

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou



Faculté de génie électrique et de l'informatique

Département d'électrotechnique

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat

En électrotechnique

Option : Réseaux électriques

Thème

**Etude de faisabilité de connexion des modules
photovoltaïques au réseau de distribution en
Algérie**

Proposé et dirigé par :

M^r : N. BENYAHIA

Étudié par :

M^r : KHOUF Hacem

M^r : HAMDOS Yazid

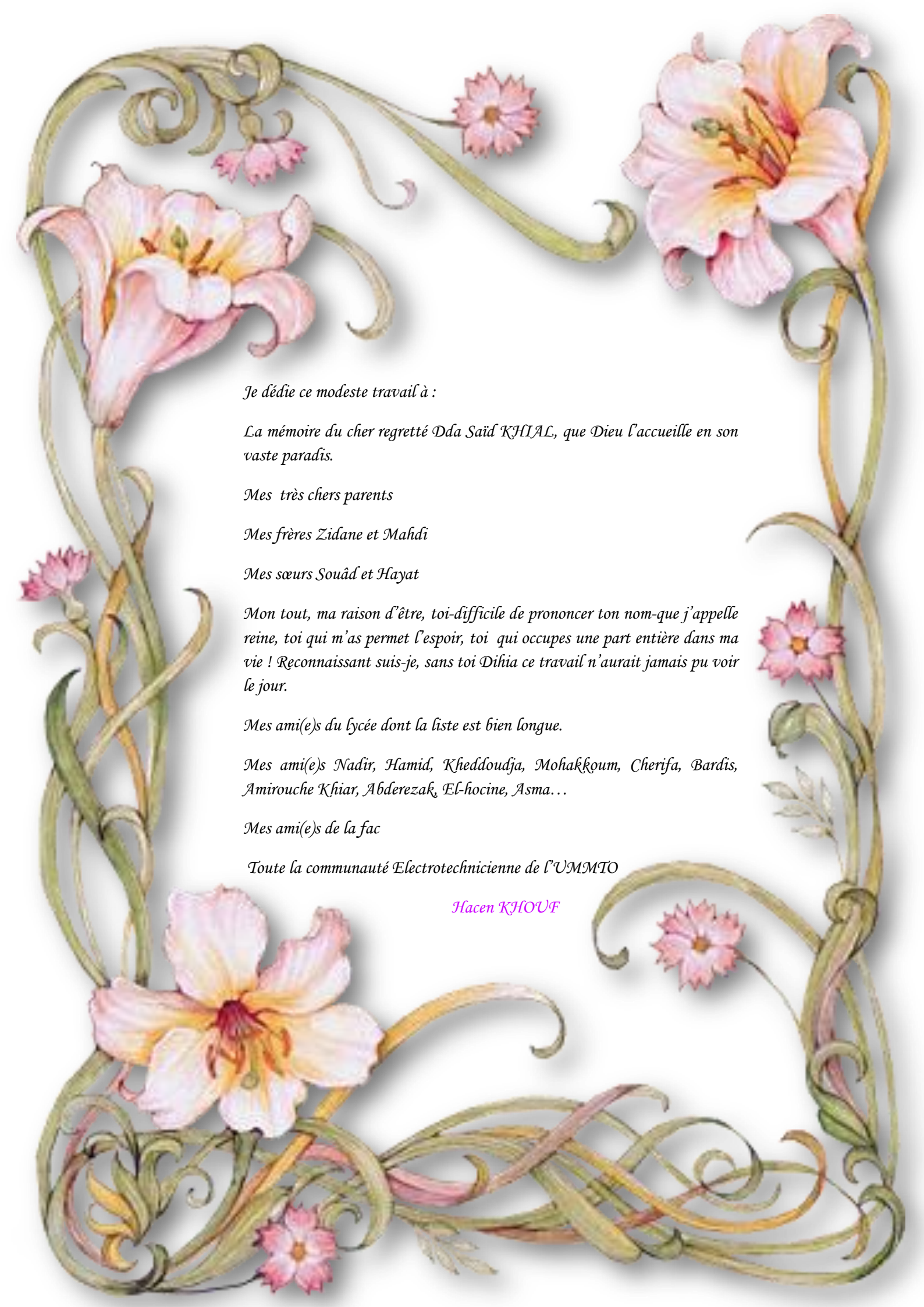
Promotion 2011

Remerciements

A l'issue de ce travail, nous tenons à exprimer toute notre gratitude à l'ensemble des personnes qui ont contribué, chacune à sa manière, à l'accomplissement de notre formation.

Nous tenons à remercier vivement notre promoteur Monsieur Nabil BENYAHIA, pour ses orientations judicieuses, son aide précieuse, sa disponibilité et ses conseils qu'il a sus nous prodiguer durant toute l'évolution de notre projet.

Que tous les membres du jury trouvent ici l'expression de nos profonds respects pour avoir pris la peine d'examiner ce manuscrit.



Je dédie ce modeste travail à :

La mémoire du cher regretté Dda Saïd KHALAL, que Dieu l'accueille en son vaste paradis.

Mes très chers parents

Mes frères Zidane et Mahdi

Mes sœurs Souâd et Hayat

Mon tout, ma raison d'être, toi-difficile de prononcer ton nom-que j'appelle reine, toi qui m'as permet l'espoir, toi qui occupes une part entière dans ma vie ! Reconnaisant suis-je, sans toi Dilia ce travail n'aurait jamais pu voir le jour.

Mes ami(e)s du lycée dont la liste est bien longue.

Mes ami(e)s Nadir, Hamid, Kheddoudja, Mohakhoum, Cherifa, Bardis, Amirouche Kfiar, Abderezak, El-hocine, Asma...

Mes ami(e)s de la fac

Toute la communauté Electrotechnicienne de l'UMMTO

Hacen KHOUF



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

La mémoire de mon très cher et regretté père, que Dieu l'accueille en son vaste paradis.

Ma très chère mère

Mes sœurs Yasmina et Lisa

Mes ami(e)s Hamid, Ahmed, Mohand Hakkoum, Cherifa, Amirouche Kfiar, Kheddoudja, Abderezak, Ouiza, Hayet, Yasmine ...

Mes cousins MohSaid, Sofiane, Smail, Ahmed, Brahim, Juba ...

Mes ami(e)s de la fac

Toute la communauté Electrotechnicienne de l'UMMTO

Yazid HAMDOUS

A decorative scroll graphic with the word "Sommaire" written on it. The scroll is white with a thin black outline and features three rolled-up ends. The word "Sommaire" is written in a large, blue, rounded font with a subtle drop shadow.

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre 1 : Généralités sur les systèmes photovoltaïques	4
1. Introduction	4
2. Les énergies renouvelables	4
3. L'énergie solaire photovoltaïque	4
3.1. Situation mondiale du photovoltaïque	4
3.2. Situation du photovoltaïque en Algérie	5
3.2.1. Potentiel solaire en Algérie	5
3.3. L'effet photovoltaïque	7
3.3.1. Principe de la conversion photovoltaïque.....	7
3.3.2. La cellule photovoltaïque	9
3.4. Comparatif de différentes technologies	10
3.5. Le rendement d'une conversion photovoltaïque	12
3.6. Le rayonnement solaire	12
3.6.1. Les différents types de rayonnement	12
3.6.2. Le nombre de masse d'air	13
3.7. Choix de l'inclinaison des panneaux photovoltaïques	14
3.8. Les différents systèmes photovoltaïques	14
3.8.1. Les systèmes photovoltaïques autonomes (indépendants)	14
3.8.2. Les systèmes autonomes hybrides	15
3.8.3. Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau de distribution	16
3.9. Les avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque	17
3.9.1. Les avantages	17

3.9.2. Les inconvénients	18
4. Conclusion	18
Chapitre 2 : Description des centrales photovoltaïques connectées au réseau.....	19
1. Introduction	19
2. Présentation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau	19
2.1. Le générateur photovoltaïque (GPV)	20
2.2. Le système de conditionnement de puissance	20
2.2.1. Les Convertisseurs DC-DC (Les Hacheurs) :.....	21
2.2.1.1. Le convertisseur BOOST	21
2.2.1.2. Le convertisseur buck	21
2.2.1.3. Le convertisseur Buck-Boost	21
2.2.2. Les Convertisseurs DC-AC (Les onduleurs)	21
2.2.2.1. Les caractéristiques principales d'un onduleur	22
2.2.3. Caractéristiques d'une chaîne de conversion dédiée au photovoltaïque	22
2.2.4. Architecture de la chaîne de conversion	22
2.2.4.1. Conversion mono étage	23
2.2.4.2. La conversion à deux étages	23
2.2.5. Architecture des onduleurs dans les systèmes PV connectés au réseau	24
2.2.5.1. L'onduleur central	24
2.2.5.2. L'onduleur en rangée	25
2.2.5.3. Les onduleurs intégrés aux PV	25

2.3. Les technologies de stockage	26
2.4. Le réseau de distribution en basse-tension (BT)	27
2.4.1. Les normes du réseau de distribution en Algérie	27
2.4.2. Etudes de raccordement des PV sur le réseau	27
2.4.3. Impacts des installations PV sur le réseau de distribution	28
2.4.3.1. Elévation locale du niveau de tension	28
2.4.3.2. La pollution harmonique	29
2.4.3.3. Les pertes dans les réseaux de distribution	29
2.4.4. Exemple d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau en Algérie	30
2.5. Protection d'un panneau photovoltaïque	31
2.6. Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion	32
2.6.1. Le rendement associé au générateur photovoltaïque η_{PV}	33
2.6.2. Le rendement MPPT η_{MPPT}	33
2.6.3. Le rendement associé à l'étage d'adaptation η_{CONV}	34
2.6.4. Le rendement total associé à la chaîne de conversion η_{TOTAL}	34
3. conclusion	35

Chapitre 3 : Modélisation et commande d'un système

photovoltaïque connecté au réseau	36
1. Introduction	36
2. Modélisation du générateur photovoltaïque	36
2.1. Modèle à une seule diode	37
2.2. Le modèle simplifié	39

3. Modélisation du convertisseur BOOST	40
3.1. Modèle mathématique du convertisseur BOOST	40
3.2. Dimensionnement du convertisseur BOOST	42
3.2.1. Calcul de l'inductance (L)	42
3.2.2. Calcul du condensateur (C)	44
3.3. Commande du convertisseur	45
3.4. Modélisation du convertisseur réversible en courant	47
3.4.1. Modèle mathématique du convertisseur réversible en courant	48
3.4.2. Commande du convertisseur réversible en courant par hystérésis	50
4. Modélisation de l'onduleur	50
5. Modélisation de la batterie	52
6. La commande MPPT	55
6.1. Concept de MPPT	55
6.2. Algorithme de la commande MPPT	56
6.3. Fonctionnement d'une commande MPPT	56
7. Etude de la synchronisation avec le réseau	57
7.1. Principe de la boucle de verrouillage de phase (PLL)	57
7.2. Contrôle de production en puissance P/Q	59
7.2.1. Le principe de la méthode « Watt-Var-Découplée »	60
8. Conclusion	63
Chapitre 4 : Simulations et discussions des résultats	65
1. Introduction	65

2. Caractéristique Courant-Tension	66
3. Caractéristique Puissance-Courant	66
4. Influence de l'éclairement	67
5. Influence de la température	69
6. Association de Panneaux photovoltaïques en série	71
7. Association de Panneaux photovoltaïques en parallèle	73
8. La courbe de l'ensoleillement en fonction du temps	75
9. Simulation du bus continu sans la batterie	76
9.1. Le courant débité par le générateur I_{pv}	76
9.2. La tension générée par le générateur V_{pv}	77
9.3. Courbes du courant du GPV (I_{pv}) et du bus continu (I_{bus})	78
9.4. Courbes de la tension du GPV (V_{pv}) et du bus continu (V_{bus})	79
9.5. La puissance délivrée par le générateur PV sur le bus continu	80
10. Simulation de la Batterie	81
10.1. Courbe de décharge de la batterie	81
11. Simulation du bus continu avec la batterie	82
11.1. Le courant de la batterie I_{bat}	82
11.2. La tension du bus continu V_{bus}	83
11.3. Les courants I_{bus} , et I_{bat} et I_{ch}	84
11.4. L'état de charge SOC	85
11.5. La puissance du bus continu P_{bus}	86
12. La tension de l'onduleur	87
13. Conclusion	90
Conclusion générale et perspectives	92



Liste des figures

Figure I-1 : La puissance des panneaux photovoltaïques installés dans le monde de 2003 à 2010 (en MW) d'après EPIA	5
Figure I-2-a : Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Juillet	6
Figure I-2-b : Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de décembre.	6
Figure I-2-c : Irradiation globale journalière reçue sur plan normal au mois de juillet	7
Figure I-2-d : Irradiation globale journalière reçue sur plan normal au mois de décembre	7
Figure I-3 : Principe de la conversion photovoltaïque	9
Figure I-4 : cellule photovoltaïque 4 pouces	10
Figure I-5 : Le rayonnement sous la forme de composants directs, diffus ou réfléchis	13
Figure I-6 : différentes positions du soleil correspondant aux différentes valeurs de masse d'air (AM)	14
Figure I-7 : Système photovoltaïque autonome	15
Figure I-8 : système photovoltaïque hybride	16
Figure I-9-a : Injection de la totalité de la production	17
Figure I-9-b : Injection du surplus de production	17
Figure II-1 : Schéma d'une centrale PV connectée au réseau	20
Figure II-2 : Schéma bloc d'une chaîne de conversion mono étage	23
Figure II-3 : Schéma bloc d'une chaîne de conversion à deux étages	23
Figure II-4 : Schémas de principe de différentes topologies d'installations PV connectés à un réseau électrique	24
Figure II-5 : Comparaison des moyens de stockage en fonction de la puissance de fonctionnement et de la durée de la décharge	26
Figure II-6 : Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV	29
Figure II-7 : Schéma synoptique de la centrale PV connectée au réseau du CDER	31
Figure II-8-a : Architecture Classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protections	32
Figure II-8-b : Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant I_{PV}	32
Figure II-9 : Chaîne de conversion photovoltaïque	33
Figure III-1 : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV (modèle à une seule diode)	37
Figure III-2 : Schéma électrique d'un convertisseur DC/DC survolteur	41
Figure III-3 : Courbes du courant et de la tension aux bornes de l'inductance	42
Figure III-4 : Courbes du courant et de la tension à la sortie du convertisseur	44

Figure III-5 : Le principe de la commande MLI	47
Figure III-6 : Schéma bloc en courant du convertisseur	47
Figure III-7 : Schéma électrique du convertisseur DC/DC réversible en courant	48
Figure III-8 : Principe de commande des courants par hystérésis	50
Figure III-9 : Schéma électronique d'un onduleur triphasé	51
Figure III-10 : Principe de fonctionnement d'une MLI sinus-triangle	52
Figure III-11 : La courbe de décharge de la batterie	54
Figure III-12 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec un convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT	56
Figure III-13 : Algorithme de fonctionnement d'une commande MPPT	57
Figure III-14 : Fonctionnement d'une commande MPPT	58
Figure III-15 : Schéma de la boucle à verrouillage de phase triphasée	59
Figure III-16 : Schéma d'un onduleur connecté au réseau	61
Figure III-17 : Schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée	63
Figure III-18 : Schéma global de la méthode « Watt-Var-Découplée »	63
Figure IV-1 : Schéma global du système proposé	65
Figure IV-2 : Courbe $I = f(V)$ d'un panneau photovoltaïque	66
Figure IV-3 : Caractéristiques $P(I)$ d'un générateur photovoltaïque	67
Figure IV-4 : Caractéristiques $I(V)$ d'un générateur photovoltaïque pour différents éclairagements	68
Figure IV-5 : Caractéristiques $P(V)$ d'un générateur photovoltaïque pour différents éclairagements	69
Figure IV-6 : Caractéristiques $I(V)$ d'un générateur photovoltaïque pour différentes températures	70
Figure IV-7 : Caractéristiques $P(V)$ d'un générateur photovoltaïque pour différentes températures	71
Figure IV-8 : Caractéristiques $I(V)$ d'une mise en série de N_s panneaux PV	72
Figure IV-9 : Caractéristiques $P(I)$ d'une mise en série de N_s panneaux PV	73
Figure IV-10 :Caractéristiques $I(V)$ d'une mise en parallèle de N_p panneaux PV	74
Figure IV-11 : Caractéristiques $P(V)$ d'une mise en parallèle de N_p panneaux PV	75
Figure IV-12 : Courbe de l'ensoleillement en fonction de temps	76
Figure IV-13 : Courbe de courant débité par le PV en fonction de temps	77
Figure IV-14 : Courbe de la tension générée par le PV en fonction de temps	78

Figure IV-15 : Courbes des courants I_{pv} et I_{bus} en fonction de temps	79
Figure IV-16 : Courbes des tensions V_{pv} et V_{bus} en fonction de temps	80
Figure IV-17 : Courbe de la puissance délivrée par le générateur PV sur le bus	81
Figure IV-18 : Courbe de décharge de la batterie	82
Figure IV-19 : Courbe du courant de la batterie en fonction de temps	83
Figure IV-20 : Courbe de la tension du bus en fonction de temps	84
Figure IV-21 : Courbes courants I_{bus} , et I_{bat} et I_{ch} en fonction de temps	85
Figure IV-22 : Courbe de l'état de charge (S.O.C) en fonction de temps	86
Figure IV-23 : Courbe de la puissance du bus continu en fonction de temps	87
Figure IV-24 : La tension simple à la sortie de l'onduleur	88
Figure IV-25 : La tension composée à la sortie de l'onduleur	89
Figure IV-26 : La tension du réseau et la tension de l'onduleur	90



Liste des tableaux

Tableau (I-1) : Valeurs de la durée et de l'énergie moyennes annuelles de l'ensoleillement reçu dans différentes régions du territoire national	6
Tableau (I-2) : Comparatif de différentes technologies de fabrication des cellules photovoltaïques	11



Introduction générale

Introduction générale :

Avec l'arrivée du nouveau millénaire, les débats sur l'avenir énergétique de la planète se sont intensifiés, compte tenu des demandes croissantes en énergie électrique et les conséquences écologiques (pollution) que cela peut engendrer. En effet, l'évolution démographique et le développement de certaines zones géographiques, l'Asie et l'Amérique Latine aujourd'hui, laissent présager une augmentation considérable de la consommation en énergie. A ce rythme, les réserves en énergies fossiles ne pourront assurer les besoins que pour quelques décennies encore, entraînant des situations de pénurie dont les prémices se sont faites ressentir à travers la crise du pétrole de ces trois dernières années. Les gisements de ressources énergétiques d'origines fissiles, même si elles offrent une alternative à court/moyen terme, posent quant à elles de réels problèmes environnementaux liés au traitement des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales nucléaires obsolètes.

