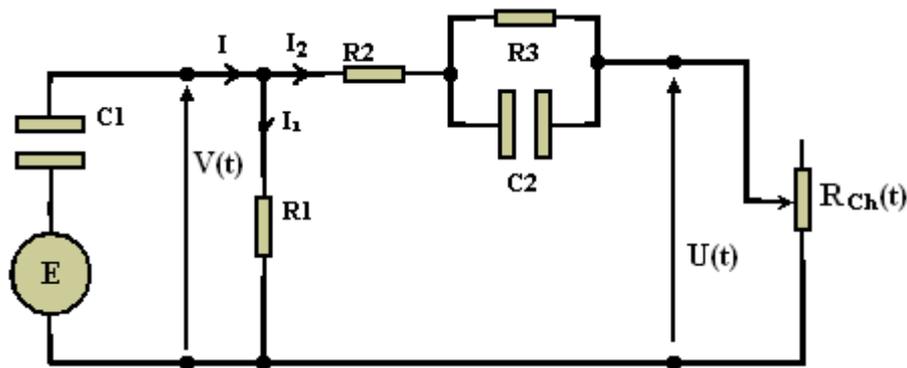


Figure 1.27. Modèle électrique équivalent d'une batterie plomb-acide.

Ce nouveau modèle de batterie inclut les composants équivalents pour toutes les caractéristiques de fonctionnement principales d'une batterie plomb-acide : La capacité électrochimique de la batterie est représentée par le condensateur  $C_1$  ayant une tension  $V(t)$  à ses bornes qui est donnée par :

$$V(t) = \frac{q(t)}{C_1} + E \quad (1.26)$$

Avec :

$q(t)$  est la charge électrique du condensateur  $C_1$  au temps  $t$ , son énergie est donné par l'équation :

$$W_C = \frac{1}{2} C_1 V^2(t) \quad (1.27)$$

Pendant le comportement de la capacité d'une batterie est autre que le comportement de la capacité d'un simple condensateur.

Cela se concrétise au niveau de l'équation (1.26), à  $t = 0 \Rightarrow V_C = \frac{q(0)}{C} = 0$ , or que celle de la batterie ne vaut pas zéro à son plus bas état de charge,  $V(0) = E$  c'est équivalent à un condensateur ayant un niveau minimum de charge, qui est modélisé par une source de tension  $E$  en série avec le condensateur  $C_1$ , et qui est équivalent à une énergie minimale  $W_{C_1, \min}$ .

$R_1$  est une résistance de fuite, c'est à travers elle que s'effectue la décharge d'une batterie

en circuit ouvert.  $R_2$  résistance en bloc d'électrolyte et de plaque et  $R_3$  résistance de la diffusion d'électrolyte, ce sont des résistances internes de valeurs faibles de quelques Ohms.  $U(t)$  est la tension mesurée au niveau des bornes externes de la batterie.

Lorsque la capacité de la batterie  $C_1$  est entièrement chargée cet état est représenté par un niveau maximum de son énergie  $W_{C_1, \max}$ .

$$W_{bat} = W_{C_1, \max} - W_{C_1, \min} = \frac{1}{2} C_1 V_{\max}^2(t) - \frac{1}{2} C_1 V_{\min}^2(t) = \frac{1}{2} C_1 (V_{\max}^2(t) - V_{\min}^2(t)) \quad (1.28)$$

L'énergie  $W_{bat}$  est donnée en (KWh).

On peut à ce moment exprimer la tension de la batterie  $U(t)$  en fonction de la tension de la batterie en circuit ouvert et les autres composants  $R_2$ ,  $R_3$  et  $C_2$  avec la constante de temps  $\tau = R_3 C_2$ .

$$U = U_{OC} + R_3 \left( 1 - \exp\left(-\frac{t}{\tau}\right) \right) I_2 + R_2 I_2 \quad (1.29)$$

La figure 1.27 peut être mathématiquement exprimée dans le domaine fréquentielle représentant l'impédance équivalente d'entrée d'une batterie plomb-acide.

$$Z(s) = R_2 + R_3 (C_2 + R_1) C_1 = R_2 + \frac{R_3}{R_3 C_2 s + 1} + \frac{R_1}{R_1 C_1 s + 1} \quad (1.30)$$

Pour une utilisation dans le modèle mathématique du système, l'équation (1.30) peut être transformée sous la forme suivante :

$$Z(s) = \frac{a_2 s^2 + a_1 s + a_0}{b_2 s^2 + b_1 s + b_0} \quad (1.31)$$

$$a_2 = R_1 R_2 R_3 C_1 C_2, \quad a_1 = R_2 R_3 C_2 + R_1 R_2 C_1 + R_1 R_3 C_1 + R_1 R_3 C_2, \quad (1.32)$$

$$a_0 = R_1 + R_2 + R_3, \quad b_2 = R_1 R_3 C_1 C_2, \quad b_1 = R_1 C_1 + R_3 C_2, \quad b_0 = 1.$$

C'est la forme finale du modèle mathématique de la batterie qui sera employé dans les simulations.

## 1.12. Conclusion

Cet état de l'art préliminaire a permis de présenter les points qu'il faut améliorer sur les systèmes de conversion photovoltaïque (PV). En effet, étant donnée la recrudescence d'intérêts sur les énergies renouvelables, il est nécessaire, si l'on souhaite que le PV connaisse l'essor espéré dans l'avenir, d'améliorer et de sécuriser ce type de conversion d'énergie.

Tout le long de ce travail, il est à noter qu'un effort important dans le domaine commence à se faire sentir, notamment du point de vue des publications scientifiques. Aujourd'hui, étant donnée la maturité des travaux dans ce domaine, un effort vers l'industrialisation dans un futur proche pourra être fait sur la base des derniers résultats de recherche.

## Chapitre 2

### CONVERTISSEURS CONTINU/CONTINU (DC/DC)

#### 2.1. Introduction

Pour convertir l'énergie solaire avec un meilleur rendement, il est indispensable de travailler avec un point de fonctionnement à puissance maximale. Le générateur photovoltaïque fournit sa pleine puissance en un point de fonctionnement bien déterminé dans la caractéristique  $I=f(V)$ . En effet, il serait judicieux de se positionner en ce point précis, mais malheureusement il fluctue dans de larges proportions à cause des variations de la température et de l'éclairement.

L'utilisation des convertisseurs DC-DC permet le contrôle de la puissance électrique dans les circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé qui dans notre cas va nous permettre de poursuivre le point de fonctionnement optimum. Aussi nous allons essayer d'illustrer quelques détails des circuits de ces convertisseurs ainsi que les modèles mathématiques qui leurs correspondent.

Dans ce chapitre nous allons voir les principes de fonctionnement des hacheurs qui sont des convertisseurs directs du type continu-continu, dont le rôle primordial est de transformer une puissance d'entrée  $P_e = V_e I_e$  en une puissance de sortie  $P_s = V_s I_s$  ( $V_s \neq V_e$ ) avec un rendement en conversion  $\eta = \frac{P_s}{P_e} = \frac{V_s I_s}{V_e I_e}$  très grand (proche de 100%). En effet, contrairement aux alimentations classiques (linéaire) qui utilisent un transistor ballast qui dissipe  $(V_e - V_s)I_s$ , les alimentations à découpage mettent en œuvre un commutateur qui travaille en tout ou rien.

Les circuits des hacheurs se composent de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements. Le commutateur est réalisé avec un dispositif semi-conducteur, habituellement un transistor MOSFET ou un IGBT.

Pendant le fonctionnement du hacheur, le transistor sera commuté à une fréquence constante  $f_s$  avec un temps de fermeture égal à  $(d \cdot T_s)$  et un temps d'ouverture égal  $((1-d) \cdot T_s)$ , où :

- $T_s$  est la période de commutation qui est égale à  $1/f_s$ .
- $d$  le rapport cyclique du commutateur ( $d \in [0,1]$ ) (figure 2.1).

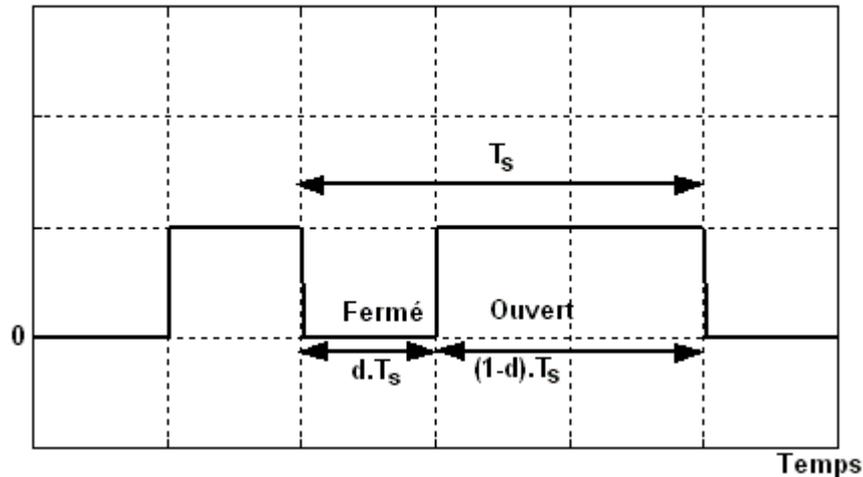


Figure 2.1. Représentation de la sortie d'un commutateur en ouverture/fermeture sur une période

## 2.2. Type de convertisseurs

Il y a différents types de convertisseurs DC-DC. Une première distinction est à faire entre le convertisseur à isolement galvanique entre la sortie et l'entrée et le convertisseur qui présente une borne commune entre l'entrée et la sortie (Notez que dans le cas de l'isolement galvanique le rendement se verra affecté d'au moins 10%, ce qui est inadmissible dans le cas par exemple des applications en énergie photovoltaïque).

Dans les convertisseurs à stockage d'énergie, on distingue :

- Les éleveurs (BOOST) dans lesquels  $V_s > V_e$ .
- Les abaisseurs (BUCK) dans lesquels  $V_s < V_e$ .

Il y a aussi un type (BUCK-BOOST), mélange entre les deux précédents : c'est le « FLYBACK » traduction : volant sur le dos, car  $V_s$  est inversée par rapport à  $V_e$ .

## 2.3. Hacheur dévolteur « Buck »

Le convertisseur dévolteur (figure 2.2) peut être souvent trouvé dans la littérature sous le nom de hacheur Buck ou hacheur série. Ce dernier qui est un interrupteur ne peut relier que deux sources de type différent courant/tension ou l'inverse.

L'utilisation du Buck dans les systèmes de conversions photovoltaïques est tout à fait adéquate, étant donné que le générateur photovoltaïque est une source de courant continu, tandis que le récepteur qui est généralement la batterie, a la nature d'une source de tension. Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie inférieure, où le rapport de conversion  $M = V_o/V_i$  change avec le rapport cyclique  $d$  du commutateur.

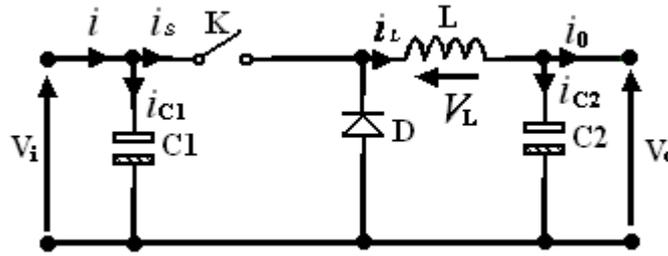


Figure 2.2. Circuit idéal du hacheur série

À l'état conducteur de l'interrupteur  $K$ , pendant la durée  $t_{ON}$  c-à-d  $d \in [0, d.T_s]$ , la diode se bloque et un courant circulera dans la charge à travers l'inductance, cette dernière stocke une énergie :

$$W = \frac{1}{2} L I_L^2 \quad (2.1)$$

Lors des commutations successives de l'interrupteur  $K$ , le courant à l'intérieur de l'inductance aura deux composante l'une est constante égale à la valeur moyenne du courant sur une période du hachage, tandis que la composante variable est égale à :

- Lorsque  $K$  est fermé :

$$(\Delta I_L)_{ON} = \frac{V_e - V_S}{L} t_{ON} \quad (2.2)$$

- Lorsque  $K$  est ouvert, la self se décharge dans la sortie pendant le temps  $t_{OFF}$  :

$$(\Delta I_L)_{OFF} = \frac{V_S}{L} t_{OFF} \quad (2.3)$$

Ces variations du courant sur un cycle du hachage engendrent des ondulations donc des harmoniques, mais on peut écrire en régime permanent, pour dire qu'à une exactitude près les ondulations peuvent être négligées et le signal peut être rapproché à sa composante constante.

$$\left( I_S = \frac{V_S}{R_L} \right) \Rightarrow (\Delta I_{LON}) + (\Delta I_{LOFF}) = 0 \quad (2.4)$$

On obtient alors l'expression fondamentale :

$$V_S = \frac{t_{ON}}{t_{ON} + t_{OFF}} V_e \quad (2.5)$$

En appelant  $T$  la période de récurrence d'état de  $K$ , on peut écrire  $T = t_{ON} + t_{OFF}$  ce qui permet d'écrire :

$$V_S = \frac{t_{ON}}{T} V_e \quad (2.6)$$

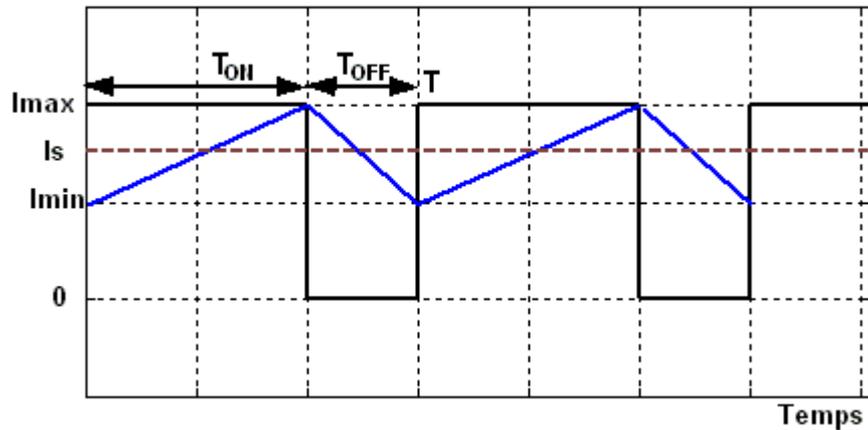


Figure 2.3. Courant dans la self du hacheur série

Ce régime de conduction de courant est appelé le régime continu.

Lorsque  $T > t_{ON} + t_{OFF}$ , le régime est appelé conduction discontinue (figure 2.4). Dans ce cas le courant de sortie vaut :

$$I_S = \frac{I_M}{2T} (t_{ON} + t_{OFF}) = \frac{V_e - V_S}{2TL} t_{ON}(t_{ON} + t_{OFF}) = \frac{V_S}{R_L} \quad (2.7)$$

Ainsi,

$$V_S = \frac{1}{1 + \frac{2LT}{t_{ON}^2} \frac{I_S}{V_e}} V_e \quad (2.8)$$

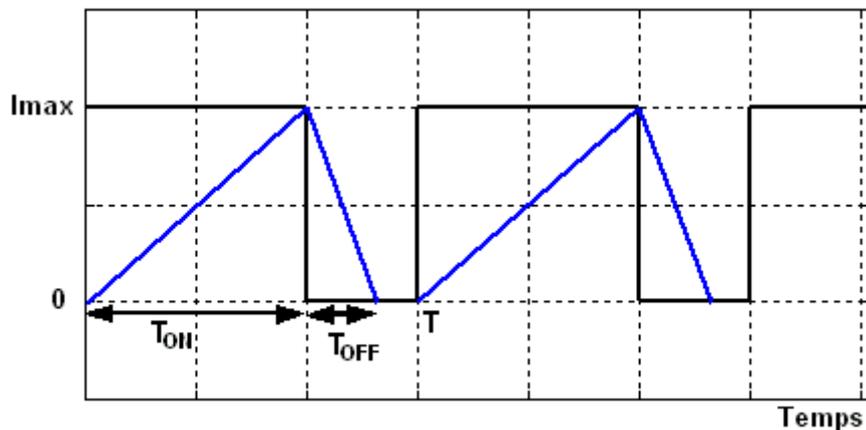
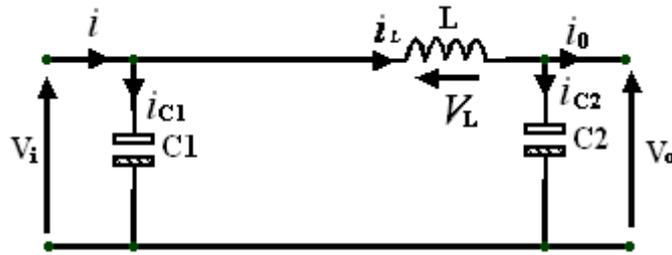


Figure 2.4. Courant en discontinuité dans la self du hacheur série

Savoir le comportement réel de ce convertisseur, nécessite de connaître en détail son modèle mathématique. Pour cela nous devons faire la représentation du circuit équivalent par les deux états du commutateur et de tirer par suite le modèle mathématique reliant les variables d'entrée/sortie. La figure 2.5 montre le schéma du circuit équivalent d'un convertisseur dévolteur avec le commutateur fermé, tandis que la figure 2.6 représente le convertisseur dévolteur avec le commutateur ouvert pendant  $(1-d)T_s$ .

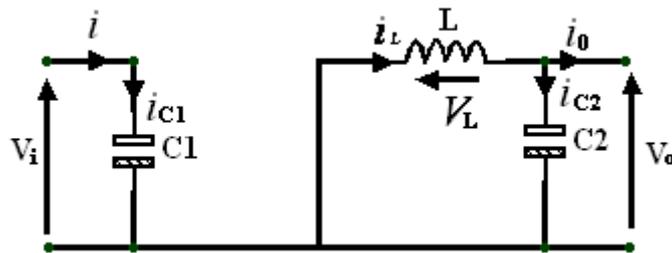
Figure 2.5. Schéma équivalent du hacheur série quand  $t \in [0, dTs]$ 

Lorsqu'on applique la loi de Kirchhoff sur le circuit ci-dessus on aura les équations suivantes :

$$i_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \quad (2.9)$$

$$i_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t), \quad (2.10)$$

$$V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t), \quad (2.11)$$

Figure 2.6. Schéma équivalent du hacheur série quand  $t \in [dTs, Ts]$ 

Les équations suivantes sont déduites de la figure ci-dessus.

$$i_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i(t), \quad (2.12)$$

$$i_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t), \quad (2.13)$$

$$V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -V_o(t), \quad (2.14)$$

Les équations de (2.9) à (2.14) sont les équations de base du hacheur dévolteur.

Les valeurs moyennes de la tension et du courant sont données par :

$$V_{l, moy} = \langle V_l \rangle = \frac{1}{T} \int_0^T V_l(t) dt = 0 \quad (2.15)$$

$$I_{c, moy} = \langle i_c \rangle = \frac{1}{T} \int_0^T i_c(t) dt = 0 \quad (2.16)$$

## 2.4. Le rapport de conversion

L'expression de la tension d'inductance peut être facilement dérivée de la forme d'onde sur la figure 2.7.

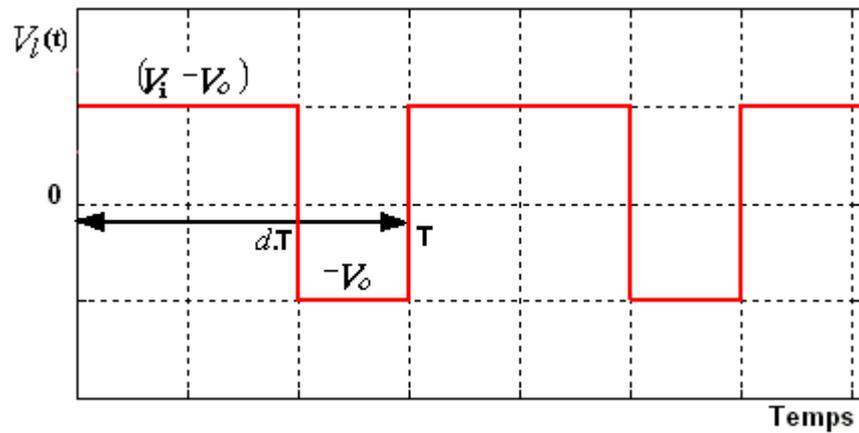


Figure 2.7. La caractéristique de la tension d'inductance  $V_L(t)$  pour un hacheur série

La tension moyenne d'inductance est égale à zéro en régime permanent :

$$V_L(t) = d(V_i - V_o) + (1-d)(-V_o) = 0 \quad (2.17)$$

Les équations de base qui décrivent les caractéristiques du courant continu à l'état d'équilibre d'un hacheur dévolteur sont :

$$d.V_i = V_o \quad (2.18)$$

$$I = d.I_L \quad (2.19)$$

$$I_i = I_o \quad (2.20)$$

On déduit donc de l'équation (2.18) que le rapport de conversion d'un hacheur dévolteur est donné par la relation (2.21) en considérant que le convertisseur est idéal (sans perte) :

$$M(d) = \frac{V_o}{V_i} = d \quad (2.21)$$

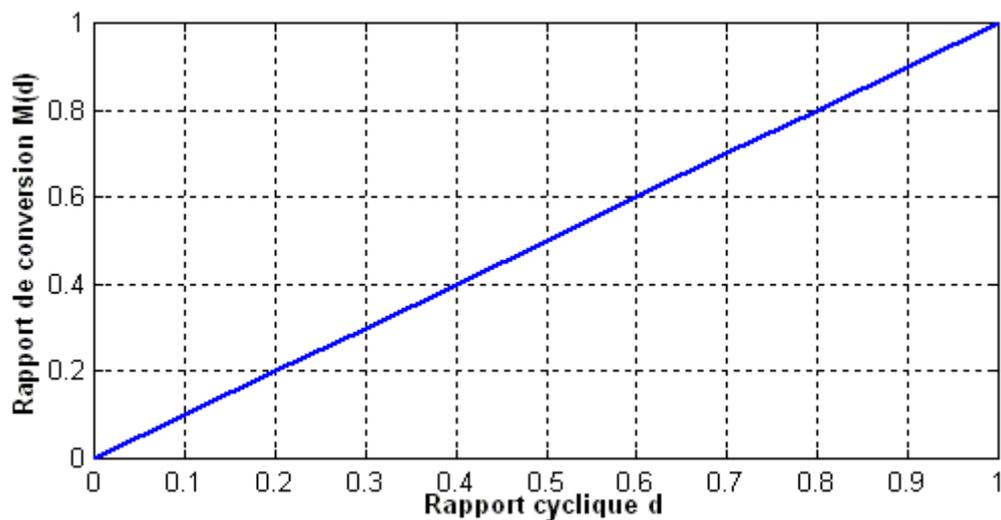


Figure 2.8. Le rapport de conversion  $M(d)$  pour un hacheur série

## 2.5. Hacheur survolteur « Boost »

Ce dernier est un convertisseur survolteur, connu aussi sous le nom Boost ou hacheur parallèle, son circuit de base est celui de la figure 2.9.

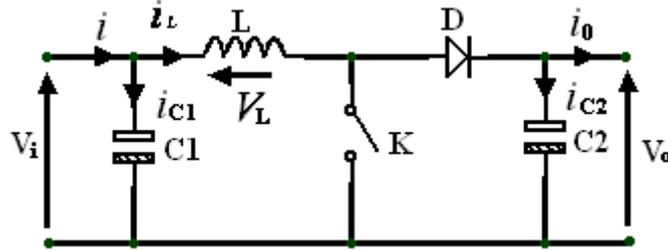


Figure 2.9. Schéma de principe d'un Boost

Son principe de fonctionnement est basé sur la position du commutateur  $K$  ouvert/fermé, lorsque ce dernier est fermé, pendant la durée  $t_{ON}$  c-à-d  $d \in [0, d.T_s]$ , dans cette phase le courant croît progressivement, ce qui laisse l'inductance stocker d'avantage d'énergie durant tout le temps de la fermeture de  $K$ . Puis le commutateur se bascule en ouverture c-à-d pendant la durée  $t_{OFF}$ ,  $d \in [d.T_s, T_s]$ , durant cette action de transition de la fermeture à l'ouverture l'inductance  $L$  s'oppose à la variation du courant  $I_L$  dans son circuit selon la loi de Lenz. Cette variation sollicite aussi la variation du flux magnétique dans son noyau, et donc elle génère une tension à ses bornes qui s'ajoute à la tension de source, le tout se trouve aux bornes du condensateur  $C_2$ . La grandeur du courant qui varie à l'intérieur de la self est donné par :

$$(\Delta I_L)_{OFF} = \frac{V_S - V_e}{L} t_{OFF} \quad (2.22)$$

On écrit alors en régime permanent, comme pour le BUCK :

$$(\Delta I_{L_{ON}}) + (\Delta I_{L_{OFF}}) = 0 \quad (2.23)$$

Ce qui conduit à l'expression fondamentale :

$$V_S = \frac{t_{ON} + t_{OFF}}{t_{OFF}} V_e \quad (2.24)$$

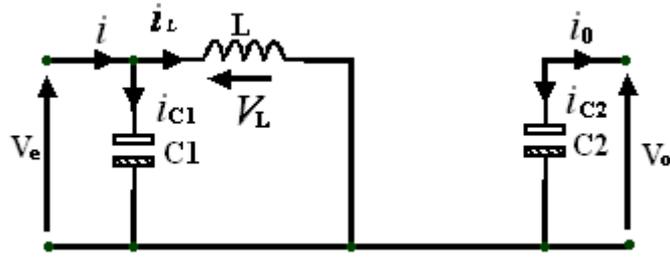
Une conduction discontinue est définie par un  $T > t_{ON} + t_{OFF}$  :

$$V_S = \left( 1 + \frac{t_{ON}}{2L} \frac{T V_e}{I_S} \right) V_e \quad (2.25)$$

Dans une conduction continue on a :

$$\frac{2L}{R_L T} > \left( \frac{V_e}{V_S} \right)^2 \left( 1 - \frac{V_e}{V_S} \right) \quad (2.26)$$

Afin de pouvoir synthétiser les fonctions du hacheur survolteur à l'état d'équilibre, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur  $K$ . celui de la figure 2.10, présente le circuit équivalent du Boost à  $K$  fermé c-à-d  $d \in [0, d.T_s]$ .

Figure 2.10. Schéma équivalent du hacheur survolteur à  $t \in [0, d.T_s]$ 

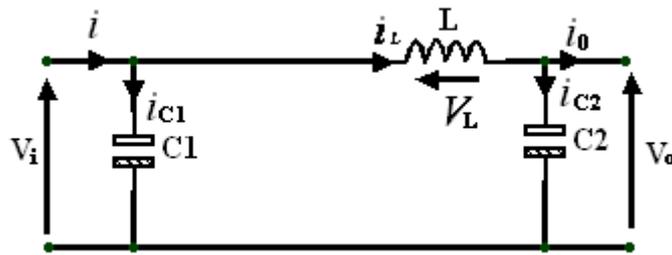
La loi de Kirchhoff nous amène à synthétiser les équations qui régissent le fonctionnement actuel :

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \quad (2.27)$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -i_o(t), \quad (2.28)$$

$$V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -V_i(t), \quad (2.29)$$

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

Figure 2.11. Circuit équivalent d'un hacheur survolteur à  $t \in [d.T_s, T_s]$ 

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \quad (2.30)$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t), \quad (2.31)$$

$$V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t), \quad (2.32)$$

En négligeant les ondulations créées par l'effet de commutation de l'interrupteur  $K$  au niveau du courant et de la tension, généralement par une approximation de ces grandeurs à leurs valeurs moyennes, on obtient une forme simplifiée des équations (2.27) à (2.29) comme suit :

$$i_{C1} = I - I_L \quad (2.33)$$

$$i_{C2} = -I_O \quad (2.34)$$

$$V_L = V_i \quad (2.35)$$

Tandis que les équations (2.30) à (2.32) donnent naissance aux équations simplifiées suivantes :

$$i_{C1} = I - I_L \quad (2.36)$$

$$i_{C2} = I_L - I_O \quad (2.37)$$

$$V_L = V_i - V_O \quad (2.38)$$

Les équations précédentes sont obtenues directement de l'équation suivante :

$$x(t) = \frac{1}{T_S} \int_t^{t+T_S} x(\tau) d\tau = \frac{1}{T_S} \left[ \int_t^{t+\alpha T_S} x|_{[0, \alpha T_S]}(\tau) d\tau + \int_{t+\alpha T_S}^{t+T_S} x|_{[\alpha T_S, T_S]}(\tau) d\tau \right] \quad (2.39)$$

En régime permanent  $i_{C1}$ ,  $i_{C2}$  et  $V_L$  sont approchés à leurs valeurs moyennes donc :

$$d \cdot i_{C1, ON} = -(1-d) i_{C1, OFF} \Rightarrow d \cdot i_{C1, ON} + (1-d) i_{C1, OFF} = 0, \quad (2.40)$$

$$d \cdot i_{C2, ON} = -(1-d) i_{C2, OFF} \Rightarrow d \cdot i_{C2, ON} + (1-d) i_{C2, OFF} = 0, \quad (2.41)$$

$$d \cdot V_{L, ON} = -(1-d) V_{L, OFF} \Rightarrow d \cdot V_{L, ON} + (1-d) V_{L, OFF} = 0, \quad (2.42)$$

$$\text{De l'équation (2.40) : } d(I - I_L) + (1-d) \cdot (I - I_L) = 0 \Rightarrow I = I_L \quad (2.43)$$

$$\text{De l'équation (2.41) : } d(-I_O) + (1-d)(I_L - I_O) = 0 \Rightarrow I_O = (1-d) I_L \quad (2.44)$$

$$\text{De l'équation (2.42) : } dV_i + (1-d) \cdot (V_i - V_O) = 0 \Rightarrow V_i = (1-d) V_O \quad (2.45)$$

Le rapport de conversion est déduit de l'équation :

$$M(d) = \frac{V_O}{V_i} = \frac{1}{(1-d)} \quad (2.46)$$

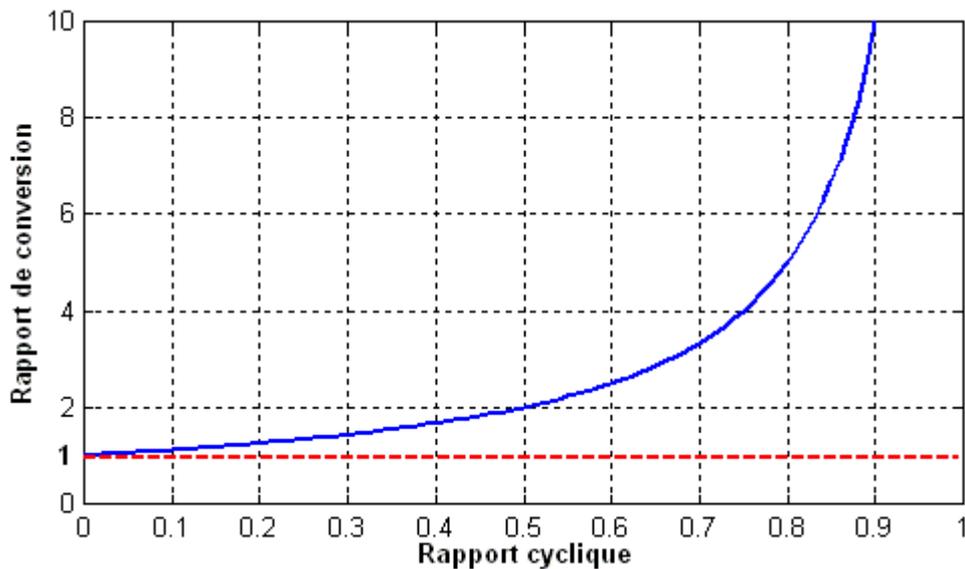


Figure 2.12. L'allure du rapport de conversion en fonction du rapport cyclique équation (2.46)

## 2.6. Hacheur dévolteur/survolteur « Buck-Boost »

Ce dernier a acquis les caractéristiques et les propriétés électriques des deux types évoqués précédemment, appelé aussi par « Flyback ». Il présente donc une sorte d'un transformateur hybride (abaisseur/élevateur) pour une tension d'entrée/sortie continue, son schéma de base est illustré par la figure 2.13.

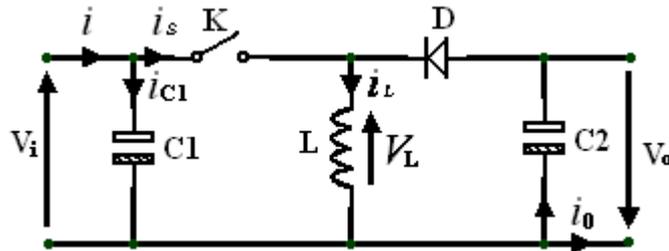


Figure 2.13. Circuit de base d'un Buck-Boost

Son principe de fonctionnement est basé essentiellement sur la position du commutateur  $K$  ouvert/fermé. Lorsque ce dernier est fermé, pendant la durée  $t_{ON}$  c-à-d  $d \in [0, d.T_s]$ , la diode est bloquée, tandis que le courant croît linéairement à l'intérieur de la self avec une pente égale  $\alpha = \frac{V_e}{L}$ , ce qui laisse l'inductance stocke d'avantage d'énergie durant tout le temps de la fermeture de  $K$ . Lorsque le commutateur s'ouvre c-à-d durant  $t_{OFF}$ ,  $d \in [d.T_s, T_s]$ , la diode conduit à travers l'inductance, où le courant décroît aussi linéairement avec une pente de  $\beta = \frac{-V_o}{L}$ .

Lorsque l'interrupteur  $K$  est fermé le circuit équivalent du « flyback » est montré sur la figure 2.14.

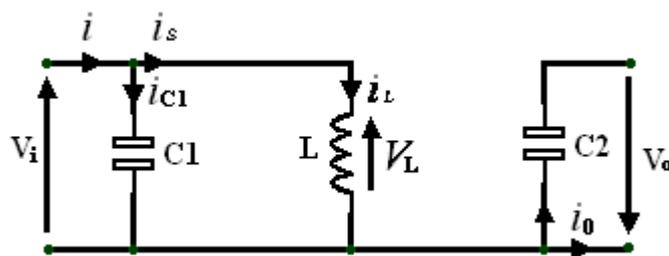


Figure 2.14. Circuit équivalent d'un Buck-Boost lorsque  $d \in [0, d.T_s]$

En appliquant la loi de Kirchhoff à ce circuit on obtiendra les équations suivantes :

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \quad (2.47)$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -i_o(t), \quad (2.48)$$

$$V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_i(t), \quad (2.49)$$

Lorsque l'interrupteur  $K$  est ouvert le circuit équivalent du « flyback » est montré sur la figure 2.15.

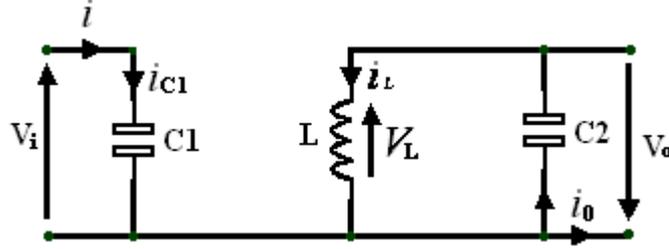


Figure 2.15. Circuit équivalent d'un Buck-Boost lors de  $d \in [d.T_s, T_s]$

Le modèle d'équation dans cette configuration est comme suit :

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i(t), \quad (2.50)$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t), \quad (2.51)$$

$$V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_o(t), \quad (2.52)$$

L'approximation des variables dynamiques des équations (2.47) à (2.49) à leurs valeurs moyennes donne les expressions suivantes :

$$i_{C1} = I - I_L \quad (2.53)$$

$$i_{C2} = -I_o \quad (2.54)$$

$$V_L = V_i \quad (2.55)$$

Tandis que pour les équations (2.50) à (2.52) les valeurs moyennes sont :

$$i_{C1} = I \quad (2.56)$$

$$i_{C2} = I - I_o \quad (2.57)$$

$$V_L = V_o \quad (2.58)$$

En régime permanent  $i_{C1}$ ,  $i_{C2}$  et  $V_L$  sont approchés à leurs valeurs moyennes donc :

$$d \cdot i_{C1,ON} = -(1-d) i_{C1,OFF} \Rightarrow d \cdot i_{C1,ON} + (1-d) i_{C1,OFF} = 0, \quad (2.59)$$

$$d \cdot i_{C2,ON} = -(1-d) i_{C2,OFF} \Rightarrow d \cdot i_{C2,ON} + (1-d) i_{C2,OFF} = 0, \quad (2.60)$$

$$d \cdot V_{L,ON} = -(1-d) V_{L,OFF} \Rightarrow d \cdot V_{L,ON} + (1-d) V_{L,OFF} = 0, \quad (2.61)$$

Après le développement des calculs on aura le rapport de conversion qui est égal à :

$$M(d) = \frac{V_o}{V_i} = - \frac{d}{(1-d)} \quad (2.62)$$

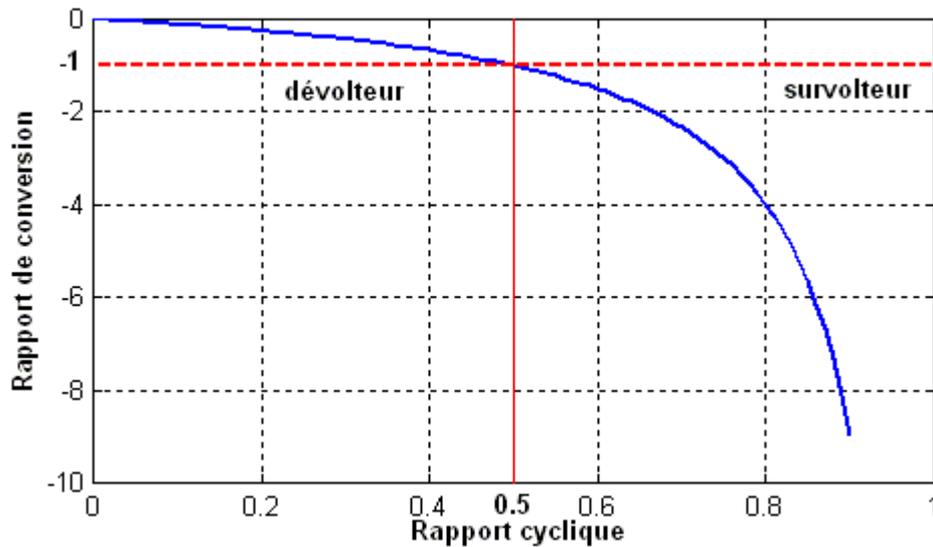


Figure 2.16. Rapport de conversion en fonction du rapport cyclique.

## 2.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons exposé brièvement quelques topologies de base des alimentations à découpages qui ne sont rien d'autre que des convertisseurs continus/continus. Ces dispositifs constituent une alternative aux anciennes alimentations stabilisées à caractéristique de sortie statique, où l'on aurait cherché à minimiser les défauts des alimentations stabilisées en terme de taille, d'encombrement, et de mauvais rendement en puissance, d'une part, et un apport de nouvelles fonctionnalités à la structure en terme d'adaptation à toute une gamme de valeurs désirées à la sortie du convertisseur d'autre part. Et cela par une incorporation d'un paramètre de commande d'adaptation, caractéristique qui leur confère une particularité intéressante dans la poursuite des consignes désirées.

## Chapitre 3

### COMMANDES SPÉCIFIQUES EN POURSUITE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMUM (MPPT) POUR LES SYSTÈMES PV

#### 3.1. Introduction

Aujourd'hui, compte tenu du prix élevé des générateurs PV et du faible rendement des dispositifs de conversion photons-électrons mis en œuvre (entre 12% et 17%), le développement de cette énergie à grande échelle nécessite avant tout une amélioration de ces systèmes de telle sorte qu'ils puissent fonctionner, à tout instant, à leur puissance maximale.

En effet, les études en simulations dans les paragraphes précédents ont bien montré que l'énergie des photons convertie en électricité est une fonction fortement variable selon l'éclairement et la température mais aussi selon la charge qui est connectée au générateur PV.

Pour remédier à cette dernière influence, des lois de commandes spécifiques ont été conçues et mises au point à partir de 1968 afin de permettre à ces dispositifs de produire leur maximum de puissance électrique, quelle que soit la charge [42].

Ainsi dans un système électrique comprenant une source et une charge, la recherche du point de fonctionnement optimal par des techniques d'optimisation représente ce qui est le plus important. Dans le cas du photovoltaïque, cette démarche est plus complexe du fait que la caractéristique des cellules dépend fortement de l'ensoleillement et de la température ambiante, entre autres. Il faut trouver un dispositif permettant de fonctionner à tout moment suivant le point de fonctionnement optimal.

En effet ce type de commande est souvent nommé dans la littérature 'Recherche du Point de Puissance Maximale' ou bien 'Maximum Power Point Tracking' en anglo-saxon (MPPT). Le principe de base, comme l'indique son nom, commun à toutes ces commandes est d'effectuer une recherche permanente du point de puissance maximale (PPM). Ainsi, la principale fonction effectuée par ces commandes est d'assurer, à tout instant, une parfaite adaptation entre le générateur PV et sa charge fonctionnant au point de puissance max, le rôle d'interface de puissance étant assuré par un convertisseur statique.

Il existe plusieurs variantes, en fonction :

- du rendement électrique global de la chaîne de conversion souhaité par l'utilisateur.
- de la nature de la conversion de puissance permettant la connexion et l'adaptation à une charge donnée (DC-DC, DC-AC), du raccordement à un réseau électrique local ou non, de la quantité de puissance à fournir ainsi que de sa qualité.
- des conditions d'utilisation de l'énergie PV dans différentes applications

qui peuvent être soit terrestres, soit spatiales.

- de la précision de la recherche du PPM, de sa rapidité, de sa robustesse vis à vis des différentes perturbations du système.

Dans ce chapitre, nous rappelons rapidement le fonctionnement d'un générateur PV connecté à une charge et comment à travers une commande adéquate, nous pouvons améliorer son fonctionnement.

Avant d'aborder l'étude de la commande que nous allons utiliser, nous présenterons un état de l'art sur les différentes lois de commandes MPPT possibles pouvant s'adapter à ce type de conversion d'énergie a été fait pour montrer l'état du domaine.

Nous nous sommes intéressés aux performances mais aussi aux inconvénients de chacune de ces lois. Nous les avons regroupées par famille selon le principe de base qu'elles utilisent.

Dans la simulation des différentes techniques MPPT on a utilisé 'SIMULINK' de MATLAB en raison de la possibilité de simuler des systèmes mixtes (continus et discrets).

Le système continu est utilisé pour la simulation des différentes parties analogiques (panneau solaire, batterie, MPPT analogique, convertisseur DC-DC). Le système discret est utilisé pour simuler les méthodes de tracking algorithmes 'perturbation et observation', 'incrémental conductance', etc.

Le 'SIMULINK' nous permet aussi de changer facilement les conditions atmosphériques (ensoleillement, température) afin d'évaluer la trajectoire de tracking du MPP des différentes techniques MPPT vis-à-vis des changements brusques ou lents de ces conditions. Il nous permet aussi de calculer les différents paramètres caractéristiques du système (efficacité, taux d'ondulation...).

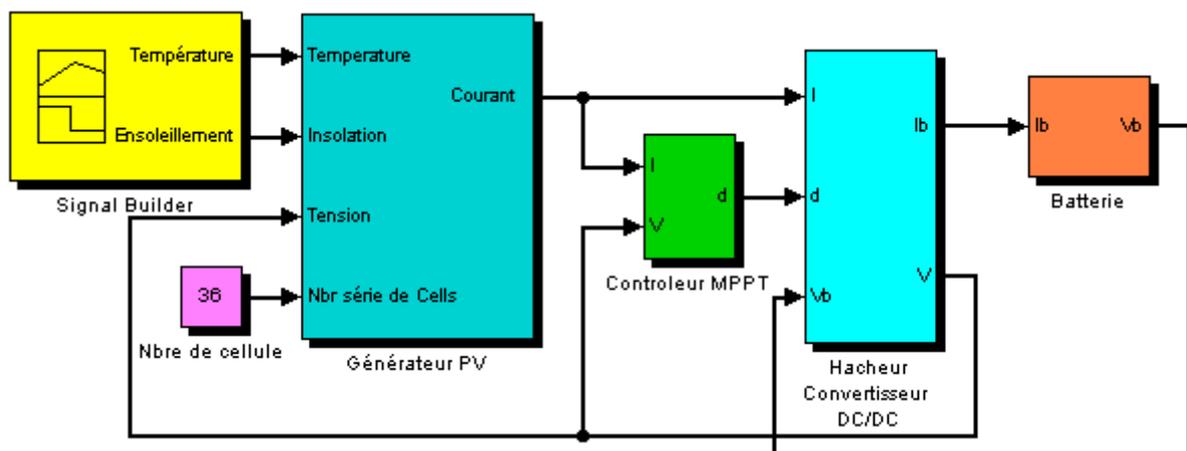


Figure 3.1. Schéma fonctionnel du système PV global utilisé pour la simulation.

## 3.2. Fonctionnement d'un générateur PV à sa puissance maximale

### 3.2.1. Principe

La conception globale de systèmes photovoltaïques optimisés est par nature difficile. En effet, côté source, pour un générateur photovoltaïque (PV), la production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairement, de la température, mais aussi du vieillissement global du système.

Côté charge, que ce soit en continu (DC) (batteries, certains appareils électroménagers destinés à des réseaux continus isolés) ou bien en alternatif (AC) (réseau électrique Algérien 220 V/50 Hz, certains moteurs), possède un comportement propre. De plus, souvent, la charge varie brutalement en fonction de la consommation des utilisateurs, ce qui est souvent difficile à prévoir surtout sur des petits réseaux locaux.

Ainsi, pour qu'une connexion source-charge soit possible, un point de fonctionnement correspondant à l'intersection des caractéristiques électriques doit exister. Pour mieux comprendre ceci, prenons par exemple le cas d'une connexion directe entre un générateur PV et une charge purement résistive d'une part et d'autre part entre un générateur PV et une batterie d'une résistance interne. Nous regardons l'influence de la nature de la charge, comme illustré dans la figure 3.2 et figure 3.3.

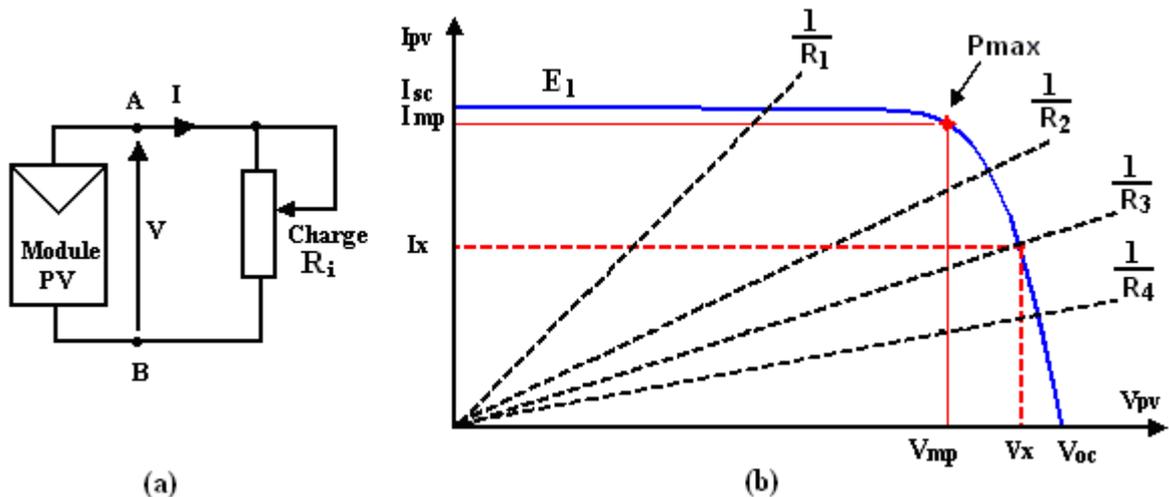


Figure 3.2. (a) Connexion électrique directe entre un générateur PV et une charge.

(b) Points de fonctionnement résultant de l'association de générateur PV sous un niveau d'éclairement  $E_1$  avec une charge résistive variable ( $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$ ,  $R_4$ ).