Une première piste à cette crise annoncée étant la diminution de la consommation énergétique, c'est ainsi que sont apparus sur le marché, ces dernières années, des appareils de faible consommation (réfrigérateurs, laves linge, ampoules basse consommation, ...). En parallèle, il faut développer de nouvelles sources d'énergie propres et renouvelables. A ce sujet, le soleil, le vent, la biomasse, la mer, ... apparaissent comme des énergies inépuisables et facilement exploitables. Ainsi, d'après l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), si l'on prend l'exemple du soleil, une surface de 145000 km² (4% de la surface des déserts arides) de panneaux photovoltaïques (PV) suffirait à couvrir la totalité des besoins énergétiques mondiaux. [1]

Le caractère écologique du photovoltaïque peut aussi être mis en avant par rapport à d'autres moyens de production. Dans un contexte de crise énergétique mondiale et de réchauffement climatique, il est dès lors aisé de comprendre l'engouement des gouvernements à encourager l'installation de systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Même si le marché photovoltaïque Algérien tarde à décoller réellement, selon les prévisions, l'électricité d'origine photovoltaïque sera compétitive par rapport aux autres sources de production vers 2020.

En effet, à l'horizon 2020, l'Algérie prévoit d'intégrer, selon le scénario fort, jusqu'à 8% d'énergies renouvelables, partagées en solaire à concentration thermique, en photovoltaïque et en éolien. Ce qui est appréciable en tant que tel. C'est une bonne nouvelle en ce sens que cela nous économisera 3,5 milliards de m³ de gaz naturel. En outre, les besoins

énergétiques de l'Algérie, à l'horizon 2020, sont estimés à 15000 MW. Si l'Algérie optera uniquement pour le photovoltaïque afin de satisfaire la totalité de cette demande de puissance maximale, il faudrait alors installer des modules photovoltaïques sur une aire valant la moitié de la superficie de la wilaya d'Alger (la superficie de la wilaya d'Alger est de 809 Km²). Une surface qui n'est pas vraiment colossale si l'on en compare à la surface du bâti en Algérie. [2]

Devant ces différents constats, divers travaux de recherches sont motivés pour rendre viables et fiables les sources photovoltaïques. Dans ce domaine, de nombreux progrès effectués sur les matériaux et les cellules au cours de ces dernières années sont à noter, notamment en termes de réduction de coût. Pour pallier les nombreuses réticences des futurs acquéreurs et répondre aux exigences des nouvelles normes européennes sur les performances escomptées des systèmes de conversion associés, il est important de faire un effort également en termes de recherche pour résoudre les nombreux problèmes techniques liés à l'étage de conversion et d'adaptation et amener, par conséquent, ce domaine à un degré de maturité suffisant pour en faire des produits industriels à part entière.

Les performances à grande échelle citées plus haut sont très attractives, mais avant de les atteindre, il faudra s'affranchir de certaines contraintes en optimisant le fonctionnement global d'un système photovoltaïque. Ainsi, en revenant à une plus petite échelle et en considérant une production décentralisée connectée au réseau, il faudra notamment s'affranchir du caractère intermittent de la fourniture d'énergie tout en permettant aux panneaux photovoltaïques de fournir en permanence de la puissance au réseau dans des conditions optimales.

C'est dans cette problématique que se situe ce présent mémoire : **étude de faisabilité de connexion de modules photovoltaïques au réseau de distribution en Algérie**. Pour parvenir à cet objectif, nous avons réparti notre travail en quatre chapitres essentiels.

Dans le premier chapitre, nous rappelons le principe de la conversion photovoltaïque et nous évoquons ainsi les principales informations d'ordre général liées à la production photovoltaïque tant sur le plan mondial que sur le plan national.

Le deuxième chapitre décrit la conception et la mise au point des systèmes photovoltaïques reliés au réseau et explore les différentes topologies d'une telle conception, à commencer par le générateur PV, passant par les systèmes de conditionnement de puissance et de stockage jusqu'aux onduleurs les plus fréquemment utilisés et qui permettent l'interface de connexion au réseau.

Le chapitre trois est consacré à la modélisation des éléments constituant le système proposé. Ce chapitre inclut également des sections sur de technique d'optimisation d'un générateur PV abordant la commande dédiée à la recherche du point de puissance maximum (MPPT) et sur les techniques de commande des convertisseurs comme la modulation de largeur d'impulsion dite MLI.

Enfin, nous présenterons dans le dernier chapitre les résultats, discutés et interprétés, des simulations effectuées sous environnement Matlab-Simulink. Ainsi, ce manuscrit est terminé par une conclusion générale et quelques perspectives pour les travaux futurs dans ce domaine.

A decorative border resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip at the top, both with rounded ends and a slight shadow effect.

Chapitre I

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

1. Introduction :

Cent ans après la découverte de l'effet photovoltaïque par Edouard Becquerel (1839), la première cellule capable de transformer l'énergie solaire en courant électrique fut mise au point par un groupe de chercheurs américains de Bell Labs. Resté très longtemps comme une curiosité de laboratoire, l'effet photovoltaïque a d'abord connu une utilisation dans le domaine du spatial, avant d'être utilisé comme source d'énergie en site isolé et de connaître le développement qu'on lui connaît aujourd'hui en application connectée au réseau. Cette pénétration du marché s'est accompagnée d'une augmentation du rendement, 4% pour la cellule de Bell Labs près de 42% pour le record mondial. [3]

Dans ce chapitre, nous aborderons le domaine photovoltaïque dans sa généralité. Pour ce faire, nous donnons, dans un premier lieu, un aperçu sur les situations mondiale et algérienne du photovoltaïque, puis nous rappelons brièvement le principe de conversion photovoltaïque et nous finirons par énumérer certains avantages et certains inconvénients de cette source d'énergie.

2. Les énergies renouvelables :

Une énergie renouvelable est une énergie régénérée naturellement par des phénomènes naturels réguliers comme le vent, le soleil, la photosynthèse, le courant d'eau ainsi que la chaleur naturelle de la terre.

La source est renouvelable pour autant que sa valorisation actuelle n'en limite pas la disponibilité future. En d'autres termes, sa capacité de renouvellement est supérieure à son niveau d'exploitation.

Par opposition aux énergies fossiles qui sont des énergies de stock, les énergies renouvelables sont des énergies de flux : elles se régénèrent en permanence au rythme des sources qui leurs donnent naissance. [1]

3. L'énergie solaire photovoltaïque :

3.1. Situation mondiale du photovoltaïque :

En 2010, la croissance du marché mondial de l'énergie photovoltaïque a été impressionnante. La capacité d'installation est estimée entre 14,3 et 16,5 GW pour cette année

seulement (figure I-1). Les centrales photovoltaïques sont de plus en plus raccordées au réseau dans les pays industrialisés grâce au bénéfice mutuel que peut en tirer le propriétaire de la centrale et au pourcentage élevé d'électrification. [4]

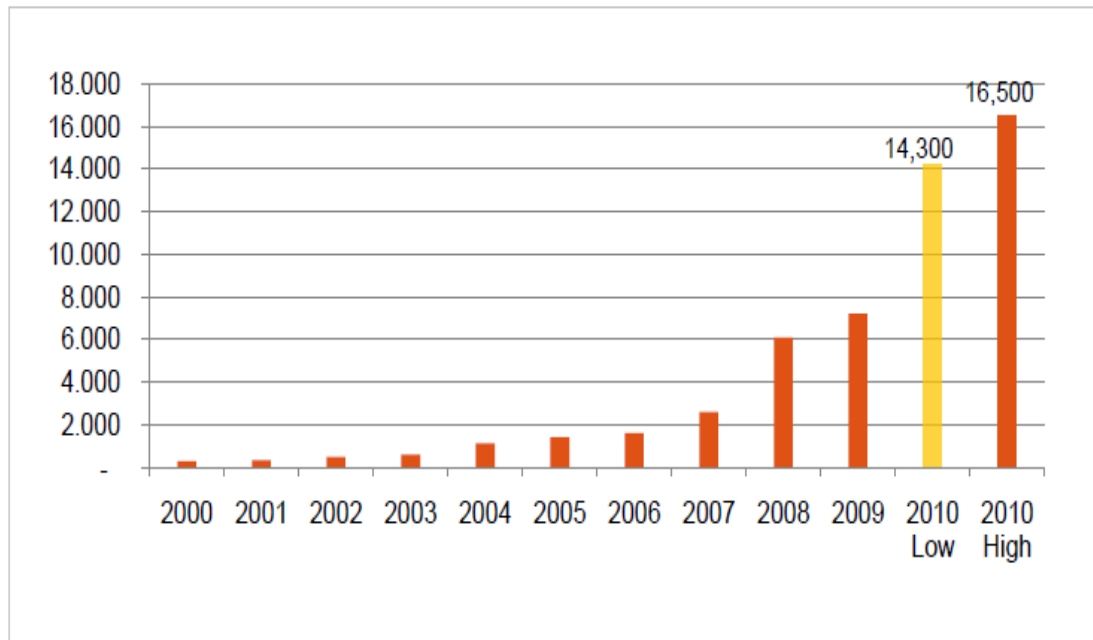


Figure I-1 : La puissance des panneaux photovoltaïques installés dans le monde de 2003 à 2010 (en MW) d'après EPIA. [5]

3.2. Situation du photovoltaïque en Algérie :

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays peut couvrir certains de ces besoins en énergie par le solaire, ces avantages pourraient être profitables dans les régions les plus reculées. [5]

3.2.1. Potentiel solaire en Algérie :

Grace à cette situation géographique, l'Algérie dispose de plus important gisement solaire de tout le bassin méditerranéen, le total d'énergie reçue est estimé à 169.440 TWh/an, soit 5.000 fois la consommation d'électricité annuelle en Algérie.

La durée de l'ensoleillement sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie

reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700\text{KWh}/\text{m}^2/\text{an}$ au Nord et $2263\text{ kwh}/\text{m}^2/\text{an}$ au Sud du pays. [6]

Le tableau suivant montre la durée et l'énergie moyennes annuelles de l'ensoleillement reçues dans différentes régions du territoire national.

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (Kwh/m2/an)	1700	1900	2650

Tableau (I-1) : Valeurs de la durée et de l'énergie moyennes annuelles de l'ensoleillement reçu dans différentes régions du territoire national

Irradiation directe journalière reçue sur plan :

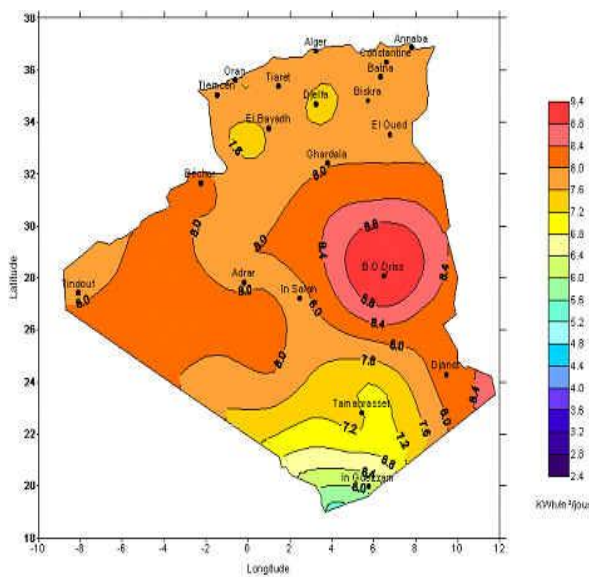


Figure I-2-a) : Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Juillet

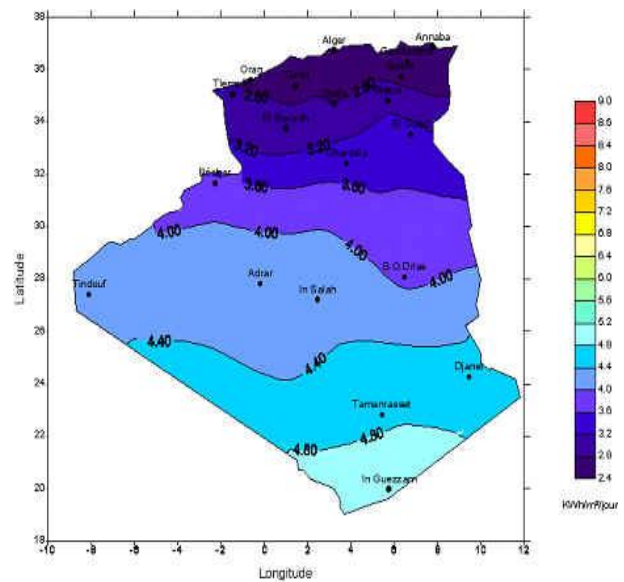


Figure I-2-b) : Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Décembre

voiture va faire de même et venir prendre la place qu'il a libérée, laissant à nouveau une place libre qui pourra être prise par une troisième voiture, etc. Quand on imagine la scène, on voit bien un « courant de voitures » dans un sens (électrons) et un « courant de places » dans l'autre sens (les trous).

Ce phénomène physique est spécifique aux semi-conducteurs car ils comportent des électrons « libérables », contrairement à un isolant où tous les électrons sont fortement liés et à un conducteur électrique dans lequel il existe une forte densité d'électrons totalement libres.

On comprend aisément qu'il existe, dépendant du matériau, un « seuil » d'énergie minimum nécessaire à cette « libération » des électrons par les photons. Si ce seuil dépend du matériau, c'est tout simplement parce que la structure électronique est différente pour chaque type d'atomes (nombre d'orbitales et quantité d'électrons par atome) et donc les énergies mises en jeu également. On appelle ce seuil le gap optique du matériau ou la largeur de bande interdite. En effet, si un photon a une énergie inférieure, il ne pourra pas créer la paire d'électron-trou et ne sera pas absorbé. Les propriétés optiques et électroniques sont donc intimement liées.

Si un photon a une énergie supérieure ou égale au gap optique, c'est qu'il a une longueur d'onde inférieure à une certaine valeur, puisque ces deux grandeurs sont inversement proportionnelles.

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{I-1})$$

Ce qui se traduit par :

$$E(\text{en eV}) = \frac{1,24}{\lambda(\text{en nm})} \quad (\text{I-2})$$

Pour le silicium cristallin, le gap optique est de $E_g = 1,1$ eV. Un photon possédant cette énergie a une longueur d'onde de $1,13 \mu\text{m}$ (dans le proche infrarouge). Pour le silicium amorphe, $E_g = 1,77$ eV. Un photon ayant cette énergie est en lumière rouge, avec une longueur d'onde de 700 nm ($0,7 \mu\text{m}$). Tous les photons d'énergie supérieure à ces seuils, et donc de longueur d'onde inférieures, sont opérationnels pour la conversion photovoltaïque. [8]

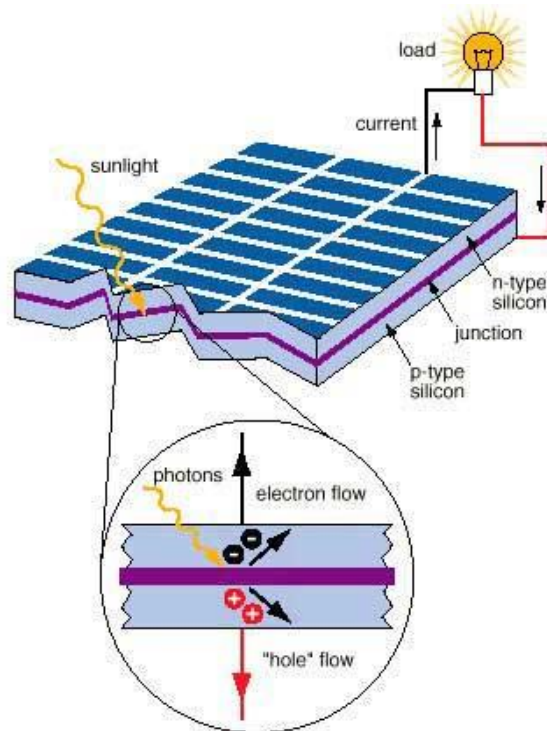


Figure I-3 : Principe de la conversion photovoltaïque

3.3.2. La cellule photovoltaïque :

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, exposé à la lumière (photons), produit de l'électricité. C'est l'effet photovoltaïque qui est à l'origine du phénomène. La tension obtenue est fonction de la lumière incidente (figure I-4).

Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium (Si) et plus rarement d'autres semi-conducteurs : séléniure de cuivre et d'indium ($\text{CuIn}(\text{Se})_2$ ou $\text{CuInGa}(\text{Se})_2$), tellure de cadmium (CdTe), etc. Elles se présentent généralement sous la forme de fines plaques d'une dizaine de centimètres de côté, prises en sandwich entre deux contacts métalliques, pour une épaisseur de l'ordre du millimètre.

Les cellules sont souvent réunies dans des modules solaires photovoltaïques ou panneaux solaires, en fonction de la puissance recherchée.

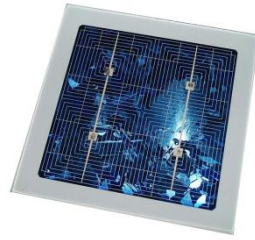


Figure I-4 : Cellule photovoltaïque 4 pouces

3.4. Comparatif de différentes technologies :

Il existe différentes filières des matériaux destinés à la fabrication des cellules photovoltaïques. En effet, la filière silicium représentant actuellement 90% de la production mondiale pour les applications terrestres, divisée en deux familles qui sont le silicium monocristallin et le silicium poly-cristallin avec 24.7% et 19.8% de rendements records respectivement, les industries continuent à investir énormément dans des travaux d'optimisation pour en réduire les coûts élevés (contrainte économique). Malheureusement, le rendement de cette filière étant limité du point de vue théorique à 29%, cela laisse peu de marges de progressions potentielles. Actuellement, les filières en plein essor, basées sur des technologies dites de couche mince permettent de convertir le plus de photons possibles en électricité en utilisant le moins de matériaux réactifs possibles. Ces filières sont aujourd'hui à fort potentiel de développement. [9]

Le tableau I-2 montre un comparatif de différentes technologies de fabrication des cellules photovoltaïques :

Matériau	Rendement	Longévité	caractéristiques	Principales utilisations
Silicium mono cristallin	12 à 18% <i>(24,7% en laboratoire)</i>	20 à 30 ans	<ul style="list-style-type: none"> * Très performant * Stabilité de production d'W * Méthode de production coûteuse et laborieuse. 	Aérospatiale, modules pour toits, façades,...
Silicium poly cristallin	11 à 15% <i>(19,8% en laboratoire)</i>	20 à 30 ans	<ul style="list-style-type: none"> * Adapté à la production à grande échelle. * Stabilité de production d'W. Plus de 50% du marché mondial.	Modules pour toits, façades, générateurs...
Amorphe	5 à 8% <i>(13% en laboratoire)</i>		<ul style="list-style-type: none"> * Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. * Fonctionnement si faible luminosité. * Fonctionnement par temps couvert. * Fonctionnement si ombrage partiel * La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois. 	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment
Composite mono cristallin (GaAs)	18 à 20% <i>(27.5% en laboratoire)</i>		<ul style="list-style-type: none"> * Lourd, fissure facilement 	Systèmes de concentrateurs Aérospatiale (satellites)
Composite poly cristallin (CdS, CdTe, CulnGaSe2, etc.)	8% <i>(16% en laboratoire)</i>		Nécessite peu de matériaux mais certains contiennent des substances polluantes	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment

Tableau (I-2) : Comparatif de différentes technologies de fabrication des cellules photovoltaïques

3.5. Le rendement d'une conversion photovoltaïque :

Le rendement de conversion énergétique de la cellule photovoltaïque est défini comme étant le rapport entre la puissance délivrée et puissance incidente :

$$\eta = \frac{V_{co} \cdot I_{cc} \cdot FF}{P_{incid}} \quad (I-3)$$

Avec : I_{cc} : le courant de court circuit en mA/cm², il est égal au courant photo-généré pour $V=0$.

V_{co} : la tension en circuit ouvert en V.

FF : le facteur de forme lié à la qualité de la cellule.

Par convention, le rendement de conversion d'une cellule est toujours calculé pour une puissance incidente de 100 mW/cm² et un spectre solaire correspondant à un soleil zénithal. [7]

3.6. Le rayonnement solaire :

Le soleil décharge continuellement une énorme quantité d'énergie radiante dans le système solaire, la terre intercepte une toute petite partie de l'énergie solaire rayonnée dans l'espace. Une moyenne de 1367 watts atteint chaque mètre carré du bord externe de l'atmosphère terrestre (pour une distance moyenne Terre-soleil de 150 Millions de km), c'est ce que l'on appelle la constante solaire égale à 1367W/m².

3.6.1. Les différents types de rayonnement :

Les rayonnements solaires peuvent être divisés en trois types :

- **Le rayonnement direct** : C'est le rayonnement reçu directement du soleil.
- **Le rayonnement diffus** : Ce sont des rayons qui proviennent de l'atmosphère qu'il fasse beau ou pas ; des rayons lumineux issus du soleil traversent les nuages et se diffusent sur toute la surface de la Terre (d'où son nom).
- **Le rayonnement réfléchi** : C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets trouvant à sa surface.

La figure I-3 montre le rayonnement sous la forme de composants directs, diffus ou réfléchis :

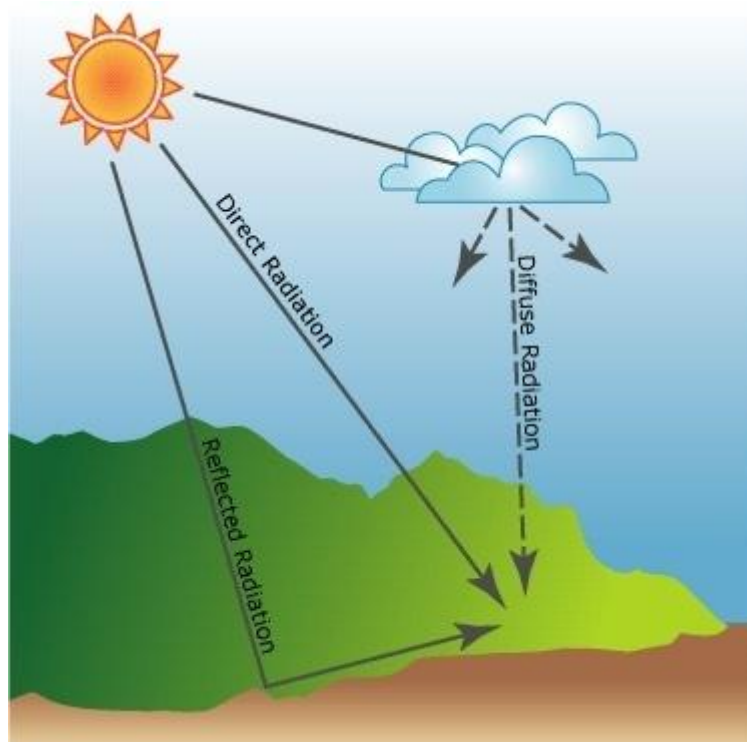


Figure I-5 : Le rayonnement sous la forme de composants directs, diffus ou réfléchis.

3.6.2. Le nombre de masse d'air :

La part d'énergie reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser. Celle-ci est caractérisée par le nombre de masse d'air AM. Le rayonnement qui atteint le niveau de la mer à midi dans un ciel clair est de 1000 W/m^2 et est décrit en tant que rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM1). Lorsque le soleil se déplace plus bas dans le ciel, la lumière traverse une plus grande épaisseur d'air, perdant plus d'énergie. Puisque le soleil n'est au zénith que durant peu de temps, la masse d'air est donc plus grande en permanence et l'énergie disponible est donc inférieure à 1000 W/m^2 .

Les scientifiques ont donné un nom au spectre standard de la lumière du soleil sur la surface de la terre : AM1.5G ou AM1.5D. Le nombre "1.5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith (correspondant à une inclinaison du soleil de 45° par rapport au zénith).

Le « G » représente le rayonnement "global" incluant le rayonnement direct et le rayonnement diffus et la lettre « D » tient compte seulement du rayonnement direct. [2]

La Figure I-4 représente les différentes positions du soleil correspondant aux différentes valeurs de masse d'air (AM) :

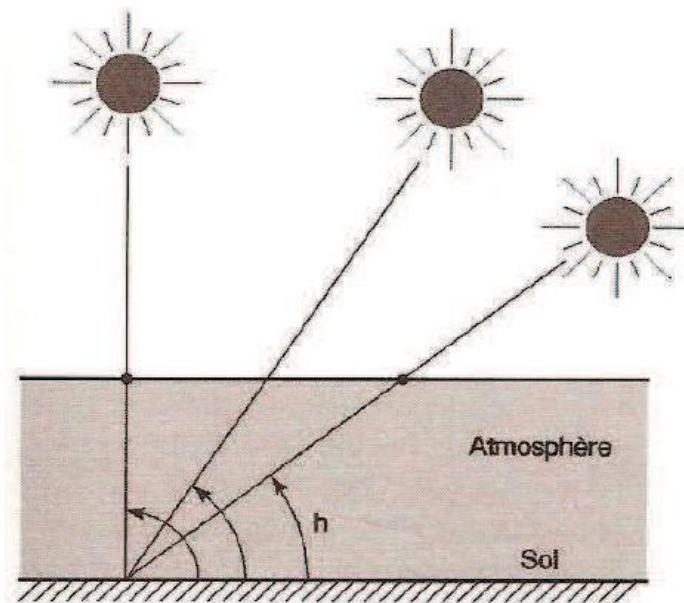


Figure I-6 : différentes positions du soleil correspondant aux différentes valeurs de masse d'air (AM)

3.7. Choix de l'inclinaison des panneaux photovoltaïques :

Pour une production maximale, il faut que les panneaux photovoltaïques soient inclinés de sorte que leur surface soit perpendiculaire aux rayons solaires. La valeur de cette inclinaison correspond à l'angle que font ces modules avec l'horizontale (la latitude). Le sens de l'orientation doit être vers le sud dans l'hémisphère nord et vers le nord dans l'hémisphère sud. Toute autre orientation sera la cause de pertes plus ou moins importantes, proportionnelles aux erreurs angulaires. [10]

3.8. Les différents types de systèmes photovoltaïques :

3.8.1. Les systèmes photovoltaïques autonomes (indépendants) :

C'est un système photovoltaïque complètement indépendant des autres sources d'énergies et qui alimente l'utilisateur en électricité sans être connecté au réseau électrique.

Dans la majorité des cas, un système autonome exigera des batteries pour stocker l'énergie. Ils servent habituellement à alimenter les maisons en site isolé, sur des îles, en montagne ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau.

En règle générale, les systèmes PV autonomes sont installés là où ils constituent la source d'énergie électrique la plus économique.

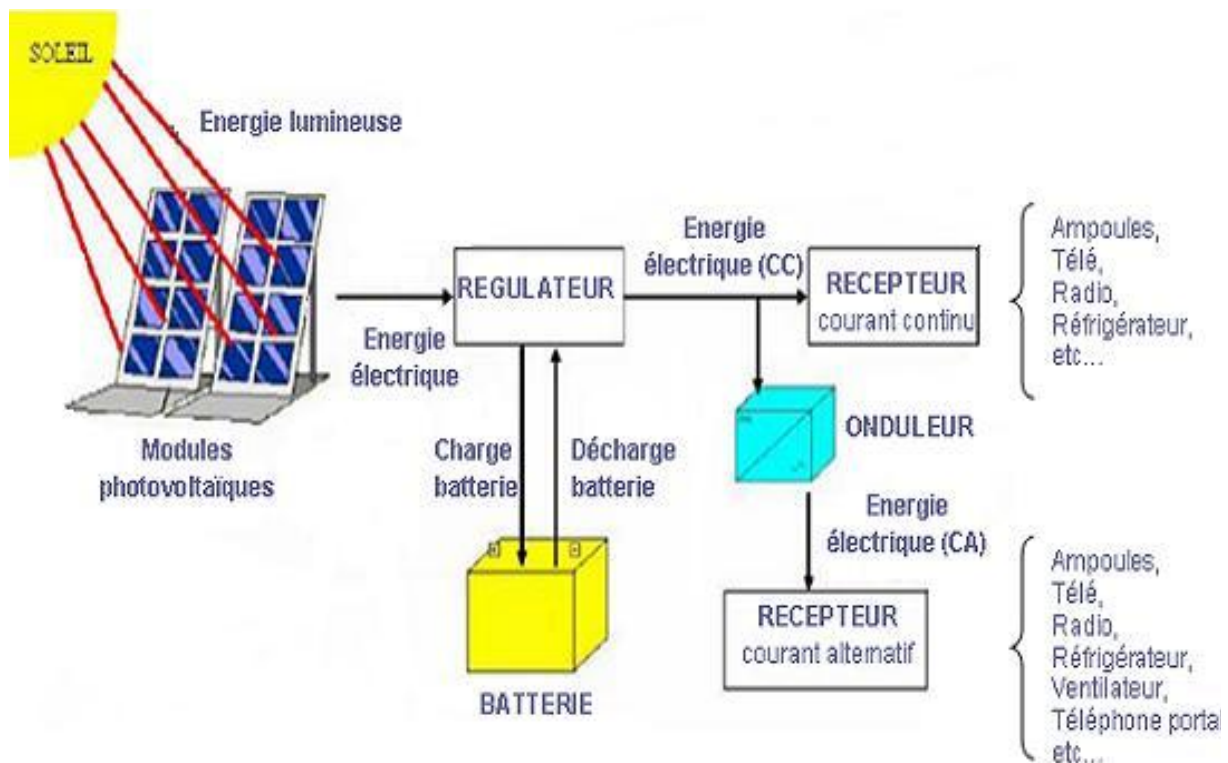


Figure I-7 : Système photovoltaïque autonome

3.8.2. Les systèmes autonomes hybrides :

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou plusieurs sources supplémentaires, qui sont également indépendants des réseaux de distribution d'électricité. En pratique le générateur photovoltaïque est combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois avec des accumulateurs de stockage de l'énergie. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée.

Un système hybride photovoltaïque optimise l'utilisation combinée de plusieurs sources d'énergies renouvelables et/ou fossiles et des moyens de stockage associés

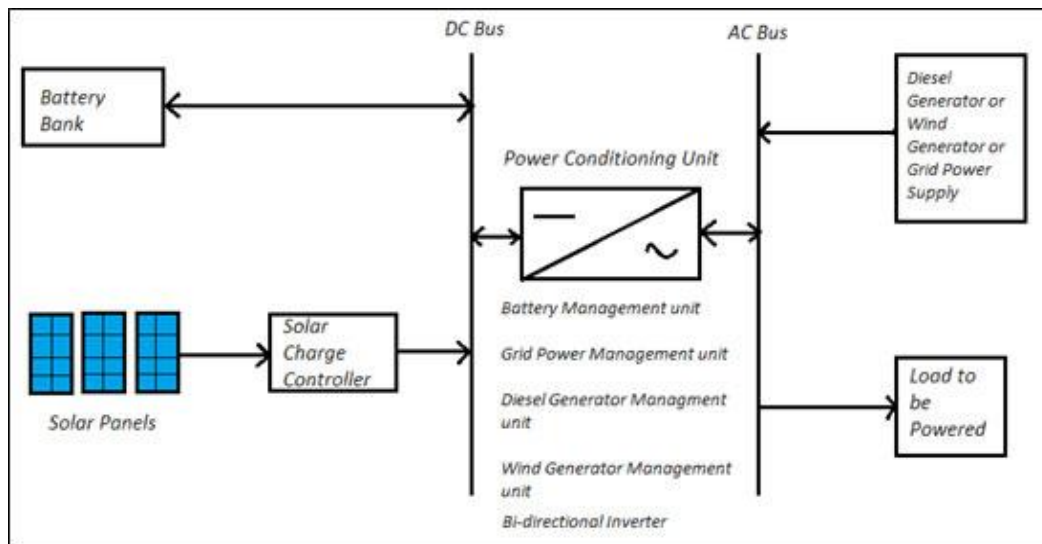


Figure I-8 : système photovoltaïque hybride

3.8.3. Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau de distribution:

Les systèmes photovoltaïques couplés au réseau injectent l'énergie issue des modules sur le réseau de distribution. Il existe deux types des installations pour l'injection de la production solaire:

- **Injection de la totalité de la production:** L'énergie produite par les modules est directement injectée sur le réseau électrique. Les périodes d'injections sur le réseau correspondent aux périodes de production photovoltaïque.
- **Injection du surplus de production:** L'énergie produite par les modules est directement consommée sur place par les charges. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau.

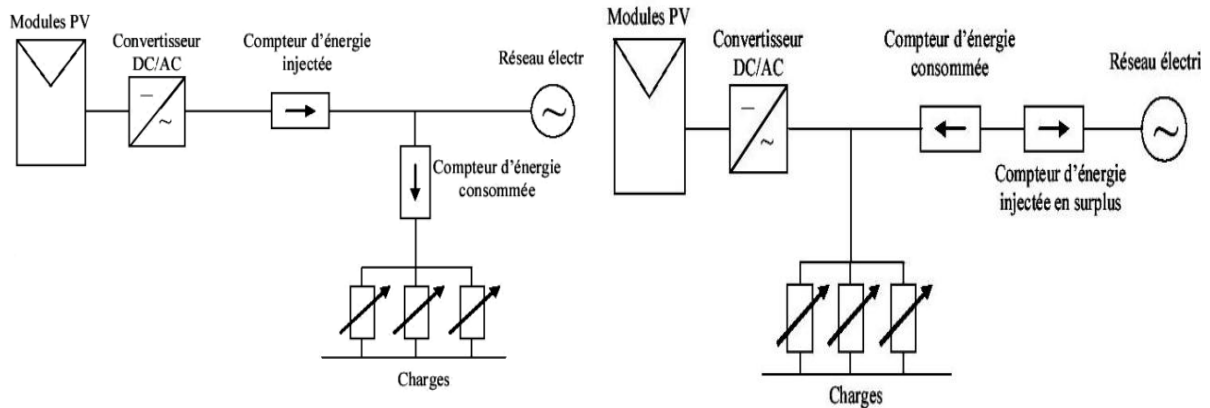


Figure I-9-a) : Injection de la totalité de la production

Figure I-9-b) : Injection du surplus de production

3.9. Les avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque :

3.9.1. Les avantages :

L'énergie photovoltaïque est une d'énergie propre et renouvelable, qui ne dégage pas des gaz à effet de serre, et ne génère pas des déchets toxiques.

Les installations photovoltaïques sont en général de haute fiabilité, elles demandent peu d'entretien et ne comporte pas de pièces mobiles, ce qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.

Il s'agit d'une source d'énergie électrique totalement silencieuse ce qui n'est pas le cas, par exemple, des installations éoliennes.

Les générateurs de production photovoltaïque ne nécessitent ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé, ce qui rend leurs coûts de fonctionnement très faibles.

Ils peuvent être combinés avec d'autres sources d'énergie pour augmenter la fiabilité de système (systèmes hybrides).

3.9.2. Les inconvénients :

La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé et lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque augmente.

Le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium cristallin est de 29%). [10]

Le niveau de production d'électricité n'est pas stable et pas prévisible mais dépend du niveau d'ensoleillement. De plus, il n'y a aucune production d'électricité le soir et la nuit.

La durée de vie des panneaux photovoltaïque est limitée (de 20 à 30 ans). De plus, leur rendement diminue de 1% par an. [11]

4. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons évoqué des informations d'ordre général concernant le photovoltaïque. A cet effet, nous avons éclairé, à travers des statistiques, la croissance du marché mondial du photovoltaïque. Dans ce contexte, nous avons vite compris que le photovoltaïque présente une source d'énergie sur laquelle le monde peut compter à l'avenir proche.

En ce qui concerne l'Algérie, nous avons mis l'accent sur les atouts naturels (conditions favorables) qui peuvent en faire de l'Algérie un acteur dans la production mondiale de l'énergie photovoltaïque.

En abordant le photovoltaïque dans son aspect technique, nous avons, tout d'abord, expliqué le principe de la conversion photovoltaïque, puis nous avons donné un récapitulatif des différentes technologies dédiées à la fabrication des cellules photovoltaïques pour terminer enfin par la citation des avantages et inconvénients d'une telle source d'énergie.

Chapitre II

Description des centrales photovoltaïques connectées au réseau

1. Introduction :

L'électricité photovoltaïque a été développée dans un premier temps pour des applications autonomes sans connexion à un réseau électrique. Plus récemment, avec l'émergence des installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution, le photovoltaïque a connu un développement important en tant que moyen de production d'électricité. [12]

Cette évolution a été rendue possible grâce aux recherches fondamentales menées dans le domaine des matériaux comme nous avons pu le voir dans le chapitre précédent, mais aussi par l'amélioration progressive des dispositifs de gestion de cette énergie mené en parallèle. Ainsi, avec le développement de l'électronique de puissance dédiée aux applications photovoltaïques, beaucoup de systèmes de conversion innovants ont été conçus. En effet, ces dispositifs permettent aujourd'hui d'adapter et d'optimiser la production photovoltaïque par le biais de convertisseurs statiques insérés entre les modules photovoltaïques et le réseau de distribution.

L'objectif de ce chapitre est essentiellement de présenter et de décrire les différents éléments constituant un système de production photovoltaïque connecté au réseau et doté d'un élément de stockage. Un état des lieux des différentes architectures de conversion de l'énergie photovoltaïque a également fait l'objet de ce chapitre afin de mieux comprendre les enjeux et les perspectives à venir de l'électronique de puissance dans ces applications.