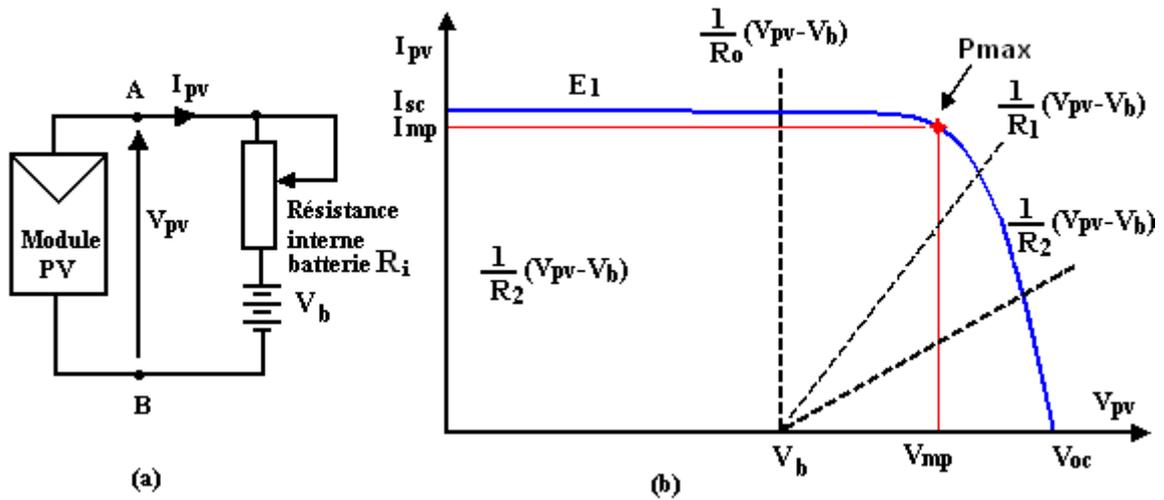


Figure 3.3. (a) Connexion électrique directe entre un générateur PV et une batterie.  
 (b) Points de fonctionnement résultant de l'association des générateur PV sous un niveau d'éclairément  $E_1$  avec une batterie comme charge ayant ou pas une résistance interne  $R_i$  Variable ( $R_1, R_2$ )

Comme nous pouvons le constater sur la figure 3.2.(b) et la figure 3.3.(b), le fonctionnement du générateur PV dépend fortement des caractéristiques de la charge à laquelle il est associé. En effet, pour la charge résistive ou pour l'accumulateur de résistance interne qui sont données pour différentes valeurs, l'adaptation optimale ne se produit que pour un seul point de fonctionnement particulier, nommé Point de Puissance Maximal (PPM) et noté dans notre cas  $P_{max}$ . Ces formes correspondent à la puissance maximale que peut délivrer un générateur PV pour une courbe  $I(V)$  donnée. Pour la charge de type batterie, le point de connexion source-charge n'est pas optimal. Ainsi, lorsque l'on réalise une connexion directe source-charge, le rendement de l'ensemble est rarement optimal.

Dans le cas d'une connexion directe entre une batterie et un générateur PV, le rendement du système dépend de l'écart entre la tension optimale du générateur PV ( $V_{OP}$ ) et la tension de batterie ( $V_b$ ) qui varie en fonction de son état de charge. Ainsi pour une batterie au plomb de tension nominale de 12 V et un générateur PV constitué par exemple d'un module BP585 [26] de tension optimale  $V_{OP} = 16,7V$  et de courant optimal  $I_{OP} = 4,7A$ :

- Avec la tension de la batterie en début de charge égale à 12 V et le courant de charge  $I_b$  égal à 5A, le point de fonctionnement sera égal au courant de court circuit du générateur PV,  $I_{CC} = 5A$ , Le rendement de l'ensemble sera :

$$\eta = \frac{V_b \times I_b}{V_{OP} \times I_{OP}} = \frac{12 \times 5}{16,7 \times 4,7} = 76,4\%$$

- Si l'état de charge de la batterie est telle que sa tension vaut 14 V, le rendement atteint alors :

$$\eta = \frac{14 \times 4,9}{16,7 \times 4,7} = 87,4\%.$$

Pour que le générateur PV fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal, la solution communément adoptée est alors d'introduire un convertisseur statique qui joue le rôle d'adaptateur source-charge. Ce dernier par le biais d'une commande spécifique est alors susceptible de permettre au générateur de délivrer sa puissance maximale notée  $P_{\max}$  qui correspond à :

$$P_{\max} = V_{OP} \times I_{OP} \quad (3.1)$$

Où  $V_{OP}$  et  $I_{OP}$  représentent respectivement les tensions et courants optimaux du générateur PV pour une courbe  $I(V)$  donnée. Il est à remarquer d'ores et déjà que, contrairement aux régulations de tension et de courant, les commandes MPPT qui sont des régulateurs de puissance d'entrée n'ont qu'un degré de liberté sur la régulation de la grandeur de sortie : soit le courant, soit la tension de sortie. Ceci exclue alors certains types d'applications nécessitant une forme de courant et de tension particulières.

### 3.2.2. Exemple d'interface de puissance

Considérons l'exemple de la figure 3.4, correspondant à un convertisseur DC-DC élévateur (boost). Ce type de convertisseur peut être utilisé comme adaptateur source-charge lorsque la charge a besoin d'une tension supérieure à celle du générateur PV, comme elle le montre la figure 3.5.

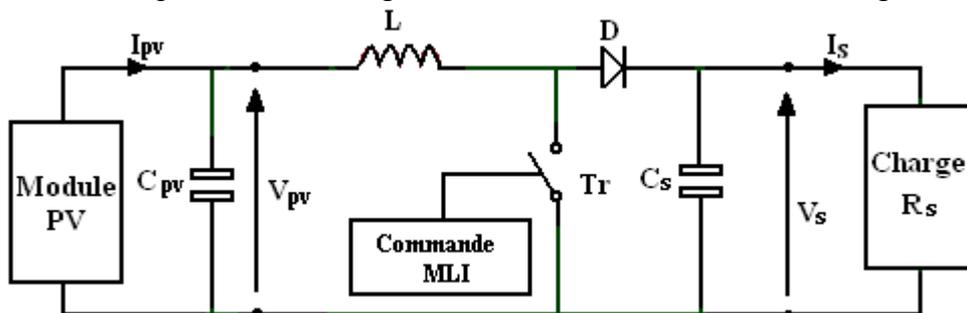


Figure 3.4. Exemple de convertisseur statique DC-DC pouvant être utilisé comme adaptateur entre un générateur PV et une charge

L'adaptation entre la source et la charge est réalisée par la variation du rapport cyclique  $d$ . En effet, si nous supposons que le boost fonctionne en conduction continue et si nous considérons que le rendement de ce dernier avoisine les 100%, alors les relations électriques entre les grandeurs d'entrée du convertisseur (correspondant à  $I_{PV}$  et  $V_{PV}$  du générateur PV) et de sortie du convertisseur (respectivement  $I_S$  et  $V_S$ ) ne dépendent que du rapport cyclique  $d$  (voir Chp.2). L'adaptation optimale est alors réalisée lorsque  $I_{PV}$  et  $V_{PV}$  valent respectivement  $I_{OP}$  et  $V_{OP}$  (Figure 3.5.). Ceci correspond alors à une résistance optimale  $R_{OP}$  du générateur répondant à l'équation suivante :

$$R_{OP} = \frac{V_{OP}}{I_{OP}} = (1 - d)^2 \times \frac{V_S}{I_S} = (1 - d)^2 \times R_S \quad (3.2)$$

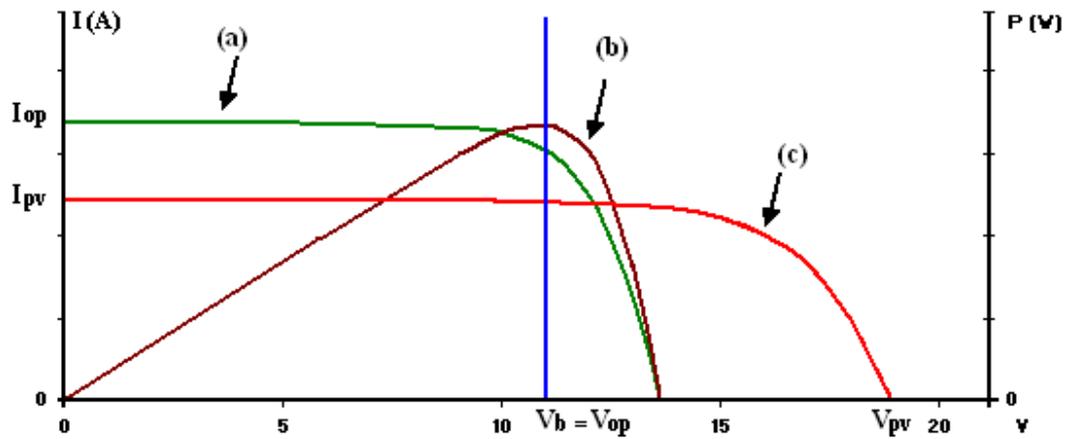


Figure 3.5. Utilisation d'un MPPT sur un convertisseur

- (a) Caractéristique  $I(V)$  à la sortie du convertisseur.
- (b) Caractéristique  $P(V)$  à la sortie du convertisseur.
- (c) Caractéristique  $I(V)$  à la sortie du module solaire.

L'utilisation d'un convertisseur entre la source et la charge (batterie) permet une translation de la caractéristique de puissance  $P(V)$  sur l'axe des tensions au fur et à mesure que la batterie se charge ou se décharge de telle sorte que le sommet de la caractéristique de puissance  $P_{\max}$  restera toujours autour de la tension de la batterie  $V_b$ . Cela s'effectue par un réarrangement de la caractéristique  $I(V)$  à la sortie du convertisseur comme le montre la (Figure 3.5).

Cette adaptation source/charge qui se fait en intercalant un convertisseur peut être optimisée en ajustant le rapport cyclique  $d$  pour que d'un côté, le générateur puisse fonctionner à la valeur optimale de la charge  $R_{op}$  et d'un autre côté, que la charge puisse varier « *à sa guise* » dans la mesure où le point d'intersection *source-charge* continue d'exister.

Il est alors à remarquer qu'une seule grandeur électrique aux bornes de la charge (courant ou tension) pourra être régulée. Cela impose donc une hypothèse de fonctionnement de la charge qui doit, soit accepter un courant quelconque lorsqu'elle impose la tension à la sortie du convertisseur statique, soit de grandes variations de tensions.

Pour que l'adaptation se fasse automatiquement à tout instant, un certain nombre de lois de commande ont été élaborées. Toutes ont pour objectif d'effectuer une recherche automatisée du PPM du système, en se basant sur la nature *convexe* des courbes de puissance du générateur PV ou, plus généralement, d'une source non-linéaire.

Dans le paragraphe suivant, nous présentons une synthèse des différents types de commande MPPT que l'on peut trouver dans la littérature. Cette étude permet d'en montrer les avantages et les inconvénients.

### 3.3. Synthèse des différentes MPPT rencontrées dans la littérature

Diverses publications sur des commandes assurant un fonctionnement de type **MPPT** apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date de publication de la première loi de commande de ce type, adaptée à une source d'énergie renouvelable de type PV [42]. Étant donné le grand nombre de publications dans ce domaine, nous avons fait une classification des différents MPPT existants en les regroupant selon leur principe de base. La classification, en plus du principe, s'est effectuée selon des critères comme la précision du « *tracking* » ou la rapidité pour en faire une évaluation comparative. Il est à noter qu'une première évaluation comparative avait été faite par A. S. Kislovski en 1993 [43].

#### 3.3.1. Les premiers types de commande MPPT

L'algorithme mis en oeuvre dans les premiers MPPT conçus était relativement simple. En effet, les capacités des microcontrôleurs disponibles à cette époque étaient faibles et les applications, surtout destinées au spatial avaient beaucoup moins de contraintes en variation de température et d'éclairement que les applications terrestres. Appliqué au photovoltaïque, son principe a d'abord été décrit par A.F. Boehringer [42]. La commande décrite dans cet article est basée sur un algorithme de contrôle adaptatif, permettant de maintenir le système à son point de puissance maximum (PPM). Ce dernier est décrit en figure 3.6 et peut être implanté entièrement sur un calculateur.

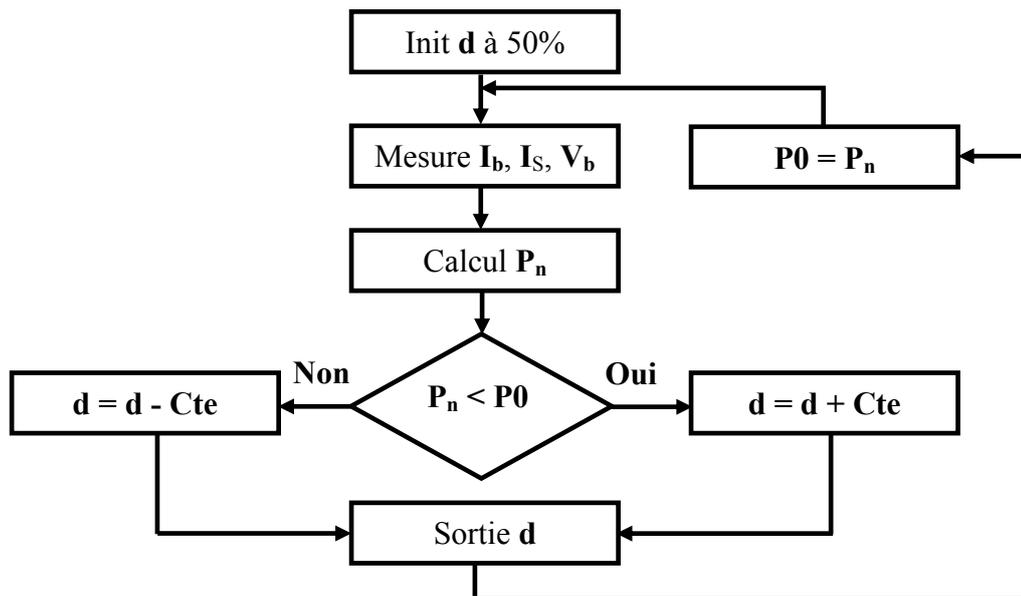


Figure 3.6. Principe classique d'une MPPT pouvant être implantée sur calculateur [34].

Le système démarre avec un rapport cyclique initial  $d_0$  et une puissance initiale  $P_0$ . Après avoir effectué la mesure du courant  $I_b$  et de la tension  $V_b$  aux bornes de la batterie et du courant de charge  $I_s$ , le produit  $[(I_b + I_s) \times V_b]$  est calculé. Ce dernier est l'image de la puissance instantanée  $P_n$  délivrée par le générateur PV à l'instant où la mesure a été effectuée. Cette image est alors comparée à la puissance  $P_0$ . Si  $P_n$  est inférieure à  $P_0$ , alors  $d$  est incrémenté, sinon  $d$  est réduit. Une fois  $d$  modifié,  $P_0$  prend la valeur  $P_n$  et on effectue une nouvelle mesure de  $I_b$ ,

$V_b$  et  $I_s$  pour calculer la nouvelle puissance  $P_i$  [44].

### 3.3.2. Commandes MPPT destinées aux applications spatiales

La commande de type analogique développée par D.J. Caldwell et al. dans [45] (figure 3.7.) est basée sur la mesure du courant de sortie du convertisseur. Dans cet article, cette commande est appliquée sur un convertisseur abaisseur de type Buck et une batterie comme charge. Elle est surtout destinée à des applications spatiales où les changements d'éclairements sont rares et lents. Une évaluation de la puissance délivrée en sortie est faite par un seul type de mesure (courant de sortie) en faisant l'hypothèse que la tension aux bornes de la batterie ne varie pas. Ceci restreint d'une part, le champ d'application de cette commande du point de vue du type de charges possibles et d'autre part, à cause de l'hypothèse simplificatrice (tension délivrée par la batterie quasi constante), le niveau de rendement obtenu est forcément plafonné. De plus, aucun résultat n'est indiqué dans cet article concernant les rendements obtenus.

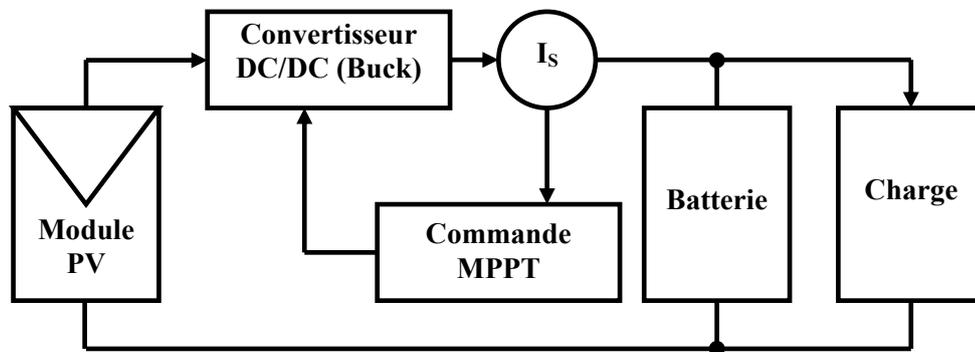


Figure 3.7. Système d'alimentation pour les applications spatiales [46].

### 3.3.3. Commande MPPT par contre réaction de tension

Ce genre de mécanismes repose sur le contrôle de la tension de fonctionnement des panneaux par la comparaison de cette tension avec une tension de référence. Cela génère une tension d'erreur qui fait varier le rapport cyclique de la MLI de commande afin d'annuler cette erreur. Selon la nature de cette tension de référence (fixe ou variable, interne ou externe) on dénombre trois types de méthodes :

#### 3.3.3.1. Contre réaction de tension par $V_{ref}$ fixe

Cette méthode est basée essentiellement sur une simple comparaison entre la tension de sortie d'un panneau PV avec une tension de référence prédéfinie, pour ajuster continuellement le rapport cyclique  $d$  du convertisseur DC/DC. Cette tension correspond à la tension moyenne de l'intervalle des points des puissances maximales relevées par des tests sous différentes conditions d'ensoleillement et de température en agissant simplement sur les différents facteurs de pondération lors de la mise au point afin de générer le maximum de puissance.

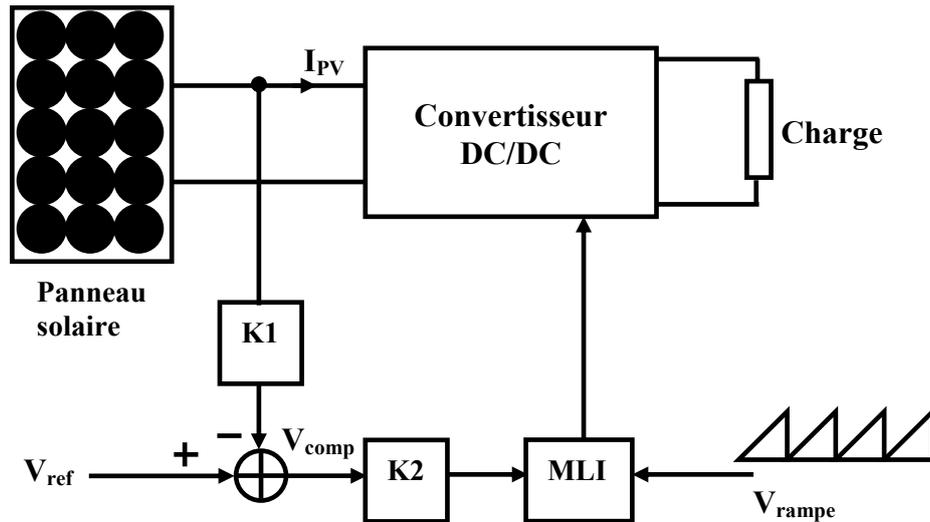


Figure 3.8. MPPT par contre réaction de tension avec une tension de référence fixe.

### 3.3.3.2. Contre réaction de tension par $V_{ref} = f(V_{OC})$

Il est à souligner que Salameh [46] a développé après 1988 une nouvelle méthode MPPT analogique basée, celle-ci, sur le lien entre la tension de circuit ouvert  $V_{OC}$  et la tension optimale du générateur  $V_{OP}$  (tension optimale de la source permettant d'obtenir  $P_{max}$ ) qui présentent une relation quasi linéaire (équation (3.3)). En effet, celle-ci consiste à effectuer la mesure de la tension  $V_{OC}$  du circuit ouvert du panneau solaire régulièrement par une déconnexion de ce dernier de l'entrée du convertisseur avec une certaine fréquence, et cela pour ajuster la nouvelle valeur de  $V_{ref}$  sur une certaine fraction de la tension du circuit ouvert qui a été déterminée à travers une série de mesure pour être fixé à 76% de  $V_{OC}$ . Ainsi  $V_{comp}$  est la tension résultante de la différence entre  $V_{OC}$  et  $V_{ref}$ , qui est utilisée comme entrée de commande MLI du convertisseur DC-DC.

$$V_{OP} = Cte \times V_{OC} \quad (3.3)$$

Il est à remarquer que la constante  $Cte$  est généralement comprise entre 0,7 et 0,85 selon la température et le type de générateur PV utilisé. Cela implique une connaissance intrinsèque de l'environnement du système PV en termes de variation de température et du vieillissement qui est souvent laissé à la discrétion de l'utilisateur.

En appliquant cette méthode nous avons considéré, dans une première évaluation, qu'environ 10% de la puissance disponible aux bornes du générateur PV serait perdue.

### 3.3.3.3. Contre réaction de tension par une cellule pilote

Dans la méthode précédente, l'interruption du fonctionnement du circuit pour mesurer  $V_{oc}$  cause des pertes de puissance et un bruit dans les circuits électriques. Pour éviter ces problèmes, une cellule PV supplémentaire dite cellule pilote (de même type que le générateur PV) est ajoutée au panneau solaire. La tension à circuit ouvert de cette cellule mesurée continuellement va nous donner une information implicite de la tension en circuit ouvert de l'ensemble des panneaux solaires, puis par le biais d'une multiplication par une constante que nous avons noté précédemment  $C_{te}$  et par le nombre de cellules du panneau qui sont en série, de déduire la tension  $V_{OP}$  du générateur PV.

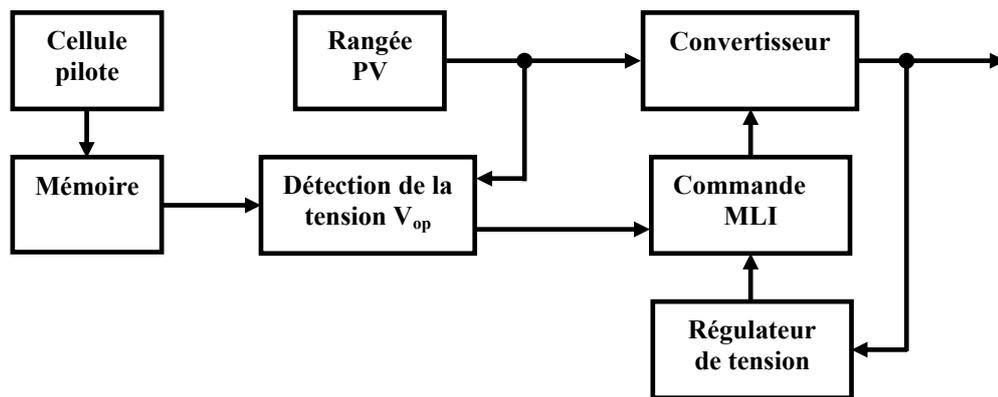


Figure 3.9. Exemple d'une commande MPPT analogique basée sur la mesure de la tension de circuit ouvert  $V_{oc}$  du générateur PV [46]

### 3.3.4. Commande MPPT par contre réaction de courant

#### 3.3.4.1. Contre réaction de courant par $I_{ref} = f(I_{CC})$

Par analogie avec les méthodes de contre réaction de tension, le courant de court-circuit du panneau solaire permet de connaître la valeur du courant optimal de fonctionnement du panneau pour extraire le maximum de puissance. Le courant optimal est proportionnel au courant de court circuit, le coefficient de proportionnalité étant quasi constant en fonction des conditions d'ensoleillement et de température.

Dans ce cas on a deux types de fonctionnement : soit on choisit une pondération constante, pour récolter un maximum de puissance selon les conditions de fonctionnement fréquentes, soit on corrige ce rapport en fonction des conditions atmosphériques de fonctionnement.

La méthode à tension de référence fixe n'est pas applicable dans le cas de la contre réaction de courant à cause de la grande déviation du courant optimal pour différents ensoleillements et températures.

Dans cette méthode l'utilisation d'une cellule pilote comme source d'information de courant de court-circuit de l'ensemble des panneaux est impossible par le fait que court-circuiter en permanence cette cellule cause un échauffement supplémentaire qui va fausser l'information générée et risque d'amener la destruction rapide de la cellule.

### 3.3.5. Contre réaction de puissance

Le but de cette méthode est aussi d'augmenter la puissance de sortie du panneau PV. Certaines applications demandent de maximiser la puissance à la charge, mais selon les travaux de Sullivan et Powers [47] il apparaît que maximiser la puissance au niveau de la charge (ex. moteur à courant continu) revient parfois à maximiser aussi la puissance absorbée dans ses enroulements, sans avoir une maximisation de puissance mécanique à la sortie.

Donc pour ne pas acheminer l'architecture de la commande MPPT de la présente méthode dans le contexte de l'exigence en puissance d'une charge, il est préférable de concevoir une architecture générale capable de poursuivre la maximisation de la puissance électrique juste à la sortie du panneau solaire.

Son principe de base est donc bâti autour de la mesure des deux composantes principales, le courant  $I_{PV}$  et la tension  $V_{PV}$  de sortie du panneau. L'évaluation de la puissance instantanée de ce dernier est élaborée par une simple multiplication de ces deux composantes  $P_{PV} = I_{PV} V_{PV}$  par un algorithme de recherche itératif qui se charge de trouver et de corriger en temps réel la position du PPM, donc la puissance maximale, en effectuant la recherche dans un sens. L'algorithme maintient ce sens si la puissance de sortie augmente constamment et dans le cas contraire il change le sens de recherche, étant donné que l'opération toute entière est numérisée. On peut dire que le PPM à une certaine précision n'est jamais atteint, ce qui est dû d'une part aux valeurs arrondies par la carte d'acquisitions, des grandeurs mesurées à la sortie du panneau PV, et d'autre part, au calcul de la dérivée  $dP \approx \Delta P(k) = P(k) - P(k-1)$  qui est toujours approchée avec une certaine précision.

### 3.3.6. Les MPPT à implantation analogique

L'implantation de ce type de commande est effectuée avec des composants logiques et analogiques sans qu'aucun calcul ne soit nécessaire. Ceci permet aux commandes d'avoir une grande dynamique et donc d'être très rapides vis à vis des diverses perturbations, les temps de réponse étant limités uniquement par les temps de retard des différents éléments analogiques. De plus, leur principe est souvent moins complexe que l'équivalent en numérique. Ainsi, ce type de commande présente l'avantage de pouvoir fonctionner à des fréquences de découpage plus élevées que dans un circuit numérique classique. Elles peuvent notamment dépasser le MHz. Cela permet de réduire d'autant la taille des composants passifs des convertisseurs statiques assurant la conversion de puissance.

Les premiers travaux relatant une implantation analogique performante ont été décrits en 1988 par Salameh (figure 3.10) [48]. Malgré un algorithme performant permettant l'oscillation du système autour du point de puissance maximum dans des conditions de variations lentes d'éclairement, cette commande nécessite d'effectuer un compromis entre rapidité et précision (faible taux d'oscillations et bonne dynamique en cas de changement d'éclairement ou de charge). À cause de cela, l'implantation analogique de ce type de commandes a longtemps été exclue.

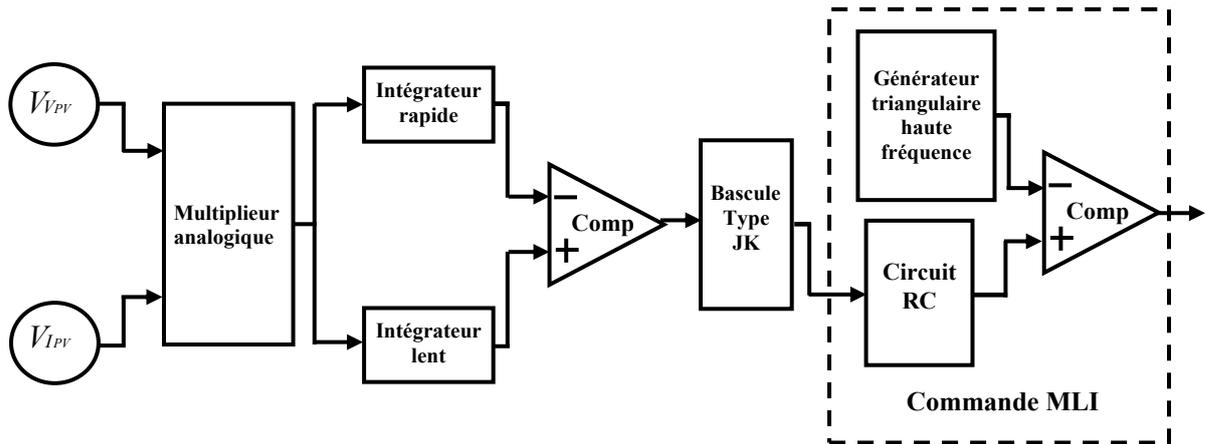


Figure 3.10. Exemple d'une commande MPPT simple implantée en analogique

### 3.3.7. MPPT par oscillations forcées

Dans les méthodes précédentes la dérivée de la puissance du panneau est utilisée pour déterminer la position du MPP avec différentes manières de traitements. Un ajustement approprié de la tension de fonctionnement par la suite mène à un point de fonctionnement oscillant étroitement autour du MPP qui n'est jamais atteint et le point de fonctionnement oscille autour. Ce fonctionnement est nommé Auto-oscillation.

La méthode proposée dans ce paragraphe est un mécanisme de tracking à oscillation forcée. En injectant un faible signal sinusoïdal d'une centaine de Hertz dans la tension du panneau avec une simple addition, cela implique que la puissance de sortie du panneau a une composante sinusoïdale, de phase et d'amplitude fonctions de la position du point de fonctionnement par rapport au point MPP.

Si le point de fonctionnement se situe dans la partie basse du point de puissance maximale le signal  $S1$  porté par la puissance est en phase avec le signal injecté  $S0$ . Si le point de fonctionnement se situe dans la partie haute du point MPP le signal  $S3$  de puissance est en opposition de phase par rapport au signal de référence injecté  $S0$ . Enfin, si le point de fonctionnement se trouve exactement sur le point MPP la fréquence du signal de puissance  $S2$  est le double de celle du signal de référence  $S0$ , (figure 3.11) [49].

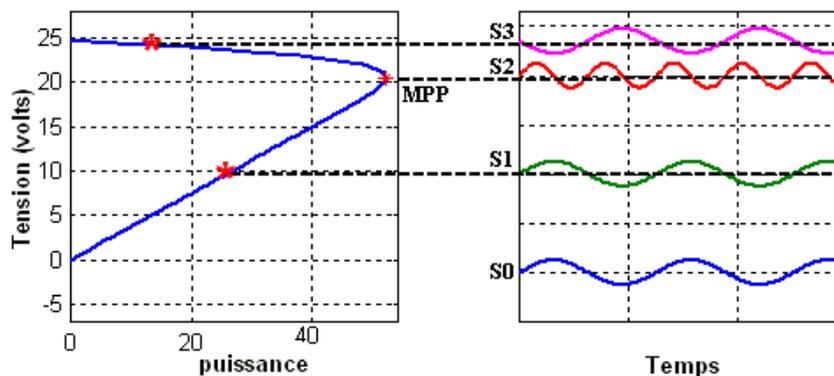


Figure 3.11. Ondulation de puissance provoquée par la modulation de tension.

### 3.3.8. Algorithme perturbation et observation (P&O)

La méthode de P&O est une approche largement répandue dans le domaine des techniques MPPT, parce qu'elle est simple. Elle exige seulement des mesures sur la tension de sortie du panneau  $V_{PV}$  et son courant de sortie  $I_{PV}$  et elle peut donc tout de suite dépister le point de puissance maximum en générant à sa sortie une tension  $V_{ref}$ . Comme son nom l'indique, la méthode de P&O fonctionne par la perturbation de  $V_{PV}$  et l'observation de son impact sur le changement de la puissance de sortie du panneau PV.

La figure 3.12 est un organigramme de l'algorithme P&O. Cet algorithme est conçu de sorte qu'il fonctionne sur un ordinateur et donc à chaque cycle de l'algorithme,  $V_{PV}$  et  $I_{PV}$  sont mesurés pour calculer  $P_{pv}(k)$ . Cette valeur de  $P_{pv}(k)$  est comparée avec celle de  $P_{pv}(k-1)$  déjà calculée à l'itération précédente. Si maintenant la puissance de sortie a augmenté depuis la dernière mesure, la perturbation de la tension de sortie continuera dans la même direction que celle qui a été prise au dernier cycle.

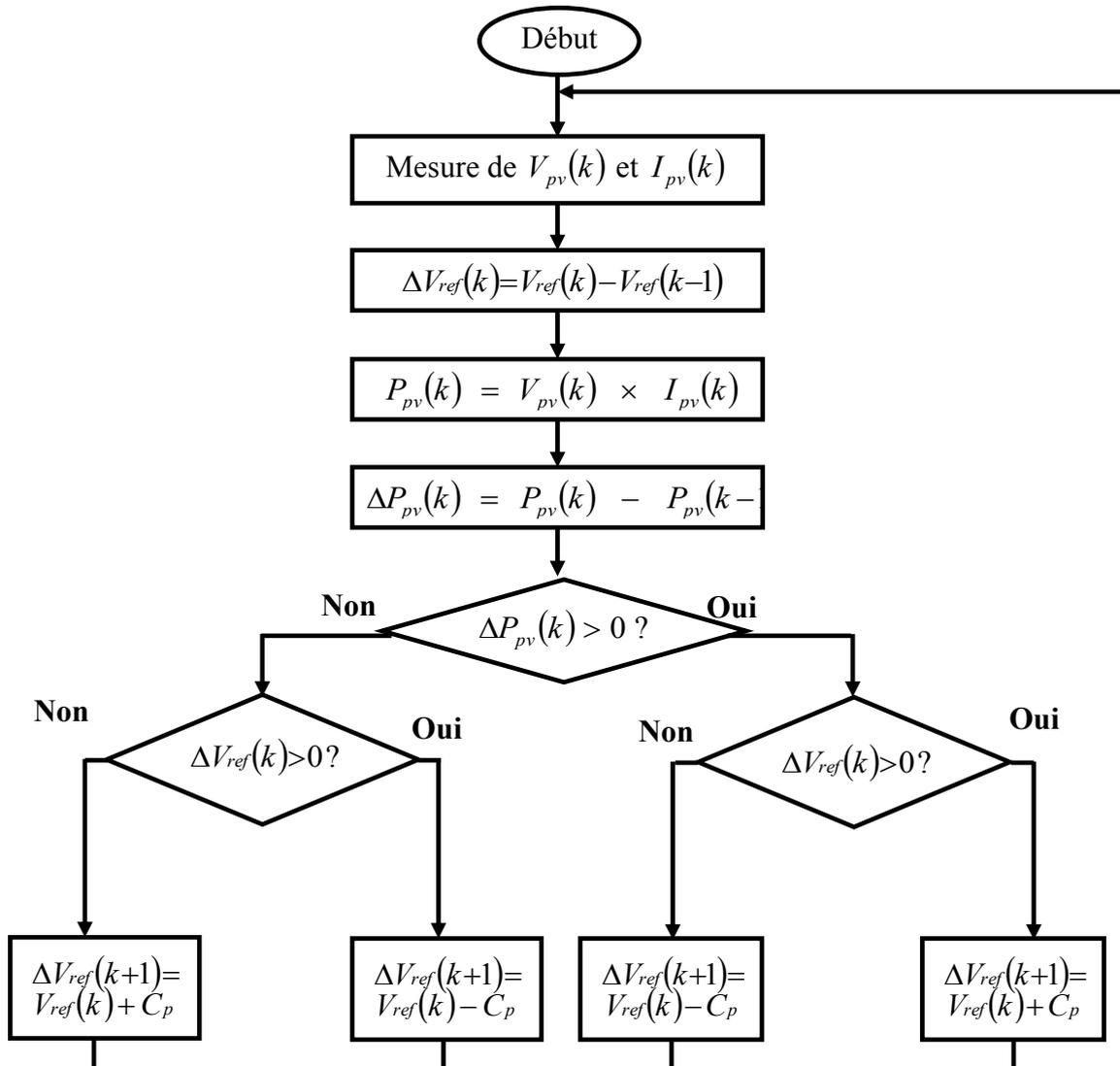


Figure 3.12. Organigramme de l'algorithme P&O ( $C_p$  est la largeur du pas de perturbation).

Si la puissance de sortie a diminué depuis la dernière mesure,  $V_{PV}$  est perturbée dans la direction opposée de celle de l'itération précédente.  $V_{PV}$  est ainsi perturbée à chaque cycle MPPT. Quand le point de puissance maximale est atteint,  $V_{PV}$  oscille autour de la valeur optimale  $V_{OP}$ . Ceci cause une perte de puissance qui augmente avec la taille du pas de la perturbation. Si cette largeur de pas est grande, l'algorithme MPPT répondra rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement, mais les pertes en puissance seront importantes lorsque les conditions de fonctionnement sont stables ou lentement changeantes. En d'autres termes, si la taille du pas est petite, les pertes de puissance sous des conditions de fonctionnement stables ou lentement changeantes seront inférieures mais le système ne pourra pas répondre rapidement aux changements rapides de la température ou de l'ensoleillement.

L'inconvénient de la technique MPPT par P&O est que dans le cas d'un changement rapide dans les conditions d'éclairement, tel qu'une voiture électrique qui rentre dans un tunnel, cette méthode peut déplacer le point de fonctionnement dans la mauvaise direction comme il est représenté à la figure 3.13.

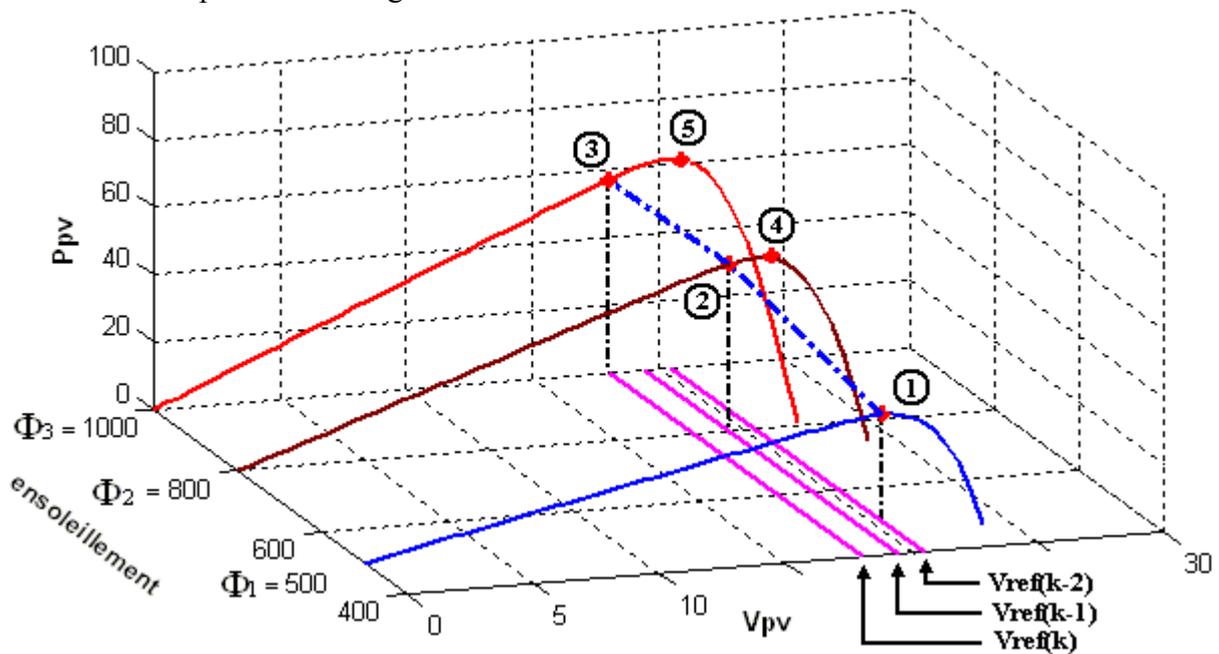


Figure 3.13. Déviation de la méthode de perturbation et observation du point MPP.

Au début, la tension de fonctionnement du convertisseur est au point 1, qui est le point de puissance maximale. Supposons qu'une perturbation (ex. changement d'éclairement) déplace le point de fonctionnement vers le point 2. Durant cette période de perturbation, l'ensoleillement a augmenté de  $\Phi_1$  à  $\Phi_2$ . Ceci mène à une augmentation de la puissance mesurée à la sortie du convertisseur de  $P_{PV1}$  vers  $P_{PV2}$ . Cependant le point de puissance maximale à cette valeur d'ensoleillement est au point 4, qui correspond à la puissance maximale  $P_{max}$ , fourni par  $\Phi_2$ . Dans la perturbation suivante, l'algorithme de P&O décrémentera la tension de fonctionnement du convertisseur beaucoup plus à gauche à  $V_{ref}(k-1)$ . Et encore une augmentation de puissance sera mesurée si l'ensoleillement

augmente de  $\Phi_2$  vers  $\Phi_3$  avec un nouveau point de puissance maximale au point 5. De cette façon l'algorithme de P&O continuera à déplacer le point de fonctionnement du convertisseur plus loin du point de puissance maximum réel vers  $V_{ref}(k)$  figure 3.13, et donc plus de puissance sera perdue. Cette mauvaise correction du MPP continuera jusqu'à ce que le changement de l'ensoleillement ralentisse ou se fixe.

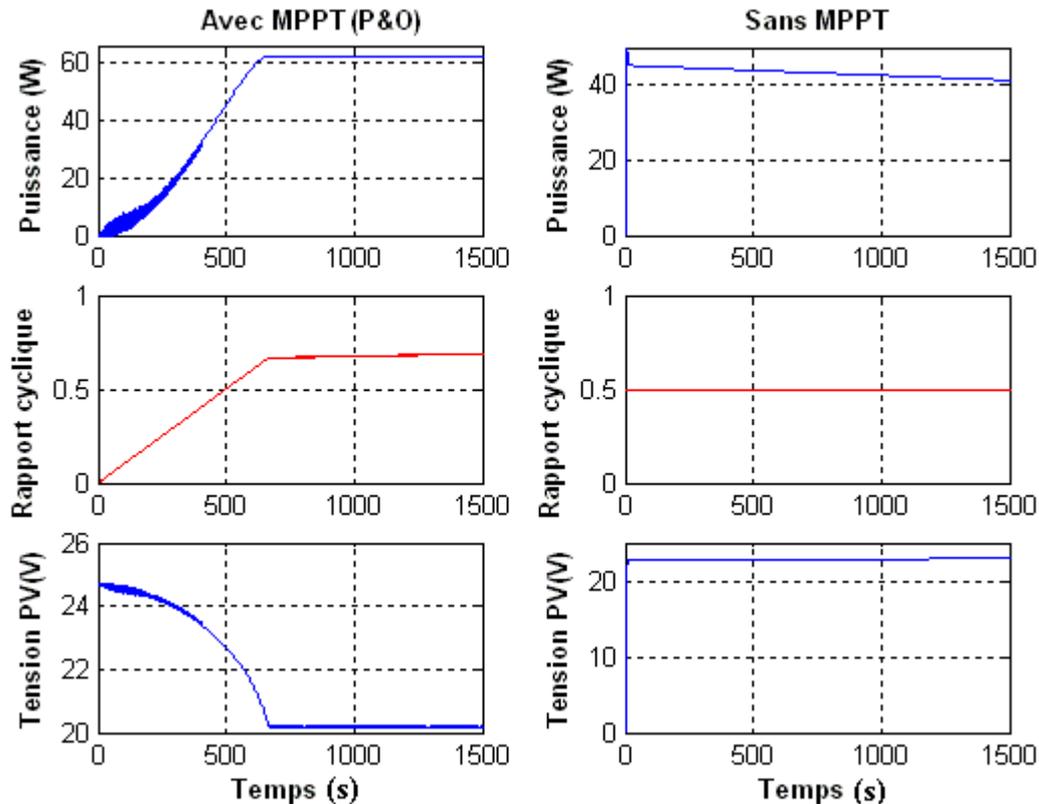


Figure 3.14. Forme d'ondes avec MPPT et sans MPPT, de la puissance, du rapport cyclique et de la tension du panneau PV, en utilisant la méthode P&O combiné avec un hacheur Buck à  $T=25^{\circ}\text{C}$  et  $S=1000\text{ W/m}^2$ .

### 3.3.9. Amélioration de l'algorithme perturbation et observation (P&O)

Pour remédier à l'inconvénient majeur de la déviation de la méthode P&O lors de la recherche du MPP durant l'augmentation rapide des niveaux d'insolation, une version améliorée de cet algorithme est proposée par HANNES [27]. Ce dernier a introduit une nouvelle condition dans la branche « **Oui** » de condition  $\Delta P_{pv}(k) > 0$  dans la structure de l'organigramme de l'algorithme de P&O (la figure 3.12).

Si le signe  $\Delta P_{pv}(k)$  est positif durant les deux derniers cycles précédents ou si la direction de la perturbation était dans la même direction dans les deux derniers cycles, alors la direction de la prochaine perturbation sera inversée par rapport à la direction précédente, sans avoir besoin de tenir en compte de la puissance. Le tableau 3.1 résume toutes les combinaisons possible qui sont dénombrés à 16 combinaisons possible ayant comme entrées  $\Delta P_{pv}(k)$ ,  $\Delta P_{pv}(k-1)$ ,  $\Delta V_{ref}(k)$ ,  $\Delta V_{ref}(k-1)$  et comme sortie résultante pour le sens de la

prochaine perturbation la tension de référence  $\Delta V_{ref}(k+1)$ .

**Tableau 3.1.** Table de vérité de l'algorithme « perturbation et observation améliorée »

$S$  : L'ensoleillement,  
 $V_p$  : Tension de fonctionnement,  
 $V_{mp}$  : Tension de la puissance maximale.

| $\Delta V_{ref}(k-1)$ | $\Delta P_{pv}(k-1)$ | $\Delta V_{ref}(k)$ | $\Delta P_{pv}(k)$ | Statut               | $\Delta V_{ref}(k+1)$ |
|-----------------------|----------------------|---------------------|--------------------|----------------------|-----------------------|
| -                     | -                    | -                   | -                  | Invalide             | +                     |
| -                     | -                    | -                   | +                  | Invalide             | +                     |
| -                     | -                    | +                   | -                  | Diminution de S      | -                     |
| -                     | -                    | +                   | +                  | $V_p < V_{mp}$       | +                     |
| -                     | +                    | -                   | -                  | $V_p \approx V_{mp}$ | +                     |
| -                     | +                    | -                   | +                  | Nouvelle condition   | +                     |
| -                     | +                    | +                   | -                  | $V_p > V_{mp}$       | -                     |
| -                     | +                    | +                   | +                  | Augmentation de S    | -                     |
| +                     | -                    | -                   | -                  | Diminution de S      | +                     |
| +                     | -                    | -                   | +                  | $V_p > V_{mp}$       | -                     |
| +                     | -                    | +                   | -                  | Invalide             | -                     |
| +                     | -                    | +                   | +                  | Invalide             | -                     |
| +                     | +                    | -                   | -                  | $V_p < V_{mp}$       | +                     |
| +                     | +                    | -                   | +                  | Augmentation de S    | +                     |
| +                     | +                    | +                   | -                  | $V_p \approx V_{mp}$ | -                     |
| +                     | +                    | +                   | +                  | Nouvelle condition   | -                     |

On remarque donc que cette amélioration est tout à fait l'inverse de la méthode simple de P&O où l'augmentation de la puissance de sortie deux fois successives dans la même direction de la perturbation peut être le fruit d'une déviation du vrai MPP. Tandis que dans la version améliorée si l'augmentation de puissance de sortie est provoquée par la perturbation de la tension de sortie et pas par une augmentation de l'insolation, la valeur pour  $P(k)$  diminuera tout de suite par le sens opposé proposé par le contrôle et donc le retour à la direction précédente.

Dans le cas où l'augmentation de la puissance est provoquée par une augmentation de l'insolation, la puissance augmentera toujours même avec cette inversion de la perturbation. Par conséquent le système oscillera autour de son point de fonctionnement précédent jusqu'à ce que l'augmentation de l'insolation finisse.