2. Présentation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau :

Schématisée dans la figure II.1, une centrale photovoltaïque connectée au réseau (CPCR), est constituée de 3 blocs :

- **Le générateur photovoltaïque (GPV).**
- **Le système de conditionnement de puissance.**
- **Le système de stockage d'énergie.**

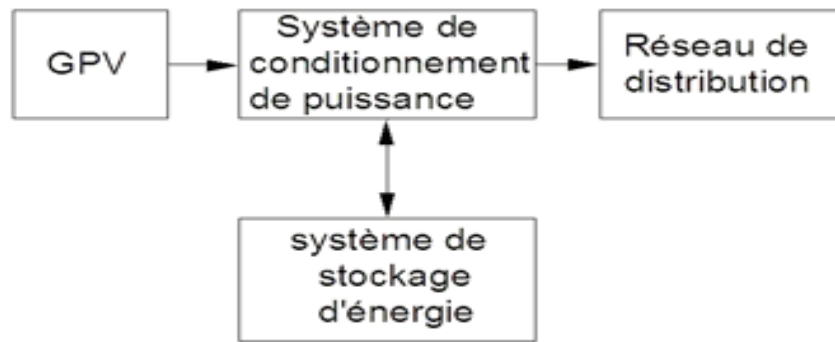


Figure II-1: Schéma d'une centrale PV connectée au réseau

2.1. Le générateur photovoltaïque (GPV) :

Un générateur photovoltaïque est constitué d'un ensemble de panneaux photovoltaïques élémentaires montés en série et/ou en parallèle afin d'obtenir des grandeurs électriques désirées telles que la puissance et la tension.

Pour N_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes (N_p) en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{pv} = N_s \cdot V_{pv} \cdot N_p \cdot I_{pv} \quad (\text{II-1})$$

Pour qu'un générateur PV ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les (N_s, N_p) 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). [13]

2.2. Le système de conditionnement de puissance :

L'électronique de puissance est au cœur du système photovoltaïque et peut avoir des impacts très importants sur le productible, sur la sécurité et sur la qualité de l'énergie produite. C'est l'électronique de puissance qui réalise l'interface entre les différents éléments du système. Plusieurs concepts d'architecture de champs photovoltaïques coexistent selon la puissance et selon les technologies adoptées. Ces architectures de champs vont influencer fortement la conception de l'électronique de puissance. Les principaux problèmes auxquels l'électronique de puissance doit faire face sont : la puissance fluctuante coté continu (pour les installations monophasées), la maximisation du productible en cas d'ensoleillement non homogène (problème d'ombrage par exemple), la fiabilité (utilisation des condensateurs

électrolytiques ayant des piètres performances au vieillissement lors ce qu'ils sont contraints thermiquement) et le rendement. [3]

2.2.1. Les Convertisseurs DC-DC (les Hacheurs) :

Dans cette partie nous présentons le principe des trois types de convertisseurs DC/DC (Buck, Boost et Buck-Boost), utilisés fréquemment dans les systèmes photovoltaïques pour générer les tensions et les courants souhaités. Ce type de convertisseurs n'est constitué que par des éléments réactifs (Selfs, Capacités) qui, dans le cas idéal, ne consomment aucune énergie. C'est pour cette raison qu'ils sont caractérisés par un grand rendement. [14]

2.2.1.1. Le convertisseur BOOST :

Le convertisseur Boost connu sous le nom survolteur ou élévateur de tension. On fait appel à ce type de convertisseurs quand on désire avoir une tension de sortie plus importante de celle d'entrée d'où le nom survolteur. [15]

2.2.1.2. Le convertisseur buck :

Le convertisseur Buck connu sous le nom dévolteur ou abaisseur de tension. On fait appel à ce type de convertisseurs quand on désire avoir une tension de sortie moins importante de celle d'entrée d'où le nom dévolteur. [15]

2.2.1.3. Le convertisseur Buck-Boost :

Le convertisseur Buck-Boost combine les propriétés des deux convertisseurs précédents. [16]

2.2.2. Les Convertisseurs DC-AC (Les onduleurs) :

Le convertisseur DC/AC, couramment dit onduleur, est un dispositif électronique servant à transformer en énergie électrique alternative une énergie de type continu provenant soit de la batterie d'un accumulateur soit directement d'un générateur continu, via un dispositif de régulation et de contrôle. Il doit délivrer un signal le plus proche possible du signal sinusoïdal et avec une fréquence fixe. Comme tout dispositif de commande, l'insertion d'un onduleur dans une installation électrique donne naissance à des harmoniques qui, en leur part, ont des répercussions néfastes sur le fonctionnement du réseau électrique. A cet effet, le concepteur veille est ce que : [17]

- La distorsion harmonique soit rigoureusement minimisée en régime permanent.

- La valeur du fondamental de la tension de sortie soit réglé à une valeur de référence.

2.2.2.1. Les caractéristiques principales d'un onduleur :

Les caractéristiques les plus importantes d'un onduleur sont : [17]

- **La tension d'entrée** : C'est la gamme de la tension d'entrée V_e acceptable durant le fonctionnement nominal de l'onduleur.
- **Le courant maximal** : En fonctionnement continu, il est impératif de connaître le courant maximal pouvant être débité. Dans certaines situations ce courant peut atteindre 2 à 10 fois le courant nominal de la charge tel que lors du démarrage d'un moteur.
- **La puissance de sortie nominale et maximale** : C'est la valeur nominale et maximale de la puissance de sortie que peut délivrer l'onduleur en fonctionnement continu.
- **Le rendement** : Le rendement d'un onduleur est défini comme étant le rapport de la valeur de sortie sur la valeur de la puissance d'entrée.

$$\eta = \frac{P_S}{P_E} \quad (\text{II-2})$$

2.2.3. Caractéristiques d'une chaîne de conversion dédiée au photovoltaïque :

Les structures d'électronique de puissance dédiées au photovoltaïque sont nombreuses, plusieurs critères permettent de les classer en différents groupes. La première caractéristique d'une chaîne de convertisseurs est la présence ou non d'une isolation galvanique entre les modules et le réseau. La seconde caractéristique différenciant les chaînes de conversion est le nombre d'étages. La dernière caractéristique d'une chaîne de conversion est son nombre de phases, mono ou triphasé. [3]

2.2.4. Architecture de la chaîne de conversion :

On distingue deux types d'architecture : les applications mono étage où la conversion est directement DC/AC et des applications à deux étages une première conversion en DC/DC et une seconde en DC/AC.

2.2.4.1. Conversion mono étage :

La conversion se fait en une seule étape, il n'y a pas d'étape d'amplification de la tension. Il faut donc que la tension du champ PV soit suffisante pour que l'onduleur puisse reconstituer la tension du réseau. Dans cette configuration (figure II-2) le convertisseur doit assurer toutes les fonctions demandées par une application PV raccordées au réseau (MPPT, anti-îlotage...).

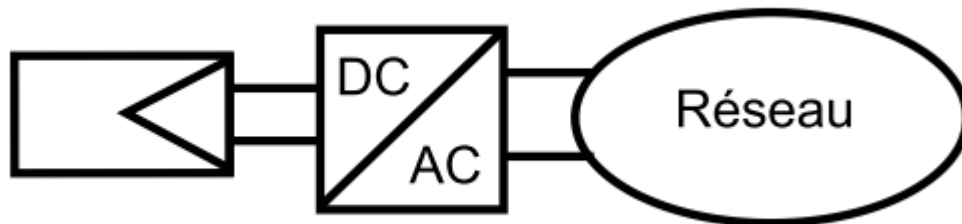


Figure II-2 : Schéma bloc d'une chaîne de conversion mono étage

2.2.4.2. La conversion à deux étages :

La conversion peut également être réalisée en deux étapes, une première conversion DC/DC puis une conversion DC/AC. Dans cette configuration (figure II-3), le convertisseur DC/DC a généralement le rôle d'augmenter la tension pour que l'onduleur puisse fabriquer un courant sinusoïdal à la tension du réseau. Les convertisseurs sont reliés par un bus DC. Les fonctions demandées par les applications PV peuvent ici être réparties entre les deux convertisseurs.

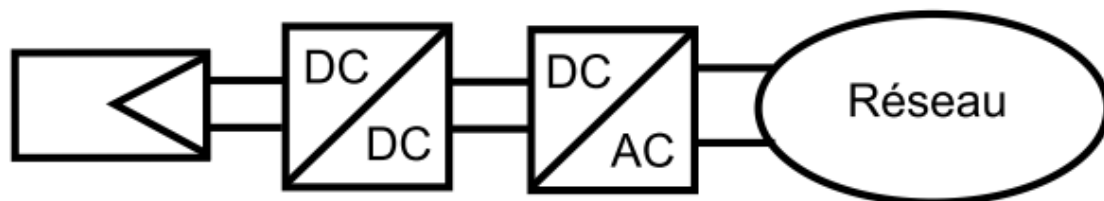


Figure II-3 : Schéma bloc d'une chaîne de conversion à deux étages

2.2.5. Architecture des onduleurs dans les systèmes PV connectés au réseau :

Il existe principalement trois architectures d'onduleurs (figure II-4) donnant de bonnes solutions techniques : l'onduleur central, les onduleurs strings et les onduleurs intégrés aux panneaux. Nous décrivons brièvement leur propriété ci-dessous.

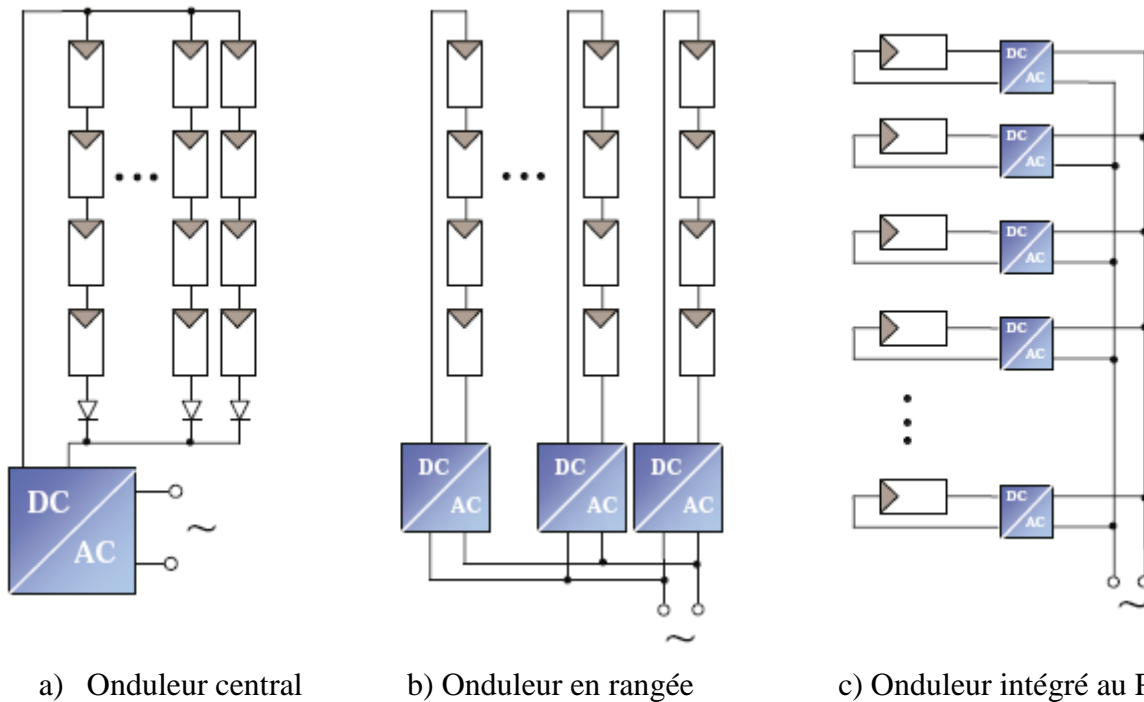


Figure II-4 : Schémas de principe de différentes topologies d'installations PV connectés à un réseau électrique.

2.2.5.1. L'onduleur central :

Dans le cas d'onduleur central, les divers panneaux solaires pour une grande installation (>10kW) sont montés en rangées pour former une chaîne (String en anglais), elle est même couplée en série avec des diodes anti-retours (figure II-4-a). Le générateur PV de forte puissance, ainsi est relié du côté DC à un seul onduleur. Cet onduleur central présente une grande efficacité énergétique imbattable à des coûts moins onéreux. L'onduleur central possède un seul système de contrôle MPPT lui permettant de fonctionner à son PPM. Cela marche parfaitement tant que les panneaux sont identiques et qu'ils fonctionnent sous un ensoleillement homogène. Mais lorsque les caractéristiques électriques entre les panneaux diffèrent, dues à des ombrages, des salissures et au vieillissement, la commande MPPT devient incertaine et le champ photovoltaïque ne produit pas autant qu'il le pourrait. En outre,

la fiabilité de l'installation est limitée parce qu'elle dépend d'un seul onduleur. Ainsi, lorsqu'une panne de l'onduleur central se produit, elle entraîne l'arrêt complet de l'installation et donc de la production. [12], [13]

2.2.5.2. L'onduleur en rangée :

L'une des topologies les plus employée actuellement est celle de l'onduleur « rangée » (figure II-4-b), qui consiste à implanter un onduleur au bout de chaque chaîne. Les onduleurs sont ensuite connectés en parallèle au réseau électrique, ce qui nécessite une coordination entre les onduleurs (du type maître - esclaves) pour proscrire le fonctionnement en îlotage et éviter les échanges de puissance entre les onduleurs. Chaque « string » peut ainsi fonctionner à son point de puissance maximum. Cette technologie réduit considérablement le risque de problèmes d'adaptation ainsi que les pertes dues aux effets d'ombrage, tout en éliminant celles occasionnées par les diodes anti-retour et un câblage prolongé vers le générateur DC. Ces propriétés techniques avantageuses accroissent la fiabilité de l'installation ainsi que sa production énergétique. Cette architecture présente l'inconvénient d'être onéreuse de point de vue économie en raison de l'utilisation d'un nombre important de convertisseurs par rapport à l'architecture précédente. [12], [13]

2.2.5.3. Les onduleurs intégrés aux PV :

Dans cette architecture chaque panneau dispose de son propre onduleur (figure II-4-c), ce qui permet théoriquement d'éviter toutes pertes liées à la différence de puissance entre chaque module quelle que soit l'origine du défaut. Le rendement des onduleurs intégrés aux panneaux reste cependant au dessous de celui de l'onduleur string à cause de la grande différence des tensions entre les GPV et la charge. De plus, les onduleurs intégrés aux panneaux induisent des coûts de câblage supplémentaires du côté AC, étant donné que chaque panneau de l'installation doit être relié au réseau 230 V.

Le nombre important d'onduleurs intégrés aux panneaux nécessaires dans cette architecture entraîne un travail de couplage nettement plus conséquent. Ce concept ne s'applique donc généralement qu'aux installations PV d'une puissance modeste allant de 50 W à 400 W.

Cependant, d'autres architectures sont nées en faisant combiner les architectures de base citées précédemment. [12], [13]

2.3. Les technologies de stockage :

De nombreuses études ont été consacrées ces dernières années à la recherche et au développement de systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique avec fonction de stockage. En effet, cette dernière permet de résoudre les perturbations électriques engendrées par les réinjections directes non prévisibles des installations actuelles. Jusqu'à présent, ces perturbations sont encore absorbées par le réseau électrique lui-même. [29]

La fonction stockage pourrait donc ouvrir plus largement le marché en se libérant de la capacité de raccordement. En effet, outre l'amélioration de la qualité du courant, la fonction stockage offre d'autres utilisations ; elle permettrait notamment, lorsque la production sera suffisante pour fournir la demande, de stocker l'énergie excédentaire produite pour éviter de surcharger le réseau. Le réseau profiterait ainsi d'une source d'énergie prévisible, disponible à tout moment pour atténuer la charge du réseau lors des pointes de consommation. Ainsi, le stockage permettra d'étaler dans le temps l'énergie photovoltaïque produite au cours de la journée de telle sorte qu'elle soit décalée dans le temps et disponible à tout moment en fonction des besoins. Cette fonction permettra donc à la fois de maximiser la consommation locale ou l'autoconsommation et d'améliorer l'efficacité des systèmes photovoltaïques. [29]

La figure II-5 présente un état des lieux des différents moyens de stockage en fonction de la puissance de fonctionnement et de la durée de la décharge.

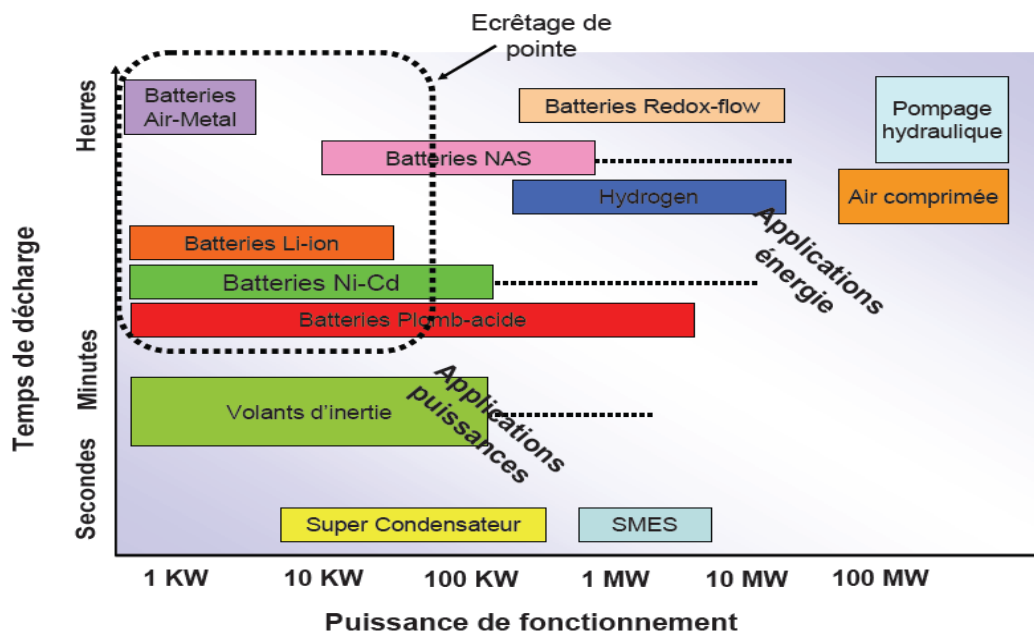


Figure II-5 : Comparaison des moyens de stockage en fonction de la puissance de fonctionnement et de la durée de la décharge

2.4. Le réseau de distribution en basse-tension (BT) :

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il représente le dernier niveau de la chaîne de distribution. Sa forme dépend du pays et de la densité de la population. [19]

Un réseau de distribution électrique est caractérisé par différents éléments tels que :

- Son architecture, sa taille, ses modes de fonctionnement.
- Son schéma de liaison du neutre à la terre.
- Le type des sources et des charges.
- Les types et caractéristiques des transformateurs de distribution,
- Les besoins spécifiques et les caractéristiques nécessaires de l'alimentation.