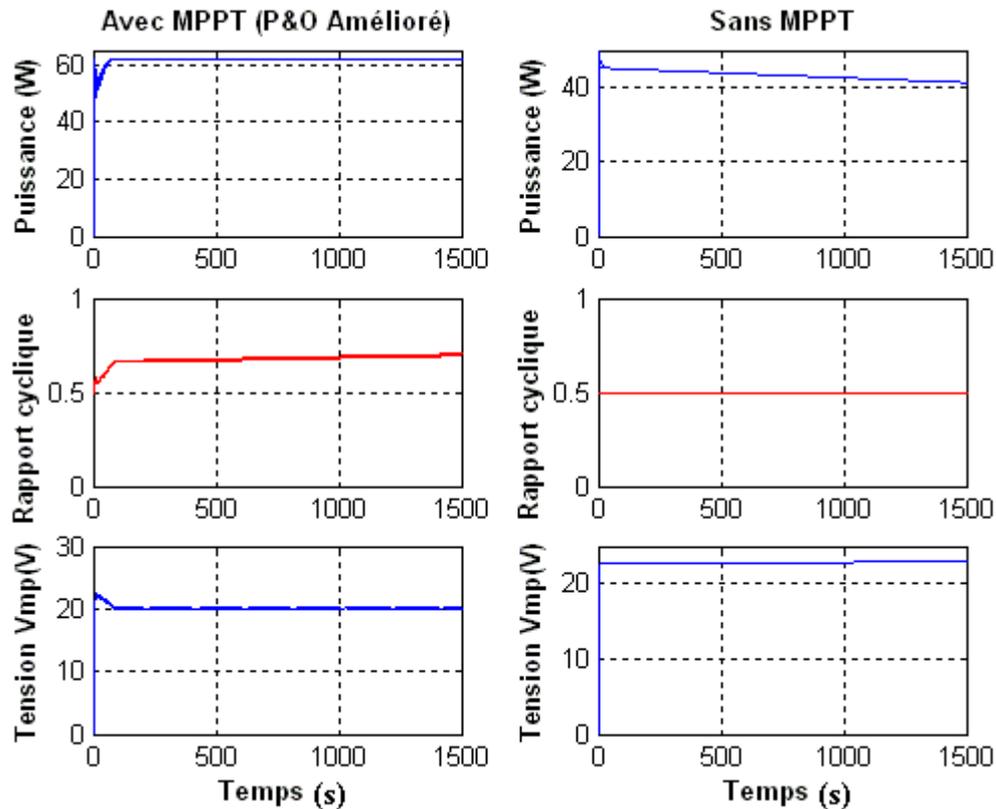


Figure 3.15. Forme d'ondes avec MPPT et sans MPPT, de la puissance, du rapport cyclique et de la tension du panneau PV, en utilisant la méthode P&O Améliorée combinée avec un hacheur Buck à  $T=25^{\circ}\text{C}$  et  $S=1000\text{ W/m}^2$ .

Un fonctionnement comparatif avec et sans un contrôleur MPPT d'un système PV est montré aux figures 3.14 et 3.15, qui montrent que lorsqu'un système PV est dépourvu de tout contrôleur MPPT, une dégradation du niveau de puissance de sortie est nettement observée. Cette dégradation de l'amplitude du signal de puissance au fur et à mesure, est causée par la tension de batterie qui augmente lentement dans tout le processus du chargement, et qui translate le point de fonctionnement plus loin du PPM réel sans compensation.

### 3.3.10. Méthode d'incrément de conductance

Pour éviter les inconvénients de la méthode P&O, une autre méthode MPPT dite incrément de conductance est proposée par Hussein et al [50]. Elle est basée sur le principe de la dérivée nulle de la puissance de sortie  $P_{PV}$  du panneau PV par rapport à sa tension de sortie  $V_{PV}$  au point de puissance maximale MPP.

La caractéristique  $P_{PV} = f(V_{PV})$  d'un panneau PV prouve plus loin, que sa dérivée est positive à gauche du point de puissance maximale (PPM) et négative à sa droite.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_{PV}}{dV} = 0 \quad \text{pour} \quad V = V_{mp} \end{array} \right. \quad (3.5)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_{PV}}{dV} > 0 \quad \text{pour} \quad V < V_{mp} \end{array} \right. \quad (3.6)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_{PV}}{dV} < 0 \quad \text{pour} \quad V > V_{mp} \end{array} \right. \quad (3.7)$$

Avec  $P_{PV} = I_{PV} \cdot V_{PV}$ , la dérivée du produit par rapport à  $V_{PV}$  donne :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d(I_{PV} \cdot V_{PV})}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = 0 \quad \text{au point MPP} \end{array} \right. \quad (3.8)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d(I_{PV} \cdot V_{PV})}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} > 0 \quad \text{à gauche du point MPP} \end{array} \right. \quad (3.9)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d(I_{PV} \cdot V_{PV})}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} < 0 \quad \text{à droite du point MPP} \end{array} \right. \quad (3.10)$$

Les équations précédentes peuvent être exprimées de la façon suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = - \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad \text{au point MPP} \end{array} \right. \quad (3.11)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} > - \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad \text{à gauche du point MPP} \end{array} \right. \quad (3.12)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} < - \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad \text{à droite du point MPP} \end{array} \right. \quad (3.13)$$

Pour éviter que la différentielle de la tension du panneau  $dV_{pv}$  ne devienne nulle, lorsque le MPP est atteint dans les précédents cycles ou par une stabilisation du point de fonctionnement, ce qui va conduire à une division par zéro, l'algorithme fait un test de  $dV_{pv}$ . S'il est nul il teste si le  $dI_{pv} = 0$ . Si c'est le cas alors le MPP est atteint et l'algorithme ne fait aucun changement, dans le cas contraire l'algorithme teste le signe de  $dI_{pv}$  pour déterminer la position du MPP et ajuste la tension de référence correspondante. La figure 2.16 donne l'organigramme de cet algorithme.

L'avantage de cet algorithme est qu'il n'oscille pas autour du MPP, à cause du test de  $dI_{pv} = 0$  qui lui permet d'éviter l'étape de perturbation et donc de maintenir une tension constante V de fonctionnement. L'algorithme se stabilise donc une fois que le MPP est atteint, tandis que le signe de  $dI_{pv}$  donne la vraie direction à emprunter pour le tracking du MPP une fois le système est stable, ce qui conduit à une réponse rapide pour des changements brusques des conditions atmosphériques.

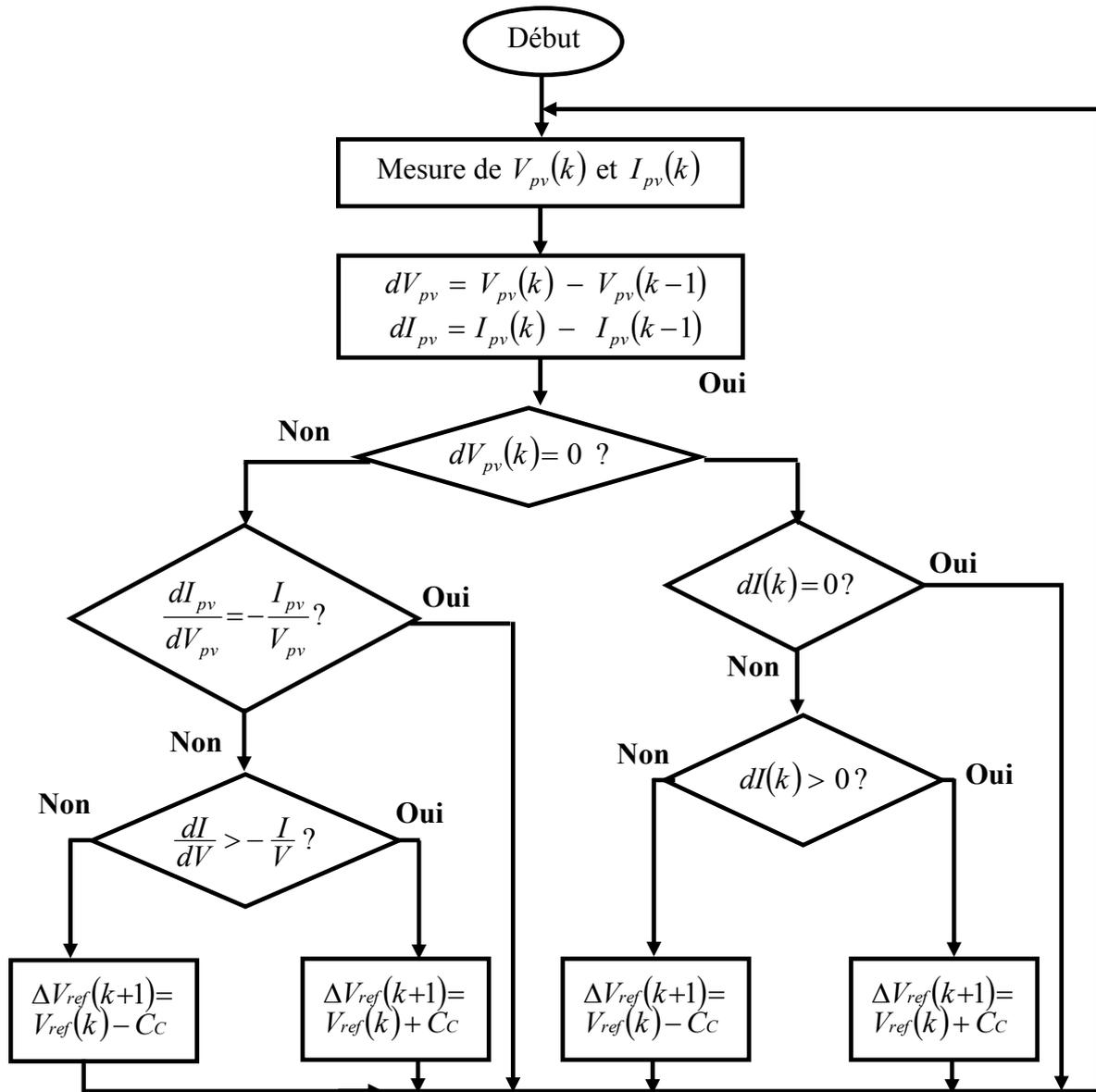


Figure 3.16. Organigramme de l'algorithme MPPT d'Incrémentatıon de conductance ( $C_C$  : est le pas de la correction de la puissance de sortie vers le MPP)

La figure 3.17, montre le résultat d'une recherche MPPT réalisée par l'algorithme Incrémentatıon de conductance combiné avec un hacheur Buck, dans les conditions standards de fonctionnement ( $T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$  et  $S=1000\text{ W/m}^2$ ) [51][52].

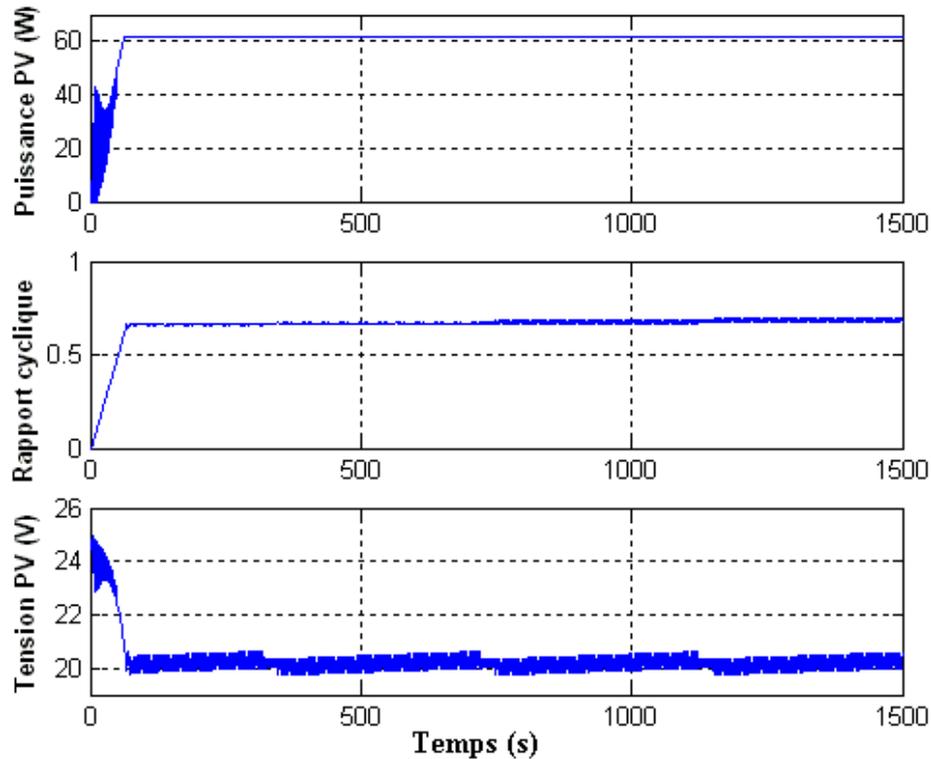


Figure 3.17. Forme des signaux de puissance, du rapport cyclique et de la tension du module PV, réalisé par la méthode IncCond combinée avec un hacheur Buck dans les conditions standard de fonctionnement.

### 3.4. Conclusion

Dans le chapitre présent nous avons présenté divers principes de commandes MPPT classiques existantes dans la littérature. En conséquence quelques tendances semblent se dégager :

- Il est à noter qu'un effort important dans le domaine commence à se faire sentir, notamment du point de vue des publications scientifiques : remarquons qu'une évolution et une amélioration progressive aux cours de temp des diverses commandes MPPT conduisant souvent à la performance et la rapidité de processus.
- Une complexification importante de l'algorithme de recherche des commandes classiques entraînant souvent des lenteurs de convergence, donc des pertes de rendement.

Pour contourner les problèmes liés aux différentes commandes classiques;

- Des nouvelles techniques de commande telle que la technique neuronale et la technique par la logique floue dans le but d'une tentative de prédiction d'une meilleure commande adéquate conduisant à mieux appréhender les variations du système PV vis-à-vis les variations des conditions climatiques.
- Des recherches plus approfondies sur les commandes MPPT qui devraient conduire à augmenter leurs performances sans augmenter ni leur prix, ni leur complexité. Sur ce plan là, les commandes par réseaux de neurones ont a priori un intérêt sérieux.

## Chapitre 4

# ETAT DE L'ART SUR LES RÉSEAUX DE TÉLÉCOMMUNICATION MOBILE.

### 4.1. Introduction

Nous sommes aux prémices d'une « révolution » dans les communications mobiles ; d'une révolution qui nous libérera enfin, en tant qu'utilisateur de communication, de l'obligation d'être rattaché à un endroit particulier et fixe du réseau téléphonique, et qui nous offrira la possibilité de communiquer par la phonie et par les données en utilisant des équipements d'avant garde aisément transportables à un prix raisonnable. Le monde des communications à la fin des années 80 est rapidement devenu de plus en plus mobile. La téléphonie mobile interconnectée a connu une histoire technique et réglementaire agitée.

- Le téléphone d'Alexandre Graham Bell en 1876 peut transmettre des paroles sous forme électrique dans un seul sens, sur un circuit filaire de cuivre à plusieurs centaines de mètres.
- En 1891 John J. Carty a démontré que des ondes longues peuvent être générées. Elles sont capables d'actions électriques et peuvent se propager à travers le brouillard le plus dense et même à travers un mur de pierre presque aussi facilement qu'à travers l'atmosphère la plus claire.
- La première application commerciale de la radio fut la communication avec les navires en mer en 1921.
- La configuration actuelle – la radio cellulaire analogique – fut conçue dans les années 40, planifiée dans les années 60 et lancée dans les années 80.
- En 1983 le premier système commercial cellulaire américain était mis en service à Chicago [53].

### 4.2. Historique de la téléphonie :

Au début de notre siècle, le téléphone révolutionna nos moyens de communiquer permettant enfin de dialoguer à longue distance [53]. Malgré des débuts difficiles, le téléphone est devenu au même titre que l'eau courante ou l'électricité un service de base.

Les réseaux radioélectriques destinés aux communications personnelles et professionnelles sont en perpétuelle mutation. En effet le monde de la téléphonie est en pleine révolution et la Convergence Fixe-Mobile (FMC) apparaît aujourd'hui incontournable. C'est avec la commercialisation de Radiocom 2000 [69] à la fin des années 80 que les premières notions de téléphonie cellulaire sont apparues.

Au début des années 90, la technologie Global System for Mobile Communications (GSM) s'est rapidement imposée et compte aujourd'hui plus de trois milliards d'utilisateurs à travers le monde. Les technologies cellulaires ont ensuite rajouté du transport de données et ont largement évolué grâce à des normes comme le General Packet Radio Service (GPRS) et

l'Universal Mobile Telecommunications System (UMTS).

Dans le monde à la fin 2012, ce sont plus de 6 milliards d'abonnements mobile qui étaient souscrits, soit une croissance de plus de 7,55% sur un an. Selon l'International Telecommunication Union. L'institut prévoit même qu'à la fin 2013, le nombre d'abonnements mobiles dans le monde approchera des 7 milliards [54].



Figure 4.1. Nombres d'abonnés au mobile dans le monde.

### 4.3. Le système GSM

GSM est la première norme de téléphonie cellulaire qui soit pleinement numérique. C'est la référence mondiale pour les systèmes radio-mobiles.

Le réseau GSM offre à ses abonnés des services qui permettent la communication de stations mobiles de bout en bout à travers le réseau. La téléphonie est le plus important des services offerts. Ce réseau permet la communication entre deux postes mobiles ou entre un poste mobile et un poste fixe. Les autres services proposés sont la transmission de données et la transmission de messages alphanumériques courts.

### 4.4. Historique de GSM

#### Automne 1979 :

La Conférence Administrative Mondiale des Radio-communications (CAMR) se réunit à Genève. Cette instance de l'Union Internationale des Télécommunications (UIT) est chargée de répartir une ressource rare et précieuse: les fréquences hertziennes du spectre radioélectrique. La bande des 900 MHz, jusqu'alors réservée aux liaisons fixes.

#### 1982 :

Alors qu'apparaissent en Europe les premiers services commerciaux nationaux de radiotéléphonie cellulaire analogique, la Conférence Européenne des Postes et Télécommunications (CEPT) réserve deux sous-bandes de 25 MHz chacune: 890-915 MHz pour l'émission à partir des stations mobiles (terminaux) et 935-960 MHz pour l'émission à partir des postes fixes (stations de base).

**1985 :**

L'état d'esprit change à partir de 1985. Les opérateurs s'aperçoivent que le marché des mobiles explose et que les réseaux existants sont menacés de saturation. L'intérêt pour le programme GSM est soudain ravivé.

**1987 :**

Les grandes décisions interviennent en 1987. Treize pays européens s'accordent sur les options de la future norme, ils optent définitivement pour le numérique.

**1988 :**

En 1988 les signataires s'engagent à introduire un système cellulaire numérique respectant toutes les spécifications du GSM dans la bande des 900 MHz, avec des capacités de couverture internationale.

**1992 :**

Tout en conservant son abréviation, le GSM est rebaptisé Global System for Mobile Communications. Un changement de nom qui symbolise le passage du concept de laboratoire au produit commercial.

**4.5. GSM révolution, caractéristiques et qualités**

**GSM** (Global System for Mobile Communication) est une norme élaborée au cours des années '80 et '90, et qui est toujours en évolution afin de définir les paramètres pour un réseau de communication cellulaire numérique. La norme GSM est utilisée pour les réseaux de communication sans fil à travers le monde [55].

Chaque pays avait dû développer son propre réseau ce qui ne permettait pas à un abonné d'un pays d'utiliser son téléphone dans un autre. Cette situation était particulièrement critique en Europe où les passages d'un pays à l'autre sont fréquents.

En 1982 [55] le Groupe Spécial Mobile fut créé afin d'élaborer une norme pour un réseau de communication mobile paneuropéen répondant aux critères suivants:

- Bonne qualité subjective de la voix;
- Baisse des coûts des équipements et des services;
- Passage d'un pays à l'autre sans interruption de service;
- Habilité pour supporter de nouveaux services;
- Utilisation efficace du spectre de fréquences;
- Compatibilité avec d'autres systèmes.

Le groupe opta pour un réseau numérique pour trois raisons principales :

1. Capacité
2. Compatibilité avec d'autres systèmes.
3. Qualité de la voix.

**4.6. Evolution de l'idée de cellulaire**

Il est important de comprendre que la radio cellulaire d'aujourd'hui n'est pas tant une nouvelle technologie qu'une nouvelle idée pour organiser la technologie existante sur une plus grande échelle. L'idée cellulaire commença à apparaître dans les années 40 laquelle dérive de la radiodiffusion basée sur le principe d'installation d'un émetteur de forte puissance au sommet de plus haut point de la

zone et projetait le signal vers l'horizon (jusqu'à 60 à 80 km).

Cela permettait de bien adapter la couverture sur une plus grande surface. Ce qui signifiait que le peu de canaux disponibles était bloqué sur une grande surface pour un petit nombre d'appels. On a eu alors l'idée d'utiliser plusieurs émetteurs de faible puissance chacun spécifiquement conçu pour desservir une cellule (petite surface) [56].

#### 4.7. Système cellulaire

Dans [55] un système cellulaire, la région couverte est divisée en cellule, comme illustré à la figure 4.3. Une cellule est de forme circulaire mais dépend en réalité de la topographie de la région qui est servie par l'antenne de la cellule. Pour plus de clarté, on peut les illustrer par des hexagones. Au centre d'une cellule on retrouve un ou un ensemble d'émetteurs récepteurs correspondant à une bande de fréquences.

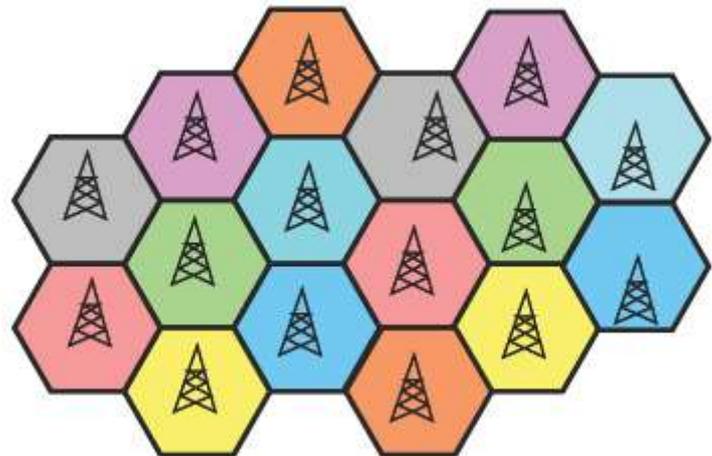
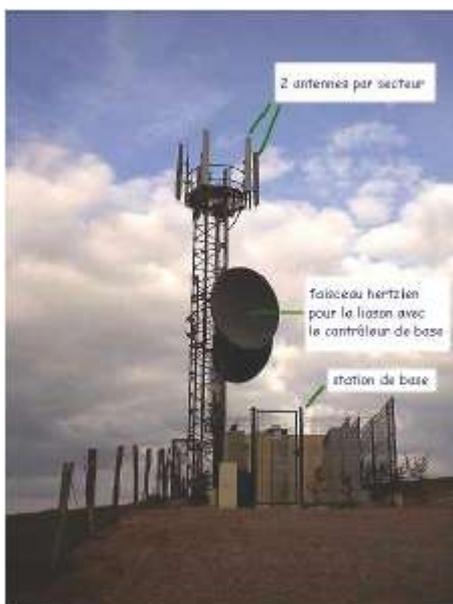


Figure 4.2. La station de base du réseau GSM. Figure 4.3. Structure d'un système cellulaire.

Dans la conception d'un réseau cellulaire, il faut considérer les aspects suivants :

- La topographie (bâtiments, collines, montagnes, etc.)
- La densité de la population pour établir la dimension de cellule.
- Deux cellules adjacentes ne peuvent utiliser la même bande de fréquence afin d'éviter les interférences [55].

#### 4.8. Types de cellules :

##### 4.8.1. Cellule

Ensemble des points où le mobile peut dialoguer avec une station de base donnée avec une qualité suffisante.

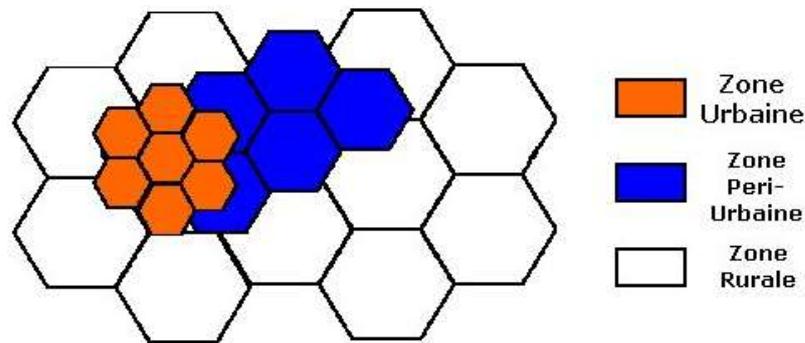


Figure 4.4. Exemples d'un réseau cellulaire [54]

Le nombre de communications simultanées que peut écouler une station de base est limité pour des questions matérielles, et surtout à cause du nombre de fréquences disponibles. Ces contraintes et bien d'autres encore (économiques, techniques, ...) ont donné lieu à différents types de cellules : On distingue ainsi les microcellules, les macrocellules, les grosses cellules.

#### 4.8.1.1. Les microcellules

Adaptées aux zones urbaines denses, ce sont des cellules de très petites tailles (quelques centaines de mètres de rayon 500m). Elles permettent d'écouler un trafic important.

#### 4.8.1.2. Les macrocellules

Ce sont des cellules de tailles importantes jusqu'à 35 Km adaptées aux zones rurales faiblement peuplées.

#### 4.8.1.3. Les grosses cellules

Elles sont vraiment faites pour couvrir de grand territoire voir pour avoir une couverture mondiale.

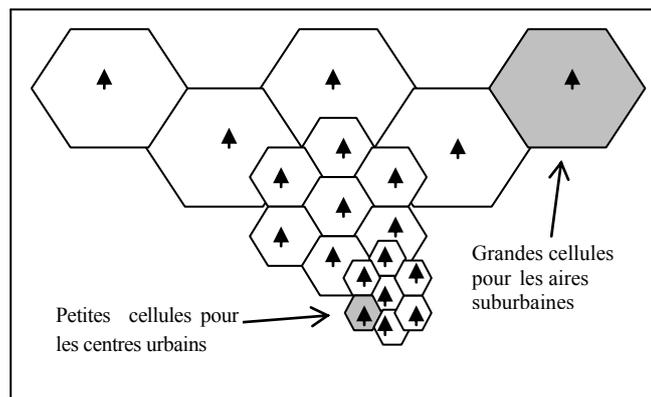


Figure 4.5. Divisions cellulaires

#### 4.9. Limites des normes actuelles

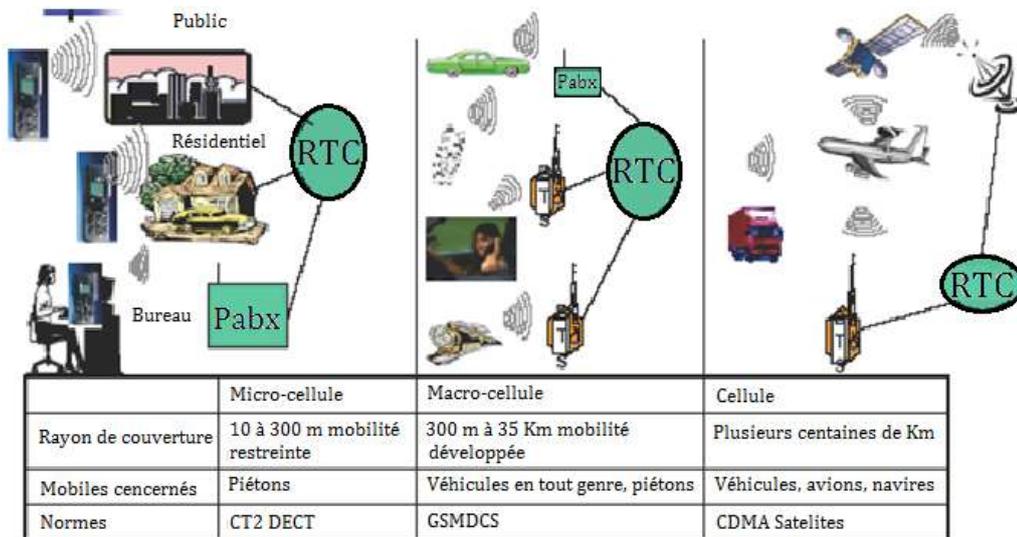


Figure 4.6. Limite des normes actuelles

#### 4.10. Notion de motif (les clusters)

- Les cellules sont regroupées en clusters de 3, 4, 7, 9 ... cellules.
- Chaque cluster partage les fréquences disponibles entre toutes ses cellules.
- La cellule la plus proche utilisant les mêmes fréquences doit être à une distance **D** minimale.
- Le facteur de réutilisation du spectre (qui permet de réduire les interférences) est:
 
$$\frac{D}{R} = \sqrt{3K}$$
 où K est le patron de répétition.
- $k = i^2 + i \cdot j + j^2$ , **i** et **j** sont des entiers positifs (c'est-à-dire, K=3, 4, 7, 9, 12, 21 ou 27).

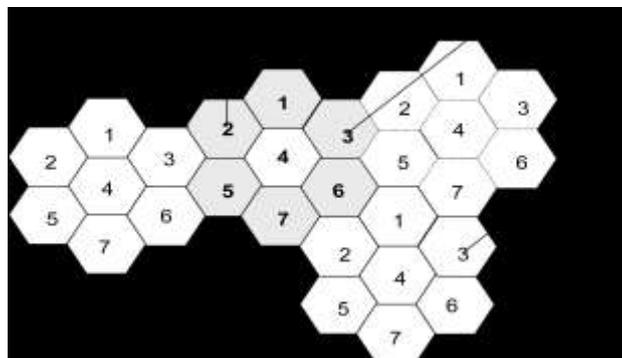


Figure 4.7. Représente la distance de réutilisation des fréquences pour un type de cluster.

#### 4.11. Architecture d'un réseau GSM

Un réseau GSM [55] compte une (ou plusieurs) station de base par cellule. La station mobile choisit la cellule selon la puissance du signal. Une communication en cours peut passer d'une cellule à l'autre permettant ainsi la mobilité des utilisateurs. Les composantes principales sont :

- Le contrôleur de station de base : BSC - Base Station Controller.
- La station de base d'émetteur-récepteur : BTS - Base Transceiver Station.
- Le commutateur de service mobile : MSC - Mobile Switching Center.

La figure 4.8 illustre l'architecture de réseau GSM.

On peut diviser le réseau en 4 parties principales :

- 1- La station mobile : MS - Mobile Station.
- 2- Le sous-système radio : BSS - Base Station Subsystem.
- 3- Le sous-système réseau : NSS – Network Subsystem.
- 4- Le sous-système opération : OSS – Operation Subsystem.

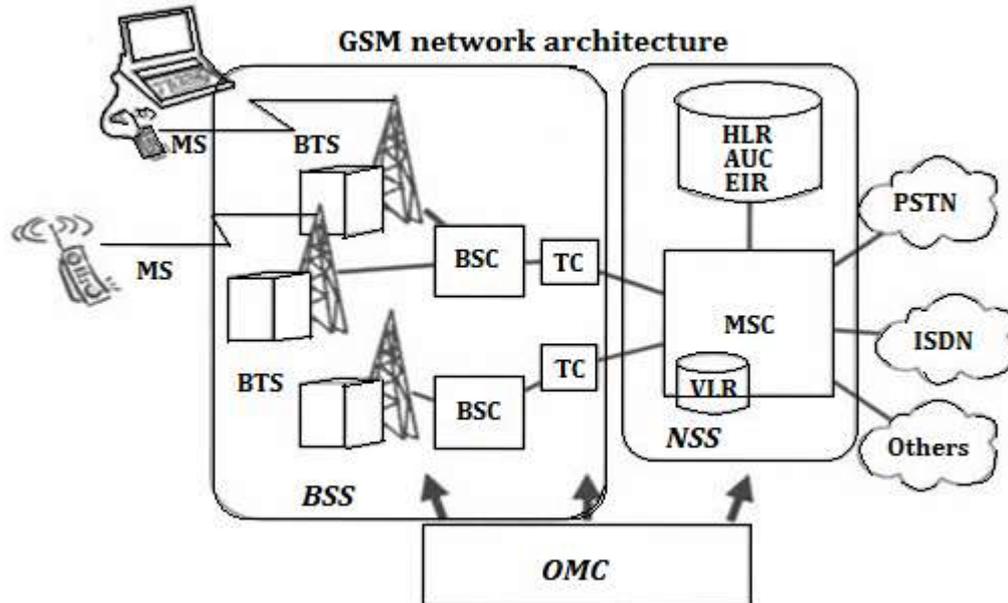


Figure 4.8. Architecture GSM suivant la norme.

#### 4.11.1. Station mobile (MS – Mobile Station)

La station mobile est composée d'une part du terminal mobile, et d'autre part du module d'identité d'abonné (SIM – Subscriber Identity Module).

Chaque terminal mobile est identifié par un code unique IMEI (International Mobile Equipment Identity). Ce code est vérifié à chaque utilisation [55].

#### 4.11.2. Le sous-système radio (BSS – Base Station System)

Le sous-système radio comprend deux parties. La première, appelée station de base (BTS -Base Transceiver Station), consiste en un ou un ensemble d'émetteurs-récepteurs et leur antenne. Généralement, une BTS est associée à une cellule et est située au centre de celle-ci.

La seconde partie est le contrôleur de station de base (BSC – Base Station Controller) dont le rôle est de gérer les ressources radio d'une ou plusieurs stations de base (BTS) [55].

#### 4.11.3. Le sous-système réseau (NSS) :

Le rôle principal de ce sous-système est de gérer les communications entre les abonnés et d'autres usagers (abonnés). Il contient les composantes suivantes :

##### 4.11.3.1. Commutateur de service mobile (MSC - Mobile Switching Center)

Cet élément peut être considéré comme le cœur d'un système cellulaire puisqu'il fait la gestion des appels et de tout ce qui est lié à l'identité des abonnés, à leur enregistrement et à

leur localisation. Le MSC agit en somme comme un nœud d'un réseau commuté.

#### 4.11.3.2 Commutateur d'entrée de service mobile (GMSC– Gateway MSC)

Ce commutateur est l'interface entre le réseau cellulaire et le réseau téléphonique publique.

#### 4.11.3.3. Registre des abonnés locaux (HLR – Home Location Register)

Il s'agit d'une base de données contenant les informations sur les abonnés appartenant à la région desservie par le commutateur de services mobiles (MSC).

#### 4.11.3.4. Registre des abonnés visiteurs (VLR – Visitor Location Register)

Cette base de données contient temporairement des informations sur les abonnés qui visitent une région desservie par un MSC autre que celui auquel ils sont abonnés. Il est à noter que le VLR est toujours associé à un MSC.

#### 4.11.3.5. Centre d'authenticité (AuC – Authentication Center)

Le AuC [55] est une base de données protégée qui contient une copie de la clé secrète inscrite sur la SIM de chaque abonné. Cette clé est utilisée pour vérifier l'authenticité de l'abonné et pour l'encryptage des données envoyées.

#### 4.11.3.6. Registre d'identification d'équipement (EIR)

Comme nous l'avons vu précédemment, chaque terminal mobile est identifié par un code IMEI. Le registre EIR contient la liste de tous les terminaux valides. Une consultation de ce registre permet de refuser l'accès au réseau à un terminal qui a été déclaré perdu ou volé.

### 4.12. Sous-système opération (OSS)

Le centre d'exploitation et de maintenance " OMC ", Operation and Maintenance Center, est l'entité de gestion et d'exploitation du réseau. Elle regroupe la gestion administrative des abonnés et la gestion technique des équipements.

### 4.13. Régions géographiques d'un réseau GSM

La figure 4.9 ci-dessous illustre les différentes zones géographiques auxquelles on peut relier un réseau GSM.

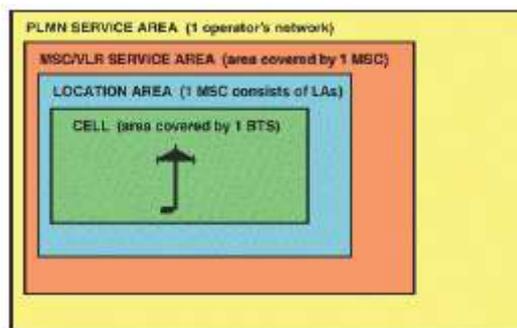


Figure 4.9. Les rapports entre les différentes zones [55]

Une cellule correspond à la région couverte par une station de base (BTS).

Une région de repérage (LA – **L**ocation **A**rea) est un groupe de cellules. C'est la région par laquelle on localise un abonné.

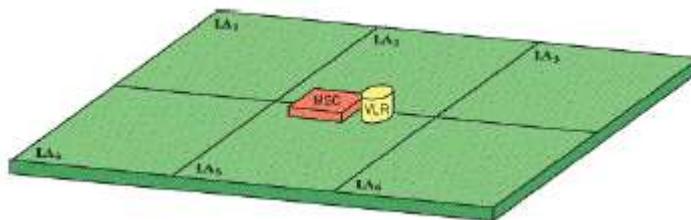


Figure 4.10. Subdivision de la zone de service MSC/ VLR en zones de localisation [55]

Une région de service MSC/VLR est un groupe de LA sous le contrôle d'un seul MSC.

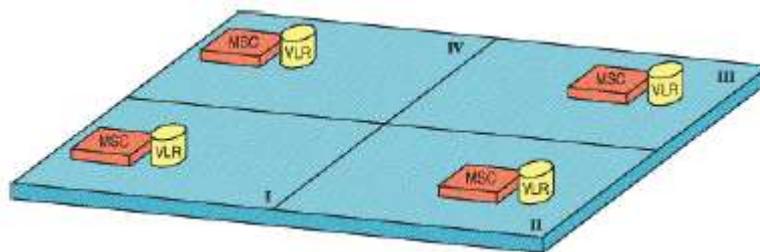


Figure 4.11. Zone de service MSC/ VLR I à IV [55]

Finalement, un réseau mobile d'une région public (PLMN) est la région desservie par un opérateur de réseau [55].

## LE GSM EN ALGERIE

### 4.14. Historique de la téléphonie cellulaire en Algérie

Le domaine des communications radio mobile est en rapide évolution. L'administration algérienne des télécommunications a commencé par le NMT 900 (Nordic Mobile Telephone) en 1991 qui est un système analogique tout à fait classique. En 1998 les PTT ont opté pour le système GSM 900 pour des raisons plus économiques que techniques.

### 4.15. Le réseau GSM algérien

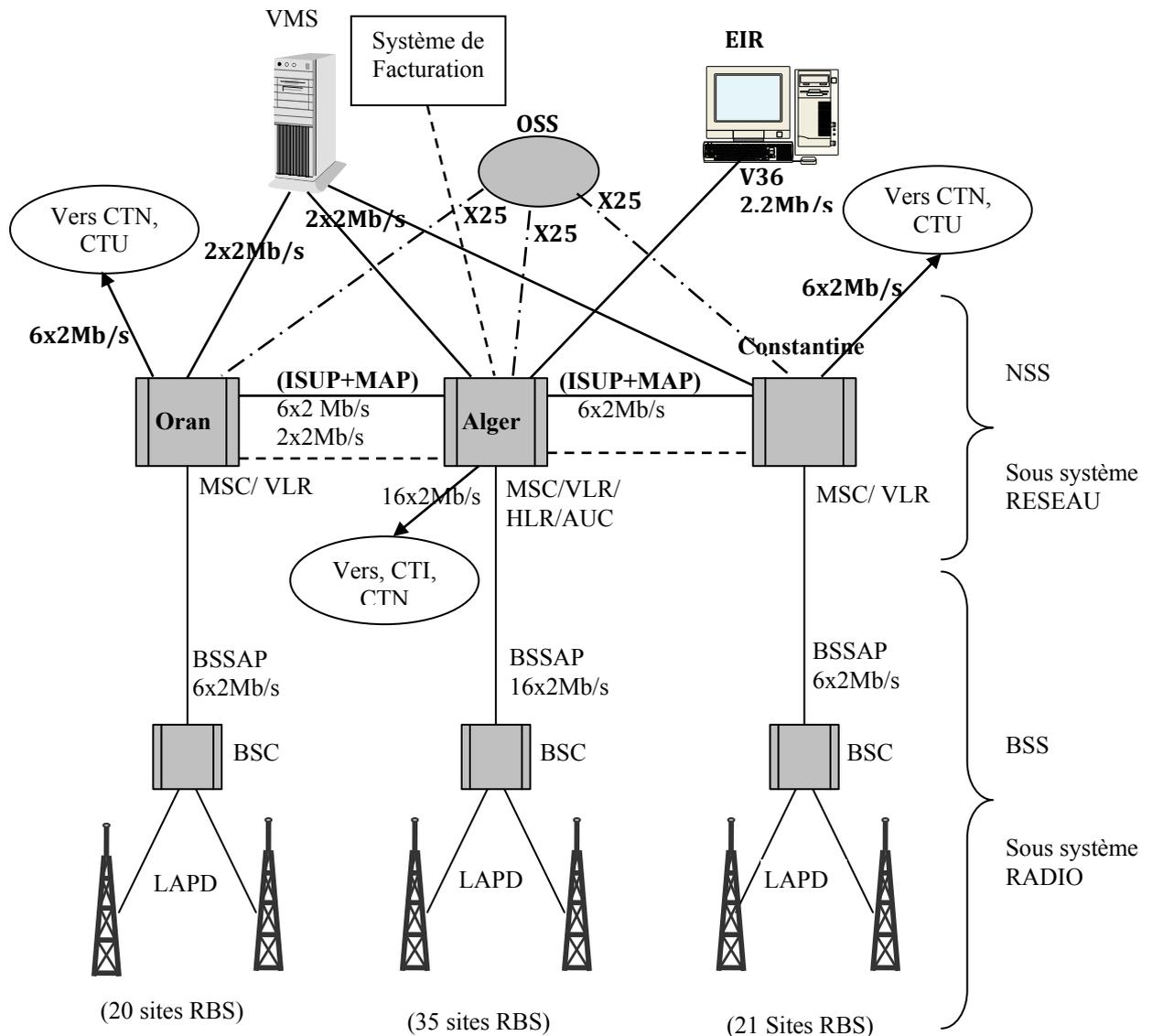
Appellation A.M.N (**A**lgerian **M**obile **N**etwork) est l'appellation internationale abrégée de notre réseau GSM. C'est ce nom qui apparaîtra sur l'écran du poste mobile de tout abonné se trouvant dans sa zone de couverture, qu'il soit abonné à ce réseau ou seulement un hôte<sup>1</sup>.

Bande de fréquence: Le réseau A.M.N utilise la bande des 900 Mhz

### 4.16. Répartition des équipements

Le réseau A.M.N est structuré autour de trois commutateurs : Alger, Oran et Constantine.

<sup>1</sup> Personne qui reçoit l'hospitalité, invité



Architecture du réseau GSM Algérie -

Figure 4.12. Architecture d'installation des équipements du réseau interconnexion et liaisons

**Remarque :**

- Le MSC/VLR et le BSC se trouve dans un central pour chaque zone.
- On a un seul HLR, AUC, OSS, EIR, VMS et système de facturation qui se trouvent à Alger.
- A chacun des 3 commutateurs est connectée une grappe de stations de base, lesquelles à leur tour prennent en charge les stations mobiles d'abonnés.

**4.17. Les opérateurs de la téléphonie mobile en Algérie**

- **Wataniya Télécom Algérie (WTA).**
- **Orascom Telecom Algérie (OTA).**
- **Algérie Télécom (public).**

#### 4.18. Les zones de couverture

Le réseau A.M.N. couvrira dans sa phase de départ :

- La partie nord du pays, sur une largeur allant jusqu'à 100 km.
- Tous les chefs lieux de wilaya et leurs environs immédiats sur un rayon de 50 km.
- Les grands axes routiers (est-ouest, Oran, Bechar, Alger-Ouargla-Hassi Messaoud, Constantine-Ouargla) [57].



Figure 4.13. Découpage en 3 zones

#### 4.19. Services offerts en Algérie

Le réseau A.M.N offre en plus du service téléphonique de base, un certain nombre de services et facilités comme :

- ✓ Transfert d'appel.
- ✓ Transmission des messages alphanumériques.
- ✓ Transmission des messages vocaux.