2.4.1. Les normes du réseau de distribution en Algérie : [20]

Le courant distribué en basse tension est livré à la tension nominale 220/380 volts qui sera portée progressivement à 230/400 volts.

La tolérance maximale pour la variation de la basse tension autour de la tension nominale est de :

- 5 % pour les zones urbaines à usage éclairage prépondérant,
- 10 % pour les zones rurales ou industrielles à usage force motrice prépondérant.

2.4.2. Etudes de raccordement des PV sur le réseau :

Le producteur communique au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité les caractéristiques techniques de son installation de production qui sont nécessaires à la définition du raccordement ainsi que, à la demande du gestionnaire, les éléments justificatifs attestant : [21]

- L'aptitude de l'installation de production à fonctionner dans les conditions normales de tension (c'est-à-dire pour une tension au point de livraison ne s'écartant pas de la tension contractuelle de plus ou de moins de 5 % pour les zones urbaines à usage éclairage prépondérant et de 10% pour les zones rurales ou industrielles à usage force motrice prépondérant) et de fréquence (c'est-à-dire pour une fréquence comprise entre

49,5 Hz et 50,5 Hz) rencontrées sur le réseau public de distribution d'électricité et sans limitation de durée.

- L'aptitude de l'installation de production à rester en fonctionnement lorsque la fréquence ou la tension sur le réseau public de distribution d'électricité atteint des valeurs exceptionnelles et pendant des durées limitées. [21]

2.4.3. Impacts des installations PV sur le réseau de distribution :

2.4.3.1. Elévation locale du niveau de tension :

Les variations de tension d'un réseau électrique dépendent des caractéristiques de ce réseau ainsi que du nombre et de la nature des installations électriques raccordés à ce réseau (Figure II-6). Les charges provoquent des chutes de tension alors que les installations de production génèrent des hausses de tension.

Sur un réseau de distribution en présence d'installations PV, la chute de tension ΔV entre le réseau amont et le point de raccordement d'une installation PV via une ligne est déterminée par la formule:

$$\Delta V = [R (P_G - P_L) + X (\pm Q_G - Q_L + Q_C)]/V \quad (\text{II-3})$$

Où : R, X sont la résistance et la réactance totale de la ligne

P_G , Q_G sont les puissances active et réactive fournies par PV

P_L , Q_L sont les puissances active et réactive de consommation

Q_C est la puissance réactive du dispositif de compensation

Dans le réseau de distribution, la puissance active injectée par un système PV joue un rôle important dans la variation de la tension car la résistance linéique est plus importante que la réactance linéique $R \gg X$. [21]

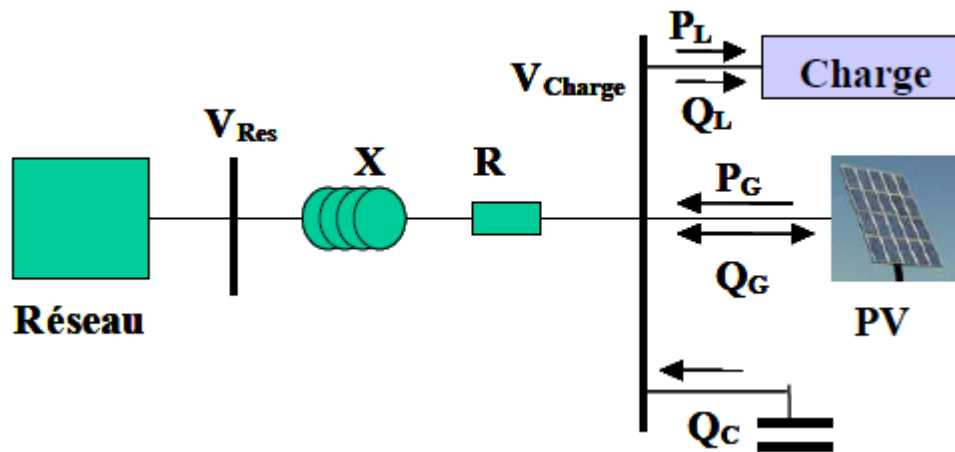


Figure II-6 : Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV

2.4.3.2. La pollution harmonique :

Les convertisseurs utilisés dans les installations photovoltaïques génèrent des pollutions harmoniques. La pollution principale est celle provoquée par l'onduleur de tension due à la fréquence de commutation des interrupteurs.

Les conséquences de ces harmoniques peuvent être instantanées sur certains appareils électroniques: troubles fonctionnels (synchronisation, commutation), disjonctions intempestives, erreurs de mesure sur des compteurs d'énergie. [22]

2.4.3.3. Les pertes dans les réseaux de distribution :

La présence d'un nombre important d'onduleurs PV dans un périmètre proche peut être à l'origine de nombreux effets dont par exemple :

- L'amplification de certains impacts sur le réseau de distribution (surtensions, harmoniques, ...).
- Des interactions entre onduleurs.
- Un déséquilibre entre les phases du réseau en cas d'utilisation d'onduleurs monophasés.

2.4.4. Exemple d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau en Algérie :

La centrale photovoltaïque (PV) connectée au réseau du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) est la première centrale PV en Algérie qui permet d'injecter une partie de l'énergie qu'elle produit sur un réseau de distribution (BT).

Cette centrale est un projet de coopération entre le CDER sous tutelle du Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique et l'Agence Espagnole de Coopération Internationale (AECI), qui a pour but, l'étude de faisabilité et de tests des équipements.

Elle est constituée d'un générateur de 90 modules photovoltaïques du fournisseur espagnol ISOFOTON de puissance crête 106Wc et de 12 V de tension nominale. Les 90 modules sont structurés de telle manière à constituer trois champs de 30 modules. Chaque champ est formé de 2 branches parallèles de 15 modules couplés en série.

Chaque champ de modules est connecté à un onduleur INGECON monophasé de 2,5 KW du fournisseur espagnol INGETEAM à travers une série de protections.

Chaque onduleur est branché sur une phase du réseau BT à travers toutes les protections nécessaires pour protéger le réseau et la centrale PV.

Les onduleurs transforment le courant continu généré par les modules photovoltaïque en courant alternatif 220V, 50 Hz et l'injectent dans le réseau électrique à travers un compteur électronique d'énergie sur lequel peuvent être lues les différentes énergies importées du réseau et exportées vers le réseau. La figure suivante montre le schéma synoptique de la centrale photovoltaïque connectée au réseau du CDER.

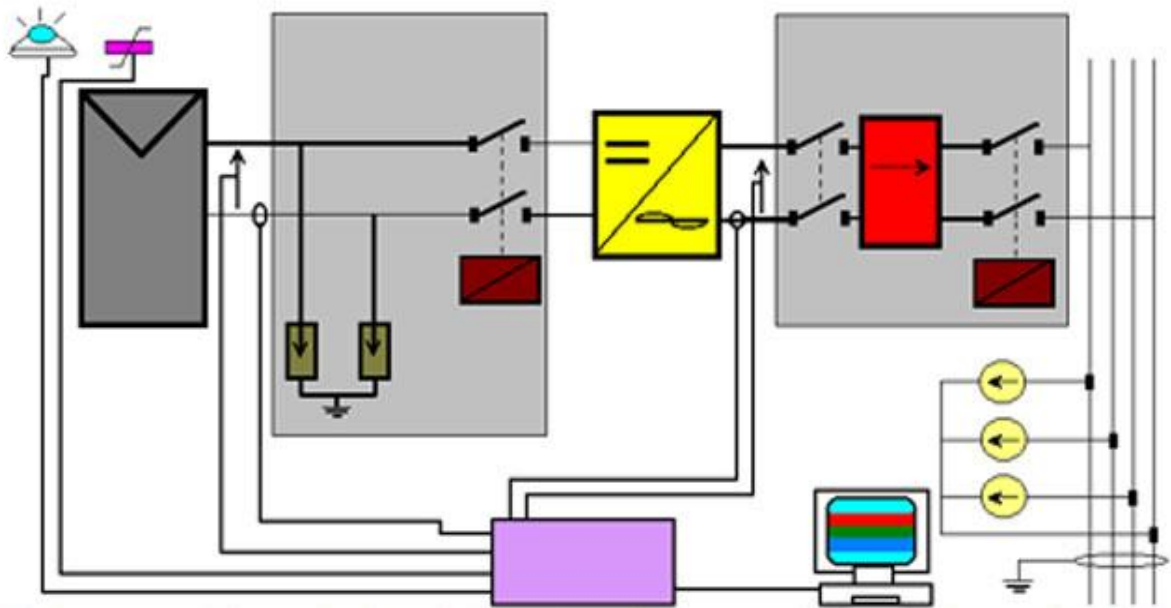


Figure II-7 : Schéma synoptique de la centrale PV connectée au réseau du CDER

2.5. Protection d'un panneau photovoltaïque :

La caractéristique globale $I(V)$ peut varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'une occultation ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant solaire produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et devient un élément récepteur. Celle-ci se retrouve à dissiper une quantité trop importante de puissance électrique qui pourrait aboutir à sa destruction si le défaut persiste trop longtemps. C'est le phénomène dit de hot spot ou « point chaud ». [12]

Pour remédier à ce phénomène, on équipe donc les panneaux photovoltaïques de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives figure II-8-a. En effet, la diode by-pass, lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du panneau comme indiqué en figure II-8-b évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du panneau.

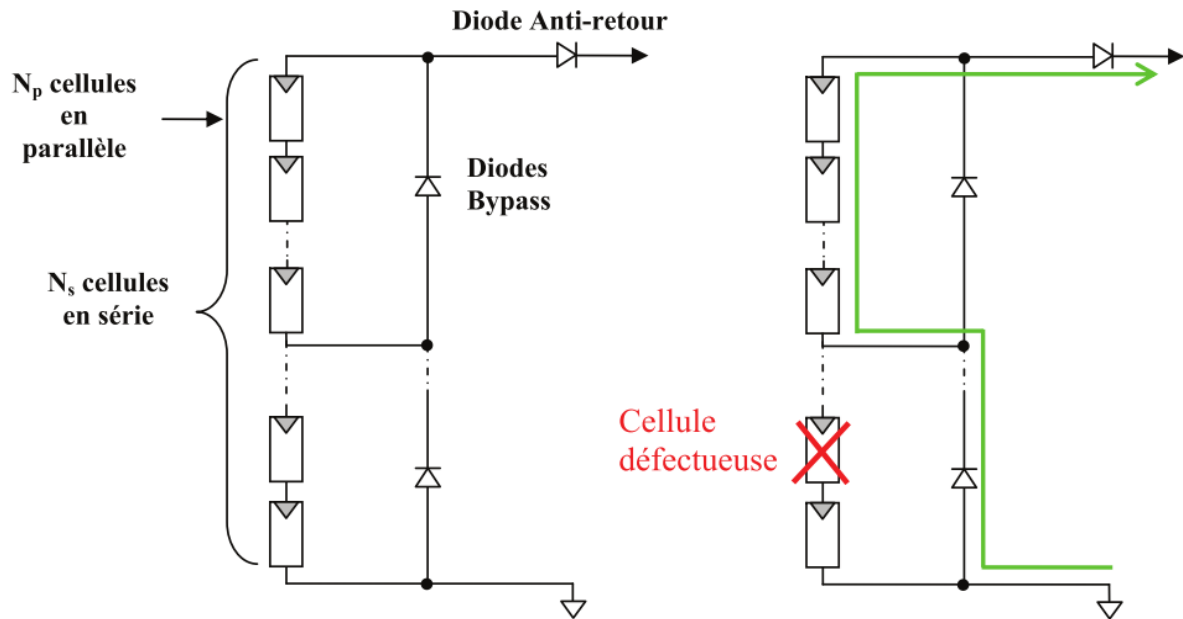


Figure II-8-a) Architecture Classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protections.

Figure II-8-b) Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode bypass et mise en évidence du courant I_{PV} .

Une autre protection consiste à protéger le module photovoltaïque contre les courants négatifs qui pourraient être générés lors de différentes connexions en parallèle de plusieurs panneaux (lorsque le panneau devient récepteur plutôt que générateur). Ainsi, une diode anti retour est mise en série avec chaque branche d'un GPV. Le risque est que des chaînes de cellules fortement éclairées débitent dans des chaînes soumises à moins d'éclairement. Il est à souligner que la présence de cette diode anti-retour permet d'éviter tous les courants négatifs y compris provenant de la charge (comme une batterie par exemple fonctionnant tout le temps et pouvant débiter sur le GPV la nuit). [12]

2.6. Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion :

Une normalisation des origines des pertes dans une chaîne de conversion photovoltaïque est indispensable pour pouvoir en connaître ses performances et envisager de les améliorer. Ceci se traduit par la définition de plusieurs rendements distincts. Ainsi, le rendement global de la chaîne de conversion qui en résulte reflète bien l'ensemble des sources de pertes réparties sur l'ensemble de la chaîne PV. [12]

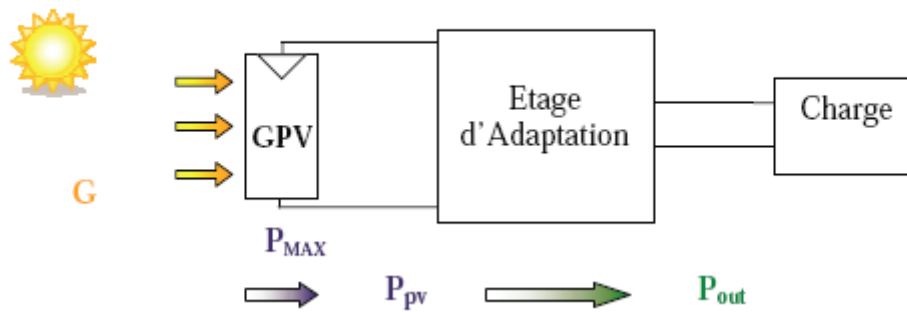


Figure II-9 : Chaîne de conversion photovoltaïque.

2.6.1. Le rendement associé au générateur photovoltaïque η_{PV} :

L'ensoleillement S (W/m^2) est défini comme la quantité d'énergie électromagnétique solaire incidente sur une surface par unité de temps et de surface. La puissance reçue par un panneau de surface A (m^2) est donc égale à $A_{eff} * S$. La surface A_{eff} représente la surface du panneau correspondant à la partie active et susceptible de pouvoir effectuer la conversion photovoltaïque et non la surface totale occupée par le panneau solaire. [12]

Dans ce contexte, le rendement d'un panneau photovoltaïque est défini selon l'équation (II-4), comme étant le rapport de la puissance délivrée et la puissance incidente :

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MAX}}{A_{eff} * S} \quad (II-4)$$

Où P_{MAX} est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie du GPV dépendant du matériau photovoltaïque et des conditions météorologiques. [12]

2.6.2. Le rendement MPPT η_{MPPT} :

La puissance délivrée par le GPV notée P_{pv} est plus ou moins éloignée du potentiel productible noté P_{MAX} en fonction de l'étage d'adaptation utilisé pour réaliser la conversion et le transfert énergétique (Onduleur, convertisseur DC-DC, connexion directe...). La définition d'un nouveau rendement traduisant les pertes énergétiques est alors nécessaire. Nous l'associons au point de fonctionnement du GPV et nous le notons η_{MPPT} . Il correspond à la capacité de l'étage d'adaptation à exploiter sa puissance maximale (P_{MAX}) disponible aux bornes du panneau photovoltaïque. Ce rendement η_{MPPT} est obtenu en divisant la puissance

disponible aux bornes du GPV par la puissance maximale potentiellement délivrée par ce même GPV. [12]

Pour être précis, ce rendement est le fruit de mesures des puissances effectuées sur un intervalle de temps très court ($<1s$). Il sera donc représentatif d'un instant donné, de conditions météorologiques précises et de modes de fonctionnement donnés. En résumé, ce rendement représente un rendement instantané des performances du GPV. [12]

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{PV}}{P_{MAX}} \quad (\text{II-5})$$

2.6.3. Le rendement associé à l'étage d'adaptation η_{CONV} :

Pour transférer la puissance électrique produite, le mode de transfert utilisé peut présenter plus ou moins un taux de pertes lié à sa constitution. Nous définissons pour qualifier ces étages de conversion électrique-électrique et de transfert, le rendement de conversion d'un étage d'adaptation noté η_{CONV} , défini en (II-6), et permettant d'évaluer les pertes liées à la conversion de puissance associée à l'étage d'adaptation. [12]

Là aussi, ce type de rendement dépend du temps et des conditions de fonctionnement. Il est nécessaire, pour obtenir une grande précision sur cette grandeur, d'effectuer les mesures de courant et de tension en entrée et en sortie de l'étage au même instant garantissant ainsi la connaissance précise du transfert de puissance effectué à un instant donné. [12]

$$\eta_{CONV} = \frac{P_{OUT}}{P_{PV}} \quad (\text{II-6})$$

2.6.4. Le rendement total associé à la chaîne de conversion η_{TOTAL} :

Le rendement global de la chaîne de conversion photovoltaïque, noté η_{TOTAL} , peut donc être défini comme le produit des trois rendements précédemment définis sur le même intervalle de temps. [12]

$$\eta_{TOTAL} = \frac{P_{MAX} * P_{PV} * P_{OUT}}{A_{eff}S * P_{MAX} * P_{PV}} \quad (\text{II-7})$$

3. conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons décrit les principaux éléments constituant une centrale photovoltaïque connectée au réseau.

Après avoir présenté brièvement le générateur photovoltaïque, nous nous sommes intéressés davantage à l'électronique de puissance assurant le conditionnement de puissance entre le générateur et le réseau. A cet effet, nous avons illustré d'une manière globale le principe de fonctionnement des convertisseurs DC/DC entre autre le hacheur Boost, le hacheur Buck et le hacheur Buck-Boost. En outre, nous avons fait remarquer l'existence d'une part de différents étages d'adaptation entre la source et le réseau et de différentes architectures des onduleurs mis en jeux d'autre part. Il est à conclure que l'architectures des onduleurs et les étages d'adaptation nous renseigne fortement sur le rapport qualité / prix d'une installation photovoltaïque connectée au réseau.

Ainsi, nous avons abordé dans ce chapitre les techniques de stockage, les caractéristiques principales d'un réseau de distribution basse tension et les techniques de protection des panneaux photovoltaïques. Par ailleurs, la notion de rendement d'une chaine de conversion a été également abordée dans ce présent chapitre.

Chapitre III

Modélisation et commande d'un système photovoltaïque connecté au réseau

1. Introduction :

On entend par modélisation la mise en équations ou la mise sous modèle mathématique d'un système physique en s'appuyant sur les différentes relations physiques, chimiques, mécaniques, électriques et magnétiques régissant le phénomène.

La simulation d'un phénomène physique ne peut avoir lieu si nous ignorions le modèle mathématique qui lui est approprié ou encore si nous ignorions l'un de ses paramètres.

Dans cette optique, les éléments constituant notre système doivent être tous modélisés afin de comprendre leur comportement électrique et d'en déduire par suite les différentes caractéristiques du système en question.

Au-delà de la modélisation, la commande et le contrôle du système doivent être conçus avec beaucoup d'intérêt pour pouvoir faire fonctionner notre système dans les conditions les plus optimales.

2. Modélisation du générateur photovoltaïque :

Pour trouver le modèle du générateur photovoltaïque, il faut tout d'abord retrouver le circuit électrique équivalent à cette source. De nombreux modèles mathématiques, ont été développés pour représenter leur comportement non linéaire qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations.

On rencontre dans la littérature plusieurs modèles du générateur photovoltaïque qui diffèrent entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la tension et du courant finals du générateur photovoltaïque.

La configuration la plus utilisée est le modèle d'une diode qui représente le comportement électrique de la jonction PN.

Le modèle à deux diodes permet une description plus détaillée du processus de recombinaison des porteurs de charge à la fois sur la surface et dans le matériau en vrac.

Le modèle empirique est un ajustement de la courbe V-I mesurée et présente un nombre de paramètres réduit par rapport aux deux autres modèles. Les paramètres de ce modèle (P_{max} , I_{cc} , V_{co} ... etc.) sont donnés dans la fiche technique du fabricant, ce qui permet de modéliser avec une précision acceptable. [23]

Dans notre présent travail, nous avons opté pour le modèle à une seule diode.

2.1. Modèle à une seule diode :

La cellule photovoltaïque est représentée par un circuit équivalent (figure III-1) contenant une source de courant idéale qui modélise la conversion du rayonnement solaire en énergie électrique, branchée avec une diode qui représente les propriétés physiques des semi-conducteurs des cellules et deux résistances (shunt et série), la résistance parallèle rend compte des effets, tels que le courant de fuite par les bords de la cellule, elle est réduite du fait de la pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si cette pénétration est profonde) et la résistance série est due à la contribution des résistances de base et de la jonction et des contacts face avant et arrière. [24]

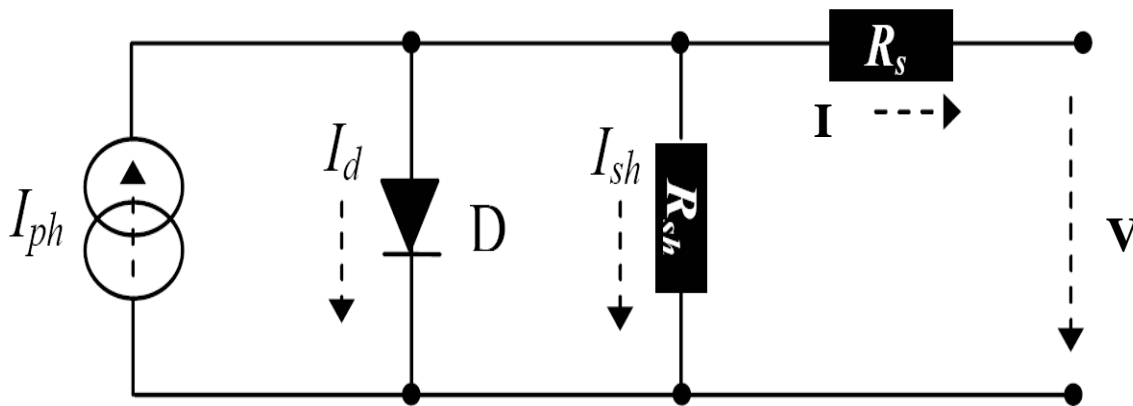


Figure III-1 : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV (modèle à une seule diode)

L'équation reliant le courant délivré par une cellule PV est donnée par la loi de Kirchhoff, tel que :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{III-1})$$

Avec :

Le photo-courant I_{ph} dépend de l'éclairement S et de la température ambiante de la cellule T_c , il est donné par : [25]

$$I_{ph} = [I_{cc} + K_1(T_c - T_{ref})] \cdot S \quad (\text{III-2})$$

Où :

I_{cc} : Le courant de court circuit à 25°C et 1 kW/m².

K_1 : Le coefficient de température du courant de court circuit de la cellule.

S : L'éclairement solaire, exprimé en kW/m².

T_{ref} : La température de référence, c'est la température de fonctionnement nominal de la cellule, elle est donnée par le constructeur.

Le courant de la diode I_d est donné par la formule de SCHOCKLEY, tel que :

$$I_d = I_s \left[\exp \left(\frac{q(V + I.R_s)}{k.T_c.A} \right) - 1 \right] \quad (\text{III-3})$$

Enfin, le courant traversant la résistance shunt peut s'écrire sous la formule suivante :

$$I_{sh} = \frac{V + I.R_s}{R_{sh}} \quad (\text{III-4})$$

En remplaçant (III-2), (III-3) et (III-4) dans l'équation (III-1), le courant I devient :

$$I = [I_{cc} + K_1(T_c - T_{ref})].S - I_s \left[\exp \left(\frac{q(V + I.R_s)}{k.T_c.A} \right) - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_{sh}} \quad (\text{III-5})$$

Avec :

I_s : Le courant de saturation.

q : La charge d'un électron (1.6×10^{-19} C).

k : La constante de Boltzmann (1.38×10^{-23} J/K)

T_c : La température de la cellule

A : Le facteur d'idéalité qui dépend de la technologie des cellules PV.

R_s : La résistance série.

R_{sh} : La résistance parallèle (Shunt).

Le courant de saturation I_s varie avec température de la cellule, ce qui est décrit par :

$$I_s = I_{si} \left(\frac{T_c}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{q \cdot E_G (1/T_{ref} - 1/T_c)}{k \cdot A} \right] \quad (\text{III-6})$$

Où :

I_{si} : Le courant de saturation inverse, à la température et l'éclairement de référence.

E_G : Bande passante du semi conducteur utilisé, elle est exprimée en eV.

Le courant de saturation I_{si} peut être obtenu avec la relation suivante :

$$I_{si} = I_{cc} / \left[\exp \left(\frac{q \cdot V_{co}}{k \cdot A \cdot T_c} \right) - 1 \right] \quad (\text{III-7})$$

V_{co} : La tension de la cellule à vide.

Selon Huan-Liang Tsai, pour un module constituant N_s cellules branchées en série et N_p cellules reliées en parallèle, l'équation (III-5) devient alors :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_s \left[\exp \left(\frac{q(V/N_s + I \cdot R_s/N_p)}{K \cdot T_c \cdot A} \right) - 1 \right] - \frac{N_p V/N_s + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (\text{III-8})$$

2.2. Le modèle simplifié :

La résistance R_{sh} est inversement proportionnelle au courant qui la traverse (courant de fuite). En général, le rendement (efficacité) d'un module photovoltaïque est insensible à la variation de la résistance R_{sh} que l'on peut considérer comme infinie. En revanche, une légère variation de la résistance série R_s affecte fortement la puissance délivrée par un module photovoltaïque. L'équation (III-8) peut être réécrite comme suit :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_s \left[\exp \left(\frac{q(V + I \cdot R_s)}{K \cdot T_c \cdot A \cdot N_s} \right) - 1 \right] \quad (\text{III-9})$$

Avec :

$$I_s = I_{si} \left(\frac{T_c}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{q \cdot E_G (1/T_{ref} - 1/T_c)}{K \cdot A} \right] \quad (\text{III-10})$$

Et

$$I_{si} = I_{cc} / \left[\exp \left(\frac{q \cdot V_{co}}{N_s \cdot K \cdot A \cdot T_c} \right) - 1 \right] \quad (\text{III-11})$$

Pour une cellule idéale ($R_s=0$ et $R_{sh}=\infty$), l'équation (III-8) devient :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_s \left[\exp \left(\frac{qV}{K \cdot T_c \cdot A \cdot N_s} \right) - 1 \right] \quad (\text{III-12})$$

Expression de la tension V :

A partir de l'équation du courant (III-12), l'expression de la tension V s'écrit comme suit :

$$V = \frac{K \cdot A \cdot T_c \cdot N_s}{q} \ln \left(1 + \frac{I_{ph}}{I_s} - \frac{I}{N_p I_s} \right) \quad (\text{III-13})$$

3. Modélisation du convertisseur BOOST :

3.1. Modèle mathématique du convertisseur BOOST :

La modélisation de ce convertisseur passe par l'analyse des différentes séquences de fonctionnement que nous supposons de durées fixées par la commande u . Il apparaît deux séquences de fonctionnement selon l'état de l'interrupteur, que nous pouvons représenter chacune par une équation différentielle. En effet, dans un premier temps αT , l'interrupteur Tr est fermé, le courant dans l'inductance croît progressivement, et au fur et à mesure elle emmagasine de l'énergie. Ensuite, à l'ouverture de l'interrupteur Tr , l'inductance L s'opposant à la diminution de courant I_L , génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge à travers la diode D . Le schéma électrique du survolteur est représenté dans la figure III-2 :

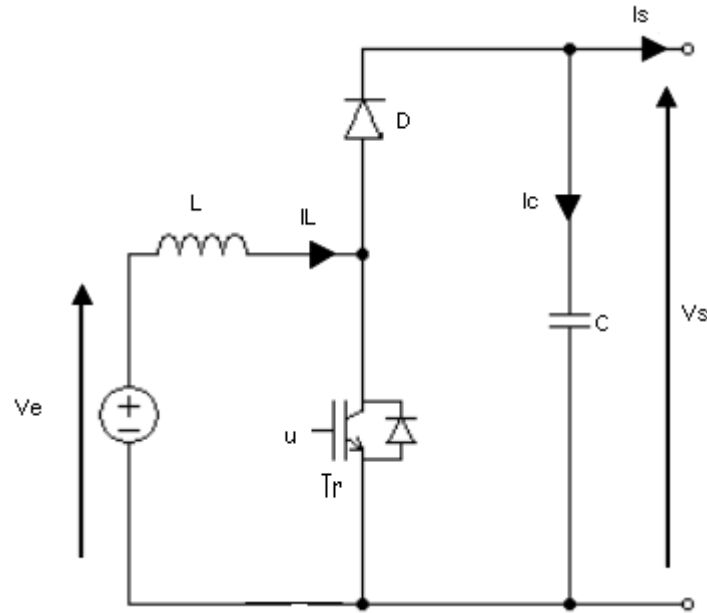


Figure III-2 : Schéma électrique d'un convertisseur DC/DC survolteur

Lorsque l'interrupteur est fermé :

$$\begin{cases} V_e = L \frac{dI_L}{dt} \\ 0 = C \frac{dV_s}{dt} + I_s \end{cases} \quad (\text{III-14})$$

Lorsque l'interrupteur est ouvert :

$$\begin{cases} V_e = L \frac{dI_L}{dt} + V_s \\ I_L = C \frac{dV_s}{dt} + I_s \end{cases} \quad (\text{III-15})$$

En posant $u = 1$ lorsque l'interrupteur est fermé et $u = 0$ lorsque l'interrupteur est ouvert, nous pouvons représenter le convertisseur par un système d'équations unique, que nous qualifions de modèle instantané. Nous considérons ici les interrupteurs parfaits :

$$\begin{cases} V_e = L \frac{dI_L}{dt} + V_s(1 - u) \\ I_L(1 - u) = C \frac{dV_s}{dt} + I_s \end{cases} \quad (\text{III-16})$$

Où : u est le signal de commande de l'interrupteur statique.

Le modèle instantané fait apparaître un comportement non linéaire du convertisseur par l'existence de produits entre la commande u et les variables d'état V_S et I_L . Par ailleurs, il convient de signaler qu'en remplaçant la variable u par sa valeur moyenne sur une période de découpage $T = \frac{1}{f_p}$, c'est-à-dire le rapport cyclique $\alpha = \frac{t_{on}}{T}$, nous pouvons obtenir le modèle aux valeurs moyennes. Soit :

$$\begin{cases} V_e = L \frac{dI_L}{dt} + V_S(1 - \alpha) \\ I_L(1 - \alpha) = C \frac{dV_S}{dt} + I_s \end{cases} \quad (\text{III-17})$$

Où : $\alpha = \langle u \rangle$

t_{on} : est le temps de fermeture de l'interrupteur.

3.2. Dimensionnement du convertisseur BOOST :

L'inductance de lissage L est utilisée pour limiter l'ondulation du courant dans le convertisseur et dans la source V_e . Le condensateur de filtrage permet de limiter les ondulations de tension dues au découpage en sortie du convertisseur. [15]

3.2.1. Calcul de l'inductance (L) :

L'ondulation de courant dans l'inductance est calculée en considérant la tension de sortie continue, c'est-à-dire en négligeant l'ondulation de tension vis-à-vis de la valeur moyenne. [15]

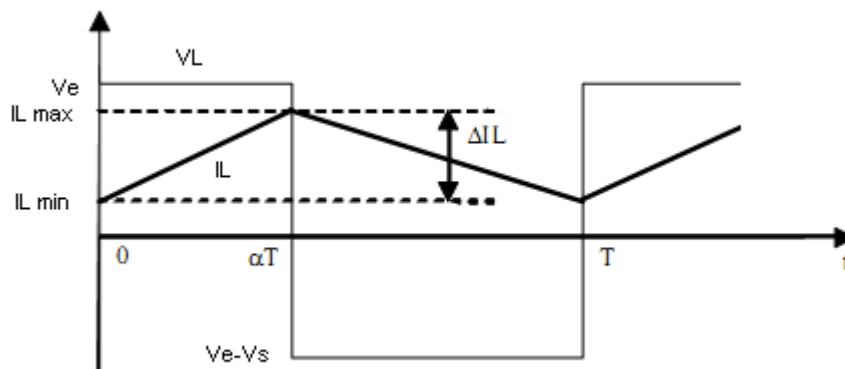


Figure III-3 : Ondulation du courant

Calculons l'ondulation du courant :

Pour $0 \leq t \leq \alpha T$:

$$I_L(t) = \frac{V_e}{L}t + I_L \min \quad (\text{III-18})$$

En $t = \alpha T$,

$$I_L(\alpha T) = \frac{V_e}{L}\alpha T + I_L \min = I_L \max \quad (\text{III-19})$$

D'où :

$$\Delta I_L = I_L \max - I_L \min = \frac{V_e}{Lf_p} \alpha \quad (\text{III-20})$$

Or :

$$V_s = \frac{V_e}{1 - \alpha} \quad (\text{III-21})$$

Nous pouvons donc écrire :

$$\Delta I_L = \frac{\alpha(1 - \alpha)}{Lf_p} V_s \quad (\text{III-22})$$

Où :

- V_e : Tension aux bornes du générateur (V).
- V_s : Tension de sortie du convertisseur (V)
- T : Période de découpage du signal de commande de l'interrupteur $T = \frac{1}{f_p}$ en secondes(s).
- α : Rapport cyclique du signal de l'interrupteur $\alpha = \frac{t_{on}}{T}$
- $I_L \min$: Courant minimum dans l'inductance (A)
- $I_L \max$: Courant maximum dans l'inductance (A)
- ΔI_L : Ondulation de courant dans l'inductance (A)
- L : Valeur de l'inductance de lissage (H)

L'inductance est calculée en fonction de l'ondulation maximale de courant souhaitée.

L'ondulation maximale de courant est obtenue pour un rapport cyclique de $\frac{1}{2}$ (car : $\frac{d\Delta I_L}{d\alpha} = 0$ pour $\alpha = \frac{1}{2}$)

L'ondulation maximale de courant est donc donnée par :

$$\Delta I_L \max = \frac{V_s}{4L f_p} \quad (\text{III-23})$$

Ainsi l'inductance minimale pour un hacheur survolteur est donnée par la relation : [15]

$$L = \frac{V_s}{4f_p \Delta I_L \max} \quad (\text{III-24})$$

3.2.2. Calcul du condensateur (C) :

Ce condensateur doit pouvoir tenir le courant à fournir lors des pics de puissance.

L'ondulation de tension en sortie résulte du courant alternatif dans le condensateur.

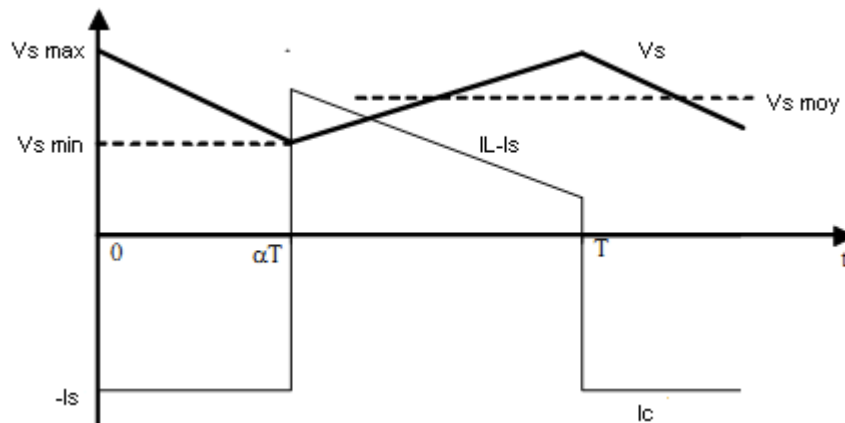


Figure III-4 : Ondulation de tension

Calculons l'ondulation de tension :

Pour $0 \leq t \leq \alpha T$:

$$V_s(t) = V_s \max - \frac{I_s}{C} t \quad (\text{III-25})$$

En $t = \alpha T$,

$$V_s(\alpha T) = V_s \max - \frac{I_s}{C} \alpha T = V_s \min \quad (\text{III-26})$$

D'où :

$$\Delta V_s = V_s \max - V_s \min = \frac{I_s}{C f_p} \alpha \quad (\text{III-27})$$

Or :

$$I_L = \frac{I_s}{1 - \alpha} \quad (\text{III-28})$$

Nous pouvons donc écrire :

$$\Delta V_s = \frac{\alpha(1 - \alpha)}{C f_p} I_L \quad (\text{III-29})$$

Où :

- C : Valeur du condensateur de filtrage (F)
- $V_s \min$: Tension minimum aux bornes du condensateur (V)
- $V_s \max$: Tension maximum aux bornes du condensateur (V)
- ΔV_s : Ondulation de tension aux bornes du condensateur (V)

La capacité du condensateur est calculée en fonction de l'ondulation maximale de la tension souhaitée.