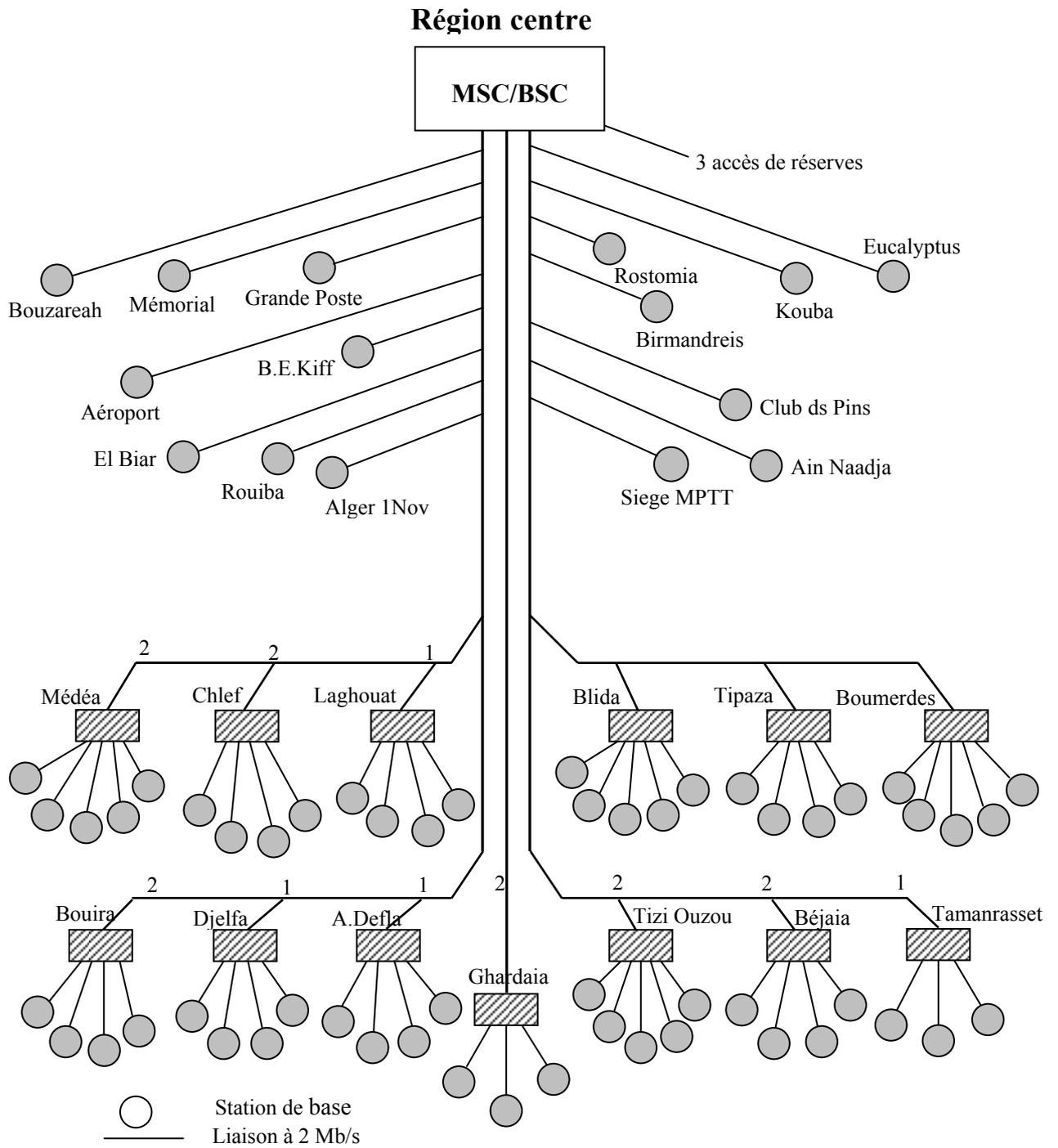


Figure 4.14. Répartition des différents sites, région Centre

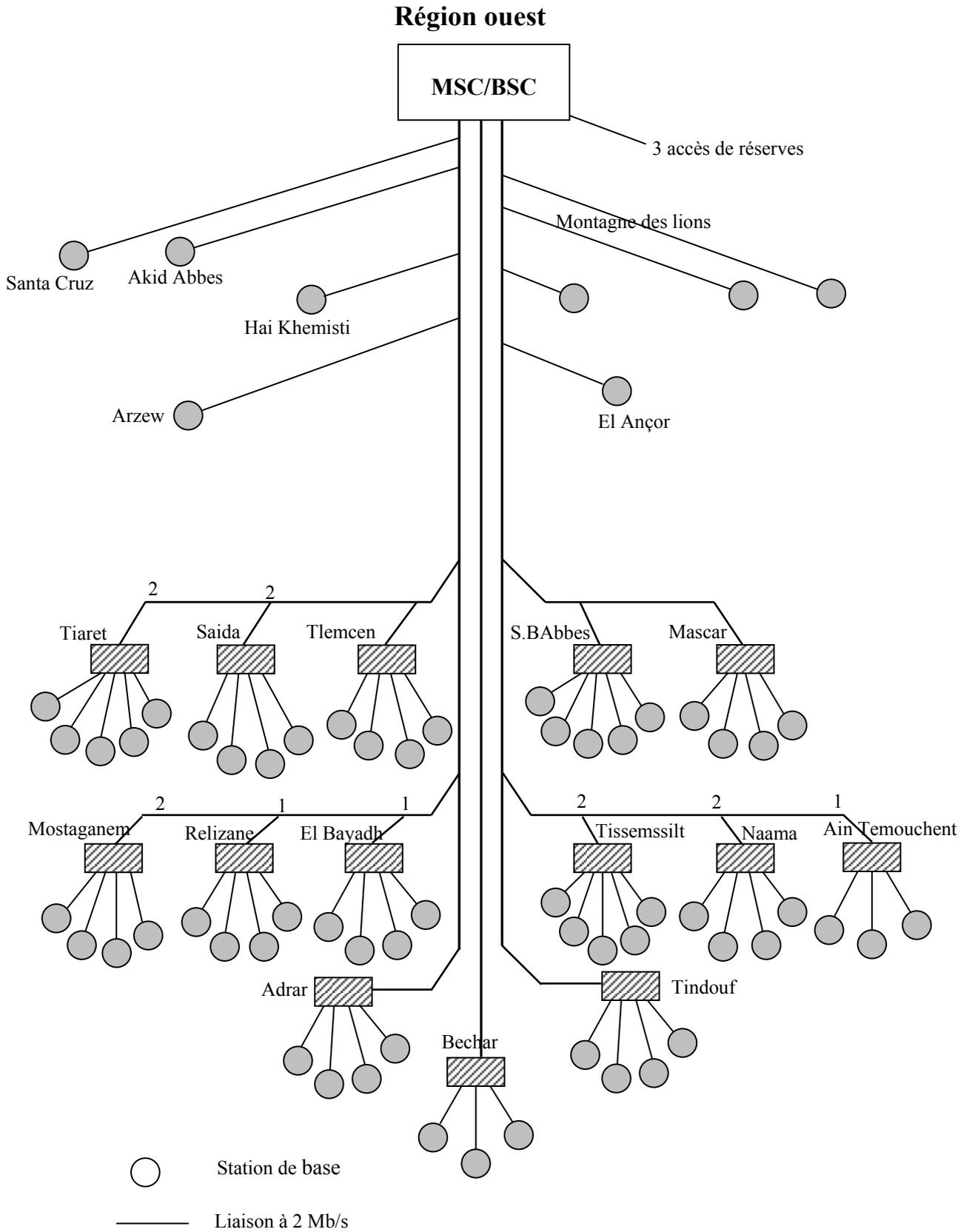


Figure 4.15. Répartition des différents sites, région Ouest

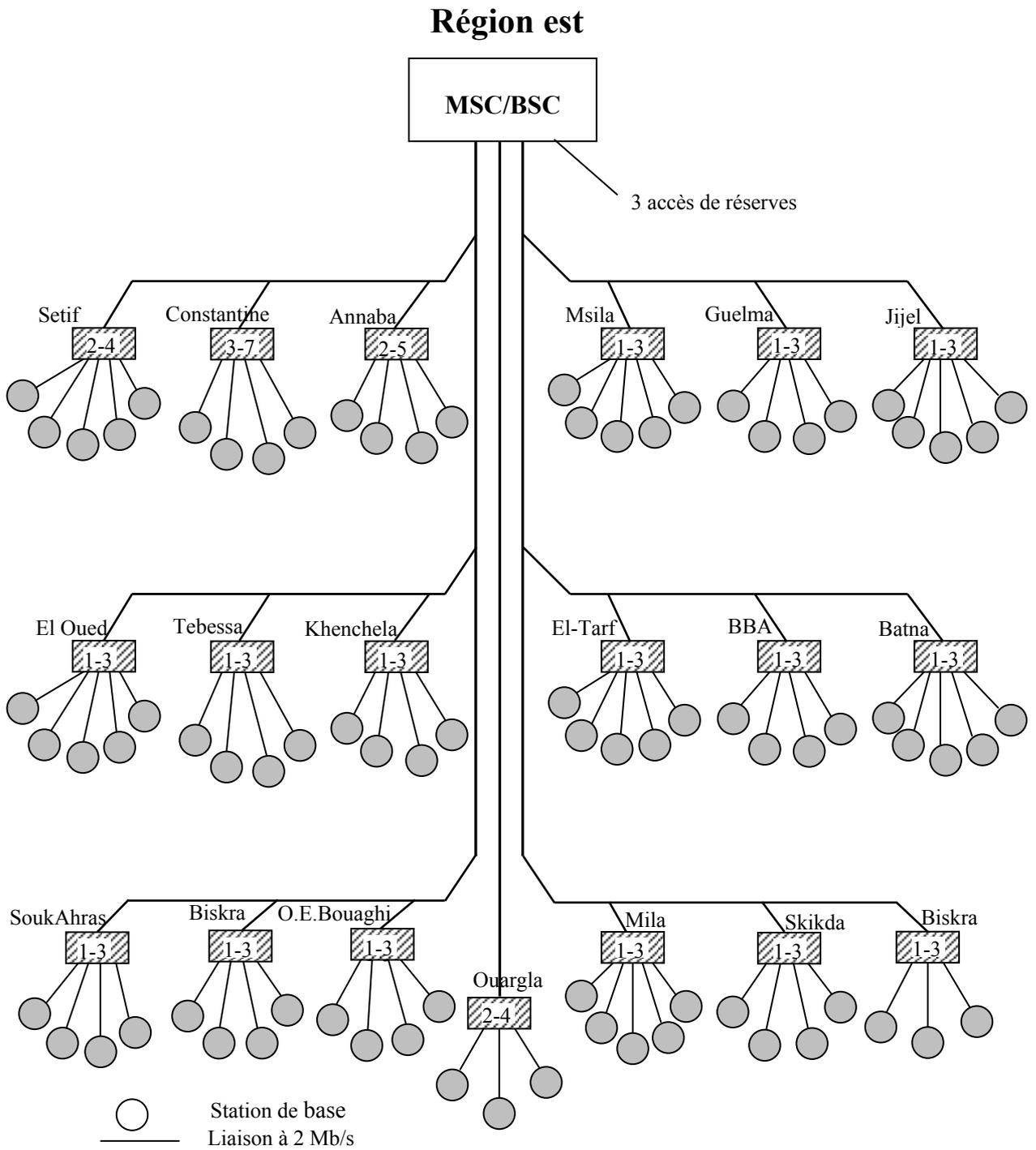


Figure 4.16. Répartition des différents sites, région Est

#### 4.20. Conclusion

Le réseau GSM est considéré par ses exploitants comme un investissement qui doit être rentable, qui doit offrir une certaine pérennité et pouvoir évoluer. Les qualités de ce réseau sont l'utilisation optimum des ressources (fréquences radio, capacité de transmission, une grande disponibilité, une exploitation simple et efficace, une normalisation réussie).

D'après notre étude sur le GSM nous croyons qu'il faut créer un module de formation sur la radio mobile en particulier le système GSM.

On a remarqué qu'il existe un seul HLR dans le réseau algérien qui se trouve à Alger. Cela est un inconvénient car on sait que le HLR est une base de données qui est consultée par le VLR d'Oran et de Constantine. Si malheureusement, il y a coupure de liaison, c'est l'ensemble du réseau algérien qui risque de tomber en panne. Une solution consisterait à installer un HLR au niveau d'Oran et Constantine pour sécuriser le réseau.

Le système GSM recèle de grandes possibilités d'amélioration et d'extension au bénéfice de l'opérateur comme de l'abonné. Il apporte à ce dernier un confort d'écoute accru en réduisant les affaiblissements et les interférences entre les mobiles. Il diminue ses temps d'accès au réseau et garantit le secret de ses communications. Les services offerts ne sont pas limités aux seules communications vocales mais à une large gamme de services de transmission de données.

La norme GSM est maintenant reconnue dans le monde entier, comme en témoigne le nombre de pays et d'opérateurs qui ont investi dans des réseaux GSM. Par ailleurs cette norme a été adoptée par la ligue des pays arabes ce qui lui confère une large utilisation parmi les pays membres.

Ce service de téléphonie mobile a de longues années à vivre (en termes de longévité de technologie utilisée, de ses performances techniques actuelles et à venir, de ses facilités, d'exploitation, etc.) Il serait judicieux d'en tirer profit au mieux et de faire en sorte que les investissements consentis soient rentabilisés dans des délais raisonnables. D'autre part la technologie radio mobile type GSM constitue une des solutions à mettre en œuvre pour désengorger le réseau téléphonique en général et contribuer au développement socio-économique du pays.

## Chapitre 5

### **APPLICATION AU DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE POUR ALIMENTER UNE STATION À RELAIS DE TÉLÉCOMMUNICATION.**

---

#### **5.1. Introduction**

La croissance de la demande des populations en énergie et la limitation des ressources classiques, fait que l'énergie solaire devient très intéressante dans plusieurs domaines, en apportant une solution réellement économique et écologique.

On estime qu'actuellement plus de deux milliards de personnes ne sont pas reliées à un réseau électrique et ne le seront pas dans un avenir proche pour des questions de rentabilité liées à l'éloignement, à la faible densité de population, à la pauvreté ou au manque de besoins. Pour ces populations, les systèmes solaires autonomes peuvent jouer un rôle très important (éclairage, pompage...etc.).

L'utilisation de l'électricité solaire en zones reculées est très répandue dans le secteur des télécommunications, en particulier pour relier les zones isolées au reste du pays. Concernant l'Algérie, un pays très vaste d'un climat très diversifié, ayant deux grandes zones géographiques distinctes, le Nord méditerranéen et le Sud saharien, peut devenir un bon concurrent dans cette course de recours aux énergies renouvelables qui apparaît comme la solution la plus attractive pour répondre aux besoins en énergie d'un poste de télécommunication pour satisfaire les besoins d'utilisations isolées[58].

Cependant, ces solutions exigent au préalable un dimensionnement laborieux basé sur une connaissance approfondie du gisement en énergies renouvelables du site d'implantation à l'amont, une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite à l'aval et un savoir faire que seule l'expérience dans l'ingénierie des systèmes énergétiques pourra assurer.

Au cours du présent chapitre nous allons montrer les techniques nécessaires pour un dimensionnement adéquat du système photovoltaïque. Ce qui va nous permettre en outre de mettre en évidence le fonctionnement de toute la chaîne de conversion photovoltaïque qui compose le système en question.

#### **5.2. Energie électrique d'origine photovoltaïque pour l'alimentation des sites de télécommunications**

L'énergie solaire est toute à fait appropriée au domaine des télécommunications dans la mesure où celui-ci nécessite des sites énergétiquement autonomes, par exemple les relais et les émetteurs hertziens.

##### **❖ Turquie**

**Croatie en Turquie**



Installation photovoltaïque :  
Puissance de crête 11,5 kWp  
Capacité de la batterie 2900 Ah  
[Source photo : EnergyPLUS]

**Cesme en Turquie**



Installation photovoltaïque :  
Puissance de crête 3,2 kWp  
Capacité de la batterie 1 500 Ah  
[Source photo : Girasolar]

❖ **Maroc**



[Source photo : Girasolar]

❖ **France & Canada**

**France**



[www.photowatt.com]

**Nahanni, Territoires du Nord-Ouest,  
Canada (62° N)**



[Photo: Northwest Tel Inc.]

Figure 5.1. Installations photovoltaïques destinées pour l'alimentation électrique des Stations relais de télécommunication

### 5.3. Modélisation du système à dimensionner

Le système étudié est constitué par le générateur PV, le convertisseur DC-DC (hacheur de type survolteur ou dévolteur) et la BTS, de puissance nominale  $P_n(w)$ . Le convertisseur DC-DC est commandé par un signal modulé en largeur d'impulsion suivant une stratégie qui a pour but la recherche permanente du point de puissance maximum (MPPT). La figure ci-après présente une disposition synoptique de l'ensemble du système.

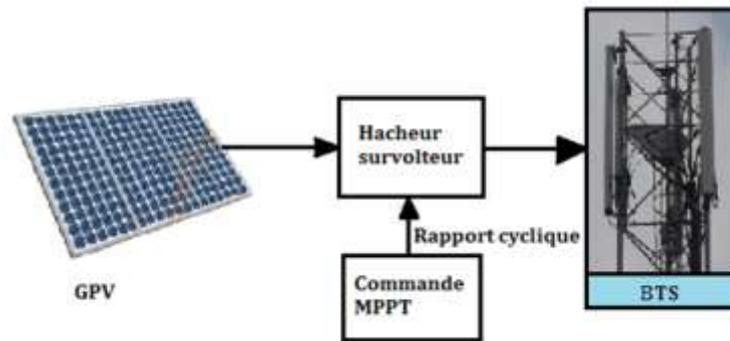


Figure 5.2. Schéma synoptique du système PV contrôlé par MPPT [59]

### 5.4. Dimensionnement d'un système PV avec batterie

Le dimensionnement a pour but de déterminer d'une part le nombre de modules solaires à utiliser dans l'installation qui est déduit d'un calcul effectué sur la puissance crête des générateurs solaires, et d'autre part la capacité de la batterie à utiliser comme élément de stockage, toute cette panoplie de paramètres est déduite à partir des données d'ensoleillement du site concerné, ainsi des besoins électriques de l'utilisateur. Le choix des composantes du système solaire doit permettre à l'utilisateur d'utiliser les équipements requis durant la période demandée (c'est-à-dire période annuelle ou déterminée), et ce avec une disponibilité prédéterminée.

### 5.5. Méthodes de dimensionnement

Plusieurs techniques ont été élaborées dans le but de réaliser un dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques. Ces méthodes sont basées sur l'équilibre énergétique pour déterminer la capacité de stockage et la production des panneaux photovoltaïques. Il existe plusieurs méthodes de dimensionnement d'un système PV les plus utilisées sont :

➤ **La méthode du mois le plus défavorable**

Dans cette méthode, on estime l'énergie récupérable pour une période critique d'un mois le plus défavorable. Ce mois correspond au mois pendant lequel la valeur de l'irradiation moyenne mensuelle est la plus faible de l'année ou dans certains pays la période d'hivers est rude (le mois de janvier est choisit en Algérie).

➤ **La méthode de la moyenne annuelle**

Cette méthode est très proche de celle du mois le plus défavorable. Elle utilise elle aussi l'irradiation journalière ( $kWh/m^2.j$ ), mais pour une moyenne qui s'étend pour toute une année au lieu d'un seul mois. Donc on calcul la moyenne mensuelle de l'énergie (irradiation)

récupérable sur un site pour les (12 mois de l'année) et on effectue la moyenne annuelle de celle-ci.

Ces dernières méthodes consistent en la réalisation des bilans énergétiques, pour calculer les dimensions des modules et batteries qui garantiront une fiabilité donnée du point de vue de la consommation. Leur avantage est qu'elle optimise énergétiquement l'installation et introduit le concept de fiabilité énergétique. Leur principal inconvénient est qu'il faut connaître les données horaires d'irradiations sur le site d'installation pour un nombre d'années trop grand (10 à 20 ans) [60] et ces données ne sont pas souvent disponibles.

## 5.6. Etapes de dimensionnement du système PV

Le dimensionnement ayant une incidence sur le prix, la qualité et la pérennité du système PV en site isolé, il constitue donc une étape cruciale lors de la mise en place du système. Il dépend :

- de l'ensoleillement sur le site au cours de l'année,
- de l'énergie requise par chaque récepteur à alimenter,
- du rendement énergétique de l'ensemble des composants y compris le stockage.

Il est alors évident qu'une demande importante en énergie augmentera la taille et le coût du système tandis que le choix de composants à haut rendement énergétique permettra de les réduire.

D'une manière générale, le dimensionnement devra suivre les étapes suivantes [22] :

- évaluation des besoins énergétiques.
- dimensionnement des panneaux PV.
- dimensionnement du stockage.
- dimensionnement des convertisseurs.

### 5.6.1. L'ensoleillement

Le profil d'ensoleillement devra donc pouvoir rendre compte de l'intensité d'éclairement du soleil à différentes heures de la journée. La source d'énergie de notre système étant le soleil, il est important d'apporter un soin particulier au profil d'ensoleillement.

L'Algérie de par sa situation géographique (située entre le 19<sup>ème</sup> et le 38<sup>ème</sup> parallèle nord), constitue sur le globe terrestre une zone particulièrement bien ensoleillée.

En effet, c'est un fait établi-basé sur des relevés de mesures s'étalant sur des dizaines d'années qu'une moyenne de 2200kWh de radiation solaire arrose chaque mètre carré du nord de l'Algérie, et 2650kWh chaque m<sup>2</sup> de son sud désertique.

En 2008, une étude émanant d'un centre de recherche Allemand, a montré qu'un soixantième de la surface de l'Algérie suffirait à couvrir les besoins en énergie électrique de toute l'Europe [61].

Un autre fait non moins établi est qu'en l'absence de découvertes majeures de nouveaux gisements, nos réserves d'énergies fossiles sont en déclin; et le recours à l'énergie solaire,

sous toutes ses formes, constitue une chance inestimable, pour notre pays, de pouvoir utiliser une énergie silencieuse, propre, et disponible à profusion.

l'ensoleillement quotidien moyen de l'irradiation normal direct en mois de juin

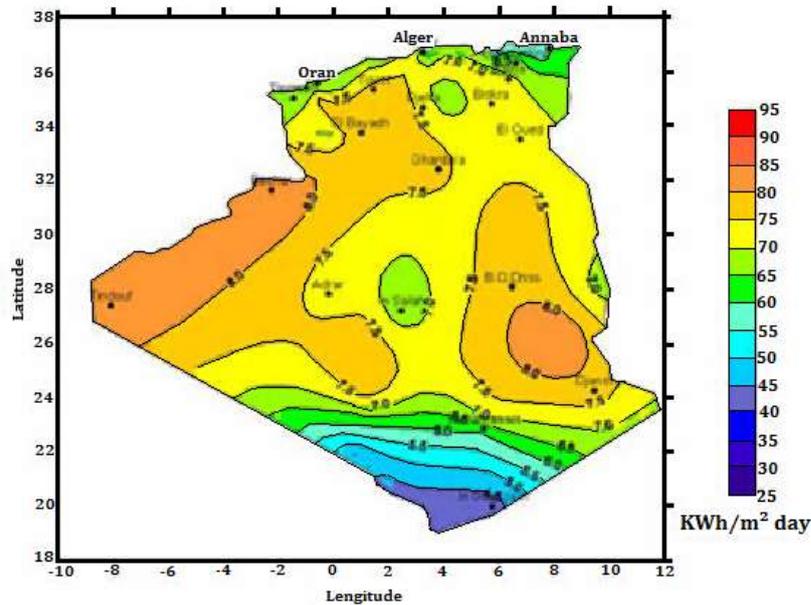


Figure 5.3. Carte d'irradiation normale directe de l'Algérie [61]

### 5.7. Application au dimensionnement de système PV pour sites BTS et BSC

Dans le cadre du développement de son réseau de télécommunication mobiles, la société **Watania Télécom Algérie-Nedjma(WTA)** a pris l'initiative d'étudier la possibilité d'alimenter en solaire photovoltaïque les équipements d'un de ses sites **BTS** (stations de base regroupant un ensemble d'émetteurs/récepteurs) et ses sites **BSC** (contrôleur de station de base).

La suivante partie est ainsi une application au dimensionnement du système PV présenté dans les chapitres précédents pour déterminer la taille des équipements d'installations photovoltaïques pouvant subvenir aux besoins électriques des sites susmentionnés.

### 5.8. Présentation des sites concernés

Les sites concernés par notre étude d'alimentation en solaire photovoltaïques sont situés dans la localité de **Bab Ezzouar** à **Alger** aux coordonnées géographiques suivantes : une latitude de 36°716' Nord, une longitude de 3°183' Est et une altitude de 59 m.

Ces sites font partie de réseau GSM (Global System for Mobile Communications) de la société WTA-Nedjma. Le sigle GSM est au fait la première norme de téléphonie cellulaire standardisée et adoptée de par le monde depuis les années 80. Elle constitue la référence mondiale pour les systèmes de communication radio-mobiles.

## 5.9. Application au dimensionnement de l'installation PV concernés

### 5.9.1. Estimation des besoins énergétiques

Les sites BTS et BSC devant être alimentés en solaire photovoltaïque, sont équipés de systèmes de climatisation conséquents pour éviter l'échauffement des équipements de communications. De plus, ces sites sont dotés d'équipements de détection d'incendie, de balisage nocturne et d'éclairage. Ces sites sont actuellement alimentés par le réseau électrique national et équipés de groupes électrogènes de 33kVA en cas de besoin.

### 5.9.2. Evaluation des bilans de puissance

Les tableaux 5.1 et 5.2 dressent la liste des charges électriques présentes dans les sites BTS et BSC. Leurs tensions d'alimentation, leurs puissances nominales ainsi que leurs durées d'utilisations y sont indiquées.

#### 5.9.2.1. Bilan pour un site BTS

Tableau 5.1. Bilan de puissance pour le site BTS

| Désignation des charges        | Puissance Nominale $P_n$ (w) | Tension D'alimentation | Durée D'utilisation | Consommation $E_c$ (kwh/j) |
|--------------------------------|------------------------------|------------------------|---------------------|----------------------------|
| BTS900                         | 700                          | DC 48V                 | 24 heures           | 16,8                       |
| BTS1800                        | 700                          | DC48 V                 | 24 heures           | 16,8                       |
| THS                            | 3000                         | DC48 V                 | 24 heures           | 72                         |
| Climatiseur HP48 MEGA HISSOTTO | 8010                         | AC 230 V               | 6 heures            | 48,06                      |
| Balisage nocturne              | 500                          | AC 230 V               | 8 heures            | 4                          |
| Eclairage                      | 1000                         | AC 230 V               | 10 heures           | 10                         |
| Détection incendie             | 500                          | AC 230 V               | 24 heures           | 12                         |

#### 5.9.2.2. Bilan pour un site BSC

Tableau 5.2. Bilan de puissance pour le site BSC

| Désignation des charges         | Puissance nominale $P_n$ (w) | Tension d'alimentation | Durée d'utilisation | Consommation $E_c$ (kwh/j) |
|---------------------------------|------------------------------|------------------------|---------------------|----------------------------|
| BSC                             | 2000                         | DC 48V                 | 24 heures           | 48                         |
| BTS900                          | 700                          | DC48V                  | 24 heures           | 16,8                       |
| BTS1800                         | 700                          | DC48V                  | 24heures            | 16,8                       |
| THS                             | 3000                         | DC48V                  | 24 heures           | 72                         |
| SDH                             | 1000                         | DC48V                  | 24 heures           | 24                         |
| Climatiseurs HP48 MEGA HISSOTTO | 2*8010                       | AC230V                 | 6 heures            | 2*48,06                    |
| Balisage Nocturne               | 500                          | AC230V                 | 8 heures            | 4                          |
| Eclairage                       | 1000                         | AC230V                 | 10 heures           | 10                         |
| Détection incendie              | 500                          | AC230V                 | 24 heures           | 12                         |

### 5.9.3. Interprétation des deux tableaux

Il est à noter que la puissance totale consommée dans un site BSC est largement supérieure à celle consommée dans un site BTS, ceci est due au fait que le site BSC contient au plus les équipements de la BTS, d'autres équipements opèrent à des puissances élevées.

Aussi il est à remarquer que les premières charges apparaissant dans ces deux tableaux sont des équipements de transmission alimentés sous une tension continue de 48V.

Tous les équipements qui suivent sont de nature alternatives, ils sont à une tension de 230V.

Le système photovoltaïque global à concevoir doit assurer la bonne alimentation en énergie électrique les deux parties (charge DC et charge AC) de chaque site.

Maintenant, nous calculons la consommation journalière des charges au niveau de chaque site, alors l'énergie totale consommée est :

Tableau 5.3. Estimation de l'énergie consommée pour les charges DC, AC pour un site BTS

| Site BTS  | Consommation totale (kWh/jour) |
|-----------|--------------------------------|
| Charge DC | 105,60                         |
| Charge AC | 74,06                          |
| Totale    | 179.66                         |

Tableau 5.4. Estimation de l'énergie consommée pour les charges DC, AC pour un site BSC

| Site BSC  | Consommation totale (kWh/jour) |
|-----------|--------------------------------|
| Charge DC | 177,6                          |
| Charge AC | 122,12                         |
| Totale    | 299.72                         |

## 5.9.4. Dimensionnement du champ photovoltaïque PV

### 5.9.4.1. Calcul de l'énergie requise

Le système a été dimensionné pour satisfaire aux besoins journaliers de consommation, évalués dans les tableaux précédents.

Pour le calcul de la puissance crête des parcs photovoltaïques nécessaires à installer dans les sites concernés par l'étude pour alimenter en énergie électrique les équipements de notre installation, il est primordial de connaître l'irradiation mensuelle du lieu d'implantation, en considérant les données mentionnées dans le tableau suivant pour le site d'Alger concernés par cette étude. [62]

Tableau 5.5. Irradiation mensuelle moyenne du site d'Alger [62]

| Mois           | Flux d'irradiation solaire reçue sur un site d'Alger (kWh/m <sup>2</sup> .jour) |
|----------------|---|
| Janvier        | 2,9323  |
| Février        | 3,9285  |
| Mars           | 4,6483  |
| Avril          | 5,4964  |
| Mai            | 5,8346  |
| Juin           | 5,9332  |
| Juillet        | 6,5289  |
| Août           | 4,4354  |
| Septembre      | 4,4354  |
| Octobre        | 4,4354  |
| Novembre       | 3,2256  |
| Decembre       | 3,2733  |
| <b>Moyenne</b> | <b>4,5923</b>   |

Le dimensionnement des panneaux PV se fait suivant la formule suivante :

$$P_c = \frac{B_j}{E_j} \cdot \eta_b \cdot \eta_i \quad (5.1)$$

Avec :

- $P_c$ : puissance crête des panneaux PV [W<sub>c</sub>],
- $B_j$ : Les besoins énergétiques journaliers [Wh/j].
- $E_j$ : rayonnement moyen quotidien du mois le plus défavorable [kWh/m<sup>2</sup>.j],

Où : l'irradiation mensuelle solaire moyenne reçue sur le site.

- $\eta_b$ : rendement électrique des batteries,
- $\eta_i$ : rendement électrique de l'installation.

On note par  $K = \eta_b \cdot \eta_i$  ; le coefficient correcteur. Sa valeur théorique est comprise entre **0.55** et **0.75**, mais en pratique la moyenne utilisée pour les systèmes avec batterie est **0.65**.

➤ Pour la station BTS

Tableau 5.6. La puissance crête nécessaire produite par le champ photovoltaïque : site BTS

| Site BTS                     | Puissance crête PV (kw <sub>c</sub> ) |
|------------------------------|---------------------------------------|
| Charge DC                    | 55,41                                 |
| Charge AC                    | 38,86                                 |
| Puissance globale de système | 94.27                                 |

➤ Pour la station BSC

Tableau 5.7. La puissance crête nécessaire produite par le champ photovoltaïque : site BSC

| Site BSC                     | Puissance crête PV (kw <sub>c</sub> ) |
|------------------------------|---------------------------------------|
| Charge DC                    | 93.18                                 |
| Charge AC                    | 64.07                                 |
| Puissance globale de système | 157.26                                |

#### 5.9.4.2. Le choix de la tension de fonctionnement

La tension du champ photovoltaïque PV dépend du type d'application, de la puissance du champ photovoltaïque, de la disponibilité des matériels (modules et récepteurs), de l'extension géographique du système. Elle est choisie généralement en fonction de la puissance crête du champ photovoltaïque. Dans notre cas, nous optons pour une tension crête du champ PV de **272.7 V<sub>cc</sub>** pour les sites BTS et BSC soit :

$$V_{PV} = 272,7 V.$$

#### 5.9.4.3. Détermination du nombre de modules à installer

Le nombre de modules photovoltaïques total est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête du générateur, il est donné par l'équation suivante :

$$N = \frac{P_{PV}}{P_m} \quad (5.2)$$

➤ Le nombre de modules connectés en série (N<sub>s</sub>) est égal à :

$$N_S = \frac{V_{PV}}{V_m} \quad (5.3)$$

➤ Le nombre de modules connectés en parallèles ( $N_p$ ) sera égale à :

$$N_p = \frac{N}{N_S} \quad (5.4)$$

Avec :

- $V_m$ : la tension crête de module choisi.
- $P_m$ : puissance crête de module.
- $N$ : nombre total de modules PV.

Il faut savoir qu'ils existent une multitude de modules PV dans le commerce et qui dépend des paramètres et des techniques de fabrication. Le tableau 5.8 est une comparaison de différents types de modules PV de commerce [63][64][65].

Tableau 5.8. Comparaison de différents types de modules PV de commerce

| Fabricant | Modèle  | $P_{max}$ en (W) | $V_{opt}$ en (V) | $I_{opt}$ en (A) | Nombre de cellules | Hauteur en cm | Largeur en cm |
|-----------|---------|------------------|------------------|------------------|--------------------|---------------|---------------|
| KENT      | ES725   | 250              | 30,3             | 8,25             | 60                 | 164,8         | 98,8          |
| BPSolar   | BP5170  | 170              | 36               | 4,72             | 72                 | 159           | 75,5          |
| BPSolar   | BP585   | 85               | 18               | 4,72             | 36                 | 118,8         | 50,8          |
| BPSolar   | BP120   | 120              | 33,7             | 3,56             | 72                 | 111,4         | 99,1          |
| BPSolar   | BPMSX60 | 60               | 16,8             | 3,56             | 36                 | 111           | 50,2          |
| BPSolar   | BPS10   | 10               | 16,9             | 0,59             | -                  | 61,6          | 38,2          |
| BPSolar   | BP3160  | 160              | 35,1             | 4,55             | 72                 | 158,7         | 79            |
| Photowatt | PWX100  | 11               | 17               | 0,65             | 36                 | 58            | 26            |
| Photowatt | PWX1000 | 105              | 34,6             | 3,05             | 72                 | 133,5         | 67,3          |
| Photowatt | PWX750  | 80               | 17,3             | 4,6              | 36                 | 123           | 55,6          |

Tableau 5.9. Les paramètres de module ES725. (Annexe1)

|  |      |
|--|------|
| Puissance crête $P_{max}$ ( $W_c$ )          | 250  |
| Tension à puissance max $V_{mpp}$ (V)        | 30,3 |
| Tension de circuit ouvert $V_{co}$ (V)       | 36,8 |
| Intensité à puissance maximale $I_{mpp}$ (A) | 8,25 |
| Courant de court circuit $I_{cc}$ (A)        | 8,62 |

On se basant sur les équations présentées préalablement, on peut déterminer le nombre total de modules nécessaires pour chaque site. Les deux tableaux ci-après résument les calculs effectués.

➤ Pour la station BTS

Tableau 5.10. Calcul de nombre de modules nécessaires pour site BTS

| Site BTS         | Total de nombre de modules à installés. | Nombre de modules en parallèles | Nombre de modules en sériés |
|------------------|---|---------------------------------|-----------------------------|
| Charges (DC+ AC) | 1215                                    | 135                             | 9                           |

- Pour la station BSC

Tableau 5.11. Calcul de nombre de modules nécessaires pour site BSC

| Site BSC         | Total de nombre de modules à installés. | Nombre de modules en parallèles | Nombre de modules en séries |
|------------------|---|---------------------------------|-----------------------------|
| Charges (DC+ AC) | 2025                                    | 225                             | 9                           |

Il est à noter que le nombre total de modules photovoltaïques nécessaires pour alimenter en énergie électrique le site BSC est bien supérieure à celui d'un site BTS, ceci peut être justifié par une demande en consommation importante afin de couvrir les besoins des équipements installés dans le site BSC si on la comparant à celle d'un site BTS.

S'agissant de l'orientation et de l'inclinaison, les modules seront fixés face sud avec une inclinaison égale à la latitude du lieu augmentée de 10° soit donc :

$$\text{Inclinaison des modules } (\alpha) = 36^\circ + 10^\circ = 46^\circ$$

#### 5.9.4.4. La puissance corrigée de champ photovoltaïque PV

D'après les résultats obtenus par les deux tableaux (5.10 et 5.11) et le tableau (5.9), on déduit que la puissance corrigée de champ photovoltaïque se calcule par cette formule :

$$P_{PV} = N_p \cdot N_s \cdot P_m \quad (5.5)$$

- Pour la station BTS, les puissances crêtes PV corrigées sont :

Tableau 5.12. La puissance crête corrigée produite par le champ photovoltaïque : site BTS

| Site BTS                              | Puissance crête PV corrigée (kw <sub>c</sub> ) |
|---------------------------------------|--|
| Charge DC                             | 55,44  |
| Charge AC                             | 39,30  |
| Puissance totale corrigée de champ PV | 94,74  |

- Pour la station BSC, les puissances crêtes PV corrigées sont :

Tableau 5.13. La puissance crête corrigée produite par le champ photovoltaïque : site BSC

| Site BSC                              | Puissance crête PV corrigée (kw <sub>c</sub> ) |
|---------------------------------------|--|
| Charge DC                             | 93,33  |
| Charge AC                             | 64,56  |
| Puissance totale corrigée de champ PV | 157,89   |

#### 5.9.4.5. Le courant total fourni par Groupe PV

Pour calculer le courant total fourni par les panneaux, il suffit d'appliquer les équations suivantes :

$$\begin{cases} I_{cc \text{ tot}} = N_p \cdot I_{cc} \\ I_{pm \text{ tot}} = N_p \cdot I_{pm} \end{cases} \quad (5.6)$$

Avec :

$I_{cc \text{ tot}}$  : Courant total de court circuit.

$I_{pm \text{ tot}}$  : Courant total au point de puissance Max.

$I_{cc}$  : Courant de court circuit du module.

$I_{pm}$  : Courant au point de puissance Max du module.

$N_p$  : Le nombre de modules connectés en parallèle.

➤ Pour la station BTS

Tableau 5.14. Caractéristiques de courants produits par le champ photovoltaïque : site BTS

| Site BTS         | Courant optimal $I_{pm\ tot}$ (A) | Courant total de court circuit $I_{cc\ tot}$ |
|------------------|-----------------------------------|--|
| Charges (DC+ AC) | 334,125                           | 349,11                                       |

➤ Pour la station BSC

Tableau 5.15. Caractéristiques de courants produits par le champ photovoltaïque : site BSC

| Site BSC         | Courant optimal $I_{pm\ tot}$ (A) | Courant total de court circuit $I_{cc\ tot}$ |
|------------------|-----------------------------------|--|
| Charges (DC+ AC) | 556,875                           | 581,85                                       |

#### 5.9.4.6. La tension totale fournie par Groupe PV

Les expressions de la tension aux bornes du Groupe PV sont données par les équations suivantes :

$$\begin{cases} V_{co\ tot} = N_s \cdot V_{co} \\ V_{pm\ tot} = N_s \cdot V_{pm} \end{cases} \quad (5.7)$$

Avec :

$V_{co\ tot}$  : La tension totale en circuit ouvert.

$V_{pm\ tot}$  : Tension totale au point de puissance Max.

$V_{co}$  : La tension en circuit ouvert du module.

$V_{pm}$  : Tension au point de puissance max du module.

$N_s$  : Le nombre de modules connectés en série.

➤ Pour la station BTS

Tableau 5.16. Caractéristiques de la tension produits par le champ photovoltaïque : site BTS

| Site BTS         | Tension optimale $V_{pmtot}$ (V) | Tension totale en circuit ouvert |
|------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Charges (DC+ AC) | 272,7                            | 331,2                            |

➤ Pour la station BSC

Tableau 5.17. Caractéristiques de la tension produits par le champ photovoltaïque : site BSC

| Site BSC         | Tension optimale $V_{pmtot}$ (V) | Tension totale en circuit ouvert |
|------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Charges (DC+ AC) | 272,7                            | 331,2                            |

### 5.9.5. Dimensionnement des batteries pour l'installation photovoltaïque PV

#### 5.9.5.1. Autonomie du système

L'autonomie d'un système PV est la durée pendant laquelle peut fonctionner le système sans que les panneaux PV ne produisent de l'électricité. Cette autonomie est fixée par la taille des batteries et on devra tenir compte de quelques principes élémentaires lors du dimensionnement comme par exemple l'énergie consommée, la puissance moyenne... En

effet, un sous-dimensionnement des batteries sera moins couteux mais ces dernières seront exposées à de profondes décharges et donc à une durée de vie plus courte tandis qu'un surdimensionnement sera plus onéreux. Dans ce dernier cas, du fait du surdimensionnement, les batteries seront rarement complètement chargées et au final une durée de vie plus courte.

Nous voyons ainsi qu'un sous dimensionnement aussi bien qu'un surdimensionnement des batteries conduisent au même résultat : la réduction de la durée de vie des batteries, d'où l'importance d'un dimensionnement optimal.

Le dimensionnement des batteries requièrent donc une attention particulière afin d'augmenter la durée de vie de ces dernières et par la même occasion diminuer le coût global du système. Dans notre cas et afin de ne pas avoir un investissement trop couteux en stockage, nous souhaitons obtenir une autonomie de 3 jours avec une profondeur de décharge de 80% pour des besoins journaliers estimés pour chaque site : BTS et BSC. La capacité nominale des batteries est donnée par la relation suivante :

$$C_b = \frac{B_j \cdot Aut}{U_{bat} \cdot \eta_b \cdot D} \quad (5.8)$$

Avec :

$C_b$  : La capacité nominale des batteries [Ah].

$B_j$  : Les besoins énergétiques journaliers [Wh/j].

$Aut$ : Le nombre de jour d'autonomie (3 jours).

$U_{bat}$ : La tension nominale des batteries [V].

$\eta_b$  : Le rendement énergétique des batteries (90%).

$D$  : Profondeur de décharge des batteries (80%).

#### 5.9.5.2. Calcul des capacités nominales des batteries

- Pour la station BTS

Tableau 5.18. La capacité nominale des batteries : site BTS

| Site BTS         | Capacité de la batterie en (Ah) |
|------------------|---------------------------------|
| Charge DC        | 9166,67                         |
| Charge AC        | 6428,82                         |
| Charges (DC+ AC) | 15595,5                         |

- Pour la station BSC

Tableau 5.19. La capacité nominale des batteries : site BSC

| Site BSC         | Capacité de la batterie en (Ah) |
|------------------|---------------------------------|
| Charge DC        | 15416,67                        |
| Charge AC        | 10600,69                        |
| Charges (DC+ AC) | 26017,36                        |

#### 5.9.6. Dimensionnement du hacheur dévolteur : Buck

Le choix de la fréquence est primordial dans le dimensionnement de cette structure. La fréquence de travail sera donc fixée ici, à 400 kHz. Dans notre application, un convertisseur Buck (abaisseur) est choisi pour la raison suivante :

- La tension de sortie (ici les charges c'est la BTS et la BSC) est 48 volts alors que la tension d'entrée (le générateurs photovoltaïque) veut 272,7 volts. Le convertisseur buck permet donc de convertir la tension continue du GPV en tension continue de plus faible valeur pour la consommation des charges.

Pour dimensionner le hacheur dévolteur, on doit établir les équations qui régissent le comportement du système en termes de valeurs moyenne.

En effet la tension moyenne d'inductance est égale à zéro en régime permanent :

$$\text{➤ } V_L(t) = d(V_i - V_o) + (1 - d)(-V_o) = 0 \quad (5.9)$$

On déduit donc de cette équation que le rapport de conversion d'un hacheur dévolteur est donné par la relation suivante en considérant que le convertisseur est idéal (sans perte) :

$$\text{(Voir Chap. II) } \frac{V_o}{V_i} = d \quad (5.10)$$

Le schéma de convertisseur Buck est représenté ci-dessous :

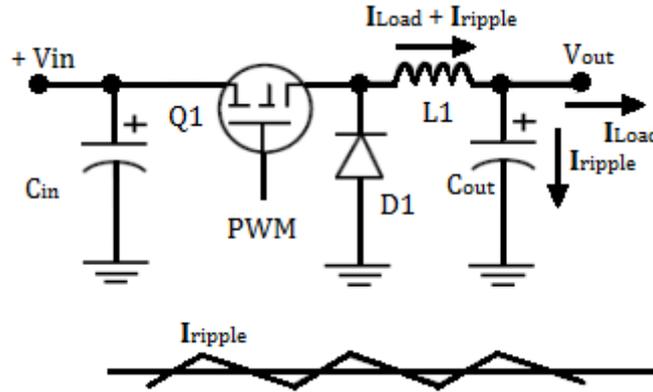


Figure 5.4. Convertisseur Buck

### 5.9.6.1. Dimensionnement des composants

A partir d'une tension d'entrée de 272,7 V, nous souhaitons avoir en sortie une tension de 48V avec une puissance nominale  $P_n(w)$ . La fréquence de commutation du convertisseur est de 400 kHz. Le calcul des composants  $L$  et  $C_{out}$  et  $C_{in}$  se fait grâce aux expressions suivantes:

#### 5.9.6.1.1. Calcul de l'inductance

Quand un convertisseur Buck travaille en mode de conduction continue, le courant  $I_L$  traversant l'inductance ne s'annule jamais. L'expression de  $L$  s'écrit de la façon suivante :

$$L = (V_{IN} - V_{OUT}) \times \left( \frac{D / F_{SW}}{\Delta I_{LOAD}} \right) \quad (5.11)$$

#### 5.9.6.1.2. Calcul du condensateur de sortie

La capacité du condensateur  $C_2$  doit vérifier l'expression :

$$C_2 \geq \frac{\Delta i_L}{8 \cdot \Delta V_{C,max} \cdot f} \quad (5.12)$$

### 5.9.6.1.3. Calcul du condensateur d'entrée

La capacité du condensateur  $C_1$  doit vérifier l'expression :

$$C_1 \geq \frac{I_{PV}}{\Delta V_{PV,max} \cdot f} \quad (5.13)$$

### 5.9.7. Cahier des charges

Les charges de télécommunications, que nous disposons pour notre application, ont besoins d'une puissance nominale  $P_n(w)$  chacune : à savoir (charge BTS et BSC).

Le cahier des charges que nous nous sommes imposé est donc le suivant :

- La tension du panneau solaire est  $V_{MPP} = 272,7$  V donc  $V_{IN} = V_{PV}$ .
- La tension de sortie : 48 V.
- Le courant pour alimenter la charge, est noté  $I_{LOAD}$
- La fréquence de découpage,  $F_{SW}$ , est de 400 kHz.
- Le rapport cyclique est  $D = V_{OUT}/V_{IN} = 48/272,7 = 0,176$
- Ondulation du courant dans l'inductance L :  $\Delta i_L = 400$  mA
- Ondulation de la tension aux bornes du condensateur  $C_2$  :  $\Delta V_{c2} = 10$  mV
- Ondulation de la tension aux bornes du condensateur  $C_1$  :  $\Delta V_{c1} = 100$  mV

Nous obtenons ainsi les tableaux récapitulatifs suivants, avec le rapport cyclique  $D_0 = 17,60$  % qui permet de passer de la tension des panneaux ( $V_{in} = 272,7$  V) à la tension du bus continu ( $V_{out} = 48$  V) :

- Pour la station BTS

Tableau 5.20. Récapitulatif des paramètres du système pour site BTS

$P_{Tot}(w) = 94,74$  kw

| F (kHz) = 400 kHz |              |               |               |                      |          |          |        |
|-------------------|--------------|---------------|---------------|----------------------|----------|----------|--------|
| $V_{in}$ (V)      | $I_{in}$ (A) | $V_{out}$ (V) | $I_{out}$ (A) | P (kw <sub>c</sub> ) | L (H)    | Cout(F)  | Cin    |
| 272,7             | 347,42       | 48            | 1973,75       | 94,74                | 2,51 e-6 | 1,25 e-5 | 0,0087 |

- Pour la station BSC

Tableau 5.21. Récapitulatif des paramètres du système pour site BSC

$P_{Tot}(w) = 157,89$  kw

| F (kHz) = 400 kHz |              |               |               |                      |        |          |         |
|-------------------|--------------|---------------|---------------|----------------------|--------|----------|---------|
| $V_{in}$ (V)      | $I_{in}$ (A) | $V_{out}$ (V) | $I_{out}$ (A) | P (kw <sub>c</sub> ) | L (H)  | Cout (F) | Cin (F) |
| 272,7             | 578,99       | 48            | 3289,38       | 157,89               | 1.5e-6 | 1,25 e-5 | 0,0145  |

### 5.9.8. Dimensionnement de l'onduleur

Un onduleur est un convertisseur statique capable de transformer l'énergie d'une source à tension continue en une énergie à tension alternative [66].

En effet lorsque l'application contient des appareils fonctionnant en alternatif (AC), il faut convertir l'électricité continue que produisent les capteurs photovoltaïques en électricité alternative utilisable par ces appareils.

Le dimensionnement d'un onduleur se base sur la somme des puissances maximales de chaque équipement à connecter au courant alternatif, et se fait en fonction de plusieurs critères :

- **Tension d'entrée** : elle est égale à celle de la batterie ou du régulateur.
- **Tension de sortie** : les charges de notre installation fonctionnent avec 230VAC-50hz.
- **La puissance nominale** : c'est la puissance dont les appareils qui consomment votre électricité ont besoin pour fonctionner de façon "normale". Pour connaître cette puissance nominale, il suffit de faire la somme des puissances des appareils électriques.
- **La puissance maximale** : l'onduleur est capable de fournir une grande puissance sur un court laps de temps (généralement 2 ou 3 fois la puissance nominale). Cette particularité est utile pour les appareils qui possèdent un moteur (réfrigérateur, micro-onde, lave linge, ...), car leur consommation augmente très fortement lors du démarrage.
- **Le rendement** : Une partie de l'électricité transformée est consommée par le convertisseur de courant (entre 80 et 95% de l'énergie est restituée). Il est important de contrôler ce rendement, sachant qu'un bon produit se situe autour de 90%.
- **La forme du signal** : la sinusoïde (l'onde) produite par le convertisseur peut avoir plusieurs formes (de la plus coûteuse à la moins chère : pur sinus, pseudo sinus ou carré). Certains appareils supportent très bien les ondes carrés, mais d'autres non. En revanche, n'importe quel appareil peut fonctionner avec une onde pur sinus.

A cet effet l'application au dimensionnement donne :

- La tension d'entrée : elle est égale à celle de la batterie (48V).
- Tension de sortie : les charges de notre installation fonctionnent avec 230VAC-50hz.
- Le rendement : c'est la conversion (DC/AC) qui atteint des valeurs assez élevées en fonctionnement nominale (égale 0,9)
- La consommation à vide : c'est l'ensemble des pertes induites par l'onduleur en absence de charge électrique.
- La fréquence sera fixée à 50 hz.
- La puissance nominale est donnée par cette équation :

$$P_{ond} = P_n / \eta_{ond} \quad (5.14)$$

- Pour la station BTS

Tableau 5.22. La puissance nominale d'onduleur : site BTS

| Site BTS  | Puissance nominale (KVA) |
|-----------|--------------------------|
| Charge AC | 12                       |

➤ Pour la station BSC

Tableau 5.23. La puissance nominale d'onduleur : site BSC

| Site BSC  | Puissance nominale (KVA) |
|-----------|--------------------------|
| Charge AC | 20                       |

### 5.10. Conclusion

Le dimensionnement des installations photovoltaïques est une étape cruciale pour la conception des centrales électriques faibles et compétitives servant le plus souvent à des applications d'appoint et d'approvisionnement en énergie électrique en sites isolés. Étant donné que ces derniers sont régies par des vulnérables lois météorologiques (ensoleillement, température) marquées par des variations brutales et aléatoires et donc impossible à opérer, de plus un profil de consommation a été comblé. Le dimensionnement est donc la solution la plus rentable, son principe est basé sur le concept suivant « réduire les consommations sans réduire les services rendus ».

En effet, un dimensionnement optimal a pour objectif de réduire le coût d'investissement et d'augmenter la rentabilité et la satisfaction de la charge.