L'ondulation maximale de tension est obtenue pour un rapport cyclique de $\frac{1}{2}$ (car : $\frac{d\Delta V_s}{d\alpha} = 0$ pour $\alpha = \frac{1}{2}$)

L'ondulation maximale de tension est donc donnée par :

$$\Delta V_s \max = \frac{I_L}{4C f_p} \quad (\text{III-30})$$

Ainsi la capacité minimale pour un hacheur survolteur est donnée par la relation : [15]

$$C = \frac{I_L}{4f_p \Delta V_s \max} \quad (\text{III-31})$$

3.3. Commande du convertisseur :

En analysant les équations différentielles (III-17) en vue d'effectuer une commande pour réguler la tension de sortie à sa référence de 600 V malgré les demandes de puissance de la charge et malgré les variations de tension du générateur photovoltaïque, nous nous rendons compte qu'il y a deux paramètres qui varient dans le système soit I_s et V_e . Ces deux variations sont donc considérées comme des perturbations qu'il faudra mesurer et prendre en compte dans la commande.

La commande de ce convertisseur se fait par une régulation cascade Courant/Tension de manière à pouvoir considérer l'influence des perturbations.

Le convertisseur est commandé en MLI (**M**odulation de **L**argeur d'**I**mpulsion) pour avoir une fréquence constante de commande des interrupteurs (IGBT). Ce qui permet de limiter les pertes par commutation des interrupteurs.

Le principe de la commande par MLI est basé sur la mise en œuvre d'abord d'un régulateur qui, à partir de l'écart entre le courant et sa référence, détermine la tension de référence du convertisseur. Cette dernière est ensuite comparée à un signal en dent de scie à fréquence élevée. [15]

La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs. Le schéma de principe de cette méthode est donné sur la figure III-5 :

Où : V_L est une nouvelle grandeur de commande représentant la référence de tension aux bornes de l'inductance.

Ainsi, nous obtenons un transfert linéaire entre $V_L(P)$ et $I_L(P)$:

$$T(P) = \frac{I_L(P)}{V_L(P)} = \frac{1}{LP} \quad (\text{III-33})$$

3.4. Modélisation du convertisseur réversible en courant :

La connexion des éléments de stockage sur le bus continu doit se faire par l'intermédiaire d'un convertisseur statique réversible en courant, car la batterie peut être chargée ou déchargée. Le modèle de batterie utilisé ici est une capacité constante C_{sc} avec une résistance R_{sc} en série comme le montre la figure III-7: [15]

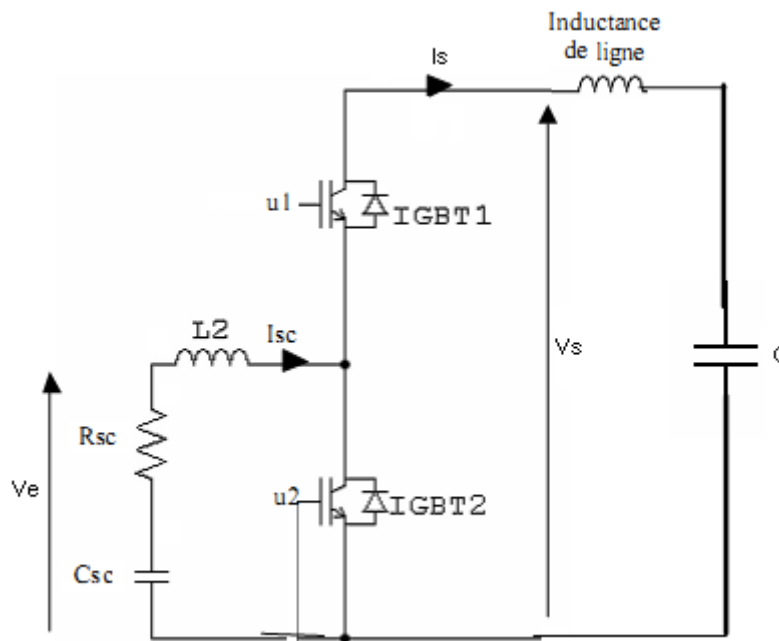


Figure III-7 : Schéma électrique du convertisseur DC/DC réversible en courant

3.4.1. Modèle mathématique du convertisseur réversible en courant :

La mise en équations de ce convertisseur fait apparaître deux types de fonctionnement : soit un fonctionnement dévolteur quand la batterie reçoit de l'énergie du bus continu soit un fonctionnement survolteur quand l'élément de stockage fournit de l'énergie au bus continu.

En appliquant la démarche de modélisation utilisée pour le montage survolteur (soit par l'analyse des séquences de fonctionnement) et en posant u_1 et u_2 des variables binaires représentant l'état de conduction des interrupteurs, nous obtenons les équations différentielles suivantes :

Equations différentielles dans le cas dévolteur :

$$\begin{cases} \frac{dI_{sc}}{dt} = -\frac{R_{sc}}{L_2} I_{sc} + \frac{1}{L_2} V_{sc} - \frac{1}{L_2} V_s u_1 \\ \frac{dV_{sc}}{dt} = -\frac{I_{sc}}{C_{sc}} \end{cases} \quad (\text{III-34})$$

Equations différentielles dans le cas survolteur :

$$\begin{cases} \frac{dI_{sc}}{dt} = -\frac{R_{sc}}{L_2} I_{sc} + \frac{1}{L_2} V_{sc} - \frac{1}{L_2} V_s (1 - u_2) \\ \frac{dV_{sc}}{dt} = -\frac{I_{sc}}{C_{sc}} \end{cases} \quad (\text{III-35})$$

Où :

- V_{sc} : Tension aux bornes de la capacité C_{sc} (V)
- V_s : Tension de sortie de convertisseur (V)
- V_e : Tension d'entrée, c'est la tension aux bornes de l'élément de stockage (V)
- I_{sc} : Courant dans l'élément de stockage et dans l'inductance (A)
- I_s : Courant de sortie, c'est le courant demandé aux convertisseurs (A)
- R_{sc} : Résistance interne de l'élément de stockage (Ω)
- L_2 : Inductance de lissage (H)
- u_1 : Signal de commande de l'interrupteur statique 1
- u_2 : Signal de commande de l'interrupteur statique 2

En effectuant un changement de variable du type $u_3 = 1 - u_2$, les deux modèles mathématiques sont similaires. Ce changement de variable sera réalisé dans la commande de manière à n'avoir qu'un seul régulateur. Nous pouvons ainsi écrire en valeur moyenne (en notant α_3 la valeur moyenne du signal de commande u_3) le système suivant après changement de variable :

$$\begin{cases} \frac{dI_{sc}}{dt} = -\frac{R_{sc}}{L_2} I_{sc} + \frac{1}{L_2} V_{sc} - \frac{1}{L_2} V_s \alpha_3 \\ \frac{dV_{sc}}{dt} = -\frac{I_{sc}}{C_{sc}} \end{cases} \quad (\text{III-36})$$

3.4.2. Commande du convertisseur réversible en courant par hystérésis :

La commande par hystérésis, appelée aussi commande en tout ou rien, est une commande non linéaire qui utilise l'erreur existant entre le courant de référence et le courant produit par le convertisseur. L'erreur est comparée à un gabarit appelé bande d'hystérésis. Dès que l'erreur atteint la limite inférieure ou supérieure, un ordre de commande est transmis de manière à rester à l'intérieur de la bande. Sa simplicité de mise en œuvre (figure III-8), est le principal atout de cette technique. En revanche, les commutations évoluant librement à l'intérieur de bande d'hystérésis, ne permettent pas de maîtriser correctement le spectre hautes fréquences dû aux fréquences de commutations. [13]

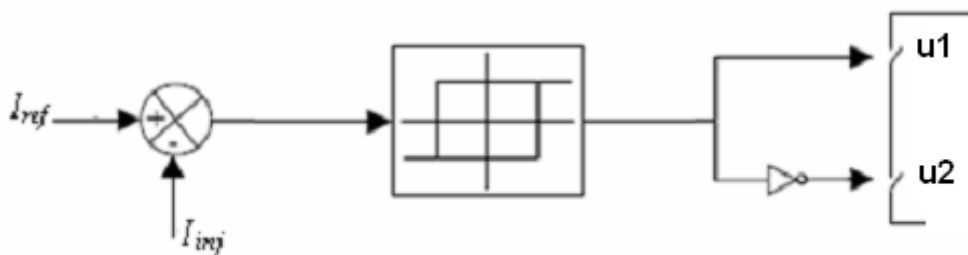


Figure III-8 : Principe de commande des courants par hystérésis

4. Modélisation de l'onduleur :

L'onduleur qui assure la transition de la puissance de la source vers le réseau est un onduleur de tension triphasé commandé en Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) et connecté à un filtre *LCL* pour à minimiser les harmoniques de commutation.

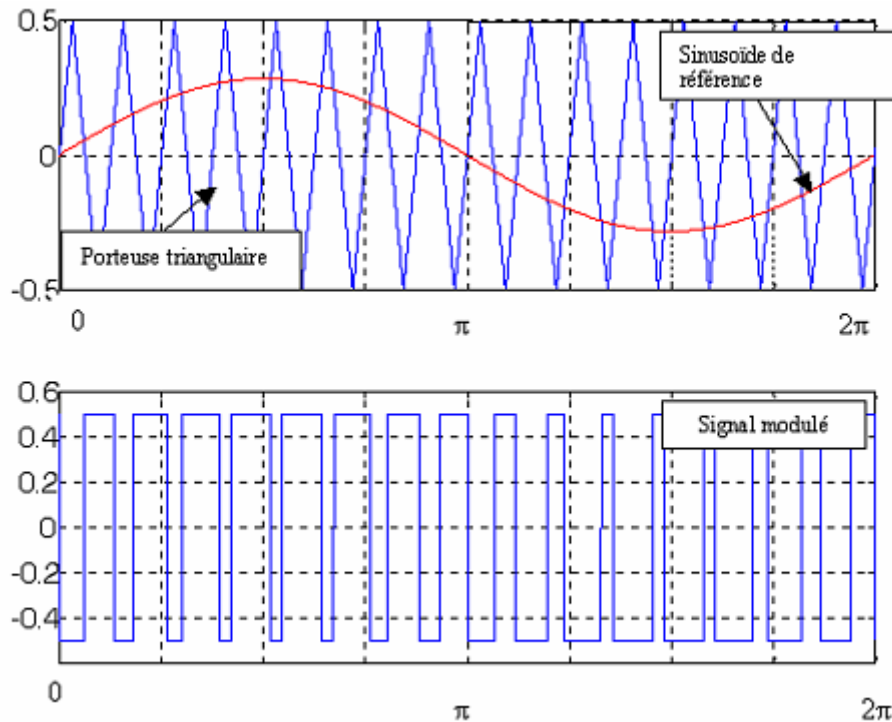


Figure III-10 : Principe de fonctionnement d'une MLI sinus-triangle

Dans les applications où l'onduleur de tension est connecté au réseau, la fréquence du fondamental de la modulante est aussi celle des fondamentaux des tensions en sortie de l'onduleur : ainsi sa valeur est fixe (fréquence du réseau). [27]

Deux paramètres caractérisent la commande : [28]

- **L'indice de modulation :**

$$m = fd/fo \quad (\text{III-39})$$

Avec $m \gg 1$

Où :

fd : La fréquence de la porteuse.

fo : La fréquence de la modulante.

- **Le coefficient de réglage :**

$$r = V_{\sin \max} / V_{tri \max}$$

r : Le rapport des amplitudes de la modulante et de la porteuse. Généralement, r est compris entre 0 et 1 (l'amplitude de la référence reste inférieure à celle de la porteuse).

Les relations qui permettent de lier la valeur de la tension continue V_{bus} à la valeur de la tension réseau U (tension efficace entre phases) sont les suivantes :

$$V_{bus} = \frac{2 \cdot V \sqrt{2}}{r_{max}} = 2 \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{U}{r_{max}} \quad (\text{III-40})$$

5. Modélisation de la batterie :

Notre choix s'est porté sur les batteries de technologie Plomb acide puisqu'elles sont actuellement les plus utilisées pour les applications photovoltaïques. Leur principal avantage est leurs faibles coûts pour des rendements satisfaisants. Leur inconvénient majeur est leur durée de vie qui est la plus courte des technologies comparées. [29]

Il y a plusieurs modèles mathématiques de la batterie dans la littérature qui sont très complexes. Dans notre projet, nous avons opté pour un modèle qui a été développé par Olivier Tremblay et Louis-A. Dessaint. Le principal avantage de ce modèle est la possibilité d'extraire les paramètres de la batterie à partir de sa courbe de décharge qui est généralement donnée dans la fiche technique du produit fournie par le constructeur. [30]

Equation de charge :

$$V_{batt} = E_0 - R \cdot i - K \frac{Q}{it - 0.1Q} i^* - K \frac{Q}{Q - it} it + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (\text{III-41})$$

Equation de décharge :

$$V_{batt} = E_0 - R \cdot i - K \frac{Q}{Q - it} \cdot (it + i^*) + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (\text{III-42})$$

Où :

V_{batt} : La tension de la batterie (V)

E_0 : La tension fixe de la batterie (V)

K : La constante de la polarisation (V/(Ah)) ou de la résistance de polarisation (Ω)

Q : La capacité de la batterie (Ah)

$it = \int idt$: La charge instantanée de la batterie (Ah)

A : L'amplitude de la zone exponentielle (V)

B : La constante de temps inverse de la zone exponentielle (Ah)⁻¹

R : La résistance interne de la batterie (Ω)

i : Le courant de la batterie (A)

i^* : Le courant filtré (A)

Les fabricants de batteries fournissent les courbes de décharge où il est possible d'extraire la tension à pleine charge (V_{full}), la fin de la zone exponentielle (Q_{exp} , V_{exp}), la fin de la zone nominale (Q_{nom} , V_{nom}) (lorsque la tension commence à chuter brusquement) et la capacité maximale (Q). En outre, la résistance interne (R) est généralement donnée. Un exemple de la courbe de décharge est donné dans la figure III-11.

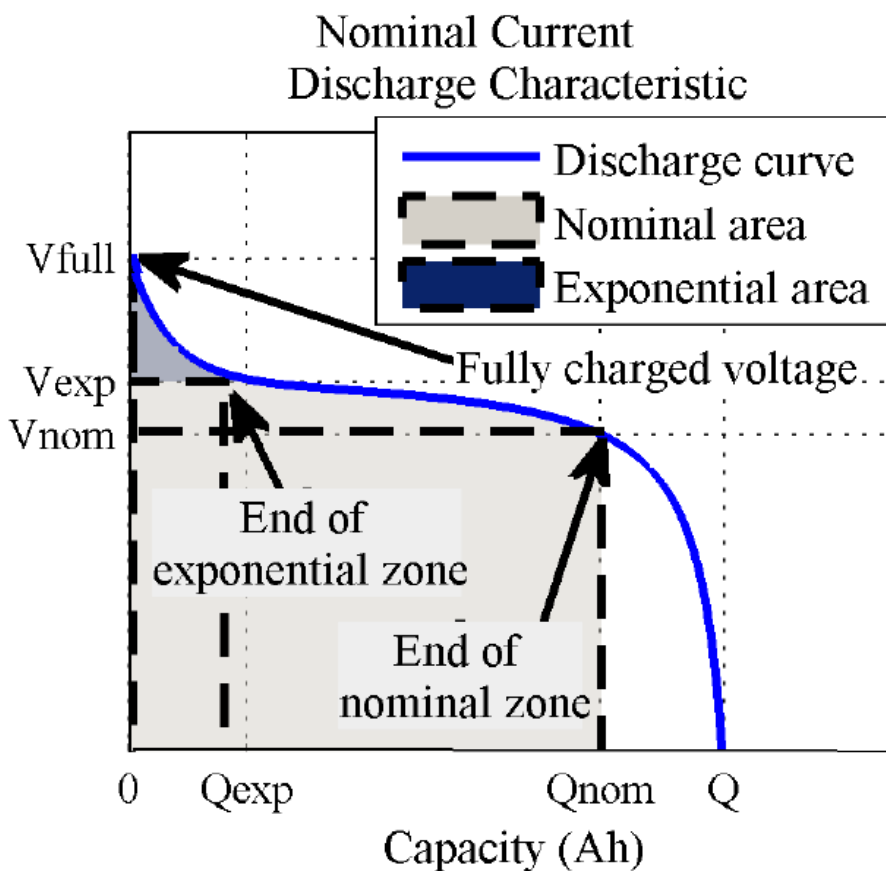


Figure III-11 : La courbe de décharge de la batterie [30]

Pour la tension à pleine charge, la charge extraite est 0 ($it = 0$) et le courant filtré initial (i^*) est nul.

La tension de pleine charge est donnée par l'équation suivante :

$$V_{full} = E_0 - R \cdot i + A \quad (\text{III-43})$$

A la fin de la zone exponentielle, l'énergie du terme exponentiel est presque nulle (5%) après 3 constantes de temps. Le courant filtré i^* est égal au courant i car ce dernier est complètement lissé. la constante B peut être rapprochée à $3/Q_{exp}$.

$$V_{exp} = E_0 - K \frac{Q}{Q - Q_{exp}} \cdot (Q_{exp} + i) - R \cdot i + A \cdot \exp\left(\frac{-3}{Q_{exp}} \cdot Q_{exp}\right) \quad (\text{III-44})$$

La zone de tension nominale est donné par :

$$V_{nom} = E_0 - K \frac{Q}{Q - Q_{nom}} \cdot (Q_{nom} + i) - R \cdot i + A \cdot \exp\left(\frac{-3}{Q_{exp}} \cdot Q_{nom}\right) \quad (\text{III-45})$$

Avec les équations (III-43), (III-44) et (III-45) il est possible de résoudre les équations (III-41) et (III-42). Notez que la courbe donnée par le constructeur est obtenu à courant constant (généralement égal à $0.2Q$). [30]

6. La commande MPPT :

6.1. Concept de MPPT :

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation figure III-12, permet de faire fonctionner un générateur PV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quel que soient les conditions météorologiques (température et irradiation), la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum (V_{OPT} , I_{OPT}). Pour cela, plusieurs systèmes ont été publiés dans la littérature. [31]

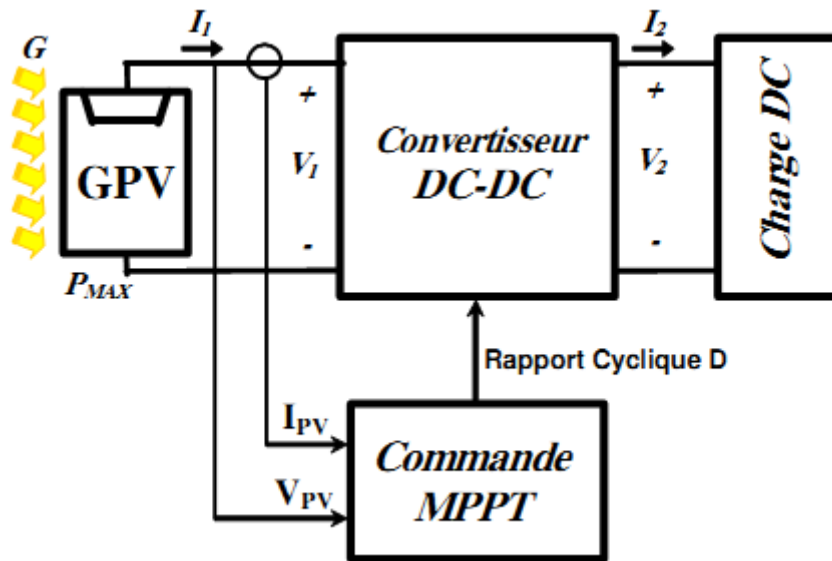


Figure III-12 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec un convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT.