Ce chapitre nous a permis donc de dimensionner les différentes parties des systèmes photovoltaïques, chacune dans son site à savoir site BTS ou site BSC, afin d'aboutir à une meilleure optimisation de ces installations photovoltaïques qui demeure l'objectif inéluctable de tout installateur de système photovoltaïque.

Afin de valider la conformité de ces résultats, on a une partie de simulation sur matlab qui sera consacrée dans le chapitre suivant.

# Chapitre 6

## SIMULATION ET ÉVALUATION DES RÉSULTATS

### 6.1. Introduction

Dans le présent chapitre nous allons montrer les différentes simulations effectuées sur un système PV constitué principalement d'un panneau PV, charge et hacheur. Ce dernier est piloté par différentes techniques MPPT permettant une meilleure adaptation source/charge, pour un transfert maximum de puissance. De ce fait, la simulation est la seule manière d'évaluer la performance d'un contrôleur numérique à rétroaction dans un système avant d'établir un prototype réel.

Les résultats figurant dans ce chapitre nous permettent de valider les concepts théoriques de chaque commande et d'évaluer les diverses techniques MPPT présentées au (chap. 3) et d'analyser leur comportement sous les mêmes conditions de fonctionnement. Cette étude comparative entre les différentes techniques MPPT existantes, nous permet de valider la technique la plus appropriée à notre application qui doit répondre aux exigences de la rapidité de convergence vers un nouveau PPM causé par un changement éventuel dans les conditions climatiques. Dans certaines figures, la simulation des changements rapides des conditions climatiques est exagérée, mais l'efficacité de la commande dans la rapidité de convergence peut trouver une autre utilisation dans les véhicules mobiles où l'occultation des cellules par les arbres, les immeubles, ...etc. est fréquemment rencontrée.

### 6.2. Fonctionnement dans des conditions environnementales stables

Pour cette série de simulations le paramètre de température  $T$  et d'ensoleillement  $S$  sont maintenus constamment égaux aux conditions d'essais standards qui sont respectivement  $T=25^{\circ}\text{C}$  et  $S=1000\text{ W/m}^2$ . L'intérêt majeur sera focalisé sur l'ondulation de puissance provoquée par des oscillations autour du PPM et de sa dépendance de la fréquence d'échantillonnage des diverses techniques MPPT et du hacheur DC-DC utilisé.

#### 6.2.1. La méthode de P&O

La méthode MPPT de P&O évoquée au chapitre 3, est généralement une technique très utilisée pour contrôler le point de puissance maximale d'un système PV. La figure 6.1 montre respectivement les signaux de puissance de sortie du panneau, du rapport cyclique ( $d$ ) du contrôleur et de la tension de fonctionnement. Le système global est combiné avec un hacheur Buck.

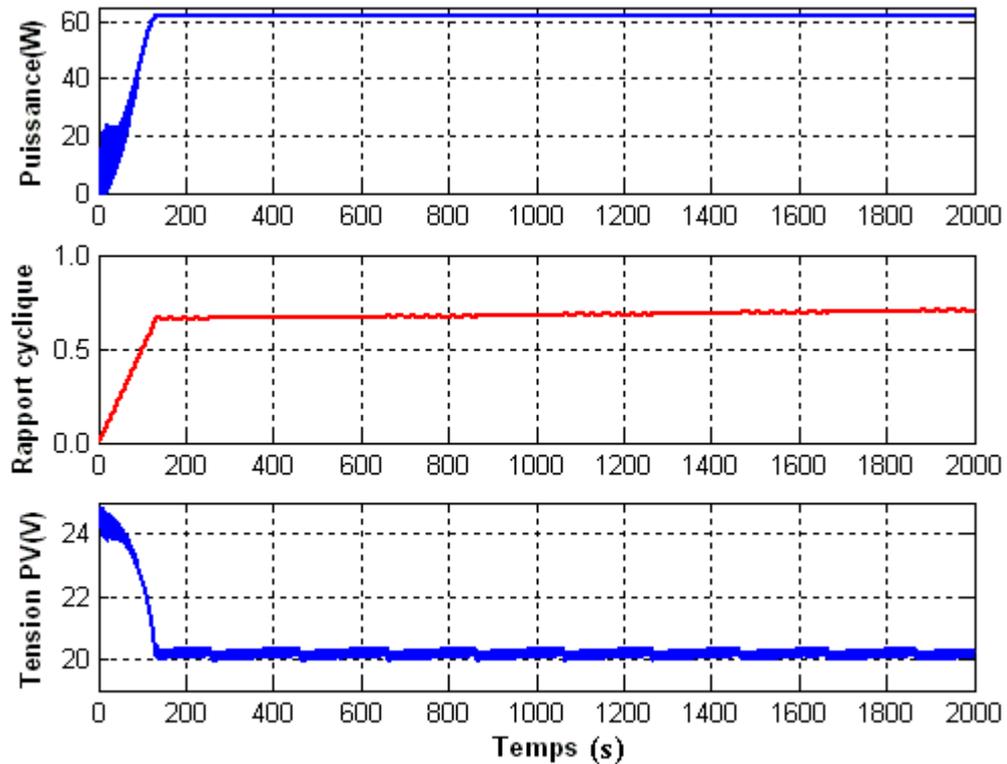


Figure 6.1. Simulation MPPT de la méthode P&O combinée avec un hacheur Buck sous des conditions environnementales stables ( $T=25^{\circ}\text{C}$  et  $S=1000\text{ W/m}^2$ ).

On remarque que le contrôleur parvient toujours à ajuster le rapport cyclique  $d$  rapidement de sorte que le niveau de puissance stable soit atteint.

La simulation faite sur la figure 6.2 met en évidence le cas réel du contrôleur qui ne peut jamais atteindre le rapport cyclique  $d$  optimal ( $d$  constant), mais il continue à osciller autour d'une valeur limite.

L'amplitude de l'oscillation de la commande dépend directement de la fréquence d'échantillonnage (comme nous allons le voir à la figure 6.3) et de la constante d'incrémentacion accordée au contrôleur. Cette dernière, lorsqu'elle est importante permet une convergence rapide du contrôleur vers le PPM adéquat avec une précision près, ce qui donne naissance à des oscillations de la commande autour d'une certaine valeur qui génère à son tour des oscillations au niveau de la puissance figure (6.2), ce qui implique des pertes qui sont proportionnelles à la valeur de la constante d'incrémentacion, et inversement.

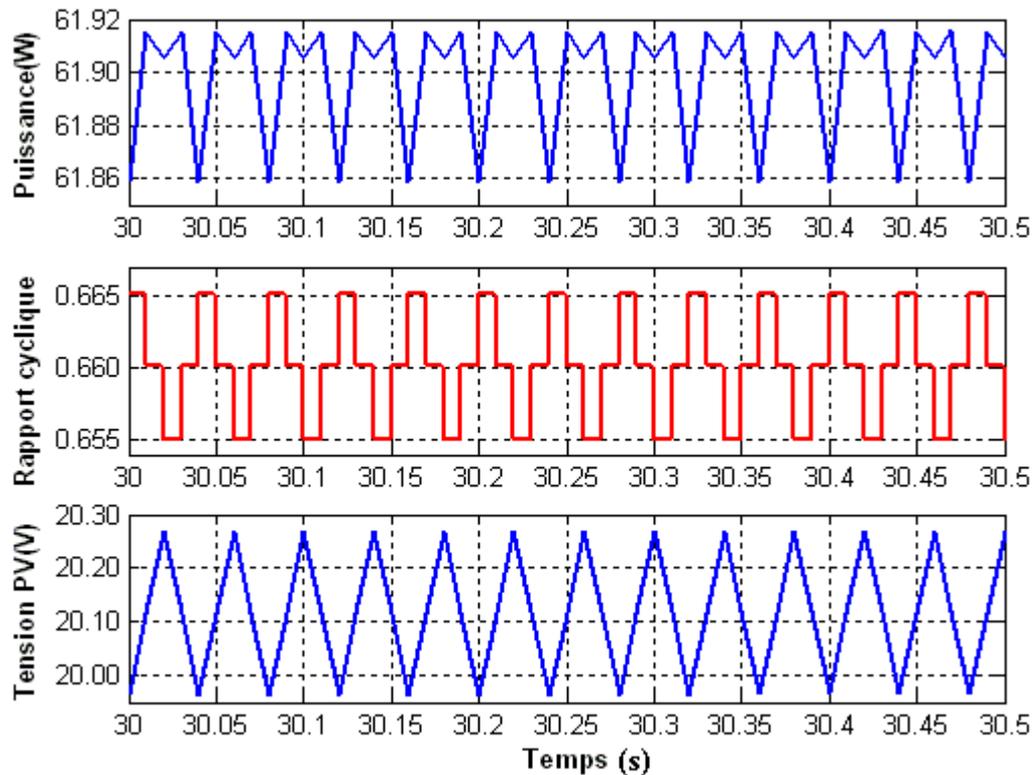


Figure 6.2. Graphe détaillé sur les signaux de puissance, rapport cyclique et la tension de sortie du module PV générés par la méthode MPPT P&O, combinée avec un hacheur Buck, pour une fréquence d'échantillonnage de 100Hz.

Mais pour des changements brusques et rapides des conditions de fonctionnement, il est nécessaire d'augmenter la fréquence d'échantillonnage du système afin que le contrôleur arrive à ramener la sortie de commande vers le PPM adéquat le plus rapidement possible. La figure 6.3 nous montre l'incidence de la haute fréquence d'échantillonnage sur les différents signaux de sortie, qui apparaissent à partir d'une certaine valeur sous forme d'une ondulation permanente. Cela est dû au convertisseur DC-DC qui n'est plus capable de suivre les variations rapides du rapport cyclique. La puissance de sortie continue à chuter ou à croître malgré l'inversion du sens de la perturbation. Dans ce cas le mécanisme de tracking est perturbé par la fausse information du sens de variation de la puissance causée par le retard de réponse du convertisseur DC-DC. Ce défaut produit une augmentation considérable du taux d'ondulation de la puissance de sortie qui dépend aussi du type de convertisseur DC-DC utilisé.

La figure 6.3 met en évidence ce phénomène pour une fréquence d'échantillonnage de 1KHz. On voit que le pas d'incrément est multiplié par une certaine valeur ce qui fait multiplier le taux d'ondulation de la puissance ou de la tension de sortie par le même facteur.

Ce taux dépend aussi des composantes capacitatives du convertisseur DC-DC utilisé et du type de convertisseur (Buck, Boost ou Buck-Boost). La valeur du taux d'ondulation est proportionnelle aux capacités d'entrée  $C_1$  et de sortie  $C_2$ . Pour diminuer ce taux on a intérêt à diminuer la capacité de ces condensateurs ce qui impose d'augmenter la fréquence de

découpage de la MLI.

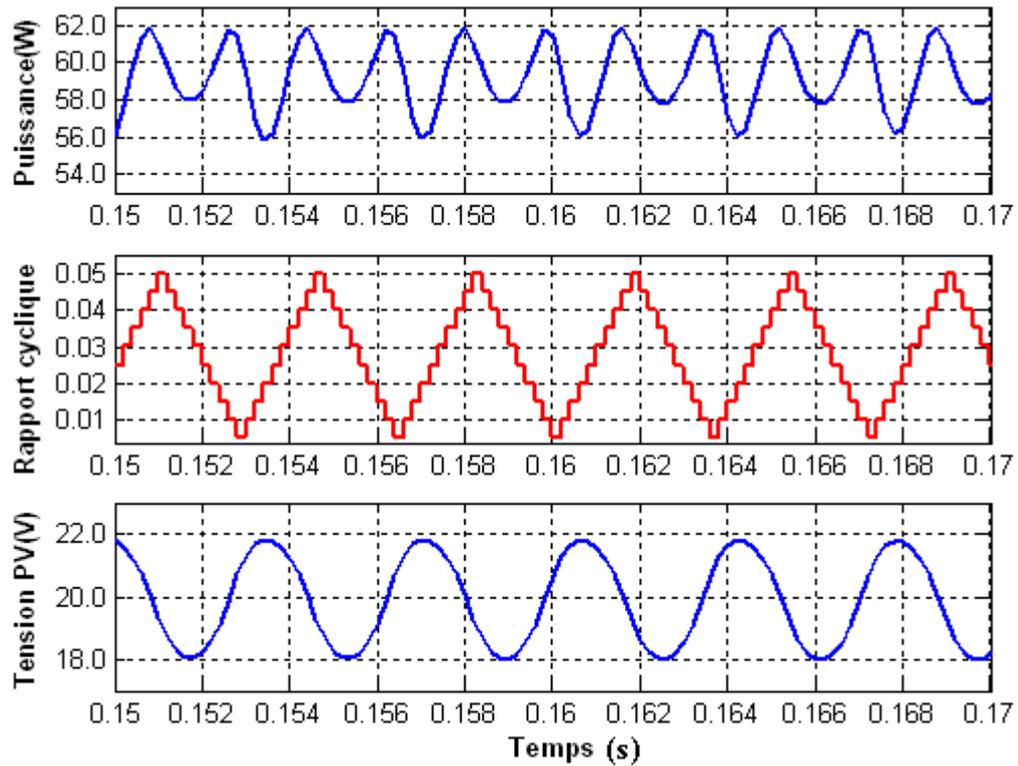


Figure 6.3. Oscillation de la méthode MPPT P&O en haute fréquence d'échantillonnage combinée avec un hacheur Buck à une fréquence d'échantillonnage de 1KHz.

D'autres simulations sont présentées à la figure 6.4 pour un système d'alimentation d'énergie solaire avec la méthode MPPT P&O, utilisant un hacheur Buck-Boost à une fréquence d'échantillonnage de 100Hz, tandis que la figure 6.5 montre la réponse des signaux de puissances, du rapport cyclique et de la tension de fonctionnement du module solaire à une fréquence d'échantillonnage de 1KHz.

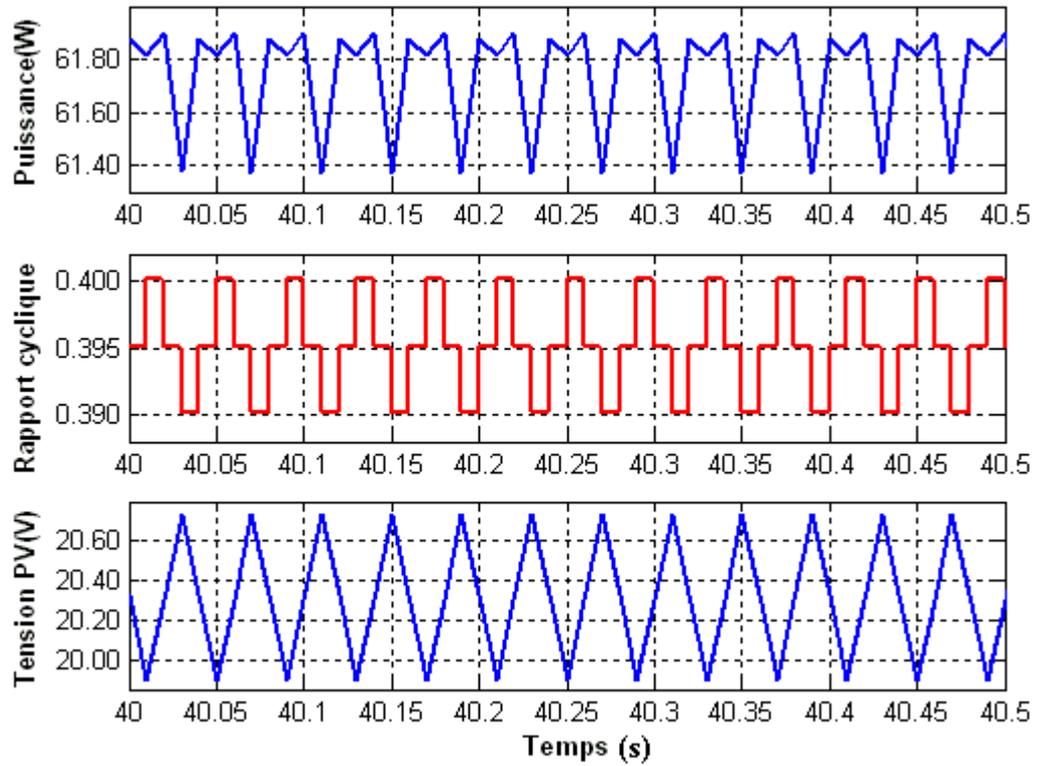


Figure 6.4. Signaux de puissance, du rapport cyclique et de la tension PV obtenus par la méthode MPPT P&O appliquée sur un hacheur Buck-Boost à 100Hz.

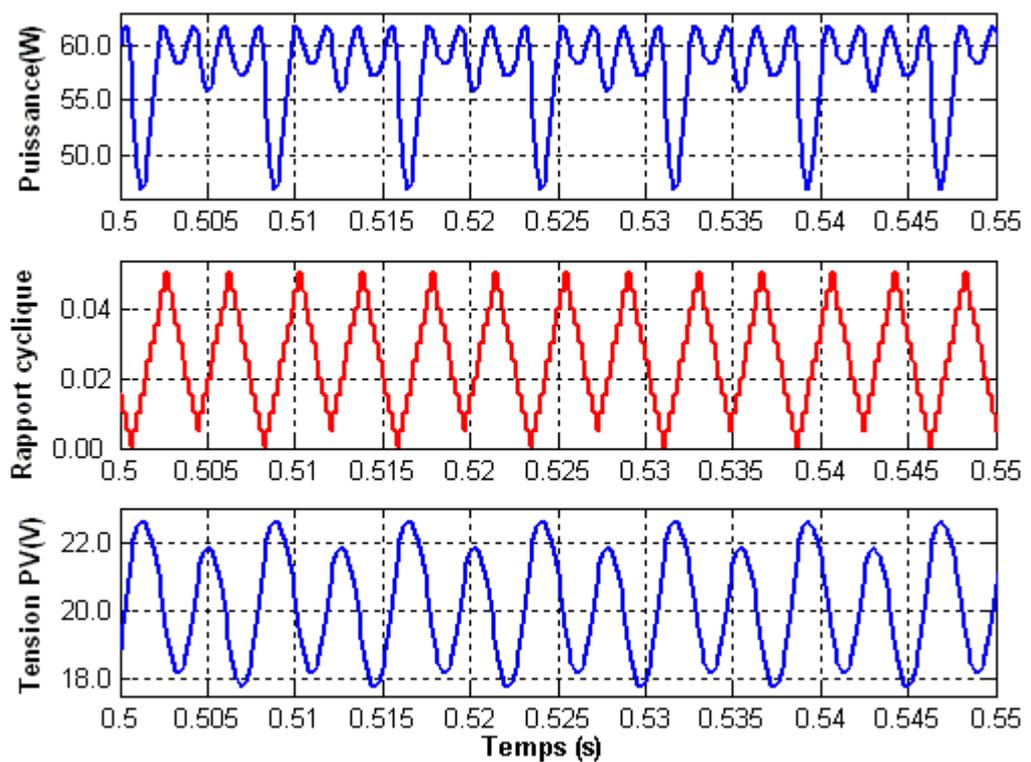


Figure 6.5. Oscillation de la puissance de sortie, du rapport cyclique et de la tension PV, obtenus par la commande MPPT P&O combinée avec un hacheur Buck-Boost à 1KHz.

On remarque donc selon la figure 6.4 et 6.5 que la sortie commande et la réponse en puissance n'ont pas un bon comportement. Ils sont de nature oscillatoire comme ceux obtenus lors de l'application du hacheur Buck.

La commande numérique en hautes fréquences d'échantillonnage, a un effet négatif sur le système PV. Cela se voit clairement au niveau de l'amplitude de l'ondulation du signal de puissance qui est légèrement augmentée d'un cran (figure 6.5), comparée à celle obtenue à 100Hz (figure 6.4), à noter que le gain en qualité est toujours médiocre. En effet, une augmentation de la fréquence d'échantillonnage à 1KHz a presque le même effet que lorsque le système avait une fréquence d'échantillonnage de 100Hz, le système étant trop lent pour réagir aux courtes limites de correction induite par le contrôleur.

Ce qu'on peut noter aussi, c'est que malgré le côté avantageux du hacheur Buck-Boost d'avoir hérité les caractéristiques du Buck et du Boost à la fois, ce qui lui donne le privilège d'accepter un intervalle de fonctionnement étalé sur une large gamme de variation de la tension de sortie. Cet atout n'a pas d'effet sur les fortes oscillations qui prennent de l'ampleur dans leurs amplitudes au fur et à mesure que la fréquence d'échantillonnage augmente, ce comportement conduit à un effet néfaste sur le rendement en puissance de sortie qui est sensiblement inférieure à celle obtenue par le hacheur Buck.

En conclusion, le buck-boost possède le grand avantage de pouvoir choisir sa tension de sortie inférieure, égale, ou supérieure à la tension d'entrée.

### **6.2.2. La méthode de P&O Améliorée**

La méthode P&O améliorée, n'est rien d'autre qu'une amélioration de la méthode de P&O classique.

Son avantage réside dans le fait que la variable de commande oscille également autour de son point opérationnel quand le signal de puissance monte, en conséquence, le contrôleur ne dérive pas dans une direction comme c'est le cas dans la méthode conventionnelle (figure 6.13). Ceci a comme conséquence d'atténuer l'ondulation engendrée au niveau du système et donc une réduction des pertes en puissance (figure 6.7).

Indépendamment de type du hacheur utilisé, la méthode MPPT P&O améliorée diminue légèrement l'amplitude de l'ondulation de puissance à l'état d'équilibre pour des fréquences d'échantillonnage bien déterminées.

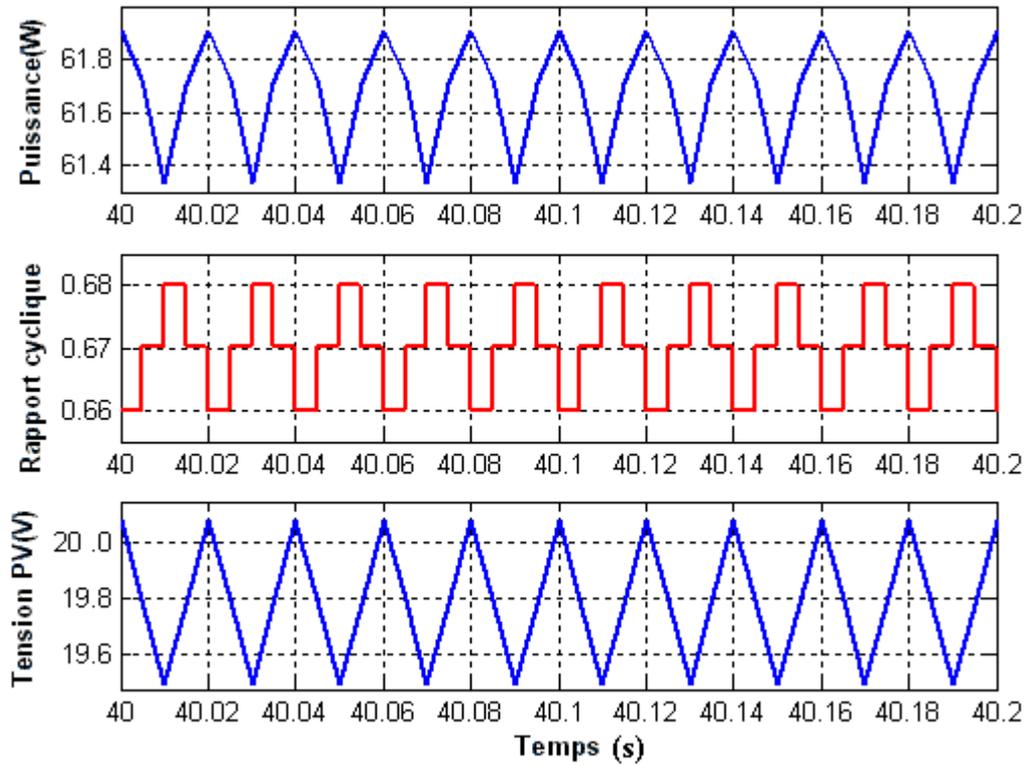


Figure 6.6. L'ondulation engendrée à une fréquence d'échantillonnage de 200Hz, par l'algorithme P&O amélioré, combiné avec un hacheur Buck.

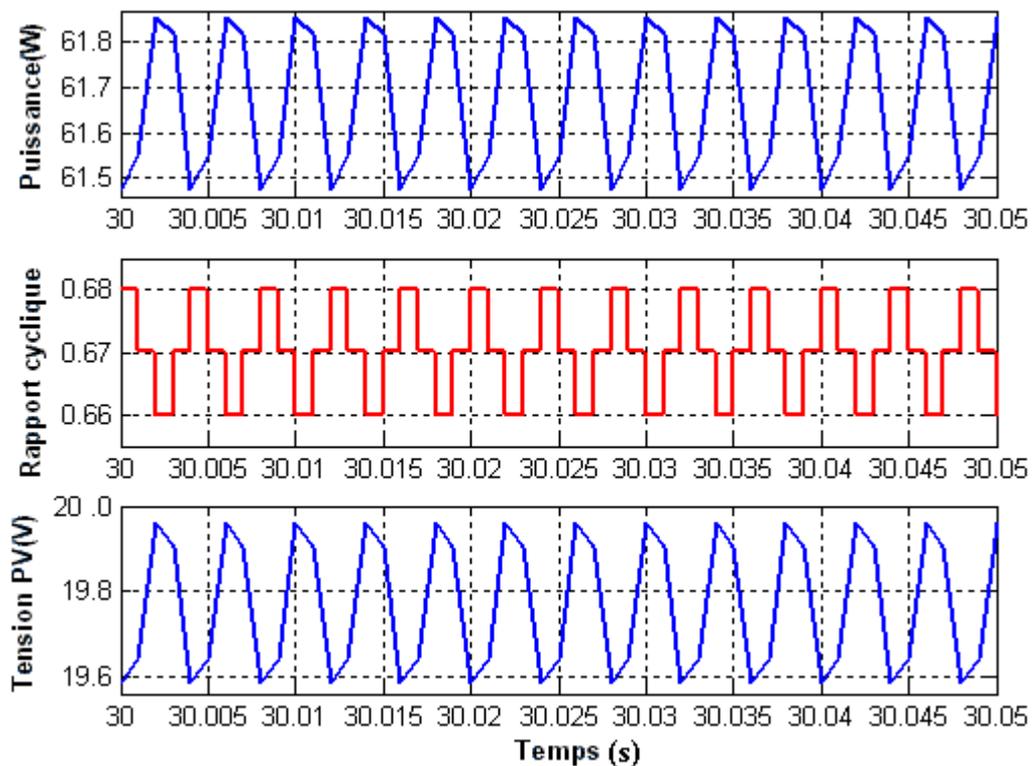


Figure 6.7. Ondulation engendrée à une fréquence d'échantillonnage de 1KHz, par l'algorithme P&O améliorée, combiné avec un hacheur Buck.

### 6.2.3. La méthode d'incrément de conductance

Dans la section 3.3.10 du chapitre 3, la méthode MPPT d'incrément de conductance avait été présentée avec l'algorithme d'incrément de conductance figure 3.16. La variable de commande dépend du signe de la dérivée. Les autres facteurs qui rentrent en jeu sont respectivement le  $dI$  et le  $dV$  lorsque l'incrément de conductance change.

La figure 6.8, montre le signal de puissance et la variable de commande d'un système MPPT contrôlé par l'algorithme d'incrément de conductance à une fréquence d'échantillonnage de 100Hz utilisant un hacheur Buck.

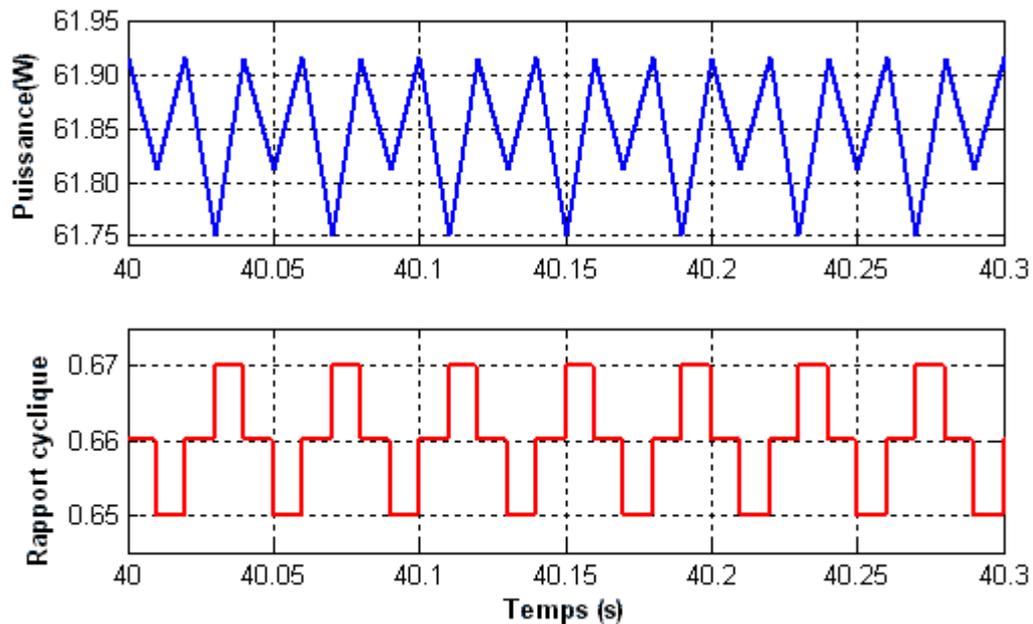


Figure 6.8. Simulation de la puissance et de la commande de l'algorithme MPPT IncCond combiné avec un hacheur Buck à une fréquence d'échantillonnage de 100Hz.

L'oscillation évidente du signal de puissance montre au fait que la condition du PPM qui est  $\frac{dI}{dV} = \frac{-I}{V}$  ne se produit jamais. Une satisfaction de cette condition par le pas de la perturbation dès que le PPM serait atteint, ferait dévier l'algorithme.

L'approximation des valeurs de ( $dI$  et  $dV$ ) et la haute résolution de l'échantillonnage de l'entrée du contrôleur MPPT empêchent à la fois la satisfaction de l'équation 3.11, et les conditions  $dV=0$  et  $dI=0$ .

La considération de l'organigramme d'incrément de conductance figure 3.16, prouve que dans ces circonstances que la méthode d'incrément de conductance ne se distingue pas de manière significative de la technique de P&O.

La figure 6.9 montre la réponse de l'algorithme d'incrément de conductance au

phénomène d'oscillation en haute fréquence. C'est un phénomène prévu, puisque ceci dépend du temps de réponse du système qui varie selon le type du hacheur DC/DC utilisé.

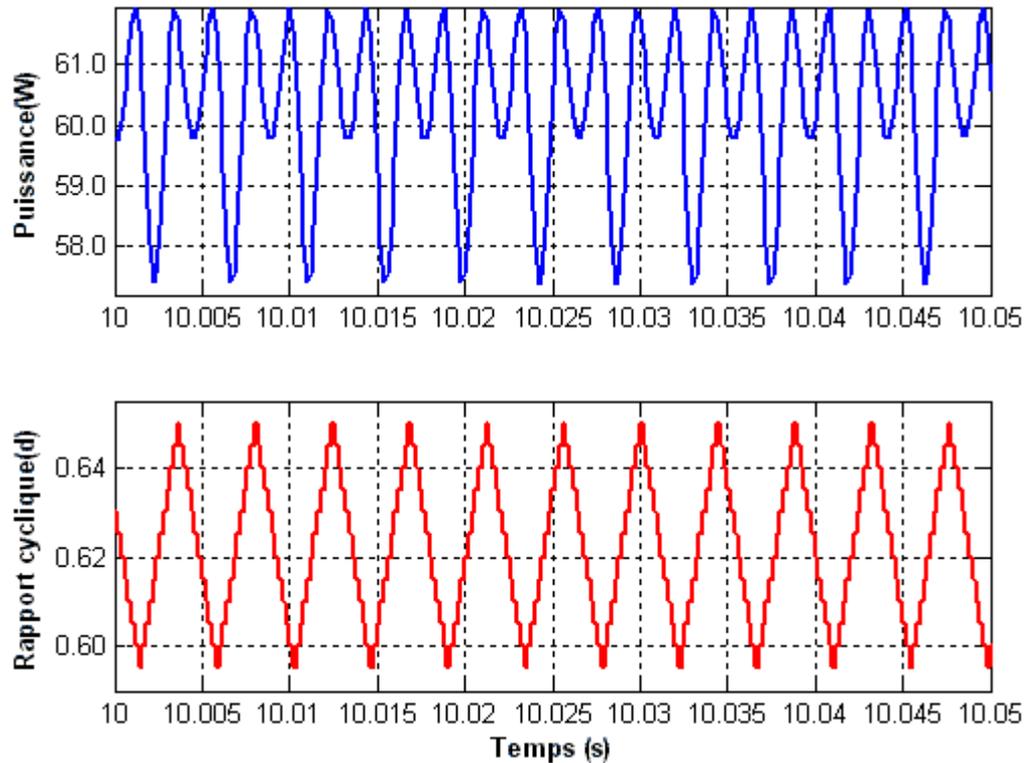


Figure 6.9. Signal de puissance et de commande simulés par l'algorithme IncCond combiné avec un hacheur Buck à une fréquence d'échantillonnage de 1KHz.

L'information obtenue avec les simulations discutées jusqu'ici montre que l'augmentation d'ondulation à des fréquences d'échantillonnage plus élevées du MPPT cause une perte de puissance sensiblement plus élevée.

### 6.3. Performance des commandes sous des niveaux d'insolations variables

#### 6.3.1. Diminution d'une insolation

Dans ce qui suit, nous allons tester la réponse des différentes commandes déjà établies, pour un changement d'insolation de  $1000 \text{ W/m}^2$  à  $500 \text{ W/m}^2$ , et cela dans le but de confirmer toutes les performances éventuelles que présente chaque commande par rapports aux autres.

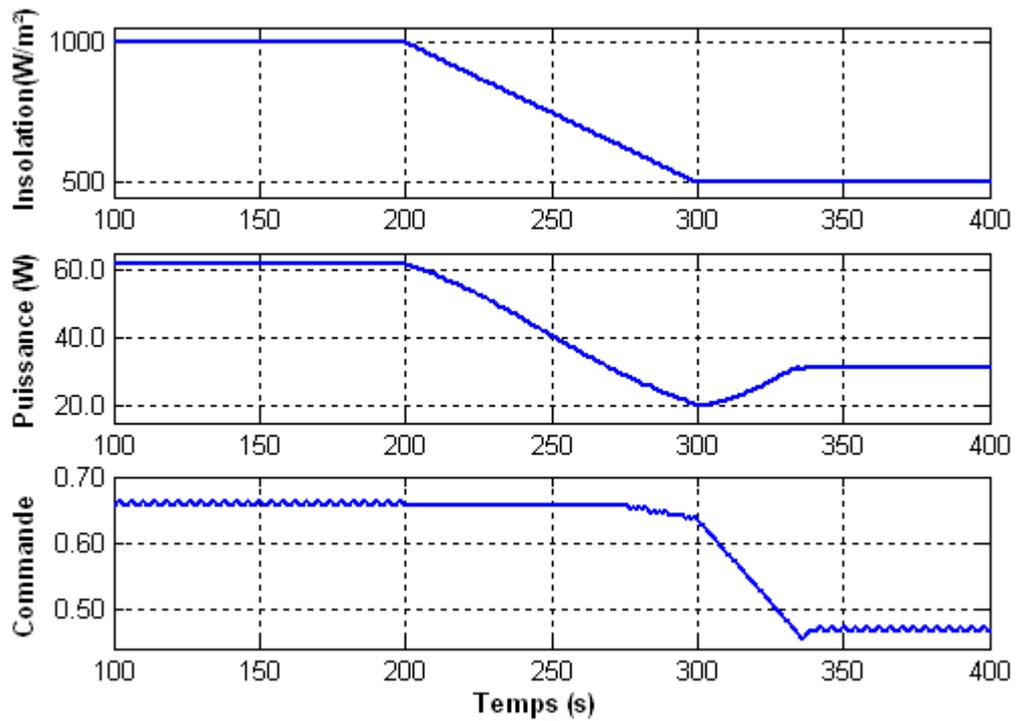


Figure 6.10. Signaux de puissance et de commande obtenus par un MPPT P&O combiné avec un hacheur Buck, sous une variation lente d'insolation.

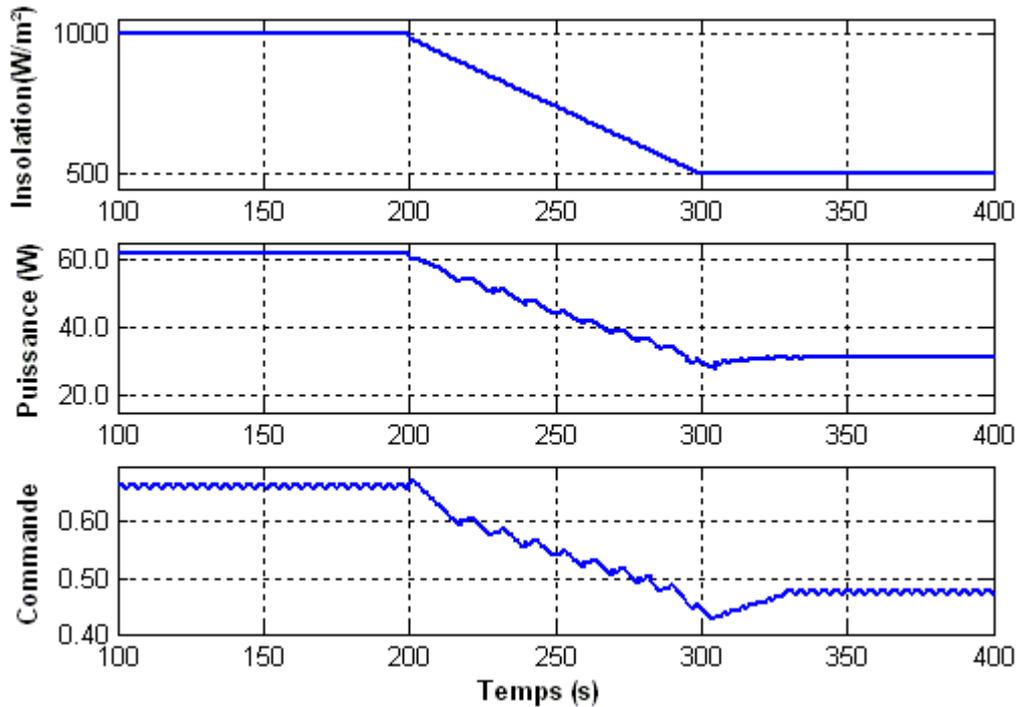


Figure 6.11. Signaux de puissance et de commande obtenus par un MPPT P&O améliorée, appliquée sur un hacheur Buck, sous une variation d'insolation.

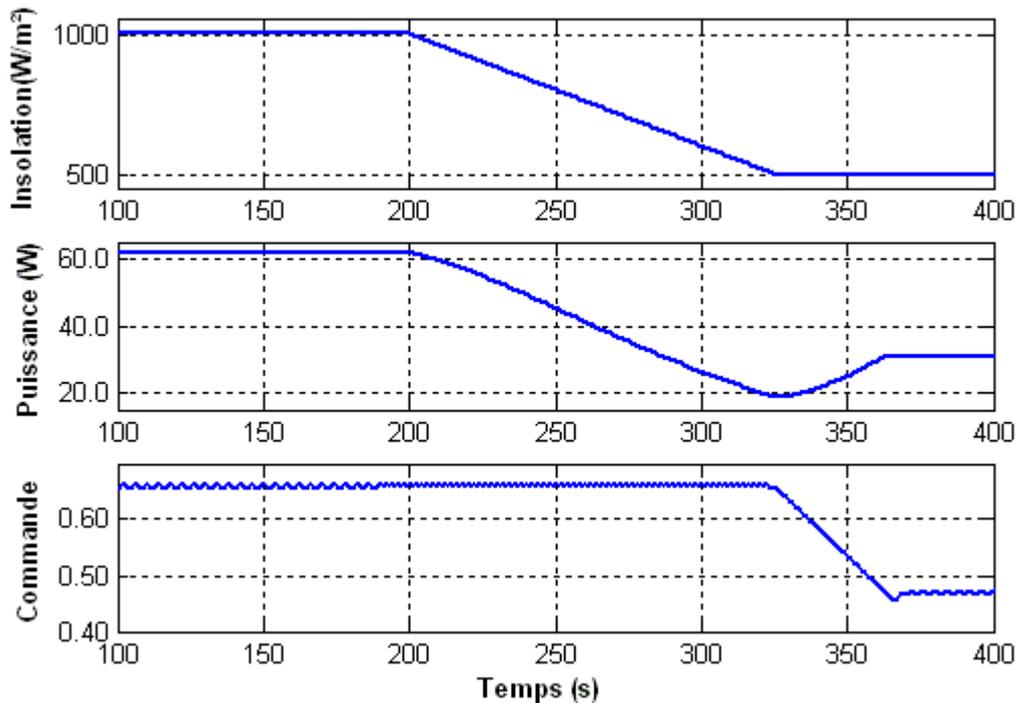


Figure 6.12. Signaux de puissance et de commande obtenus avec l’algorithme IncCond combiné avec un hacheur Buck, pour une variation d’insolation.

Les résultats de simulations obtenus sur les figures 6.10, 6.11, et 6.12 sont issus à partir des considérations prises au niveau de l'ensoleillement où une diminution de  $1000 \text{ W/m}^2$  à  $500 \text{ W/m}^2$  est effectuée, tandis que la température elle est maintenue constante sur tout l'intervalle de simulation à  $25^\circ\text{C}$ .

L’observation des courbes de rendement de puissance, ainsi que les sorties commandes des différents contrôleurs utilisés, pendant la variation d’insolation, montre une divergence de la commande pour les méthodes classiques exceptée celle de P&O améliorée, qui corrige le sens de la recherche tout les deux cycles. Cette divergence dans la variable de commande bascule le point de fonctionnement plus loin du PPM réel. Ce qui a un effet néfaste sur le rendement en puissance. Cela se voit clairement sur la forme du signal de puissance qui présente une concavité pendant l’intervalle de variation de l’insolation. De plus, la variable de commande se manifeste par des oscillations ayant un impact direct sur la forme de la puissance de sortie, due aussi aux mêmes effets.

La figure 6.13, nous montre la correction introduite sur le problème de divergence de la méthode P&O durant les variations lentes d’insolation. La nouvelle configuration de l’algorithme est connue sous le nom de P&O améliorée, détaillé au Chapitre 3.

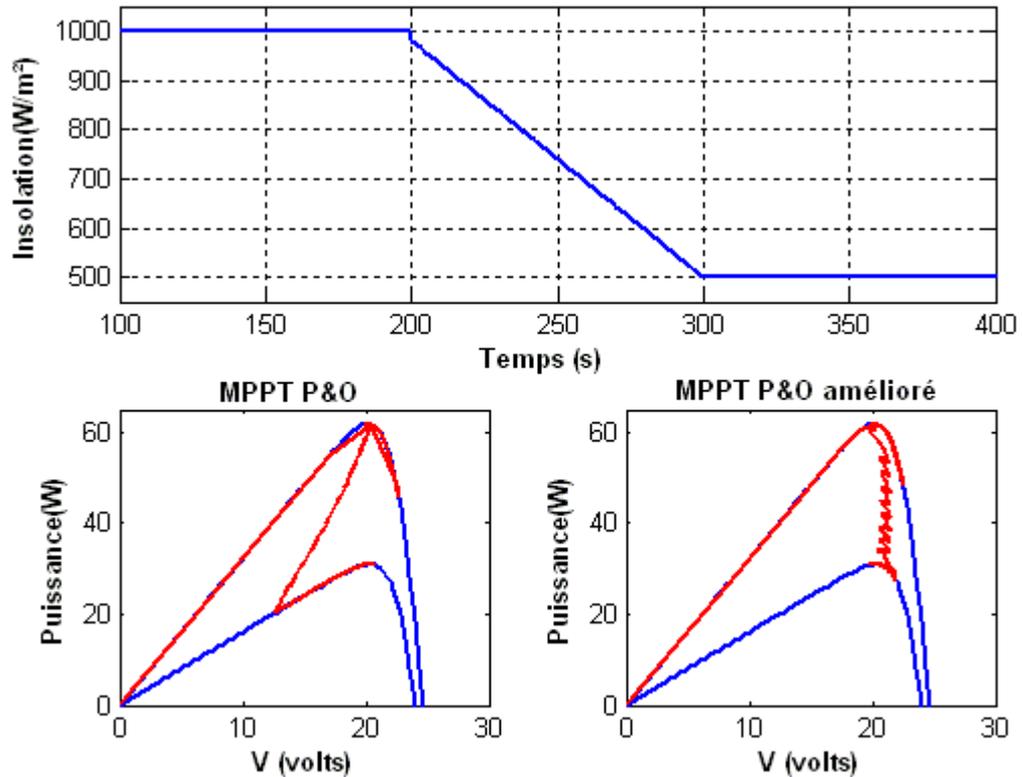


Figure 6.13. Signaux de puissance de la méthode P&O et la P&O améliorée, sous une variation lente de l'insolation de 1000 W/m<sup>2</sup> à 500 W/m<sup>2</sup>.

### 6.3.2. Augmentation de température

Il est très important de tester la performance des différentes commandes déjà exposées au chapitre 3, vis à vis les variations éventuelles en température, qui est considérée aussi comme une variable d'état dont la puissance du système PV dépend fortement. Le paramètre d'insolation est maintenu constant à  $S=1000$  W/m<sup>2</sup> pour toutes les commandes et durant toute la période de simulation.

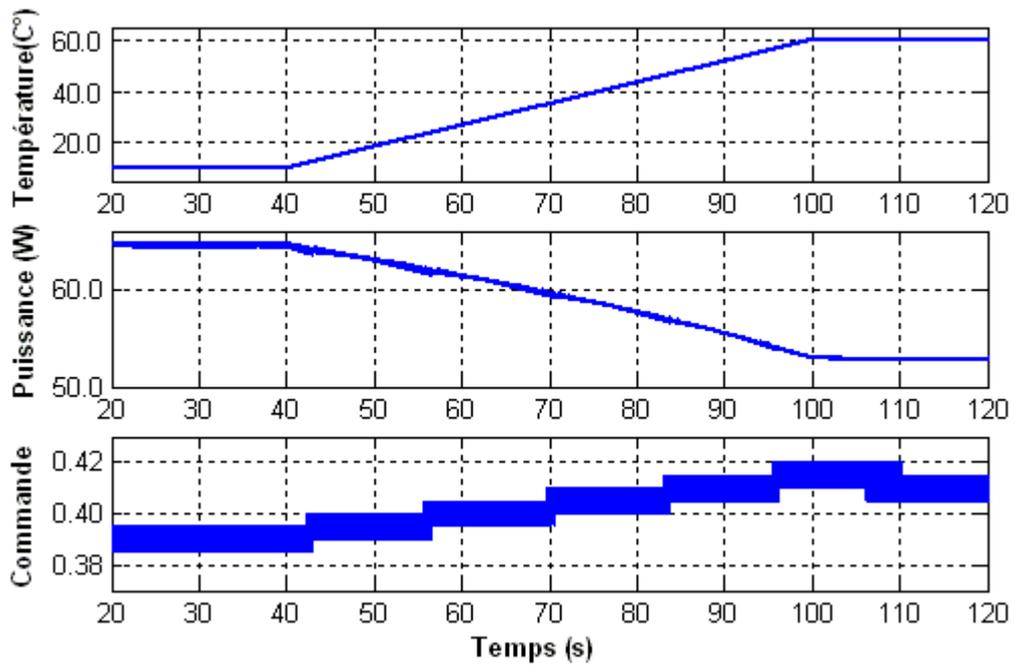


Figure 6.14. Signaux de puissance et de commande obtenus par l'utilisation de l'algorithme P&O combiné avec un hacheur Buck-boost.

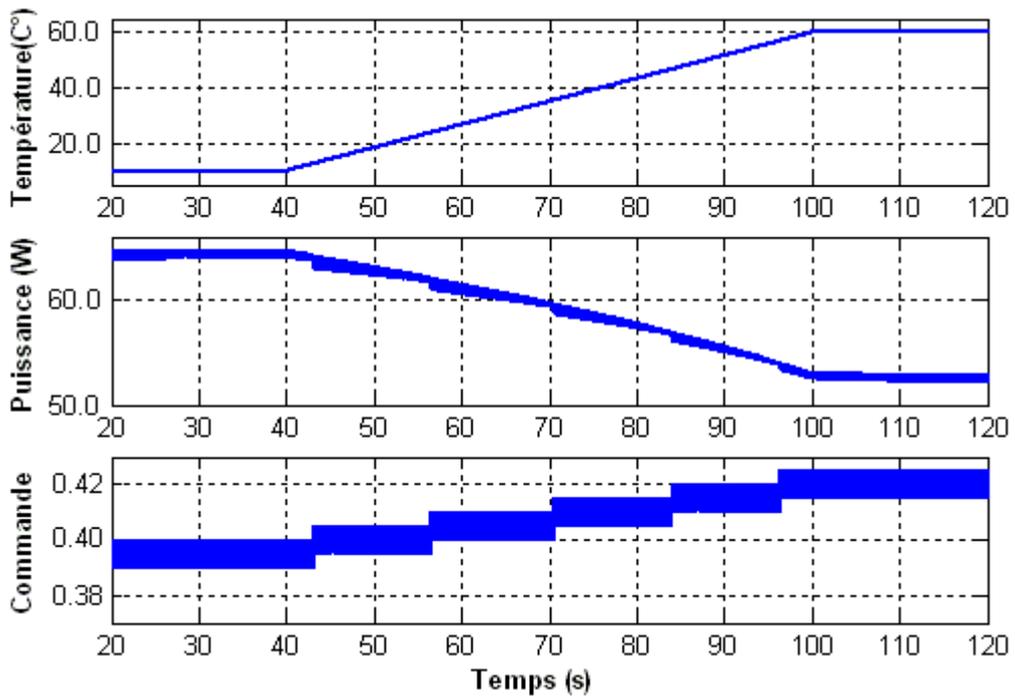


Figure 6.15. Signaux de puissance et de commande obtenus par l'application de l'algorithme P&O améliorée, combiné avec un hacheur Buck-boost.

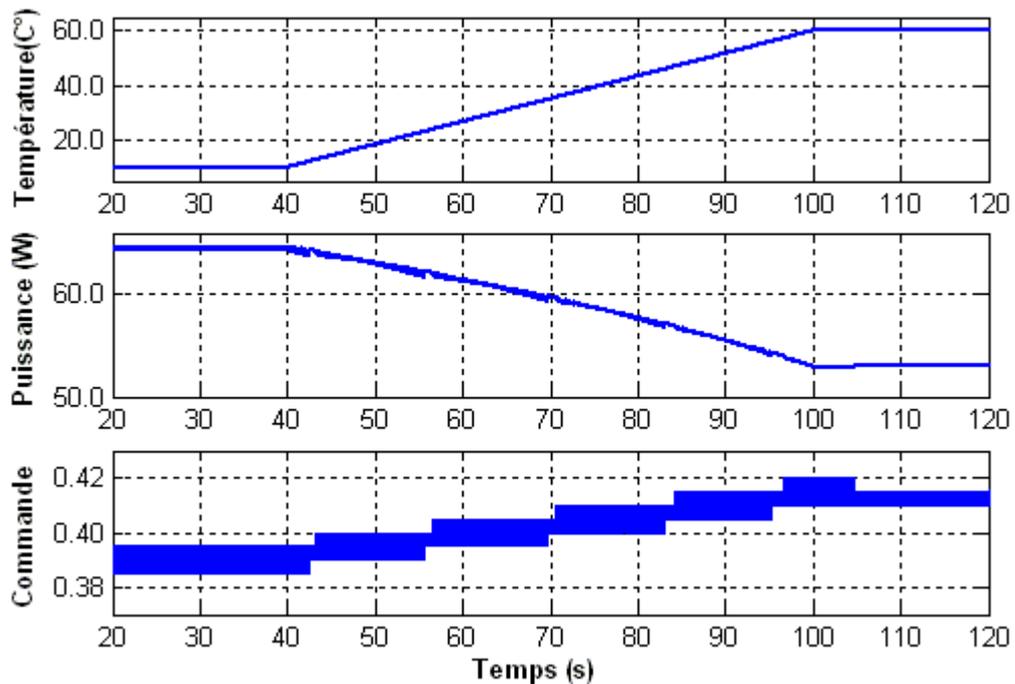


Figure 6.16. Signaux de puissance et de commande obtenus par l'application de l'algorithme d'IncCond combiné avec un hacheur Buck-boost.

Une croissance dans la température de 10°C à 60°C au cours d'une période de 60 secondes a été simulée en utilisant les trois techniques de commande MPPT.

L'ensoleillement a été maintenu constant à 1000 W/m<sup>2</sup>. Cette simulation a menée aux courbes de puissance et aux signaux de rapport cyclique présentés sur les figures 6.14, 6.15, et 6.16.

Les allures précédentes montrent que le phénomène d'oscillation de la commande prend naissance au niveau de toutes les commandes MPPT classiques. Ceci se produit parce que dans l'une ou l'autre direction de perturbation de la variable de commande, la puissance de sortie diminue. Et puisque toutes les techniques MPPT examinées réagissent de la même manière à ce genre de situation, leur rendement en puissance de sortie est presque identique.

Au point où l'augmentation de la température s'arrête, chacun des trois contrôleurs MPPT détecte la légère déviation du PPM et réajuste sa sortie de commande. En conséquence, l'amplitude de l'oscillation de la commande autour de son vrai point de fonctionnement, diffère d'une commande à l'autre. Cette oscillation est très apparente au niveau des commandes classiques qui perturbe tout de même la sortie de puissance.

#### 6.4. Simulation de modèle de module photovoltaïque avec le contrôleur MPPT\_P&O

Les opérations à effectuer dans le changement de l'environnement lors de la simulation sont :

- Les conditions STC (25°C et 1000 W/m<sup>2</sup>).
- Changement de la température (R=1000 W/m<sup>2</sup>).

- Changement d'irradiation ( $T=25^{\circ}\text{C}$ ).
- Changement de la température et d'irradiation au même temps.

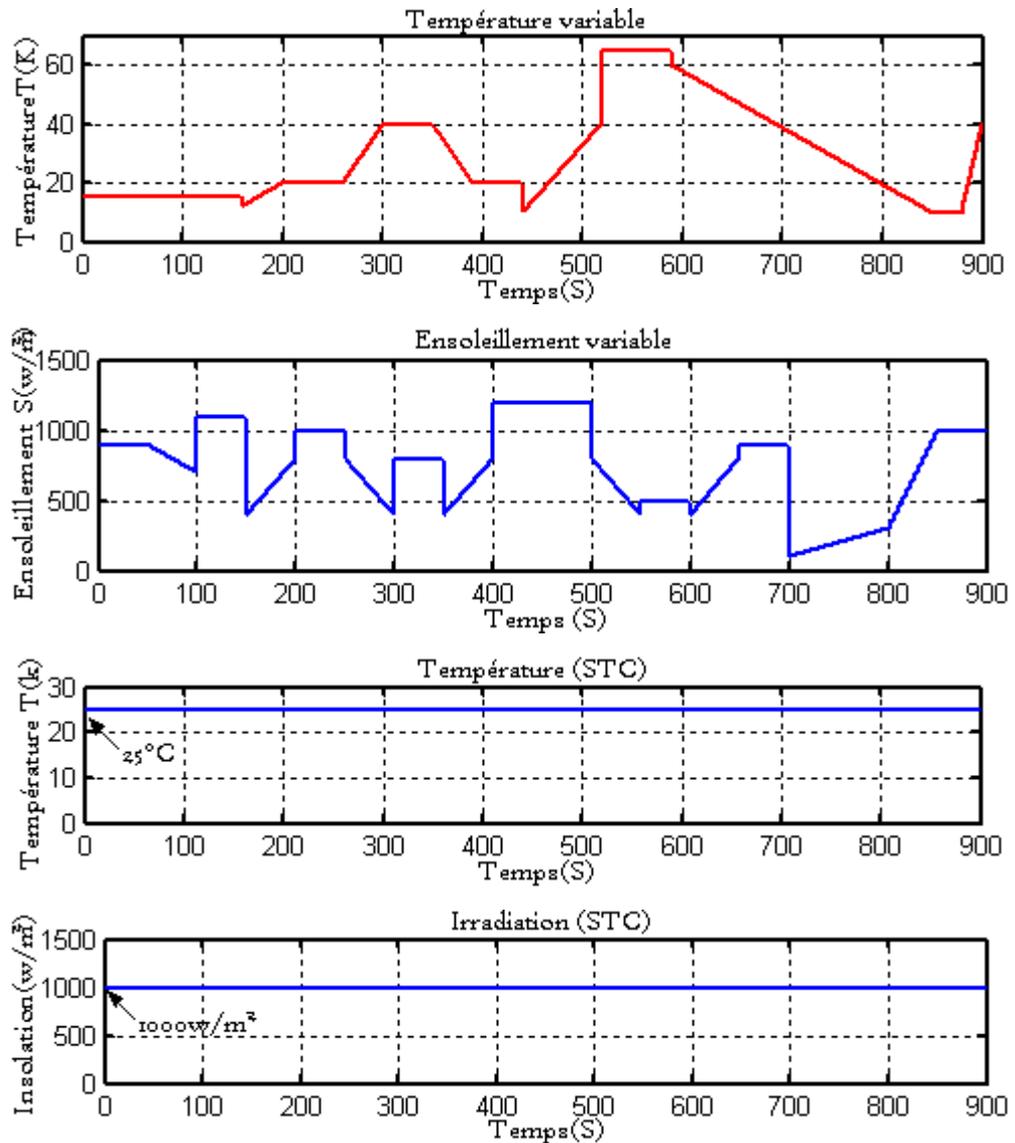
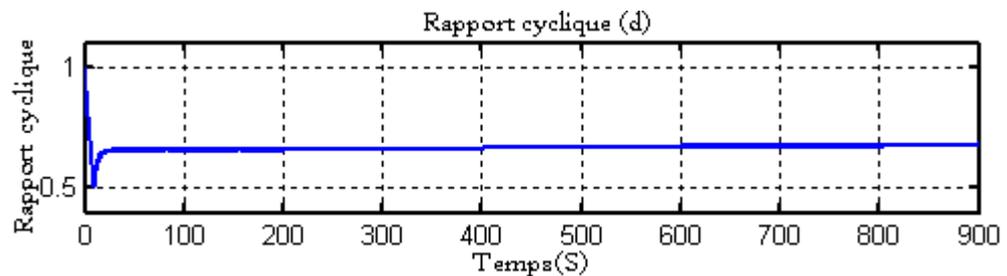


Figure 6.17. Simulation des changements climatiques (irradiation et température).

#### 6.4.1. Résultats de la simulation : les courbes I-V et P-V



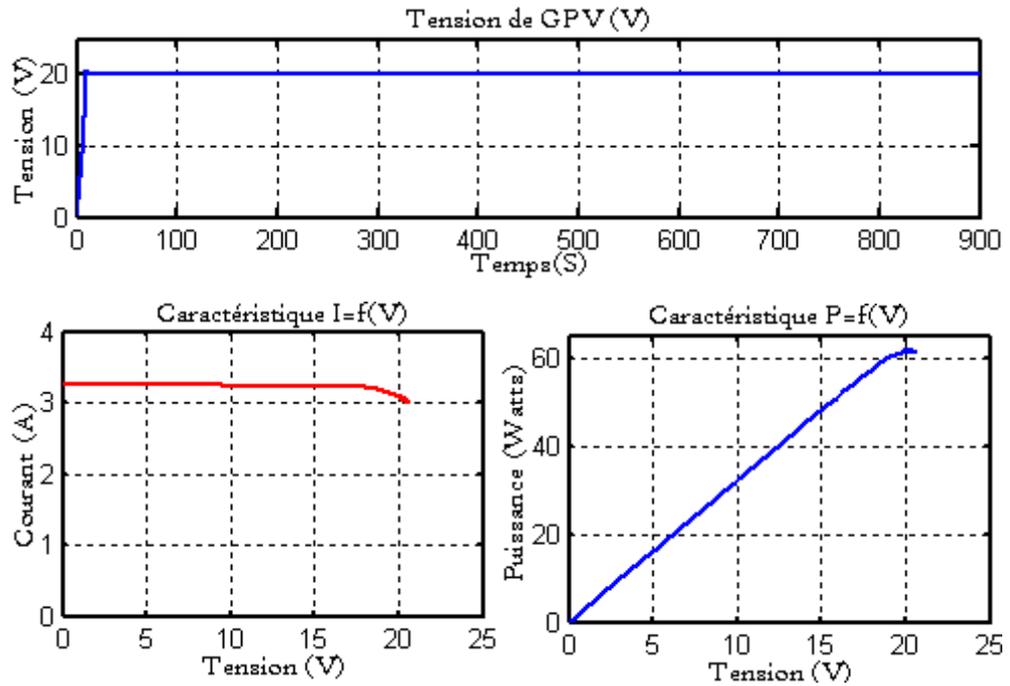


Figure 6.18. Résultats de la simulation sous les conditions STC.

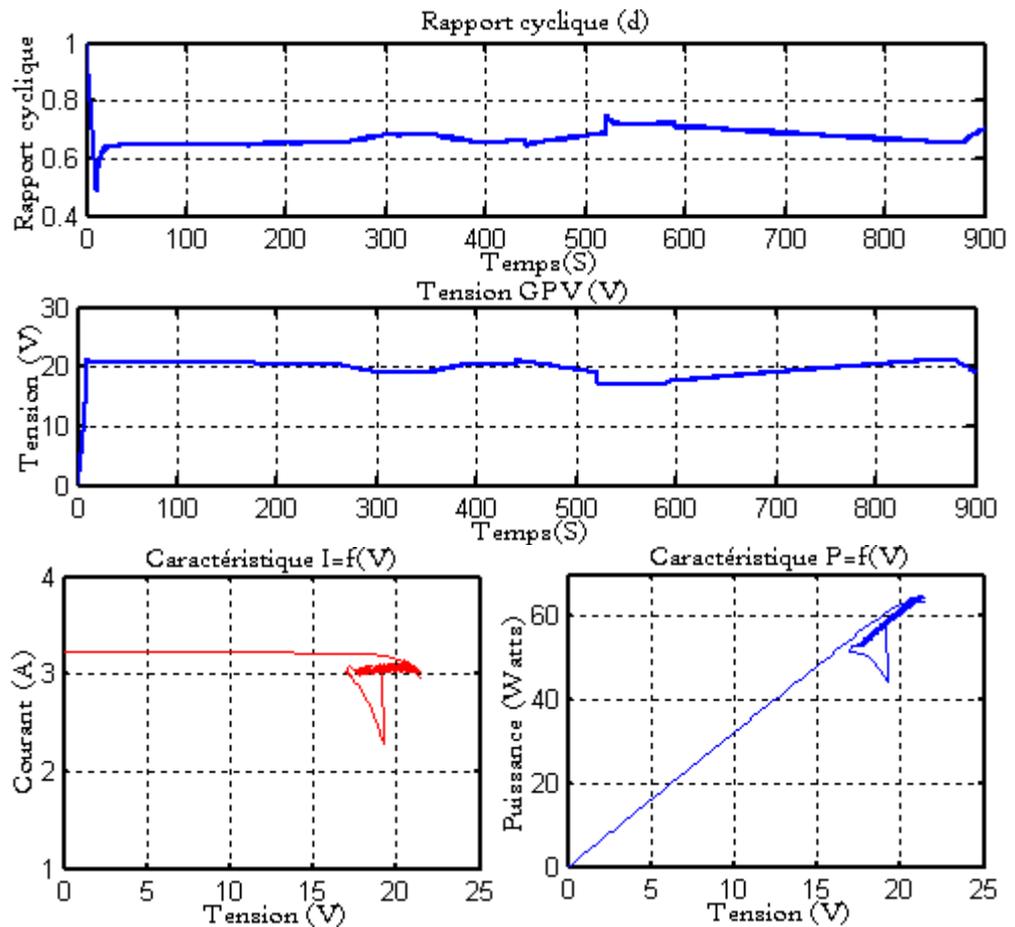


Figure 6.19. Résultats de la simulation dans les conditions R constant et T variable.

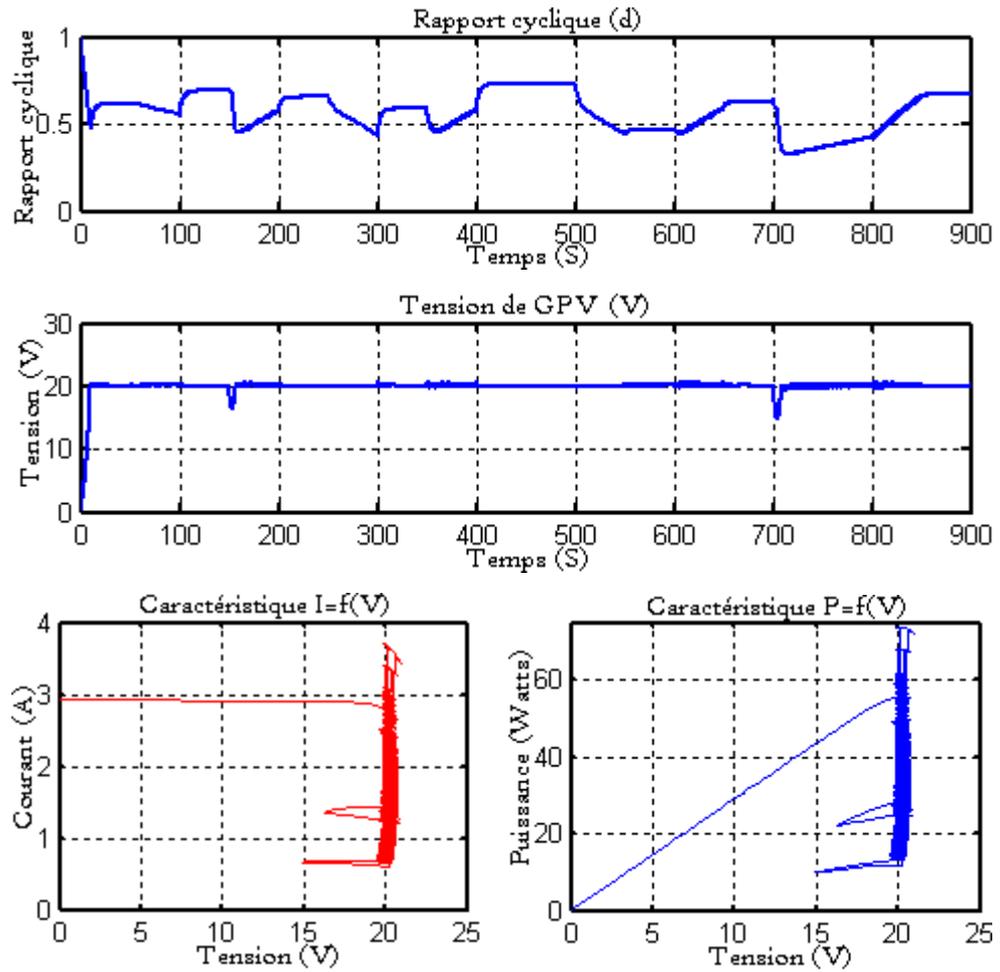
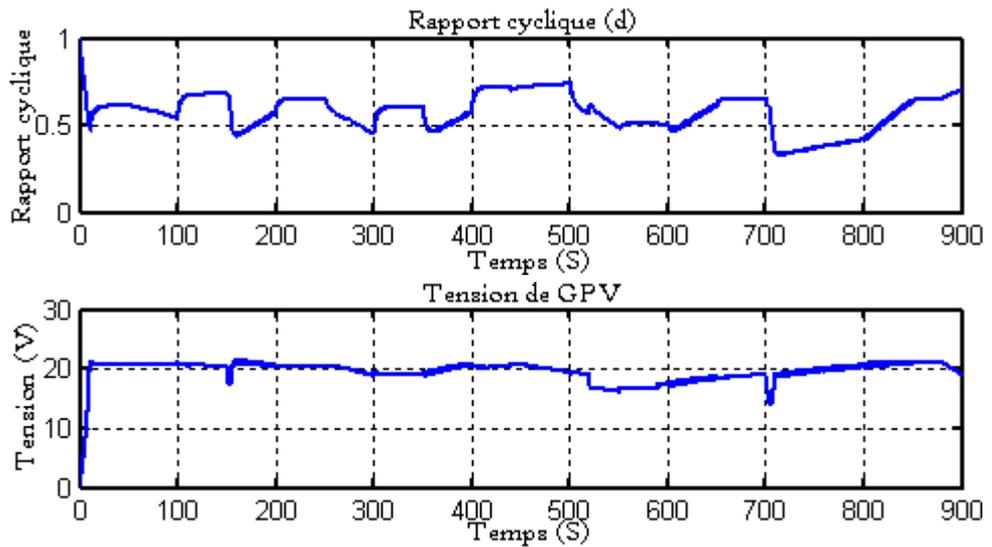


Figure 6.20. Résultats de la simulation dans les conditions R variable et T constant.



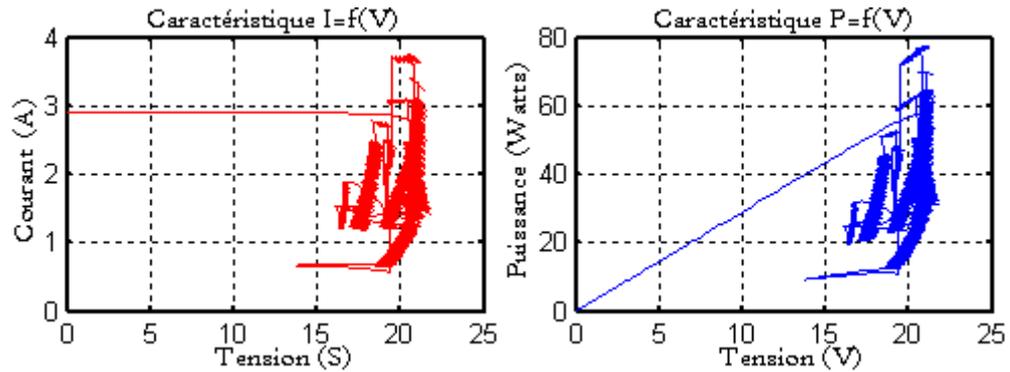


Figure 6.21. Résultats de la simulation dans les conditions R variable et T variable.

#### 6.4.2. Interprétation des résultats :

Les figures (6.17) présentent les tests météorologiques effectués dans l'environnement du système afin de montrer l'action et la réaction de la commande P&O envers ces variations, tandis que les figures ((6.18), (6.19), (6.20) et (6.21)) présentent les résultats de ce test.

En effet, la fonction de tracking de point de puissance maximale MPPT est bien assurée par la commande MPPT P&O, et ceci quelque que soit les variations des conditions climatologiques (température, ensoleillement). Cette dernière génère l'action de commande appropriée, afin de permettre au système de fonctionner au point de puissance maximale.

Les mêmes résultats peuvent être obtenus par la commande MPPT\_P&O améliorée, seulement le temps de réponse (convergence) de cette commande est plus grand que la commande MPPT\_P&O. L'avantage de cette méthode est qu'elle améliore considérablement le taux d'ondulations de puissance.

En revanche la commande d'incrément de la conductance elle donne des résultats presque similaires à la méthode « perturbation et observation » malgré sa rapidité vis-à-vis des variations brusques des conditions atmosphériques. Cette méthode est trahie par un fort taux d'ondulations de la puissance qui causent des pertes importantes.

#### 6.5. Application à la simulation du système photovoltaïque à dimensionner

Dans cette partie, nous allons procéder à la simulation du système photovoltaïque qu'on a dimensionné en chapitre 5, afin de montrer les performances, la robustesse et la fiabilité de système à pouvoir alimenter en énergie électrique photovoltaïque les équipements de télécommunication concernés par cette étude à savoir dans les deux sites (BTS et BSC) en vue d'un service durable, persistant, et stable, qui permet aux utilisateurs de rester connectés régulièrement, et d'assurer une bonne circulation des informations transmises par ces stations, et d'affirmer et de certifier la bonne qualité de service qui est lié à la sécurité du trafic.

Le système photovoltaïque (PV) que nous simulons est composé alors dans son ensemble d'un : Générateur photovoltaïque GPV dimensionné pour satisfaire les besoins de la charge alimentée (site BTS ou BSC), un convertisseur continu/continu (CC) permettant d'alimenter le bus continu et de poursuivre le point de puissance maximum, le moyen de stockage électrochimique (batteries), et enfin la commande MPPT.

Pour la simulation de la partie alternative de la charge, les mêmes équipements sont utilisés, ajoutant à ça un onduleur (convertisseur CC/CA), permettant d'alimenter les charges alternatives sous une tension (230V).

Dans ce qui suit, nous allons simuler les différentes parties du système indépendamment l'une de l'autre.

## 6.6. Simulation des performances du module ES725

### 6.6.1. Simulation du modèle de module à deux exponentielles

Le module photovoltaïque **ES725**, utilisé dans les installations solaires sur les bâtiments, est constitué de 60 cellules en silicium Monocristalline. Ce module peut produire une puissance maximale de 250 Watts à 30.3Volts.

Pour simuler le comportement du générateur (PV), nous avons simulé les deux modèles présentés au chapitre 1 à savoir : le modèle à deux exponentielles, décrit par l'équation (1.6) et modèle à cinq paramètres (une seule diode), décrit par l'équation (1.12) (voir le chapitre1).

Ceci nous a permis de déterminer l'allure des caractéristiques électriques  $I=f(V)$  et  $P=f(V)$  de ce dernier dans les conditions standard du test ( $S=1000W/m^2$  et  $T=25C^{\circ}$ ).

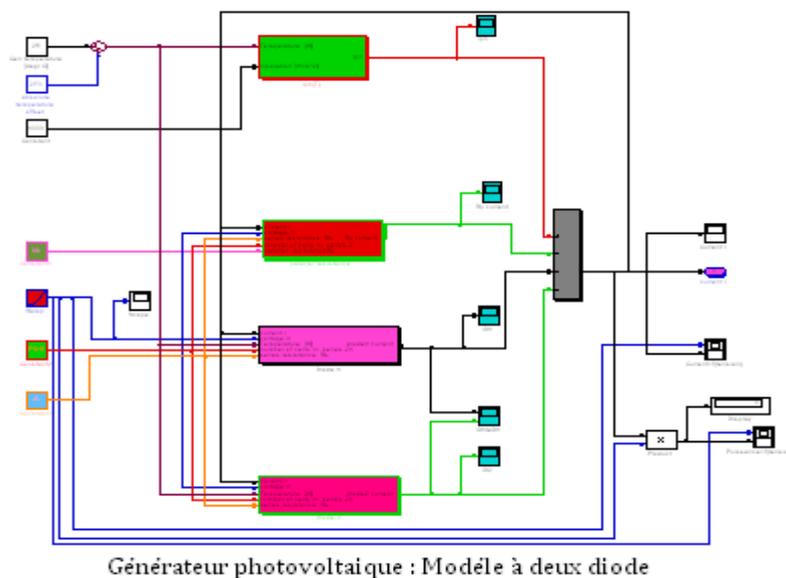


Figure 6.22. Modèle à deux diodes du générateur PV.

Le bloc Simulink du modèle de générateur photovoltaïque (PV) à deux diodes peut être représenté comme suit :

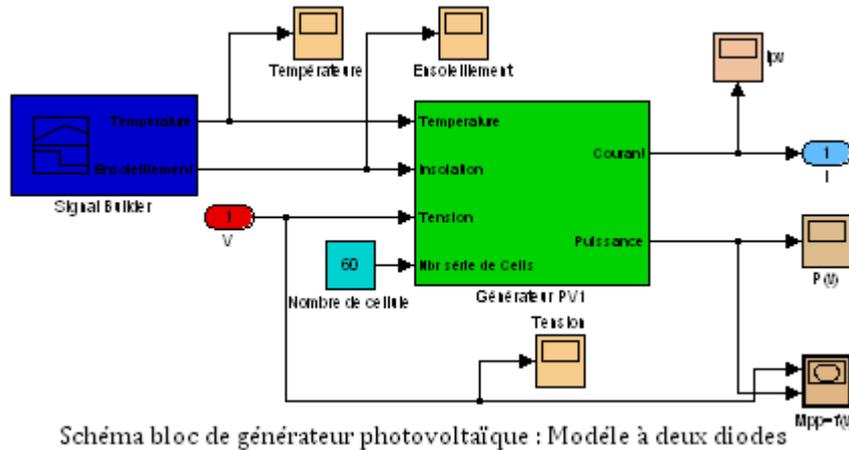


Figure 6.23. Schéma bloc du générateur photovoltaïque : Modèle à deux diodes.

La simulation de modèle de module photovoltaïque **ES725** sous Matlab-Simulink et dans les conditions standard du test ( $S=1000W/m^2$  et  $T=25^\circ C$ ), nous permet de tracer les caractéristiques suivantes :

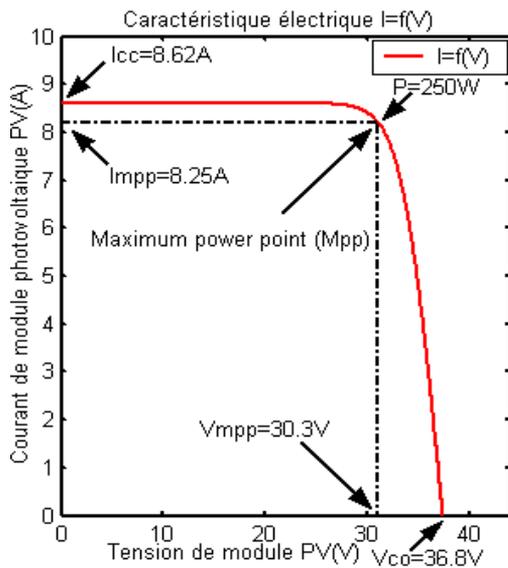


Figure 6.24. Caractéristique  $I=f(V)$  du module

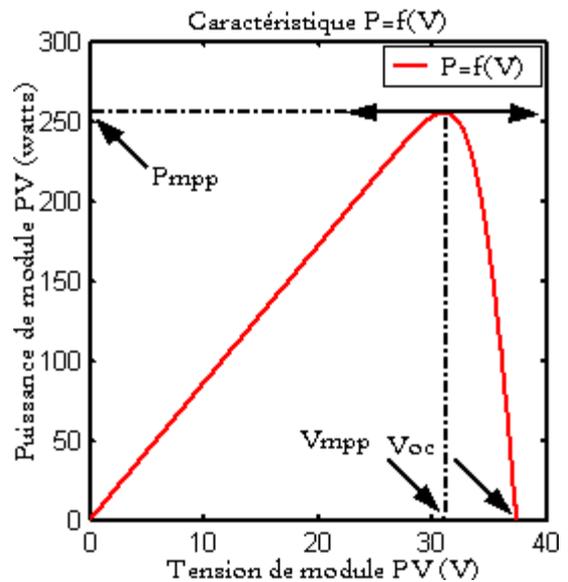


Figure 6.25. Caractéristique  $P=f(V)$  du module

En effet, le module photovoltaïque **ES725**, utilisé dans les installations solaires sur les bâtiments, peut produire une puissance maximale du 250 Watts à 30.3 V et à 8.25A. La tension du circuit ouvert est du 36.8V et le courant de court circuit est du 8.62A.

### 6.7. Facteurs influençant le fonctionnement du module photovoltaïque ES725

#### 6.7.1. Influence de l'insolation ou irradiation

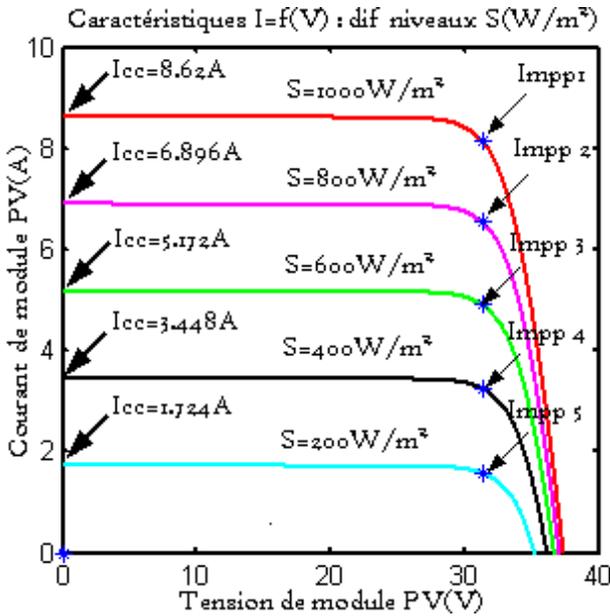


Figure 6.26. Effet de l'éclairement sur  $I=f(V)$

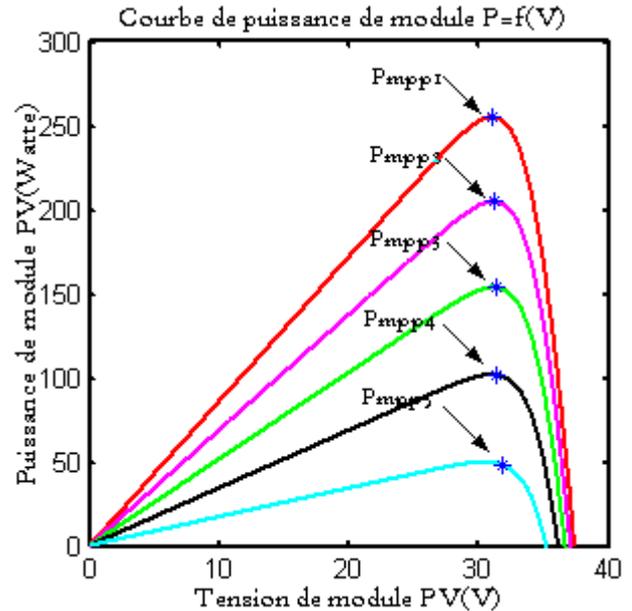


Figure 6.27. Effet de l'éclairement sur  $P=f(V)$

La figure 6.26 représente les caractéristiques  $I=f(V)$  du module **ES725** à 25°C et sous diverses valeurs de l'éclairement  $S (W/m^2)$ . A chacune de ces valeurs du flux lumineux correspond une puissance électrique maximale que pourrait fournir le module solaire (Figure 6.27).

#### 6.7.2 Influence de la température

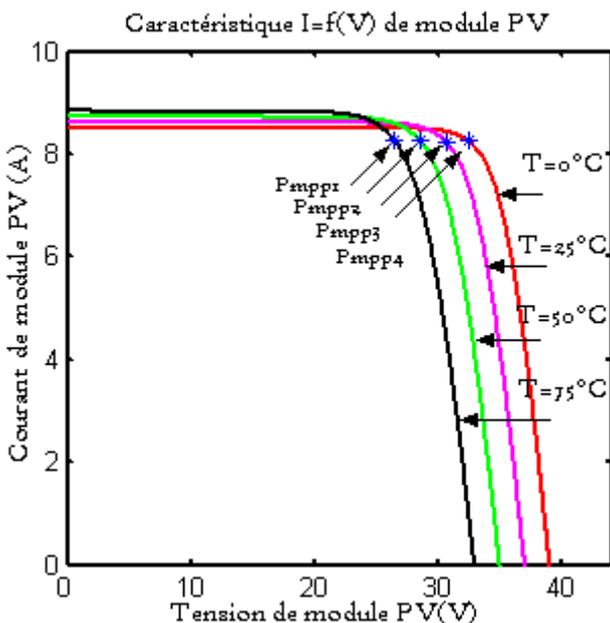


Figure 6.28. Effet de la température sur  $I=f(V)$

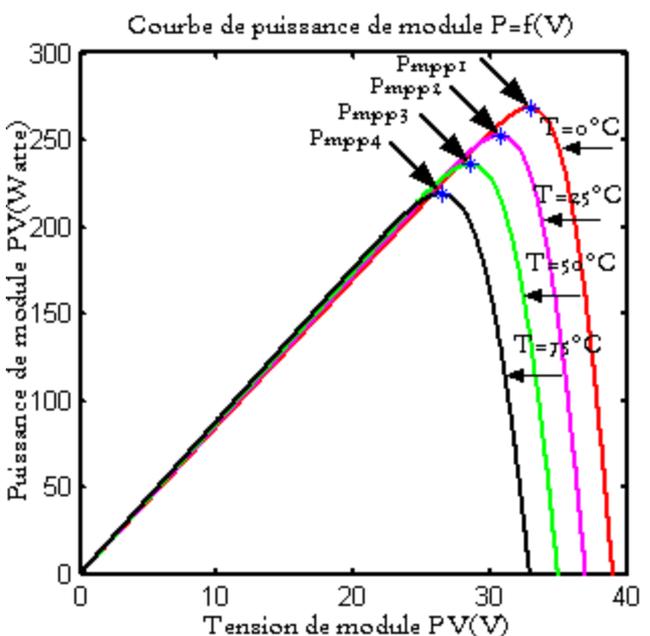


Figure 6.29. Effet de la température sur  $P=f(V)$

L'influence de la température sur les caractéristiques électriques du module photovoltaïque **ES725** est représenté sur les graphes ci-dessus, Contrairement au cas précédent,

en cas de la hausse de la température des modules, le courant produit reste pratiquement inchangé, tandis que la tension diminue et entraîne une réduction des performances des panneaux en termes de la production d'énergie électrique (Figure 6.29).

### 6.7.3. Effet de l'éclairement simultanément de l'éclairement et de la température

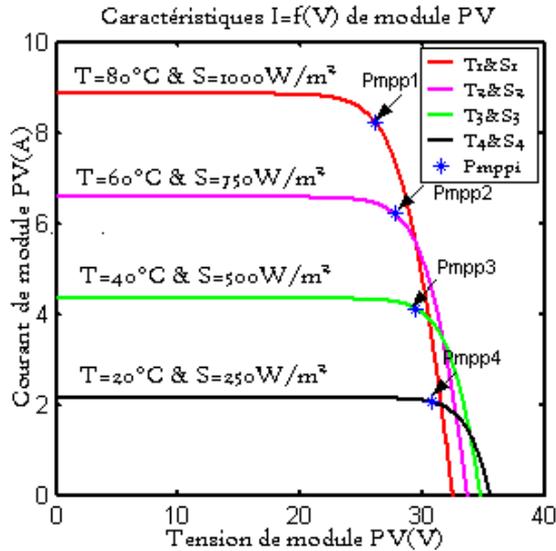


Figure 6.30. Effet de l'éclairement simultanément de l'éclairement et de la température sur  $I=f(V)$ .

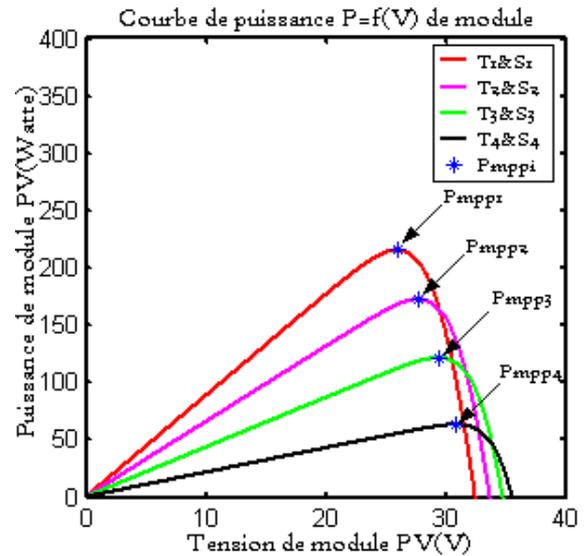


Figure 6.31. Effet de l'éclairement simultanément de l'éclairement et de la température sur  $P=f(V)$ .

La présence de ces variations climatiques au même temps, nous montre les sollicitations que subissent les modules PV lors d'un changement simultané du flux solaire et de la température, et l'effet néfaste provoqué sur le rendement du module PV, car réellement la variation de ces deux paramètres se fait rarement indépendamment l'un de l'autre. D'où la nécessité d'un contrôle continu et maîtrisé de ces différentes situations.

### 6.8. Simulation du modèle de module à une seule diode

Le bloc Simulink du modèle du générateur photovoltaïque à une seule diode peut être représenté comme suite :

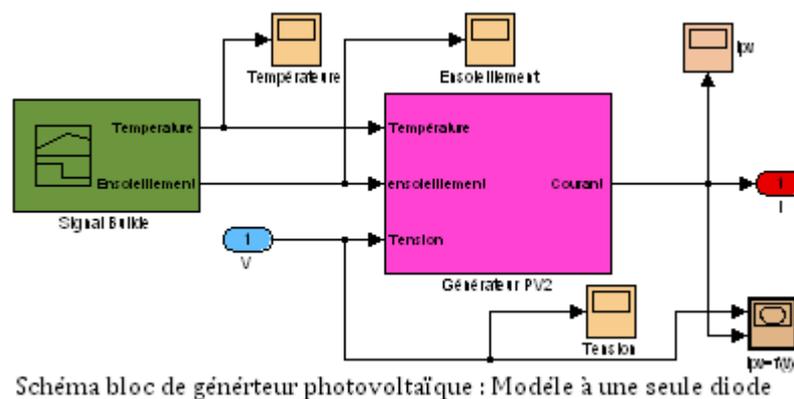


Figure 6.32. Schéma bloc de générateur photovoltaïque : Modèle à une seule diode.

Le schéma bloc ci-dessus représente le modèle du module à une seule diode de générateur photovoltaïque PV. Les mêmes configurations de simulations que le modèle à deux diodes peuvent être établies avec le modèle ci-dessus (Figure 6.32). Cependant pour montrer son fonctionnement nous satisfaisons de quelques simulations.

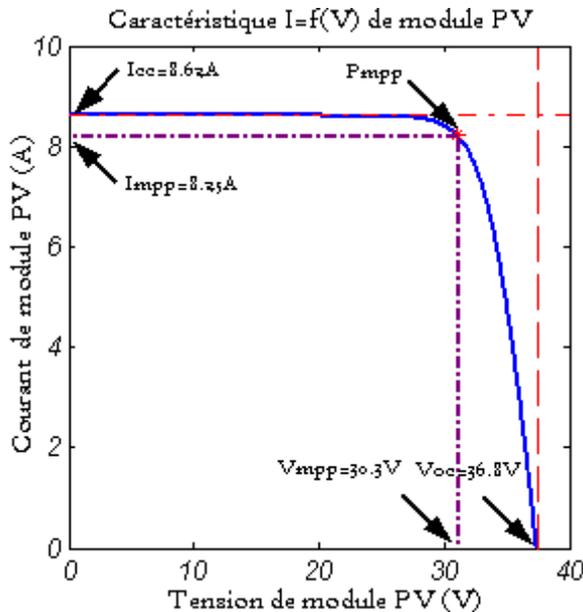


Figure 6.33. Courbe  $I=f(V)$  du module PV à  $\Phi=1000W/m^2$  et  $T=25^{\circ}C$ .

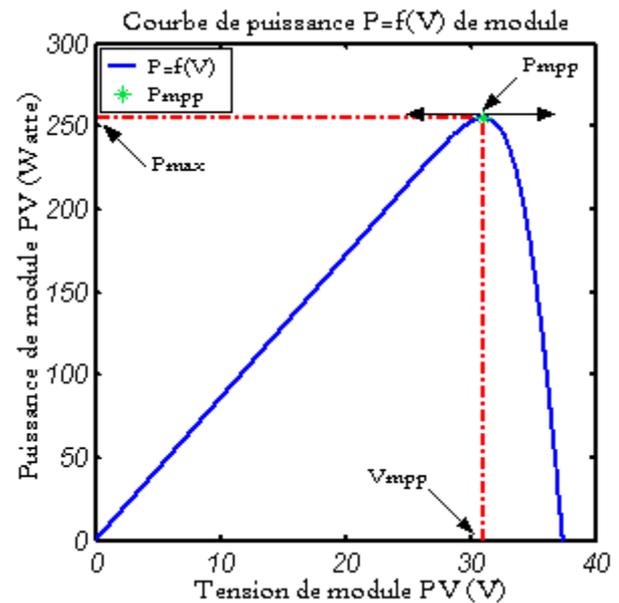


Figure 6.34. Courbe  $P=f(V)$  du module PV à  $\Phi=1000W/m^2$  et  $T=25^{\circ}C$ .

Afin de montrer l'efficacité du modèle de simulation à une seule diode, nous avons fixé le flux solaire  $\Phi$  à  $1000W/m^2$  et la température  $T$  à  $25^{\circ}C$ , les courbes I-V et P-V ont été simulées et montrées sur les figures ci-dessus.

### 6.9. Simulation des convertisseurs de puissance DC/DC

Dans ce qui précède, nous avons décrit en détail le fonctionnement des convertisseurs Buck, Boost et Buck-Boost (voir le chapitre 2) est pour cause, ces trois convertisseurs présentent un meilleur rendement. Pour simuler le comportement du convertisseur statique, nous avons utilisé Simulink et le package SimPowerSystems. Ce dernier intègre les composants de l'électronique de puissance (résistances, condensateurs, inductances, diodes...ect) ce qui facilite la simulation d'un système donné. Le modèle de la simulation du convertisseur Buck est illustré sur la figure 6.35. Les composants utilisés dans ce modèle sont idéaux. Le bloc mesure du courant permet de visualiser le courant à travers l'inductance.

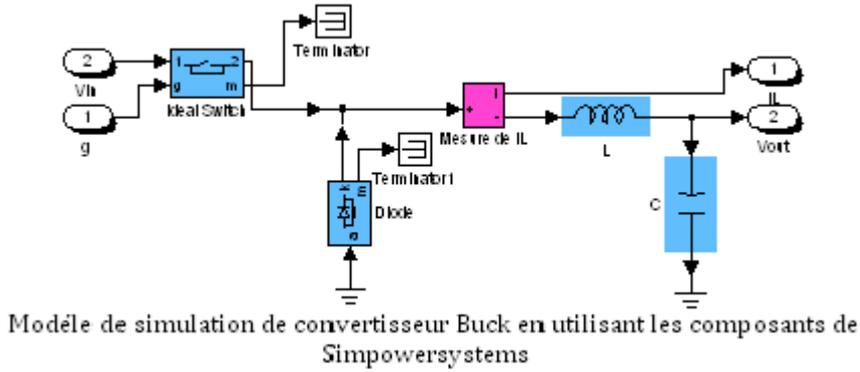


Figure 6.35. Modèle de la simulation du convertisseur Buck.

La figure 6.35 présente le système permettant de simuler le comportement du convertisseur statique. L'interrupteur est commandé par un signal rectangulaire du rapport cyclique  $D = 67\%$ .

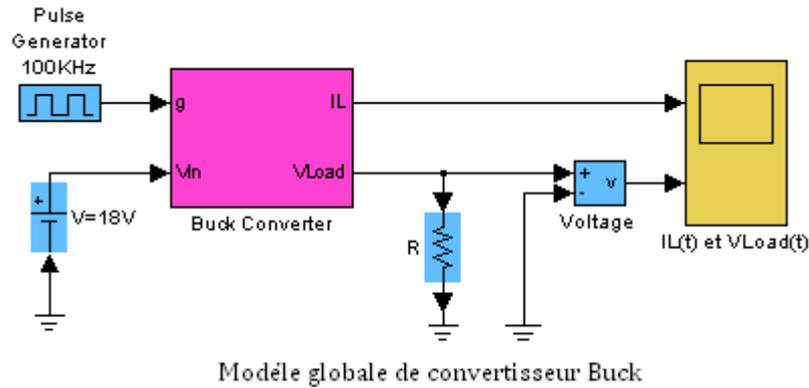


Figure 6.36. Système permettant la simulation du convertisseur Buck.

Les résultats de la simulation sont présentés ci-dessous.

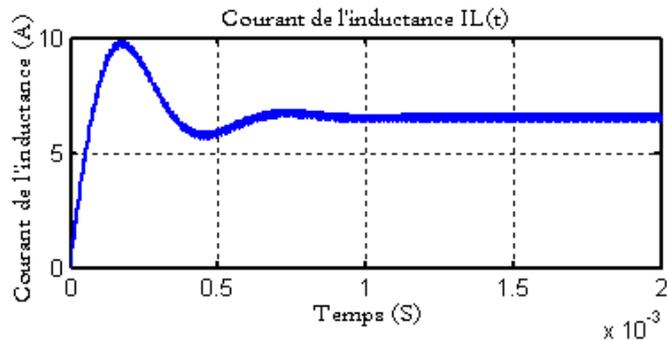


Figure 6.37. Résultat de la simulation du courant à travers l'inductance.

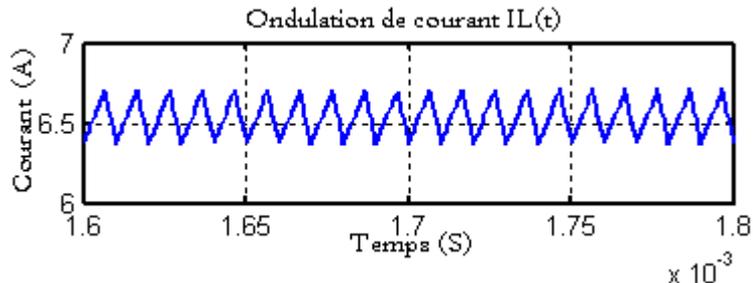


Figure 6.38. Zoom sur la réponse temporelle du courant à travers l'inductance.

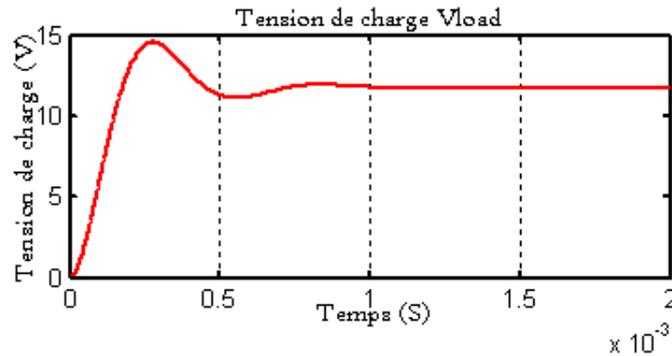


Figure 6.39. Résultat de la simulation sur la tension de la charge.

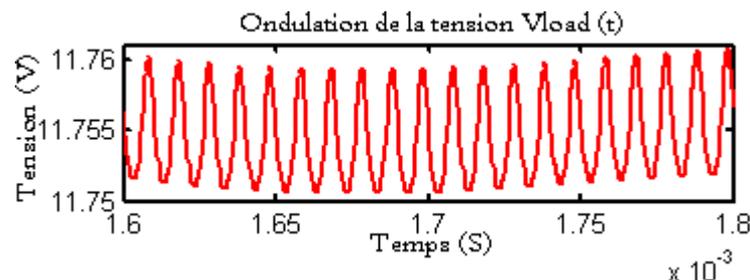


Figure 6.40. Zoom sur la réponse temporelle de la tension de la charge.

En haut est représenté le courant à travers l'inductance et en bas la tension aux bornes de la charge. D'après l'analyse de la réponse temporelle, il apparaît que :

- après un régime transitoire ( $< 1\text{ms}$ ), le régime permanent est atteint. Ce régime transitoire correspond à une durée de l'ordre de grandeur d'une période d'oscillation du circuit LC.
- la tension de sortie se stabilise à la valeur de 12V (régime permanent).

Le système ci-dessous qui permet la simulation du convertisseur Buck étant réalisé à l'aide des composants de l'électronique de puissance disponible dans le package SimPowerSystems. Ce afin de mettre l'ordre de compatibilité avec les modèles mathématiques avec laquelle on a réalisé le système de simulation global PV, on a refais la simulation du convertisseur Buck on utilisant le modèle mathématique de ce dernier.

Pour construire le modèle de ce hacheur, on subdivise le hacheur sous forme de blocs représentant les différents éléments du circuit équivalent. La figure (6.41) illustre le modèle bloc de simulation global.

### 6.9.1. Simulation d'un hacheur dévolteur "Buck"

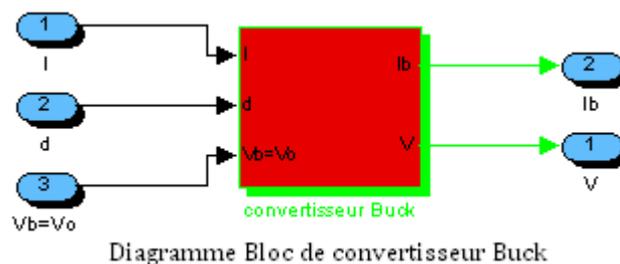


Figure 6.41. Schéma global de la simulation du hacheur Buck.

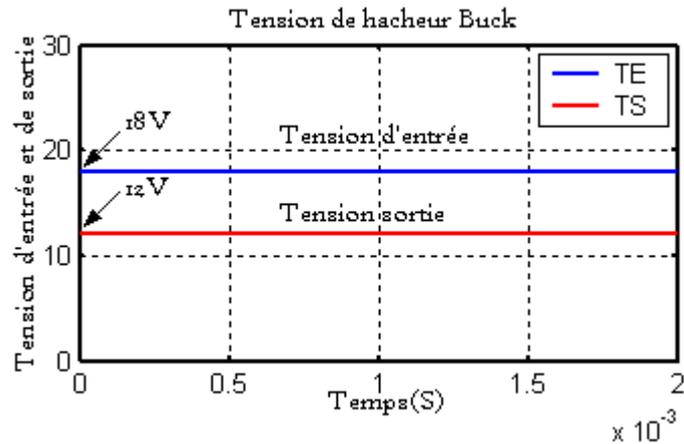


Figure 6.42. Tension d’entrée et de sortie d’un hacheur Buck avec  $d=0,67$ .

Incontestablement, il s’agit d’un hacheur Buck, le rapport de transformation qui transforme la tension d’entée de 18V à une tension de sortie de 12 V est de  $D=67\%$ .

**6.9.2. Simulation d’un hacheur survolteur “Boost”**

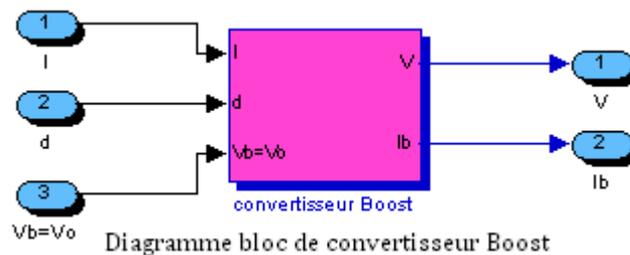


Figure 6.43. Schéma global de la simulation du hacheur Boost.

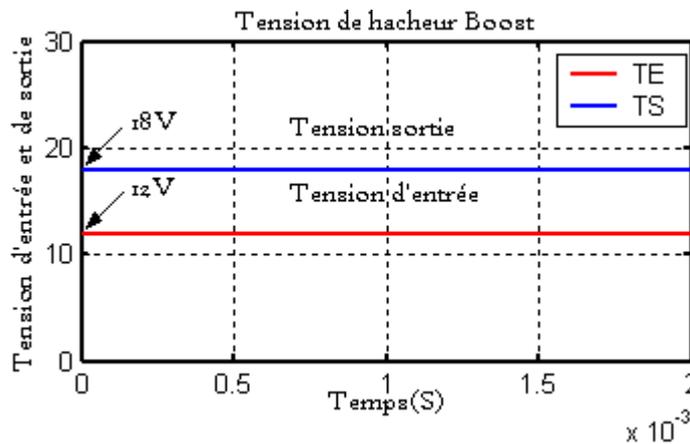


Figure 6.44. Tension d’entrée et de sortie d’un hacheur Boost avec  $d=0,33$ .

Effectivement, le hacheur Boost permet de passer d’une tension d’entrée de 12V à une tension plus élevée 18 V, d’où l’appellation “ hacheur survolteur “.

### 6.9.3. Simulation d'un hacheur dévolteur-survolteur "Buck-Boost"

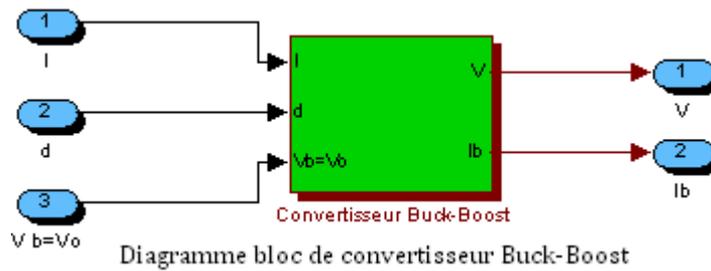


Figure 6.45. Schéma global de la simulation du hacheur Buck-Boost.

Un convertisseur Buck-Boost est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible ou plus grand valeur mais de polarité inversé.

#### 6.9.3.1. Fonctionnement en élévateur

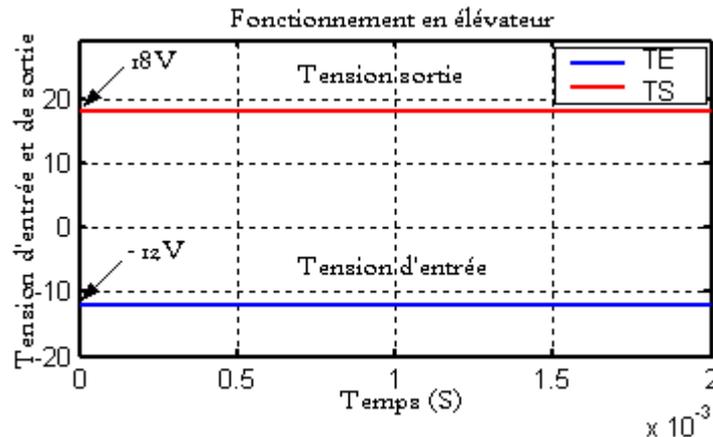


Figure 6.46. Fonctionnement en élévateur de hacheur Buck-Boost avec  $d=0,6$ .

#### 6.9.3.2. Fonctionnement en abaisseur

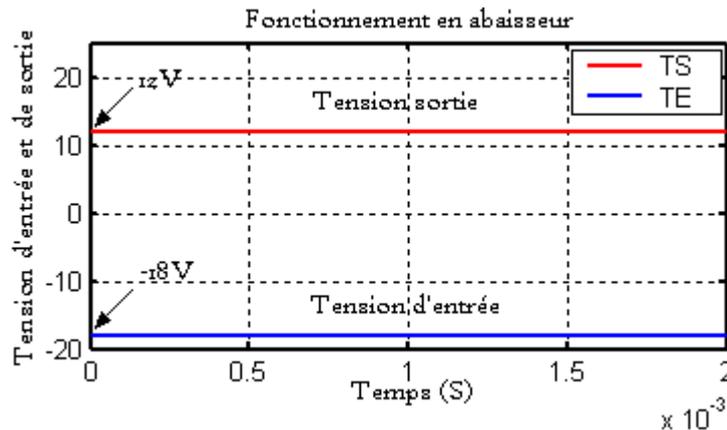


Figure 6.47. Fonctionnement en abaisseur de hacheur Buck-Boost avec  $d=0,4$ .

En effet, d'après les résultats de simulation un convertisseur Buck-Boost est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus grande ou plus faible valeur (figure 6.46 et 6.47).

### 6.10. Simulation de comportement de la batterie

Dans un système photovoltaïque (PV), la puissance délivrée par le GPV est imprévisible et varié indépendamment de la demande. Ainsi, pour une installation PV autonome, l'unité de stockage est requise pour assurer un approvisionnement continu en énergie électrique.

Afin de prévoir le comportement de cette batterie, nous proposons de la simuler.

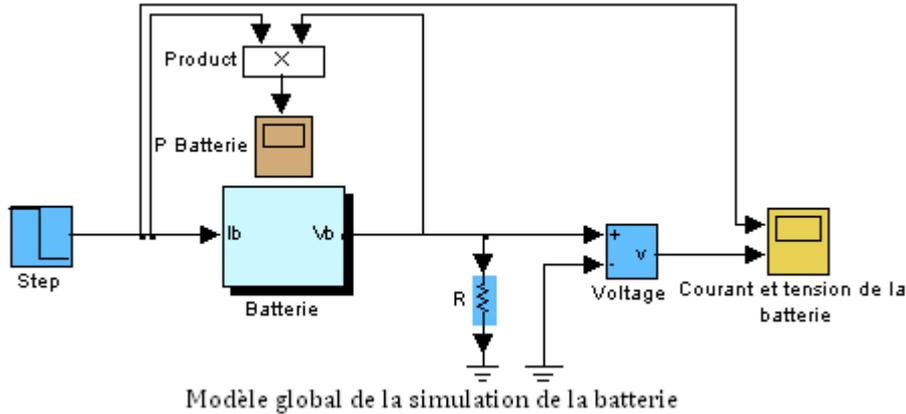


Figure 6.48. Schéma de la simulation de la batterie.

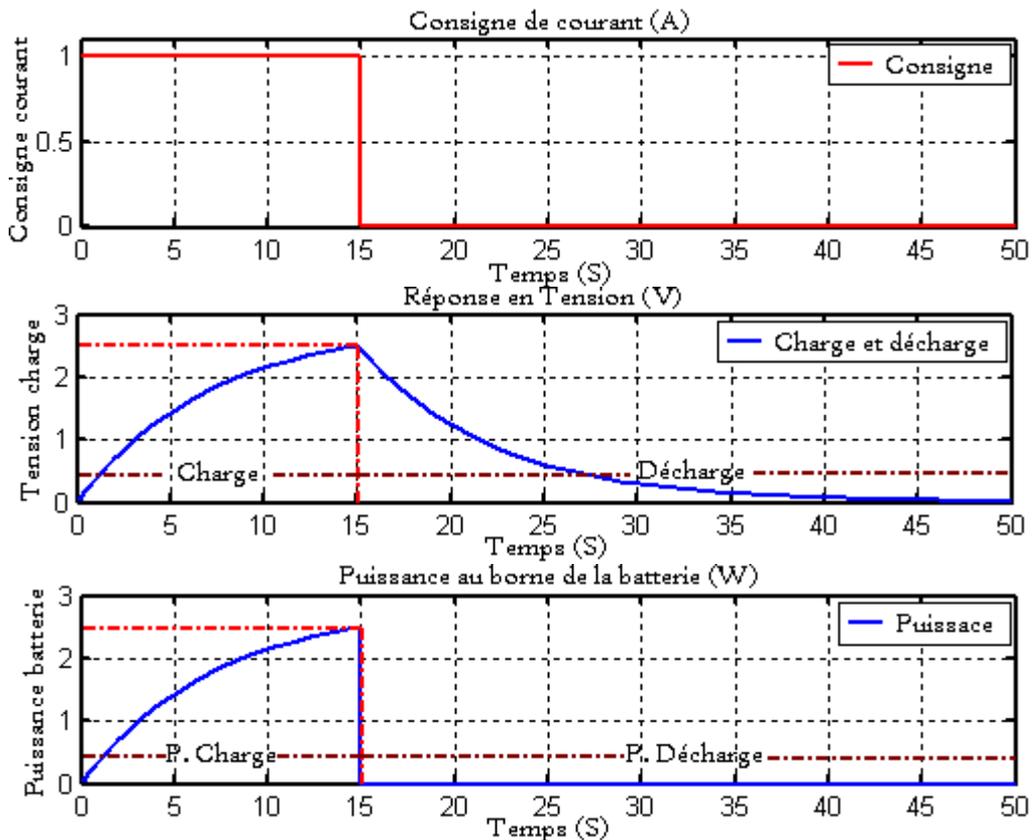


Figure 6.49. Consigne de courant en entrée de la batterie, réponse de système à travers la charge et la décharge, et puissance aux bornes de la batterie.

L'allure de la tension de charge et décharge dépend réellement de la largeur des impulsions imposées à la batterie durant une période (fréquence imposée).

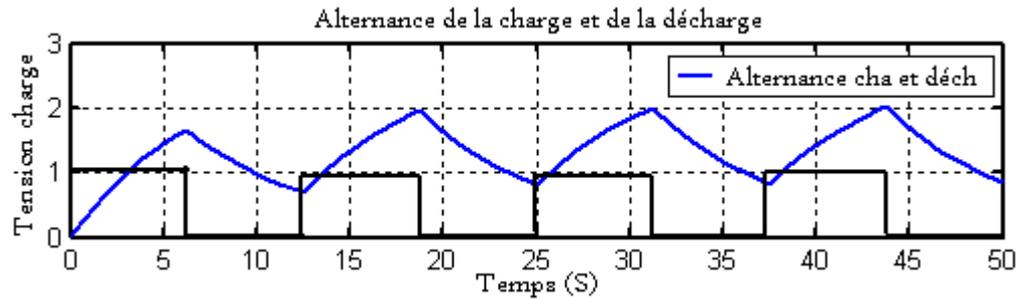


Figure 6.50. Suite de la tension de charge et de la décharge aux bornes de la batterie.

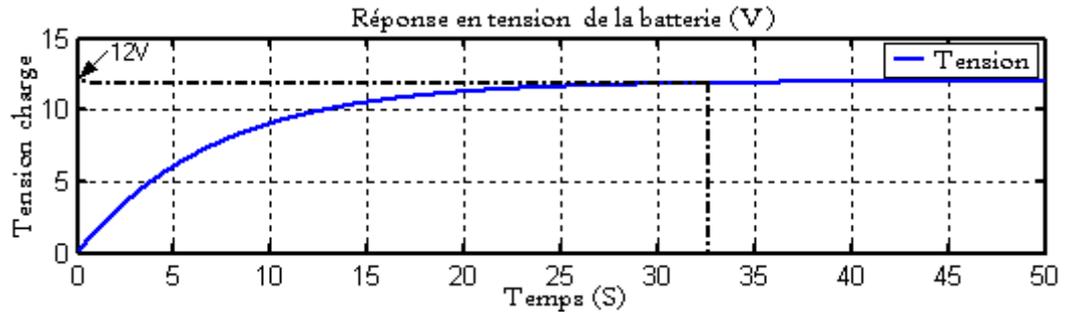


Figure 6.51. Allure comportemental de la tension aux bornes de la batterie en HF.

Nous avons opté à une tension du bus continu (48V) car la tension nominale en continue des équipements de télécommunication est de (48V). Les batteries doivent donc avoir la même valeur en tension et qui va être compatible avec la tension du bus continu. Nous avons choisi donc d'utilisé 4 batteries a 12V connectées en série afin d'obtenir une tension nominale de 48V.

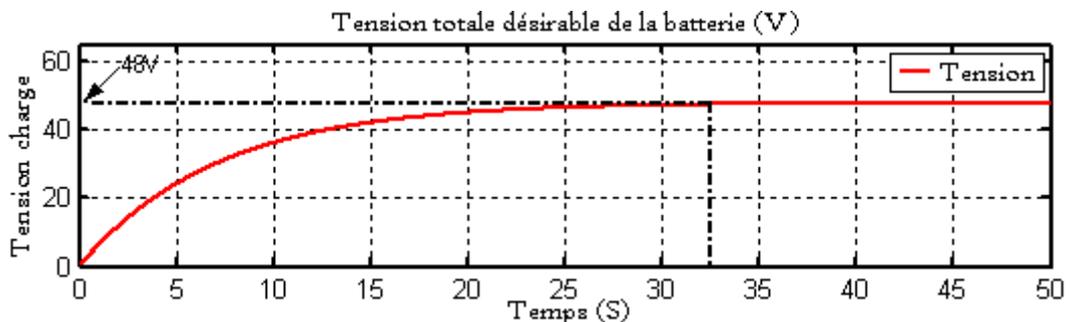


Figure 6.52. La tension totale du bus continu.

### 6.11. Simulation du l'onduleur monophasé

Un convertisseur DC/AC est essentiellement utilisé pour fournir une tension ou un courant alternatif à partir d'une source continue. Dans le cadre de notre projet, parmi les équipements de télécommunication, nous disposons d'une partie alternative, dont nous devons assurer l'approvisionnement régulier en énergie électrique, ceci est assurée par un onduleur de puissance, la figure ici-bas représente le bloc de simulation de ce dernier.

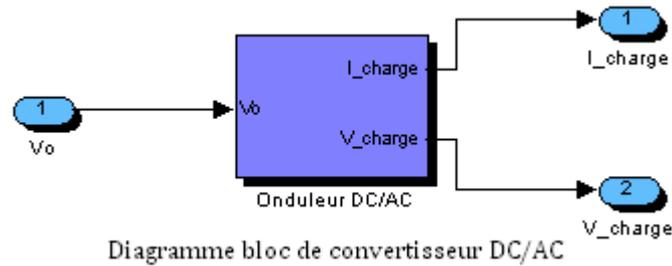
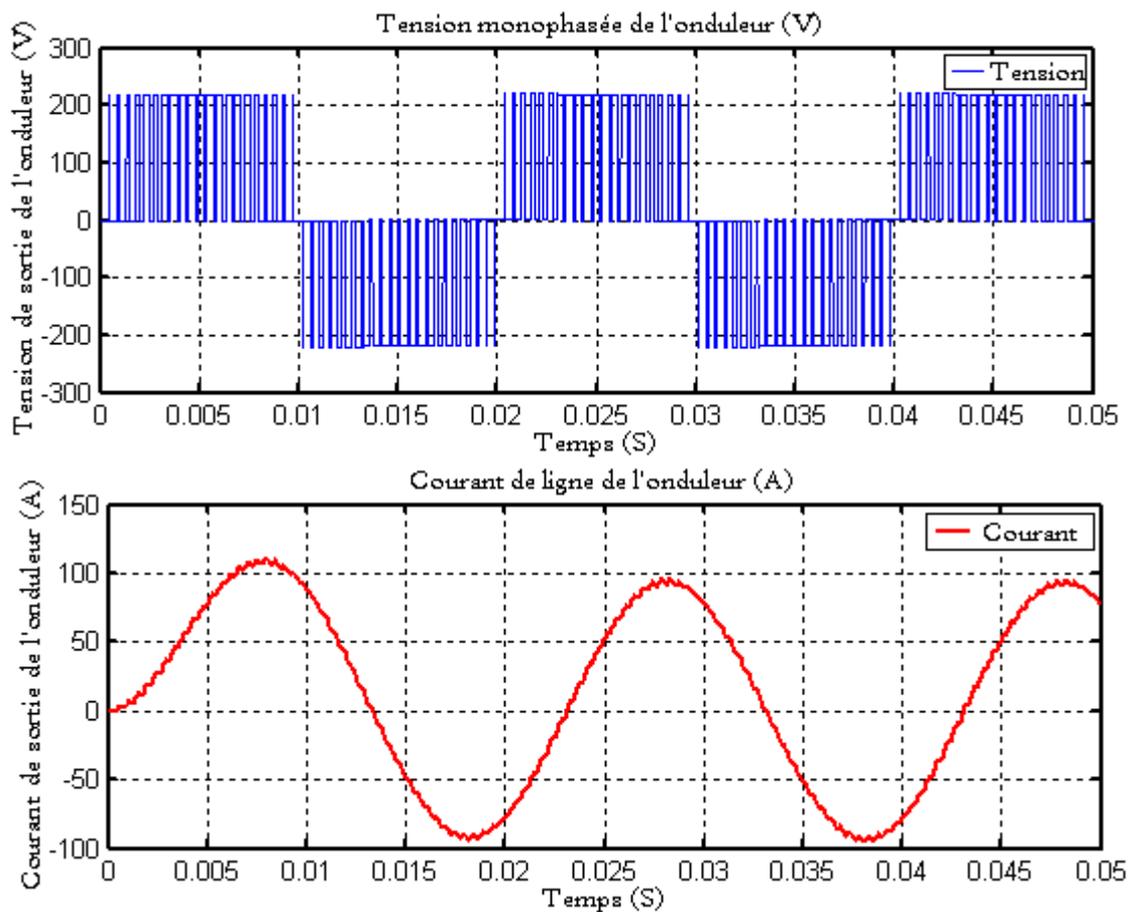


Figure 6.53. Schéma global de la simulation du convertisseur DC/AC.

Dans notre étude, et afin de monter et de tester la fonction de convertisseur, on a pris des couplets de  $(m, r)$ , nous obtenons ainsi la tension et le courant de sortie de l'onduleur, leurs formes sont illustrés dans les figures suivantes :

Figure 6.54. ( $m=21$  ;  $r=0.8$ ).

Par l'application de convertisseur DC/AC, nous avons obtenu une tension alternative de valeur de (230V) compatible avec les charges à alimenter (BTS et BSC).

6.11.1. Test de performance

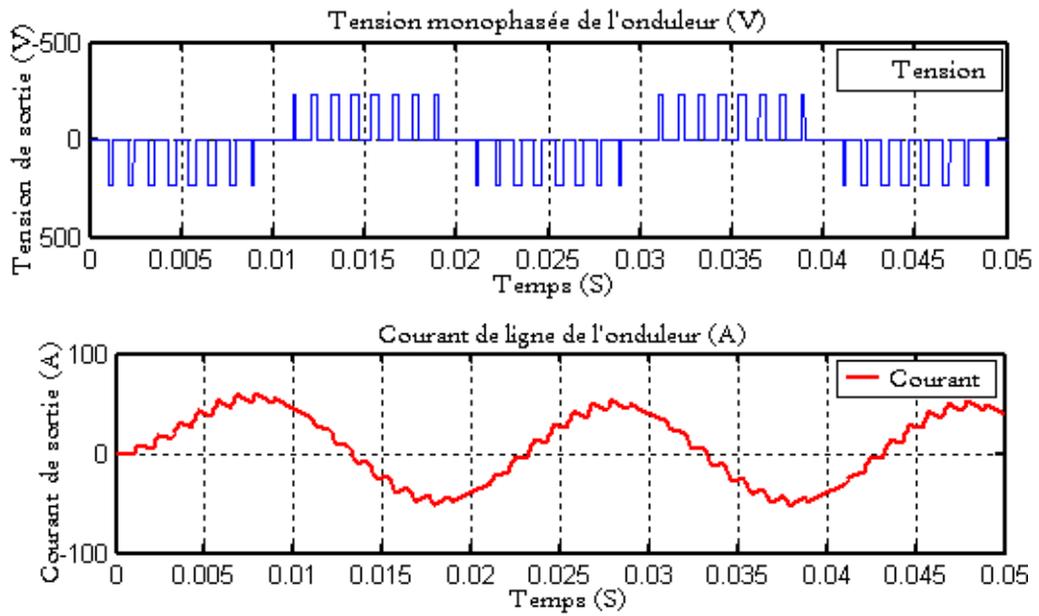


Figure 6.55. ( $m=9$  ;  $r=0,4$ ).

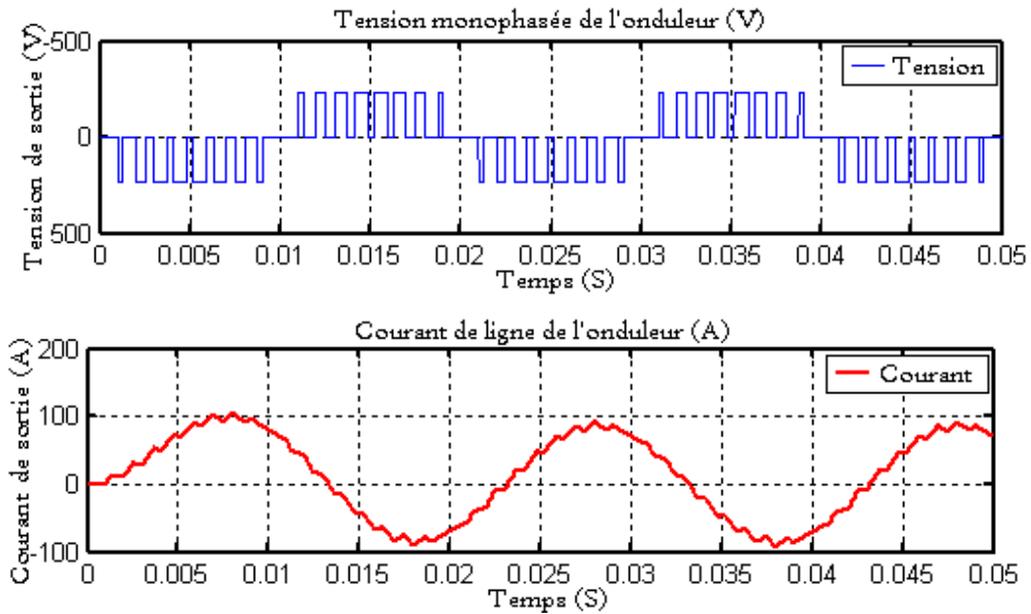
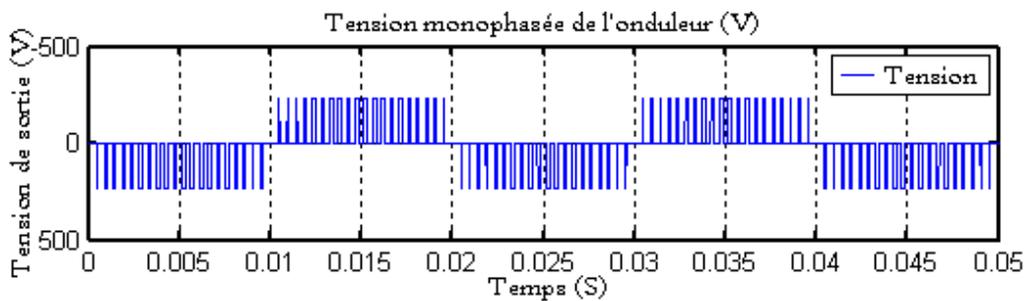
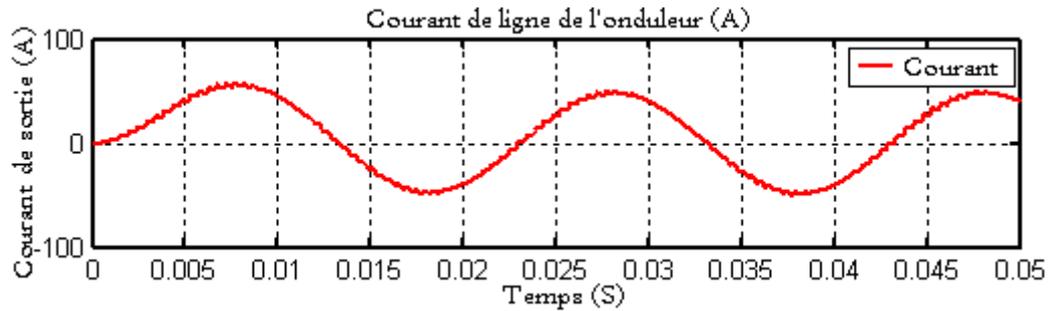
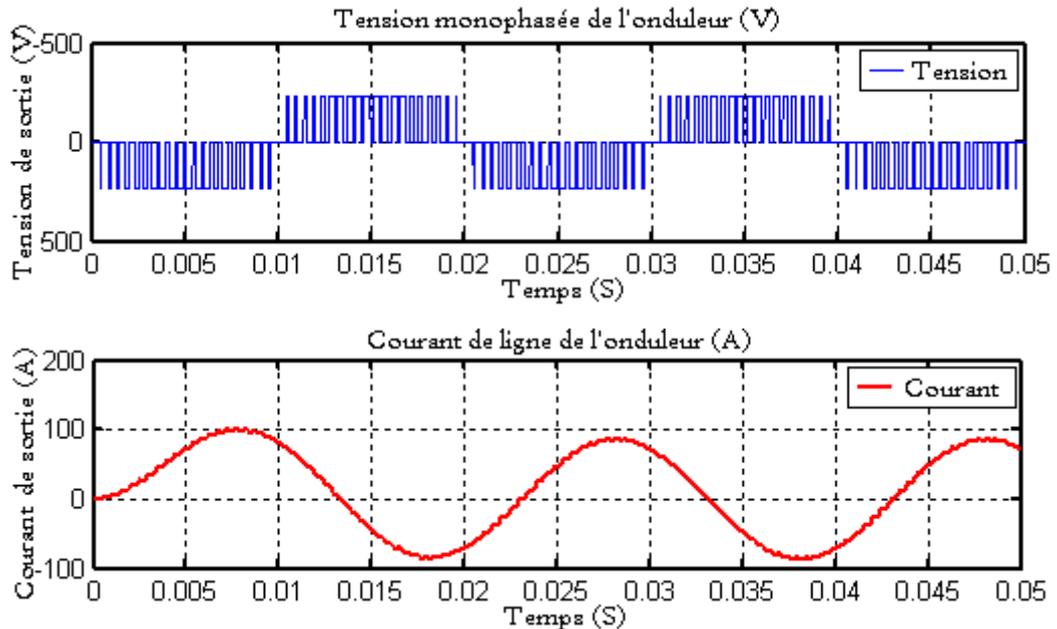


Figure 6.56. ( $m=9$  ;  $r=0,7$ ).



Figure 6.57. ( $m=21$  ;  $r=0.4$ ).Figure 6.58. ( $m=21$  ;  $r=0,7$ ).

On constate d'après les figures (6.55, 6.56, 6.57 et 6.58), que l'allure du courant à la sortie de l'onduleur dépend de la fréquence de la porteuse ( $f_p$ ), telle que plus elle est grande est plus la forme du courant se lisse. Et que les harmoniques dans le spectre du courant de sortie s'éloignent de la fondamentale du courant.

### 6.12. Exemple de simulation d'une installation photovoltaïque

Les figures ci-dessous présentent un exemple des caractéristiques (P/V) et (I/V) d'une installation PV à cinq modules connectés en série, elles illustrent la dépendance en température et en ensoleillement de ces derniers, et enfin les valeurs des paramètres caractéristiques résultants de ces simulations (telle que le courant, la tension...ect).

### 6.13. Résultats de la simulation sur le site BTS

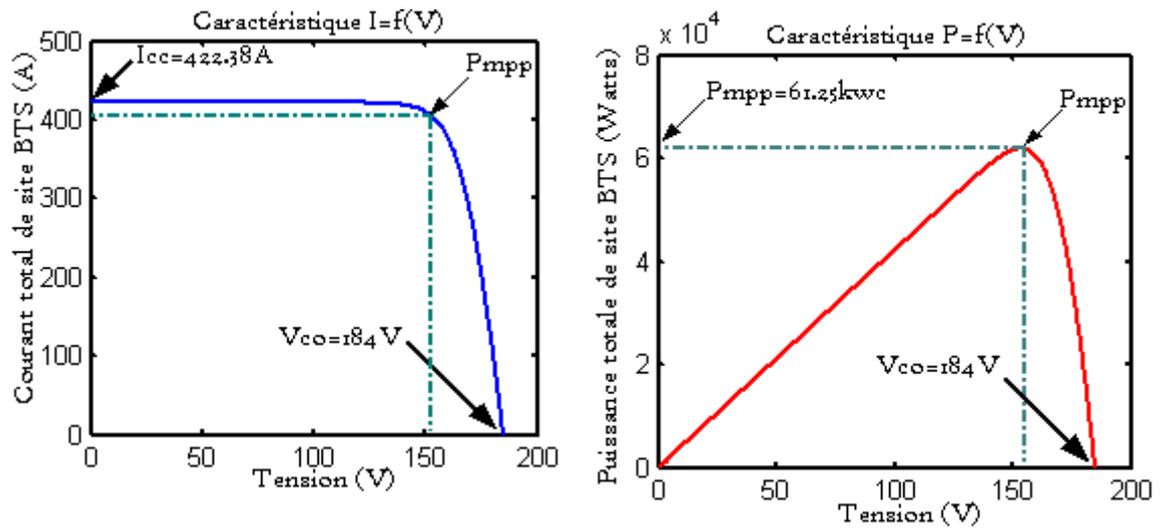


Figure 6.59. Résultats de simulation de site BTS sous des conditions environnementales stables ( $T=25^{\circ}\text{C}$  et  $S=1000\text{ W/m}^2$ ).

### 6.14. Résultats de la simulation sur le site BSC

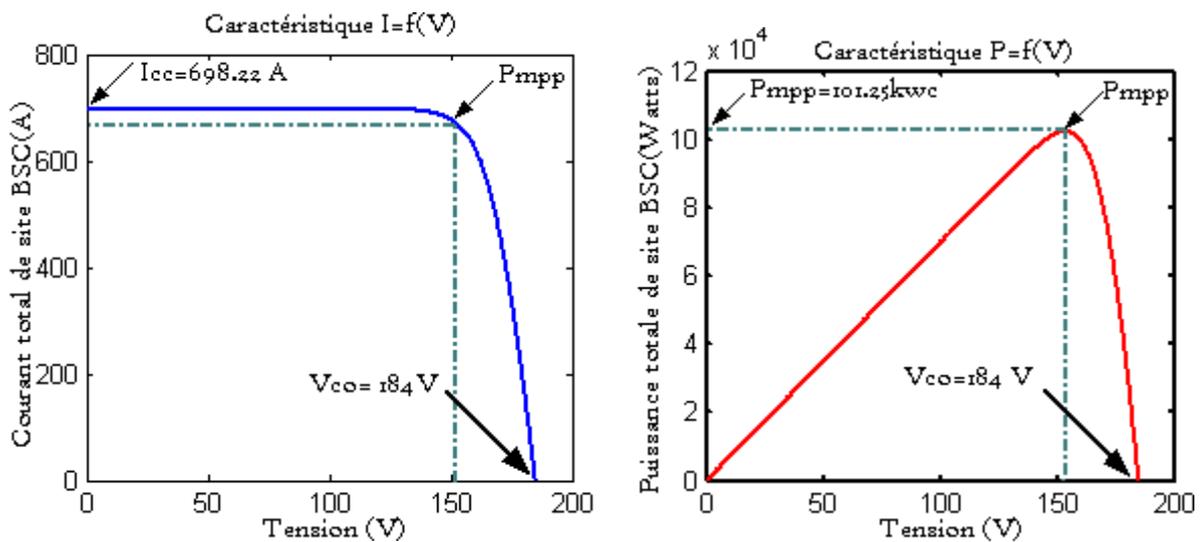


Figure 6.60. Résultats de simulation de site BSC sous des conditions environnementales stables ( $T=25^{\circ}\text{C}$  et  $S=1000\text{ W/m}^2$ ).

6.15. Résultats de la simulation sur le site BTS : variation de flux solaire et la température

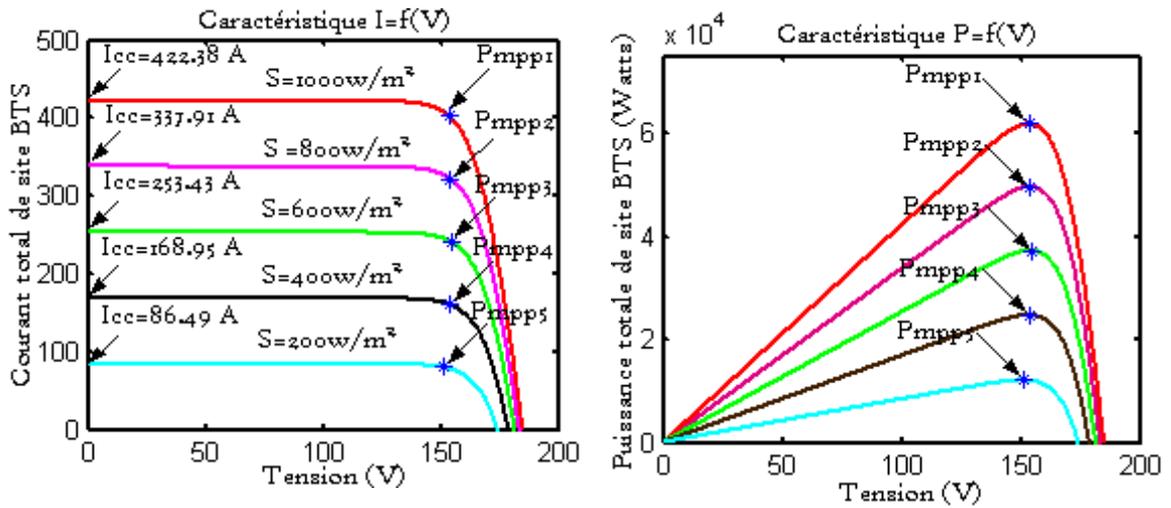


Figure 6.61. Résultats de simulation des caractéristiques I(V) et de la puissance délivrée par le générateur PV en fonction de différentes irradiances reçu à T=25°C.

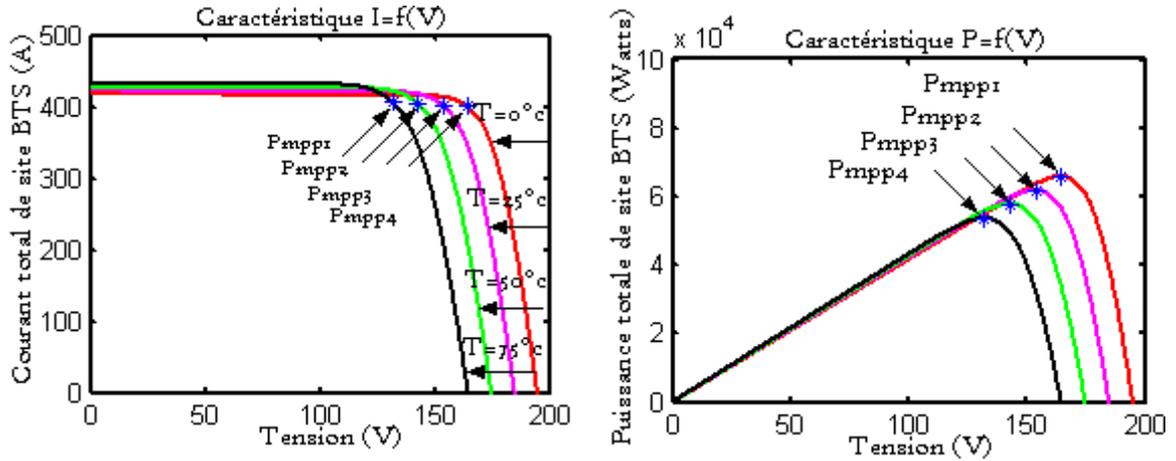


Figure 6.62. Influence de la température T effective des cellules PV sur la caractéristique électrique I=f(V) et la puissance maximale du générateur PV à

$$\Phi = 1000 \text{ W/m}^2$$

**6.16. Résultats de la simulation sur le site BSC: variation de flux solaire et la température**

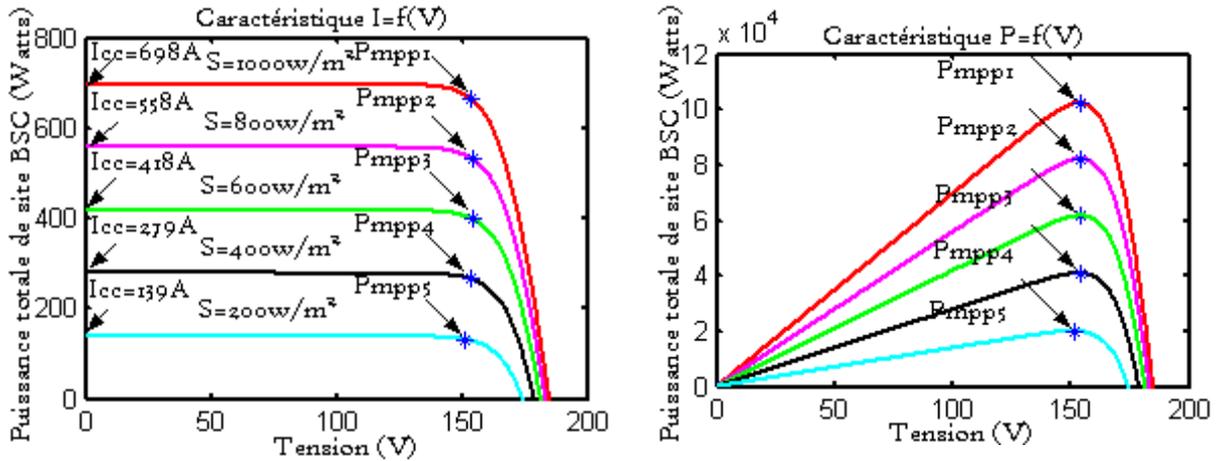


Figure 6.63. Résultats de simulation des caractéristiques I(V) et de la puissance délivrée par le générateur PV en fonction de différentes irradiances reçu à T=25°C.

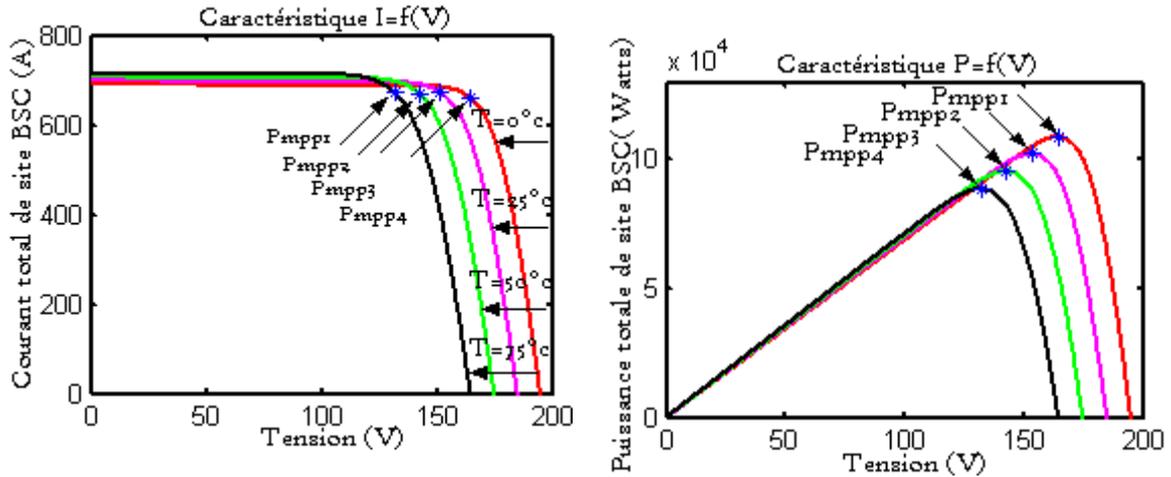


Figure 6.64. Influence de la température T effective des cellules PV sur la caractéristique électrique I=f(V) et la puissance maximale du générateur PV à

$$\Phi = 1000 \text{ W/m}^2 \cdot$$

La puissance délivrée par un GPV dépend fortement du niveau d’ensoleillement, et de la température des cellules, mais aussi de la nature de la charge alimentée.

Les figures ci-dessus présentent les caractéristiques électriques (P/V) et (I/V) simulées, qui concrétisent le comportement de GPV vis-à-vis les différents niveaux de l’ensoleillement ( $S(\text{W/m}^2)$ ), (figures (6.61) et (6.63)), et de la température (T(K)) (figures (6.62) et (6.64)).

Selon les caractéristiques de la charge, qui est une station relais de télécommunications (BTS ou BSC), qui impose les conditions de fonctionnement du GPV et différents changements climatiques en (température, irradiation), nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance maximale potentielle du générateur et celle réellement transférée à la BTS ou la BSC.

Car sur la caractéristique courant-tension du générateur (qui dépend des conditions d’éclairement, et de la température), il existe un seul et un unique point de fonctionnement où la puissance débitée est maximale.

On peut conclure que lors d'un couplage direct d'un GPV et la charge, le point de fonctionnement coïncide rarement avec le MPP.

L'optimisation consiste à ce fixé sur ce point en permanence en agissant de façon automatique sur la charge vue par le générateur PV. Ceci Afin d'extraire, à chaque instant, le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge.

Pour cela un étage d'adaptation est utilisé. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments. Il assure, à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur.

Dans cette partie, nous allons simulés les performances de l'interconnexion de générateur photovoltaïque (PV) et la charge, moyennant un dispositif électronique afin de convertir l'énergie solaire avec un meilleur rendement.

Dans le même but, plusieurs techniques de contrôle MPPT ont été introduites dernièrement à savoir : la technique P&O, P&O améliorée, incrémentation de la conductance, la logique floue, les réseaux de neurones....etc.

Dans ce travail, on a développé et simulé la technique P&O, P&O améliorée, incrémentation de la conductance sur le système photovoltaïque (PV) déjà dimensionner ( au chapitre 5) et alimentant les équipements de notre sites BTS et BSC, ce dernier faisant partie d'un projet de recherche très important, voit un début au développement de projets dans le domaine des énergies renouvelables.

### 6.17. Simulation de l'installation photovoltaïque concernée par l'étude

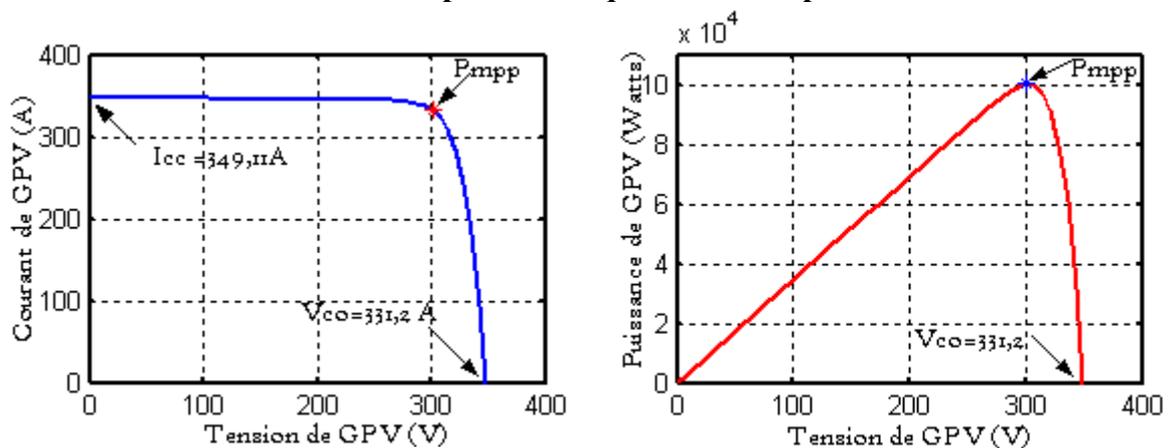


Figure 6.65. Puissance et caractéristique  $I=f(V)$  pour un site BTS.

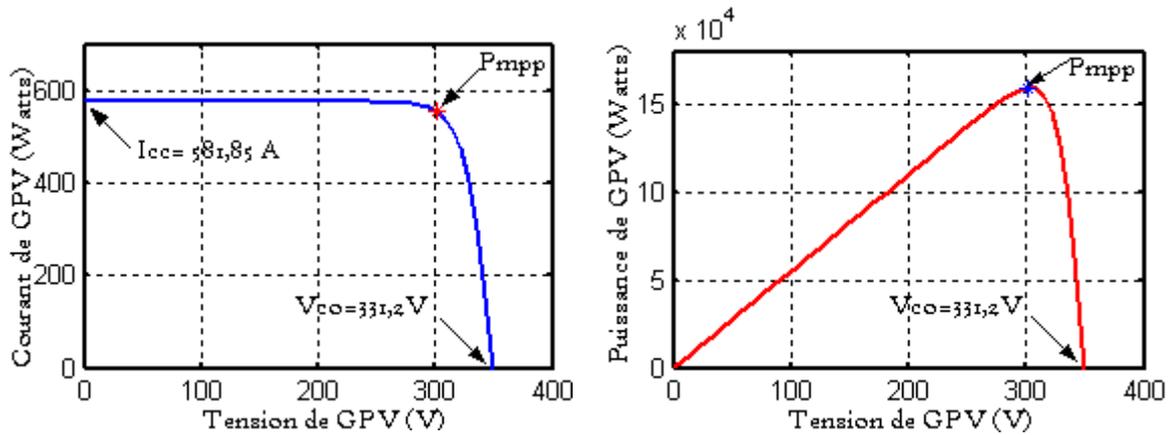


Figure 6.66. Puissance et caractéristique  $I=f(V)$  pour un site BSC.

Pour chaque site à savoir site BTS ou BSC, le transfert d'énergie à la charge est rarement optimale, d'où la nécessité de faire fonctionner le système au point de puissance maximale.

Pour faire donc profiter la charge de ce point, un dispositif de tracking MPPT est intégré au système global, ce dernier va faire fonctionner le système à son point de puissance maximal, l'application de cette commande MPPT est illustrée ci-dessous elle montre les performances portées par son application :

**6.18. Application de la commande MPPT P&O : site BTS et BSC**

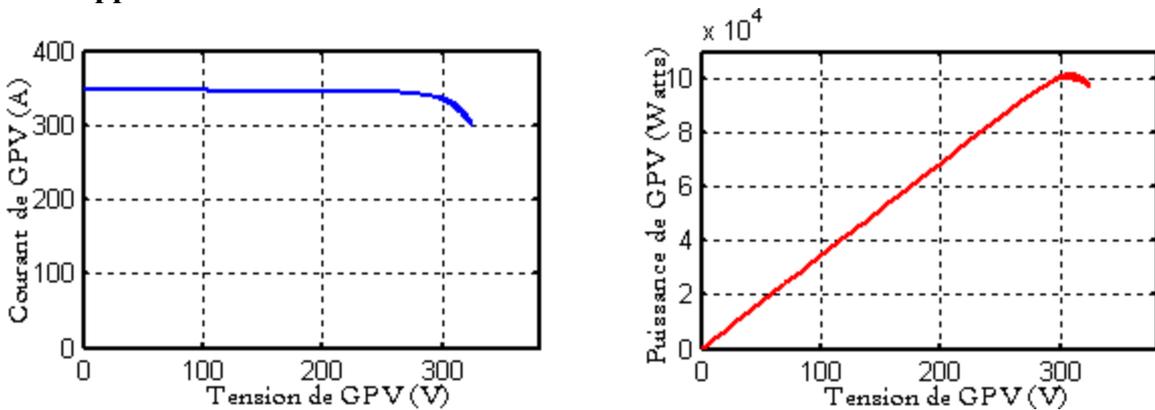


Figure 6.67. Puissance et caractéristique  $I=f(V)$  : site BTS

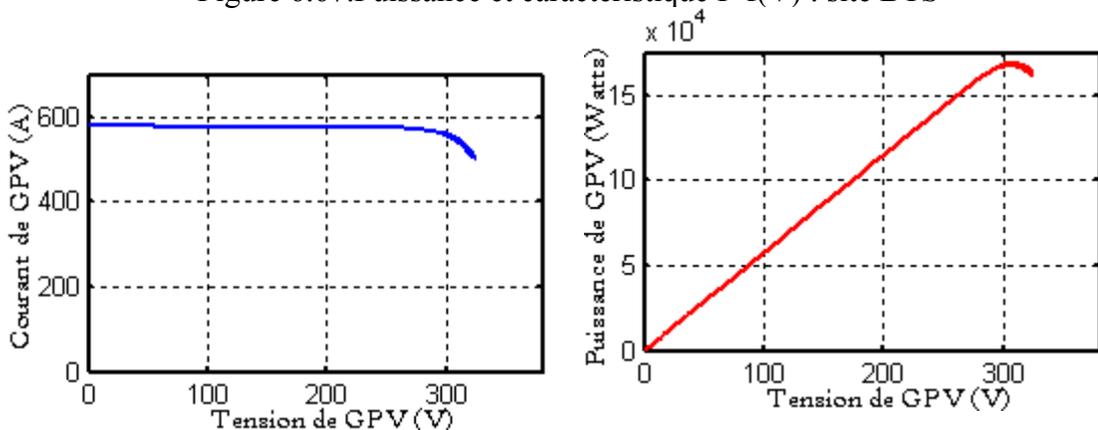


Figure 6.68. Puissance et caractéristique  $I=f(V)$  : site BSC

**6.19. Performances de la commande MPPT sous des niveaux ensoleillements variables**

**6.19.1. Application sur un site BTS**

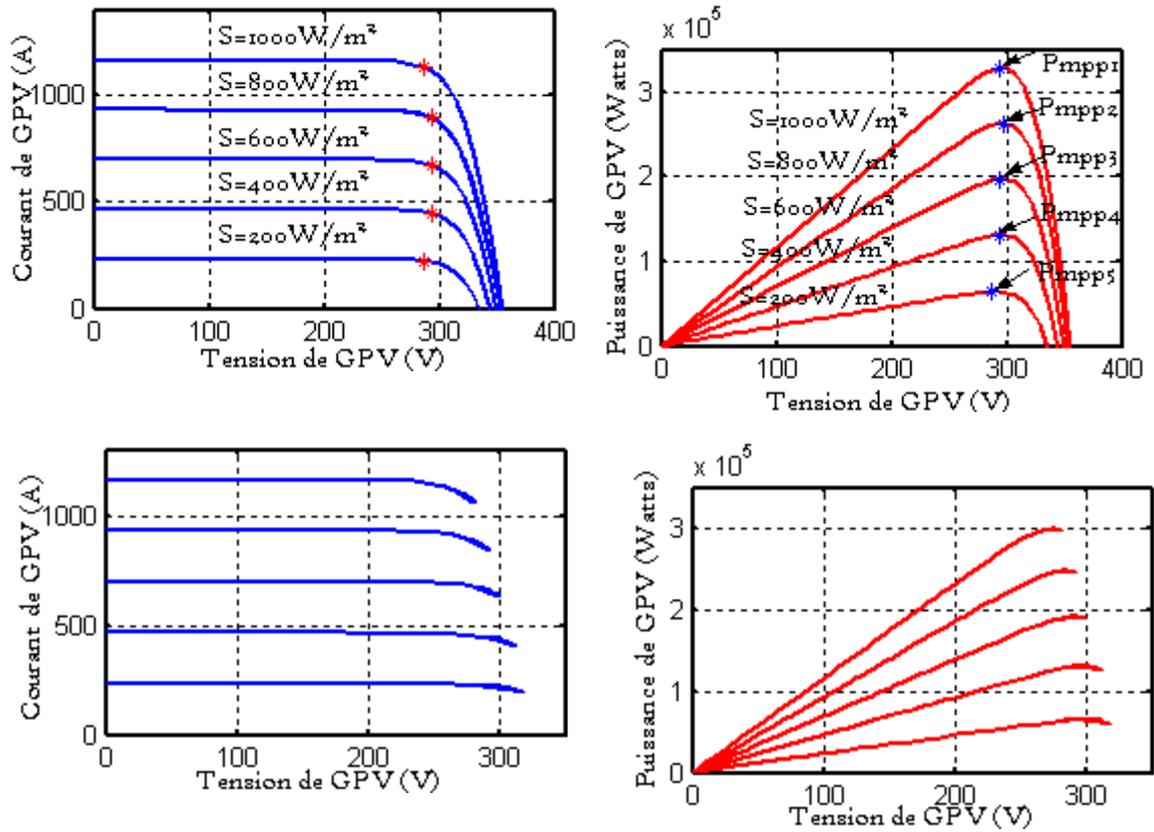
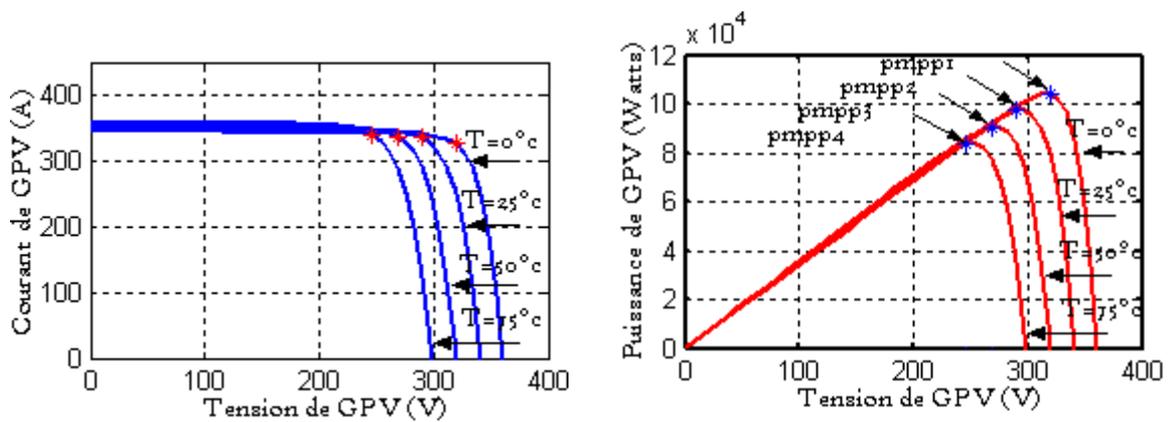


Figure 6.69. Caractéristique (I-V) et (P-V) sans MPPT et avec MPPT pour différents niveaux ensoleillements, à  $T=25^{\circ}\text{C}$

**6.20. Performances de la commande MPPT sous différentes températures**



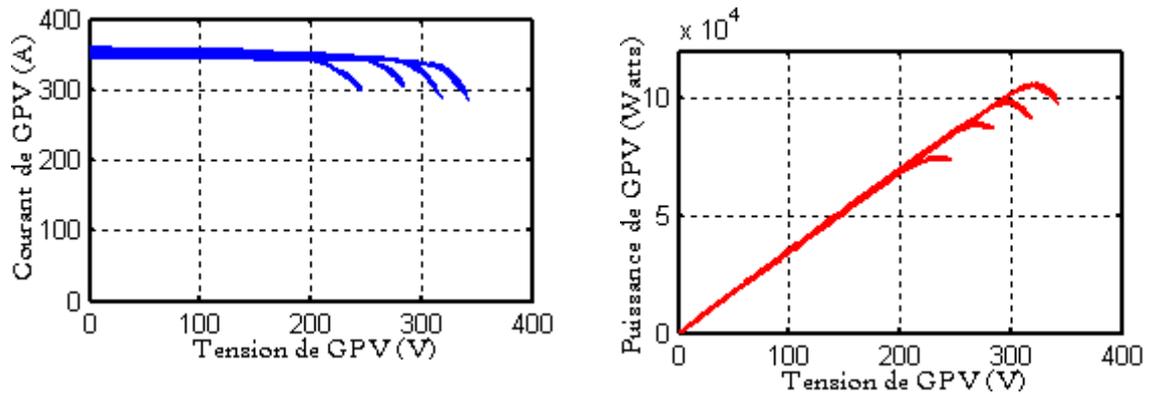


Figure 6.70. Caractéristique (I-V) et (P-V) sans MPPT et avec MPPT pour différentes températures, à  $\Phi=1000 \text{ W/m}^2$

Quelques que soit les variations des conditions météorologiques (température, irradiation), la commande MPPT P&O, détecte le point de la puissance maximale est fournie à la charge BTS le maximum de l'énergie que peut produire les panneaux est oscille autour de ce dernier.

Les mêmes résultats peuvent être obtenus pour un site BSC, seulement la quantité d'énergie transmise (transférée) à la charge (site BSC) est plus grande.

### 6.21. Simulations des caractéristiques du site BTS

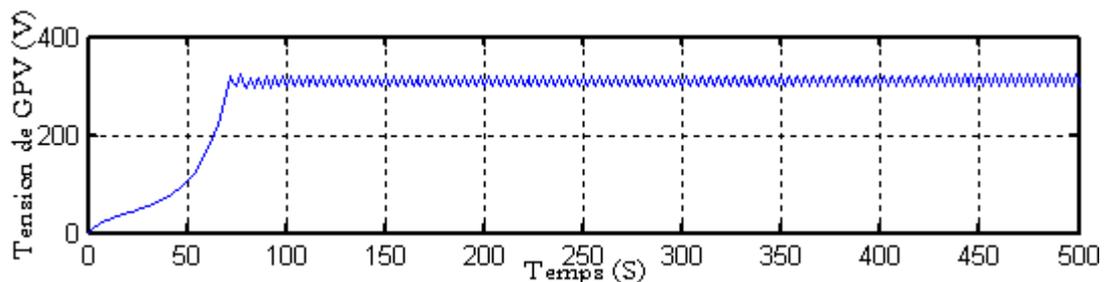


Figure 6.71. Tension fournie par GPV pour site BTS

La tension nécessaire pour le site BTS est atteinte par le contrôleur MPPT, cette tension vaut la tension au point de puissance maximale de neuf (0 9) modules connectés en série.

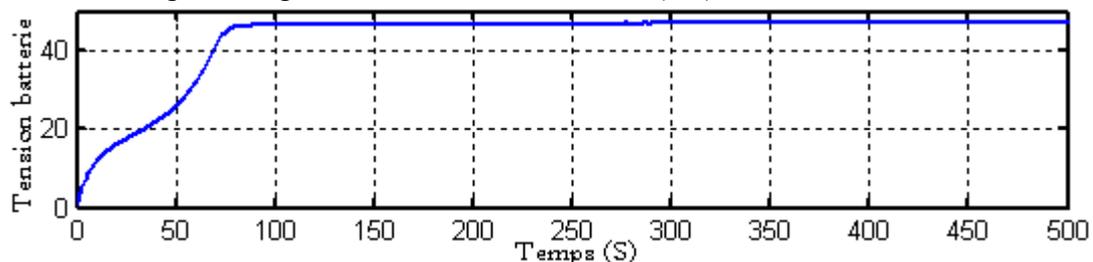


Figure 6.72. Tension de bus continu (batterie)

Le bus continu est maintenu à une tension de (48V), 4 batteries de 12 V chacune peuvent fournir cette tension. Cette dernière correspond à la tension de la partie continue de la charge (site BTS).

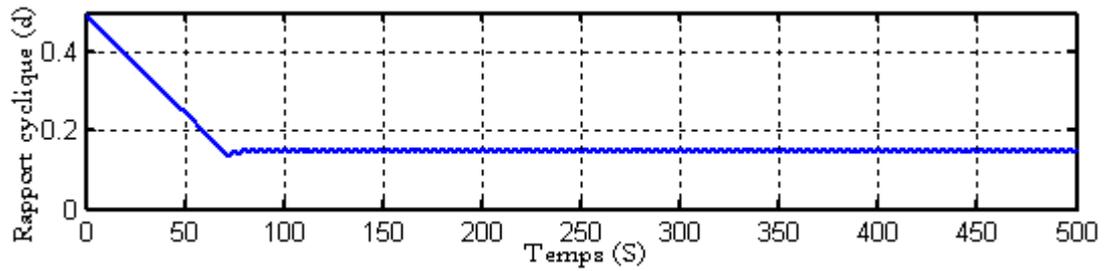


Figure 6.73. Rapport cyclique correspondant

La figure ci-dessus représente le rapport cyclique résultant de la poursuite de point de puissance maximale pour le site BTS, ce dernier se stabilise à la fin de la recherche indiquant la détection.

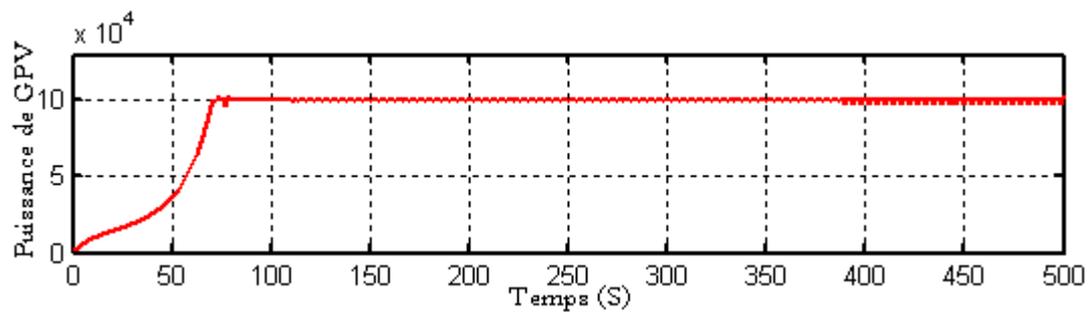


Figure 6.74. Puissance fournie par le GPV site BTS.

La puissance nécessaire pour alimenter en énergie électrique le site BTS est assurée par un contrôle continu du rapport cyclique. Cette puissance correspond à la puissance fournie par le GPV au point de puissance maximale.

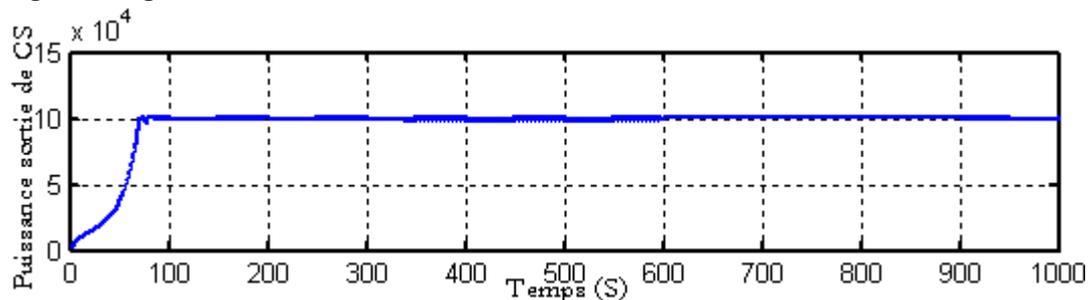


Figure 6.75. Puissance à la sortie du CS pour le site BTS.

La puissance à la sortie du CS qui est celle fournie à la charge (site BTS), est égale à la puissance de sortie du GPV.

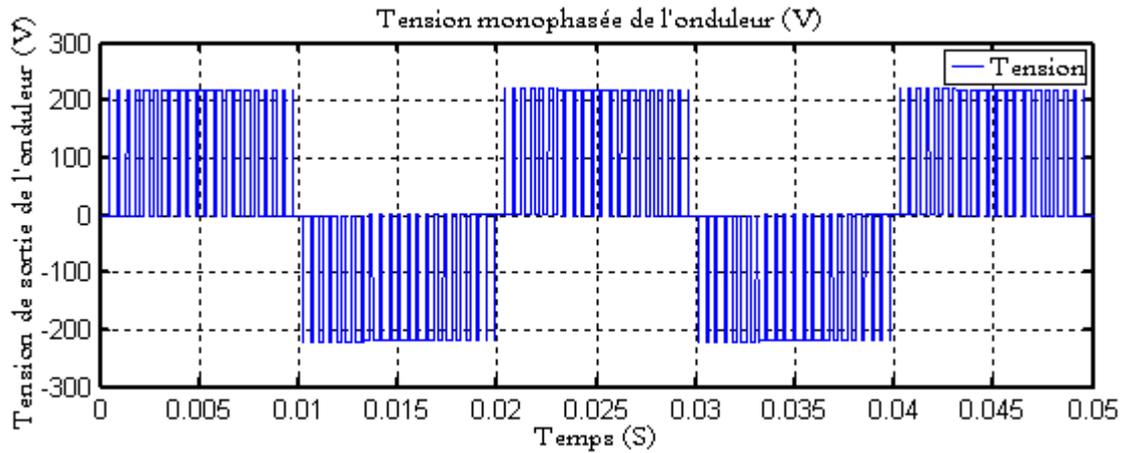


Figure 6.76. Tension de sortie du convertisseur DC/AC.

La partie alternative de site BTS est alimentée sous une tension de 230 V.  
Un convertisseur de puissance peut assurer la fonction de conversion d'énergie DC/AC.

## 6.22. Simulations des caractéristiques du site BSC

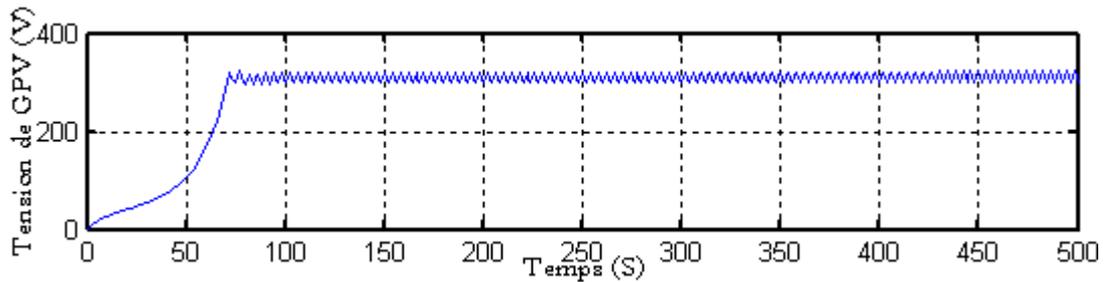


Figure 6.77. Tension de GPV pour le site BSC

La même valeur de tension fournie par le GPV est nécessaire pour alimenter le site BSC, cette tension correspond à la tension au point de puissance maximale de l'installation utilisés.

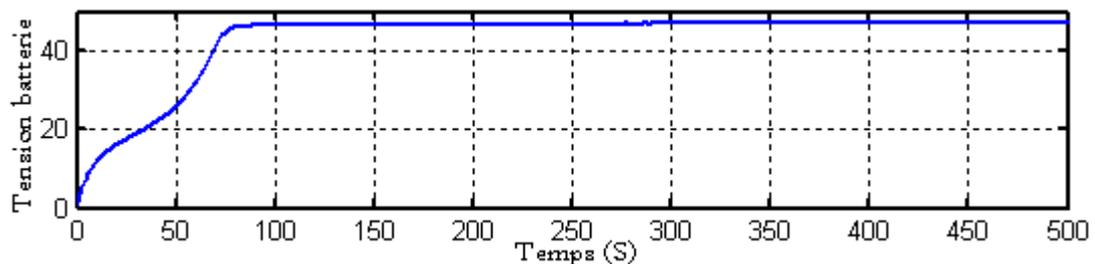


Figure 6.78. Tension de bus continu (batterie)

L'alimentation de la partie continue de site BSC est assurée à travers le bus continu qu'est maintenu à une valeur en tension (48V), cette valeur correspond aussi à la tension aux bornes de la batterie photovoltaïque.

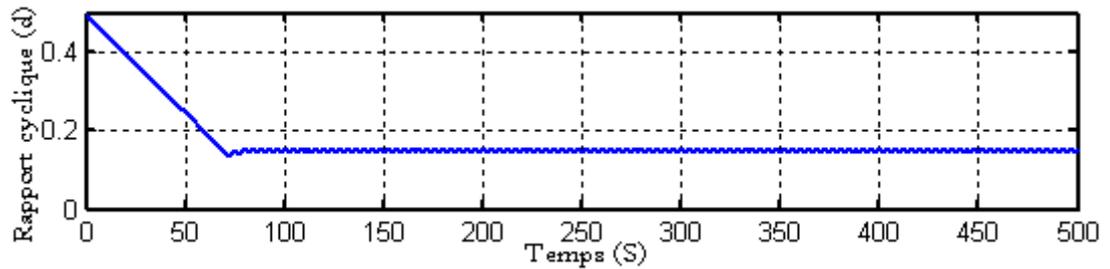


Figure 6.79. Rapport cyclique correspondant

Le rapport cyclique résultant de la recherche et de la poursuite du point de puissance maximale est représenté sur la figure ci-dessus,

Après la détection de la valeur maximale de puissance, le rapport cyclique se stabilise au alentour d'une valeur de 0.15.

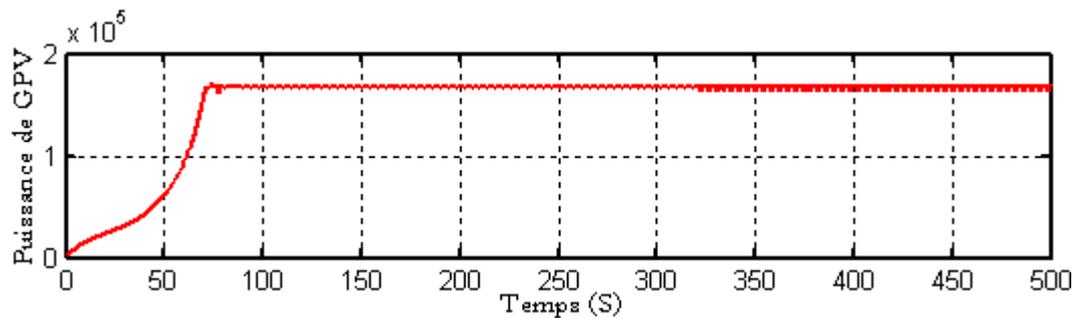


Figure 6.80. Puissance fournie par le GPV pour un site BSC.

La puissance nécessaire pour l'approvisionnement en énergie électrique le site BSC est assuré par la commande MPPT.

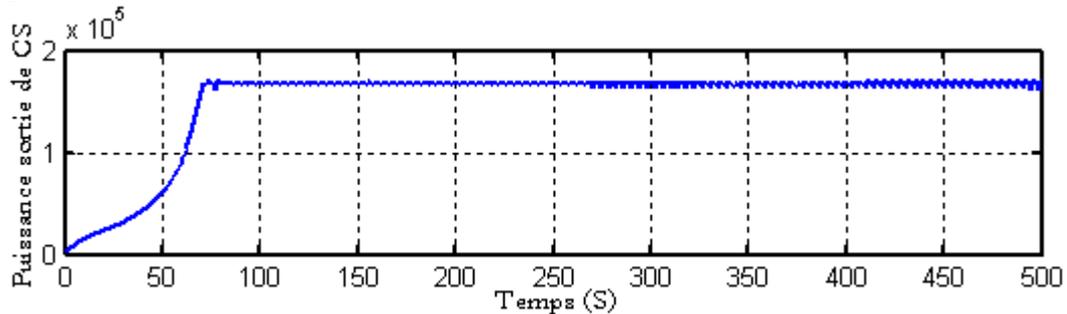


Figure 6.81. Puissance à la sortie du CS pour le site BSC.

La puissance à la sortie du CS qui celle fournie à la charge (site BTS), est égale à la puissance de sortie du GPV.

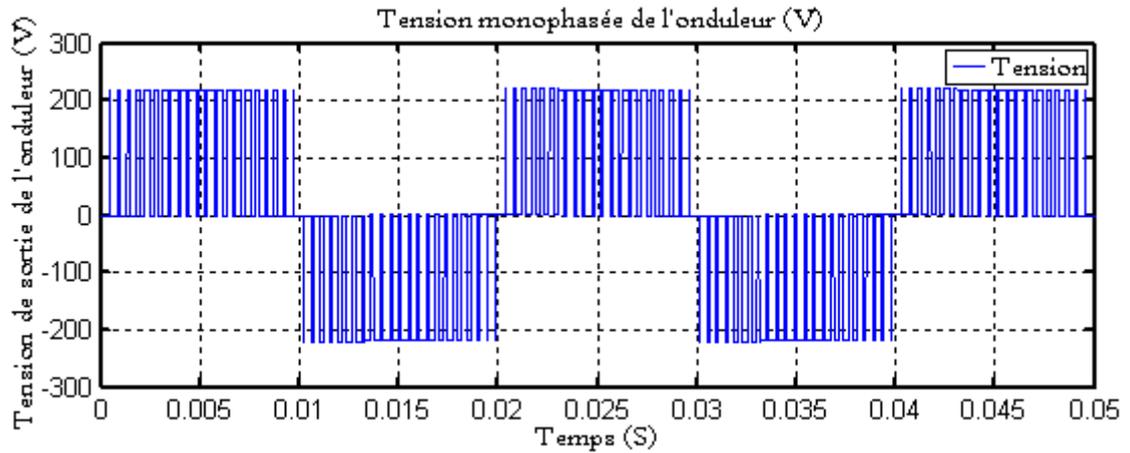


Figure 6.82. Tension de sortie du convertisseur DC/AC.

La partie alternative de site BSC est alimentée sous une tension de 230 V.

Un convertisseur de puissance est utilisé, il peut assurer la fonction de conversion d'énergie DC/AC.

### 6.23. Conclusion

Les simulations effectuées au sein de ce chapitre, ont une dimension purement pratique, car la seule manière d'évaluer la performance d'un contrôleur numérique avant d'établir un prototype réel est d'effectuer d'abord une simulation.

De ce fait, les simulations fournissent la meilleure opportunité pour évaluer les diverses techniques MPPT présentées au chapitre 3, et d'analyser leurs comportements sous les mêmes conditions de fonctionnement.

Cette étude comparative entre les différentes techniques de recherche MPPT, nous permet de valider la mieux appropriée à une application déterminée.

Dans notre projet, et afin de dévoiler les caractéristiques de ces deux sites BTS et BSC (tensions d'alimentation, puissances nécessaires pour l'alimentation des sites concernées, rapports cycliques résultants...ect), nous avons choisi d'appliquer la commande MPPT du type P&O, cette dernière suit parfaitement le point de puissance maximale, et génère l'action de la commande appropriée.

Les mêmes résultats peuvent être obtenus, avec les autres commandes MPPT (P&O améliorée, et incrémentation de la conductance), toutefois avec d'autres contraintes et atouts.

## Conclusion Générale

Ce présent travail a comme objectif primordial, l'amélioration du rendement d'un système d'alimentation photovoltaïque, cela ne peut être qu'à la présence d'un processus de poursuite de point de puissance maximale, connu sous le nom du contrôleur MPPT, ce dernier s'avérait indispensable pour une meilleure adaptation source/charge, permettant un transfert maximum de puissance.

Dans ce projet de recherche, la charge a ravitaillée est une charge de télécommunication (de type BTS ou BSC).

D'après notre auscultation, les charges de télécommunication sont souvent sollicités par une demande en continu du l'utilisateur, ils sont dans ce cas fortement vulnérables et dépendantes de processus de variation de la demande, et doivent pour cela être soigneusement étudiés et traités.

Dans un premier temps, au cours de cette étude, nous avons élaboré en détail la synthèse du modèle mathématique de chaque organe constituant le système photovoltaïque, à savoir les cellules PV formant un module, l'élément de stockage « batteries », les hacheurs et leurs types, ainsi, les différentes stratégies MPPT proposées.

Pour cela, nous nous sommes attachés surtout à présenter notre contribution à l'élaboration et à la mise en œuvre de certaines techniques de commande MPPT classiques, comme nous avons montré l'applicabilité de ces techniques aux problèmes liés à la commande MPPT. Pour cela un axe d'étude été envisagé pour la mise en évidence de ces commandes MPPT, avec un peu plus d'intérêt pour la commande P&O, ces caractéristiques et inconvénients, qui font parties de la concrétisation et l'émergence d'une nouvelle technique de commande.

Les simulations effectuées par l'utilisation de ces différentes techniques de commande sous différentes conditions atmosphériques nous ont permis de comprendre les problèmes liés au fonctionnement de chaque méthode MPPT, afin de localiser les inconvénients et les avantages des différents mécanismes et essayer de trouver des améliorations du point de vue efficacité et complexité de réalisation.

La première méthode, appelée « perturbation et observation », considérée comme étant le plus simple mécanisme parmi les méthodes algorithmiques du point de vue nombre de variables traitées et complexité de l'algorithme de traitement. Cette méthode a un problème de déviation du vrai point MPP lorsqu'une augmentation brusque de l'ensoleillement est produite ce qui cause une perte de puissance. Pour cela une version améliorée de cette méthode est introduite, dans cette méthode on a deux variables à traiter en plus des deux

variables de la méthode classique, donc un algorithme plus compliqué. En plus de la résolution du problème précédent cette méthode améliore considérablement le taux d'ondulations de puissance.

Pour la méthode « incrémental conductance », qui traite la dérivée de puissance d'une autre manière, elle donne des résultats presque similaires à la méthode « perturbation et observation » malgré sa rapidité vis-à-vis des variations brusques des conditions atmosphériques. Cette méthode est trahie par un fort taux d'ondulations de la puissance qui causent des pertes importantes.

Les résultats donnés par ces techniques pour la conduite des systèmes photovoltaïques, laisse pressentir des résultats prometteurs de leurs utilisations future.

## Perspectives

Un travail de recherche n'est jamais fini...En effet, les perspectives de ce travail sont tellement nombreuses, qu'on va se limiter au niveau de celles qui ont un impact direct avec notre projet.

L'une des perspectives les plus importantes qui est éclairée à la lumière de ce travail, est le concept d'adaptation source/charge, pour cela différentes méthodes de commandes MPPT ont été exposées, avec un intérêt particulier à la commande P&O, de ce fait, l'essor dans la compréhension de cette approche nous a qualifié à une certaine maturité, de pouvoir spécifier quelques améliorations dans le futur, qu'on peut dénombrer dans les éléments suivants :

- ✓ Implémentation sur une carte DSP ou autres.
- ✓ La réalisation de ce projet, est l'une de nos souhait toute au long de son parcours, de ce fait, vue l'émergence d'intérêt pour ces commande à pouvoir constitué une alternative d'alimentation surtout dans les zones isolée ou faiblement peuplée, ou la fourniture d'énergie est quasi ou totalement nul.
- ✓ L'utilisation de nouvelles techniques émergentes telle que l'approche neuronale ou la logique floue pour un meilleur pilotage des systèmes PV.

## ***Bibliographie***

- [1] Document d'application technique N°10, Installations photovoltaïques édition, 2010.
- [2] Chihchiang Hua and Chihming Shen. Comparative study of peak power tracking techniques for solar storage system. In IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, volume 2 of APEC Proceedings of the 1998 13<sup>th</sup> Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition, APEC'98, pp 679-685, Anaheim, CA, USA, February 1998. IEEE, IEEE, Piscataway, NJ, USA.
- [3] P.Claux. Atlas solaire Français. PYC édition, 1982.
- [4] S. Astier, P. Chapoulie, D. Harribey. Modélisation et contrôle d'un système autonome à générateur photovoltaïque. Application à l'énergisation d'un véhicule électrique solaire. Journées CPGE ENSEEIHT 20/05/99.
- [5] Techniques de l'ingénieur, traité Génie électrique. Convertisseurs photovoltaïques.
- [6] Proceeding du séminaire ADEME. 2001. Sophia Antipolis.
- [7] T. Fromherz et al. Sol. Energy Mater. Sol. Cells. 63, 61 (2000).
- [8] S.E. Shaheen et al. Appl. Phys. Lett, 78, 841 (2001).
- [9] K. Takahashi et al. Sol. Energy Mater. Sol. Cells. 63, 403 (2000).
- [10] D. Meissner. Photon, 2, 34 (1999).
- [11] Martin A. Green. Silicon solar cells: at the crossroads. Progress in Photovoltaics: Research and applications. Vol: 8, 2000, pp 443-440.
- [12] K. Shirasawa. Mass production technology for multicrystalline Si solar cells. Progress in Photovoltaics: Research and applications. Vol: 10, 2001, pp 107-118.
- [13] T. Jestre. Crystalline silicon manufacturing progress. Progress in photovoltaics: Research and applications. Vol: 10, 2002, pp 99-106.
- [14] Martin A. Green. Third generation photovoltaics: ultra-high conversion efficiency at low cost. Progress in Photovoltaics: Research and applications. Vol: 9, 2001, pp 123-135.
- [15] R. R. Arya and D. E. Carlson. Amorphous silicon PV module manufacturing at BP solar. Progress in Photovoltaics: Research and applications. Vol: 10, 2002, pp 69-76.
- [16] Martin A.Green, Keith Emery, David L. King, Sanekazu Igari and Wilhelm Watrta. Solar cell Efficiency Tables (version 19). Progress in Photovoltaics: Research and applications. Vol: 10, 2002, pp 55-61.

- [17] H.J. Möller. *Semiconductors for Solar Cells*. Artech House, Inc, Norwood, MA, 1993.
- [18] « Les piles solaires, le composant et ces applications » Edition.Masson (2002).
- [19] Jean-Pierre Charles, Ahmed Haddi, Alain Maouad, Hazri Bakhtiar, Abdellatif Zerga, Alain Hoffmann, Pierre Mialhe. *La jonction, du solaire à la microélectronique. Rev. Energ. Ren. Vol.3 (2000)1-16*
- [20] Alan L. Fahrenbruch and Richard H. Bube. *Fundamentals of Solar Cells: Photovoltaic Solar Energy Conversion*. Academic Press, Inc, New York, NY, 1983.
- [21] K. Rajkanan and J. Shewchum. A Better Approach to the Evaluation of the Series Resistance of Solar Cells. *Solid-State Electronics*, 22/2(1979) 193-197.
- [22] Akassewa Tchapo SINGO. *Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome*. Thèse de doctorat de l'université Henri Poincaré, Nancy-I. 3 février 2010.
- [23] K. Sobaihi. *Etude et réalisation d'un hacheur MPPT à contre réaction de tension*. Mémoire de Magister, ENP Novembre 2003.
- [24] M. Wolf and H. Rauschenbach. Series Resistance effects on Solar Cell Measurements, *Advanced Energy Conversion*, 3(1963) 455-479.
- [25] M.S. Imamura and J.I. Portscher, An Evaluation of the Methods of Determining Solar Cell Series Resistance, *Proc. 8<sup>th</sup> Photovoltaic Specialists' Conf., Seattle, WA, 1970*, pp. 102-107.
- [26] H.J. Hovel., *Semiconductors and Semimetals*. In "Solar Cells", Vol. 11, Academic Press, New York, 1975.
- [27] Hannes Knopf. *Analysis, simulation, and evaluation of maximum power point tracking (mppt) methods for a solar powered vehicle*. Master of Science in Electrical and Computer Engineering, Portland State University 1999.
- [28] B. Ramdane, B. Dabouz. *Contribution à l'Etude et la Commande d'un Moteur Asynchrone Alimenté par un Système Solaire, Application au Pompage Photovoltaïque*. ENP 2003.
- [29] C. Bernard, J.Chauvin, D. Lebrun, J.F Muraz, P. Stassi « *Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection l'observatoire Pierre Auger* ».2006.
- [30] A. Ricaud. *Photopiles Solaires*. Presses polytechniques et universitaires romandes.
- [31] [www.solarelectripower.org](http://www.solarelectripower.org).
- [32] Richard C.Neville. *Solar Energy Conversion: The Solar Cell*, volume I of *Studies in Electrical and Electronic Engineering*. Elsevier Scientific Publishing Company, New York, N. Y., 1978.

- [33] L. Protin, S.Astier. Convertisseurs photovoltaïques. Technique de l'ingénieur, traité génie électrique, D3 360(1992).
- [34] Yann Pankow. Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension: Application au générateur photovoltaïque. Thèse de doctorat de l'université de Lille. 10 décembre 2004.
- [35] "Convertisseurs photovoltaïques" Ludovic Protin, Stéphane Astier, Traité Génie Electrique D 3360, Techniques de l'ingenieur.
- [36] Hemmes K. In: Proceedings of the Symposium on Modeling Batteries and Fuel Cells, Electrochemical Society, Phoenix (AZ), 1991.
- [37] Huelsman LP. Basic circuit theory. Englewood Cliffs (NJ): Prentice-Hall, 1984.
- [38] Linden D. Handbook of batteries and fuel cells. New York: McGraw-Hill, 1984.
- [39] C.-F. Lu, C.-C. Liu and C.-J. Wu. Dynamic modelling of battery energy storage system and application to power system stability. In IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Volume 142(4), pp 429-435. IEE, Stevenage, Herts., U.K., July 1995.
- [40] Margaret A. Casacca and Ziyad M. Salameh. Determination of lead-acid battery capacity via mathematical modelling techniques. IEEE Transactions on Energy Conversion, 7(3): 442-446, September 1992.
- [41] Ziyad M. Salameh, Margaret A. Casacca, and William A. Lynch. A mathematical model for lead-acid batteries. IEEE Transactions on Energy Conversion, 7(1): 93-98, March 1992.
- [42] A.F. Boehinger. Self-adaptive DC converter for solar spacecraft power supply. IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, AES-4, n°1, pp 102-111, 1968.
- [43] A.S. Kislovski. Power Tracking Methods in Photovoltaic Applications, PowerConversion, pp.513-528, 1993.
- [44] J-D. Van Wyk, J-H. Enslin. A study of a wind power converter with microcomputer based maximal power control utilizing an oversynchronous electronic scherbius cascade. Proc. Of IEEE International Power Electronics Conference (IPEC-83), pp 766-777, 1983.
- [45] D. J. Calwell, L. T. Bavaro, and P. J. Carian. Advanced space power system with optimised peak power tracking. Proc. Of 26 th IECEC, vol 2, pp 145-150, 1991.
- [46] Z. M. Salameh, F. Dagher, W.A. Lynch. Step-down Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Systems. Solar Energy, Vol. 46, N° 5, pp. 279-282, 1991.
- [47] Charles R. Sullivan and Matthew J. Powers. High-efficiency maximum power point tracker for photovoltaic arrays in a solar-powered race vehicle. In Proceedings of the 1993 IEEE 24<sup>th</sup> Annual Power Electronics Specialists Conference, PESC Record -

- IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference, pp. 574-580, Seattle, WA, USA, June 1993. IEEE, Piscataway, NJ, USA.
- [48] Z. Salameh, D. Taylor. Step-up maximum power point tracker for photovoltaic arrays. *Proc. Of the 1988 annual meeting of the American Solar Energy Society*, Cambridge, USA, pp. 409-414, 20-24 June 1988.
- [49] S. Singer, R. Giral, J. Cavente, R. Leyva, L. Martinez-Salamero, D. Naunin. Maximum power point tracker based on a loss free resistor topology. *Proc. Of the fifth European space power conf.*, Tarragona, 21-25 Sept. 1998 ESA SP-416, pp 65-70.
- [50] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, and M. Osakada. Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. In *IEE Proceedings. Generation, Transmission and Distribution. Vol.142 (1)*, pp 59-64. IEE, Stevenage, Herts., U.K., January 1995.
- [51] A. Brambilla. New Approach To Photovoltaic Arrays Maximum Power Point Tracking. 30<sup>th</sup> IEEE, Power Electronics Conference, Vol.2, pp. 632-637, June 27<sup>th</sup> – July 1<sup>st</sup> 1998.
- [52] K. H. Hussein, I. Muta. Maximum Photovoltaic Power Tracking: An Algorithm for Rapidly Changing Atmospheric Conditions. *IEEE Proceedings on Generation, Transmission, and Distribution*, Vol. 142, N°. 1, pp. 59-64, January 1995.
- [53] Roger Ch. HOUZE, La téléphonie.
- [54] Benjamin DULONG, Guillaume VOUTAY. Le réseau cellulaire GSM. 1999.
- [55] Pierre Brisson, Peter Kropf. Global System for Mobile Communication(GSM). Université de Montréal.
- [56] George Calhoun. Radio cellulaire numérique. Editions Lavoisier. TecDoc.
- [57] Situation et perspectives de développement de la radio téléphonie mobile numérique du type GSM CERT : Document du ministère des PTT.
- [58] G.E. Ahmed "Photovoltaic-powered rural zone family house in Egypt, " *Renewable Energy*, no. 26, pp 379-390, 2002.
- [59] [www.photowatt.com](http://www.photowatt.com).
- [60] Ibrahima LY, Fabé Idrissa BARRO, Grégoire SISSOKO, « Modélisation et simulation sous Matlab/Simulink de la chaîne d'alimentation d'une station relais de télécommunications en énergie solaire photovoltaïque dans une zone isolée du réseau électrique » *Journal des Sciences, J. Sci.* Vol. 9, N° 2 (2009).
- [61] A. Ricaud. « Modules et systèmes photovoltaïques », septembre 2008.
- [62] M. Capderou, 'Atlas Solaire de l'Algérie', Tomes 1, 2 et 3. Office des Publications Universitaires, 1987.

- [63]** M.Rachid « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Telemcen et Bouzareah » Mémoire de Magister, Université de Telemcen, 2005.
- [64]** <http://www.bpsolar.com>.
- [65]** <http://www.photowatt.com>
- [66]** <http://www.total-energie.fr>.
- [67]** Julia Schiffer , Dirk Uwe Sauer , Henrik Bindner , Tom Cronin, Per Lundsager, Rudi Kaiser “Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems” *Journal of Power Sources* n°168 (2007), pp. 66–78.
- [68]** P.T.Krein « Elements of power Electronics » Oxford University Press, New-York 1998.

## ***Résumé :***

L'alimentation correcte en énergie des stations-relais de télécommunications, surtout dans les zones dépourvues de courant électrique, est un handicap pour les opérateurs afin d'élargir leurs clientèles. C'est sur cette délicate problématique qu'a porté ce mémoire de magister.

L'énergie photovoltaïque d'origine solaire apparaît donc comme la solution la plus attractive :

1. pour répondre aux besoins en énergie d'une station de base de télécommunications.
2. pour satisfaire les besoins d'utilisations isolées, comme c'est le cas de beaucoup de régions de notre pays.

Dans ce travail, nous étudions le meilleur moyen de transférer toute la puissance utile du générateur photovoltaïque à une station relais de télécommunications (BTS ou BSC). Sachant que sur la caractéristique courant-tension du générateur (et qui dépend des conditions d'éclairement, de température et de vieillissement), il existe un point de fonctionnement où la puissance débitée est maximale, l'optimisation consiste à se fixer sur ce point en permanence en agissant de façon automatique sur la charge vue par le générateur. Cette adaptation de charge s'effectue à l'aide d'un convertisseur statique dont les pertes doivent être aussi faibles que possible et qui peut, par ailleurs assurer une fonction de mise en forme d'une grandeur de sortie (conversion continu-continu avec modification de tension).

Nous avons choisi d'utiliser la technologie de recherche du point de puissance maximale MPPT, basée sur différentes algorithmes MPPT, commandés par un signal en Modulation de largeur d'impulsion (MLI). Une modélisation sous Matlab/Simulink des différentes parties du système est proposée.

**Mots clés:** Générateur photovoltaïque, BTS/BSC, Batterie, Hacheur, MPPT.

## ***Abstract :***

The correct power supply relay stations telecommunications, especially in areas lacking electricity, is a handicap for operators to expand their customer base. On this sensitive issue that we took the memory magister. The photovoltaic solar energy appears as the most solution:

1. To meet the energy requirements of a telecommunications base station.
2. To meet the needs of remote applications, as is the case in many parts of our country.

In this work, we study the best way to transfer all the power output of the PV generator to a telecommunications relay station (BTS or BSC). Knowing that the current-voltage characteristic of the generator (which depends on the lighting conditions, temperature, aging), there is an operating point where the power output is maximum; the optimization is to set on this point continuously acting automatically on the load seen by the generator. This load matching is performed by means of a static converter which losses should be as low as possible and which can also perform a function of shaping an output (DC-DC conversion with voltage change).

We chose to use the technology research MPPT maximum power point based on different algorithms MPPT controlled by a signal pulse width modulation (PWM). Modeling in Matlab / Simulink different parts of the system is proposed.

**Keywords:** Photovoltaic generator, BTS/BSC, battery, Chopper, MPPT.