6.2. Algorithme de la commande MPPT :

L'algorithme le plus simple de fonctionnement d'une commande MPPT est montré dans la figure suivante :

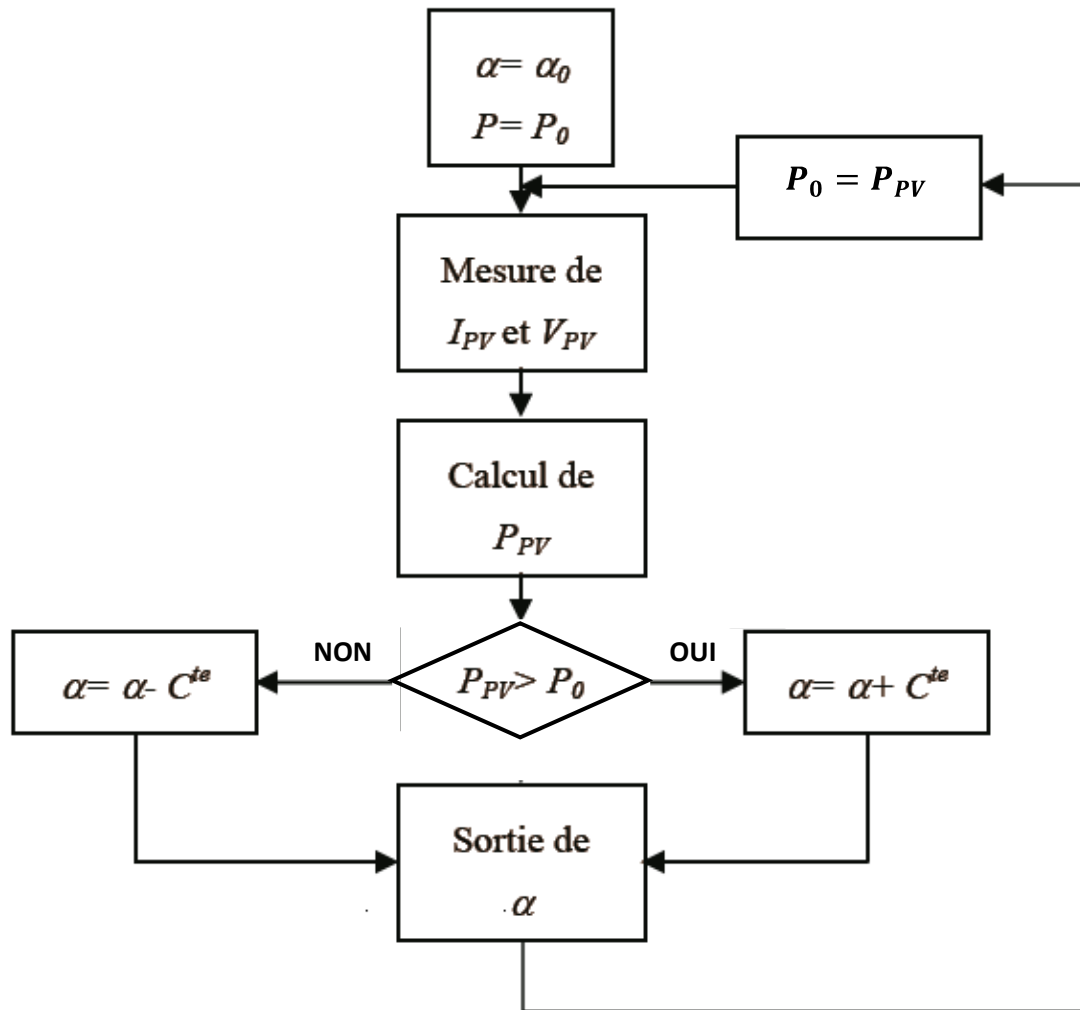


Figure III-13: L'organigramme de fonctionnement d'une commande MPPT

6.3. Fonctionnement d'une commande MPPT :

Nous devons chercher le point de puissance maximal, pour cela nous comparons un point de puissance (P_k) mesuré à l'instant (t) avec un point de puissance (P_{k-1}) mesuré à l'instant ($t-1$) figure III-14. Si $P_k > P_{k-1}$, c'est-à-dire $\Delta P_k > 0$ cela signifie que nous nous rapprochons du point de puissance maximal, alors on incrémente α .

Si $\Delta P_k < 0$, cela veut dire que nous avons dépassé le point de puissance maximal, alors on décrémente α . Ainsi, au démarrage du système, la recherche de PPM se fait progressivement, en cherchant le premier maximum. [12]

Les commandes MPPT présentant finalement un bon compromis de rendements en statique et dynamique mais aussi de robustesse sont basées sur une continuelle évaluation de la puissance et une comparaison avec l'état à l'instant précédent. [31]

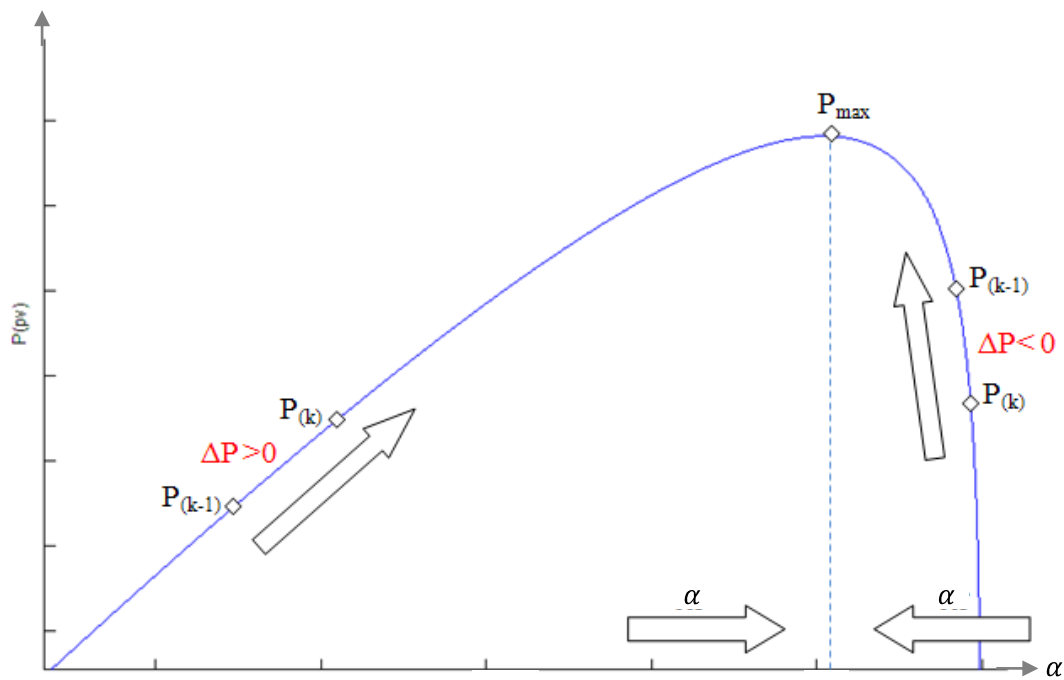


Figure III-14 : Fonctionnement d'une commande MPPT

7. Etude de la synchronisation avec le réseau :

Pour connecter un système photovoltaïque au réseau, l'onduleur doit générer des tensions synchronisées avec les tensions du réseau. Le système de synchronisation a pour objectif de remédier aux diverses perturbations qui peuvent survenir sur le réseau électrique (creux de tension, saut de phase, harmoniques, déséquilibre).

Pour ce faire, plusieurs techniques sont utilisées, et la technique la plus répandue est la méthode de la boucle de verrouillage de phase (PLL). [32]

7.1. Principe de la boucle de verrouillage de phase (PLL):

Le principe de la PLL est de représenter sur le référentiel de Park les tensions du réseau mesurées et d'asservir à zéro la composante directe générée par cette transformation par action sur l'angle du repère de Park θ_{est} . cet angle est issu de l'intégration de la pulsation estimée ω_{est} du réseau.

En régime établi, la pulsation ω_{est} du repère tournant doit être identique à la pulsation ω des tensions de réseau V_a, V_b, V_c . [22]

Le principe de la PLL est expliqué sur la figure ci-dessous.

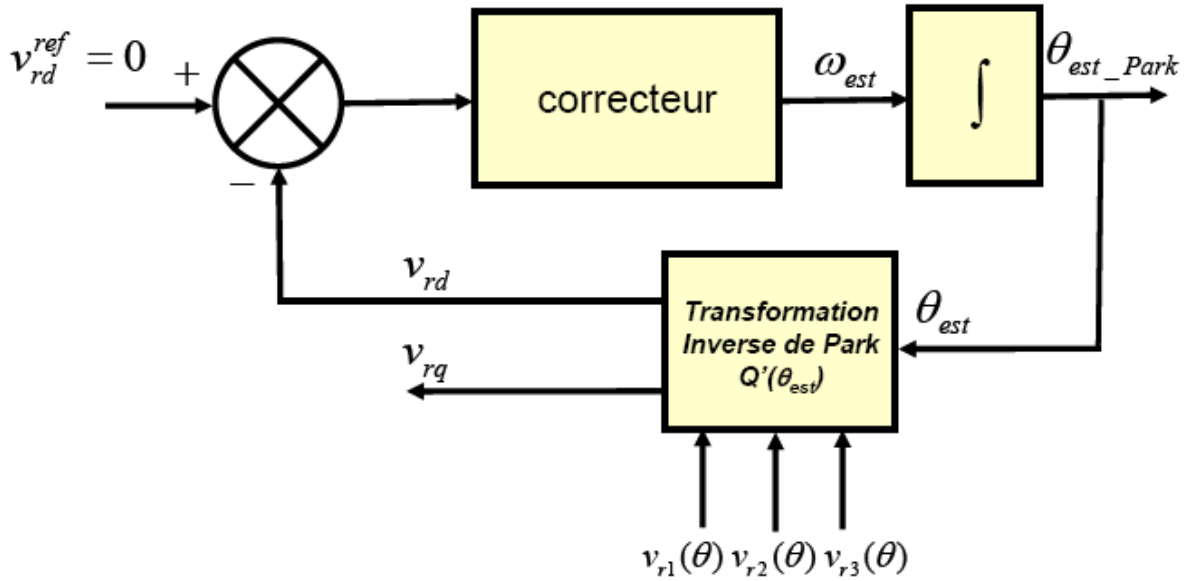


Figure III-15 : Schéma de la boucle à verrouillage de phase triphasée

Dans le cas d'un système équilibré, les expressions de la tension de système triphasé sont :

$$\begin{aligned}
 V_{r1}(t) &= \sqrt{2}V \sin(\theta) \\
 V_{r2}(t) &= \sqrt{2}V \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\
 V_{r3}(t) &= \sqrt{2}V \sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right)
 \end{aligned} \tag{III-46}$$

L'application de la transformée de Park d'angle θ_{est} sur le système de tension triphasé du réseau d'angle θ conduit aux expressions suivantes :

$$\begin{bmatrix} V_{dr} \\ V_{qr} \\ V_o \end{bmatrix} = [P(\theta)] \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = c \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \tag{III-47}$$

Où c est une constante qui peut prendre les valeurs $\frac{2}{3}$ ou 1 pour la non conservation de puissance, ou la valeur $\sqrt{\frac{2}{3}}$ pour une conservation de puissance

7.2. Contrôle de production en puissance P/Q :

Le but du contrôle de puissance est d'imposer les puissances active et réactive injectées par les modules photovoltaïques, au nœud de connexion.

Pour implanter un contrôle de type PQ sur un générateur basé sur un onduleur de tension, on utilise une boucle de contrôle de courant et une boucle externe de puissance qui calcule les consignes de courant pour cette boucle interne. [26]

La boucle de contrôle externe consiste à calculer les courants de référence à partir de puissances active et réactive de référence et la tension du réseau, mesurée et transformée dans le référentiel de Park suivant les équations (III-49) :

$$\begin{cases} P = \sqrt{\frac{3}{2}} (V_d \cdot I_d + V_q \cdot I_q) \\ Q = \sqrt{\frac{3}{2}} (V_q \cdot I_d - V_d \cdot I_q) \end{cases} \quad (\text{III-48})$$

On en déduit :

$$\begin{cases} I_d = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{(P \cdot V_d + Q \cdot V_q)}{(V_d^2 + V_q^2)} \\ I_q = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{(P \cdot V_q - Q \cdot V_d)}{(V_d^2 + V_q^2)} \end{cases} \quad (\text{III-49})$$

Où : P et Q sont les puissances de référence.

V_d et V_q sont les composantes directe et quadratique de la tension, mesurée au point de connexion, dans le référentiel de Park.

I_d et I_q sont les composantes directe et quadratique du courant produit sur le réseau.

Pour la boucle de courant, nous proposons d'utiliser la méthode « Watt-Var Découplée ».

7.3. Le principe de la méthode « Watt-Var-Découplée » :

Afin de comprendre le principe de cette commande dans le cas général, nous considérons un onduleur connecté au réseau, via la résistance R et l'inductance L qui représentent le modèle simplifié d'un transformateur. [33]

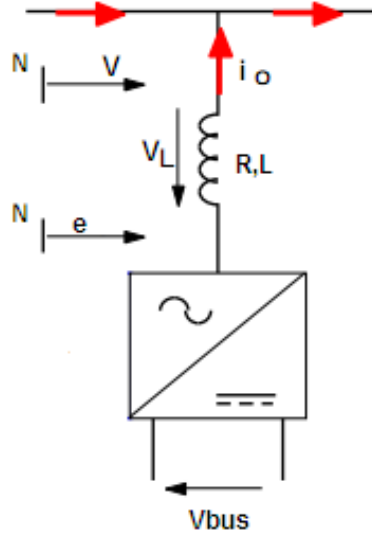


Figure III-16 : Schéma d'un onduleur connecté au réseau

Nous avons la relation suivante :

$$V_L = e - V = L \cdot \frac{di}{dt} + R \cdot i \quad (\text{III-50})$$

Pour la phase A :

$$V_L = e_a - V_a = L \cdot \frac{di_a}{dt} + R \cdot i_a \quad (\text{III-51})$$

En appliquant la relation (III-51) pour les trois phases, nous aurons les relations suivantes :

$$\begin{cases} \frac{di_a}{dt} = \frac{-R}{L} \cdot i_a + \frac{e_a - V_a}{L} \\ \frac{di_b}{dt} = \frac{-R}{L} \cdot i_b + \frac{e_b - V_b}{L} \\ \frac{di_c}{dt} = \frac{-R}{L} \cdot i_c + \frac{e_c - V_c}{L} \end{cases} \quad (\text{III-52})$$

Les équations (III-52) peuvent être mises sous forme matricielle :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} e_a - V_a \\ e_b - V_b \\ e_c - V_c \end{bmatrix} \quad (\text{III-53})$$

Cette équation s'écrit dans le domaine de Park de la manière suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R}{L} & \omega \\ \omega & \frac{-R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} e_d - V_d \\ e_q - V_q \end{bmatrix} \quad (\text{III-54})$$

Pour connaître les avantages du système de commande, l'algorithme watt-var découplée classique est présenté brièvement.

Les deux nouvelles variables présentées en (III-55), sont les sorties du système de commande constitué de deux régulateurs *PI* :

$$\begin{cases} X1 = \frac{1}{L}(e_d - V_d) \\ X2 = \frac{1}{L}(e_q - V_q) \end{cases} \quad (\text{III-55})$$

Les valeurs de I_{d_ref} et I_{q_ref} sont les références des courants actif et réactif : [33]

$$\begin{aligned} x_1 &= \left(K_p + \frac{K_i}{p} \right) (I_{d_ref} - I_d) - \omega I_q \\ x_2 &= \left(K_p + \frac{K_i}{p} \right) (I_{q_ref} - I_q) + \omega I_d \end{aligned} \quad (\text{III-56})$$

En appliquant la transformation de Laplace à l'équation (III-56). Nous transformons ainsi les équations (III-54) et (III-49). Nous obtenons les fonctions de transfert suivantes :

$$F(P) = \frac{I_d}{I_{d_ref}} = \frac{K_i + P \cdot K_p}{p^2 + p \left(\frac{R}{L} + K_p \right) + K_i} \quad (\text{III-57})$$

Le contrôle est optimal si les gains K_p et K_i sont maximaux. [33]

Le schéma de contrôle par la méthode "Watt-Var découplé" est représenté sur la figure III-17.

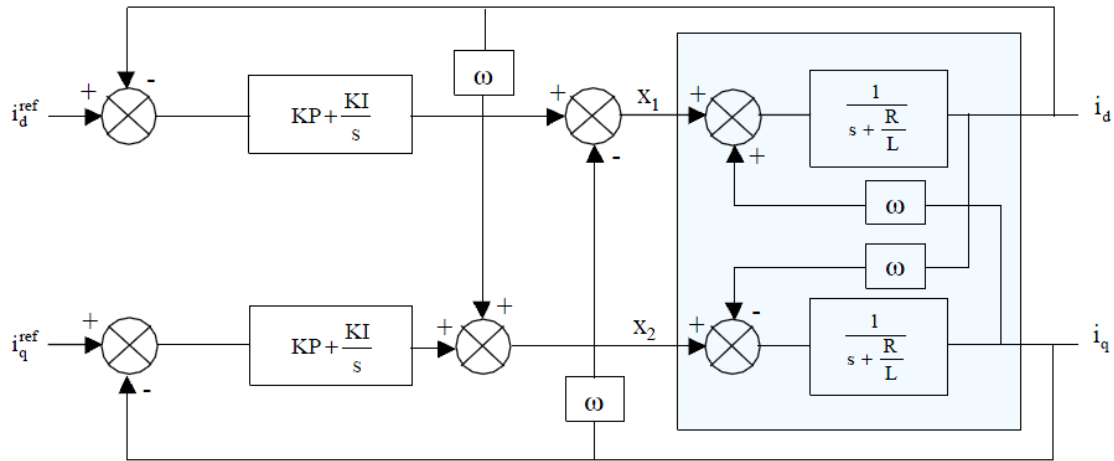


Figure III-17 : Schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée

Le schéma global de la méthode est représenté sur la figure III-18 :

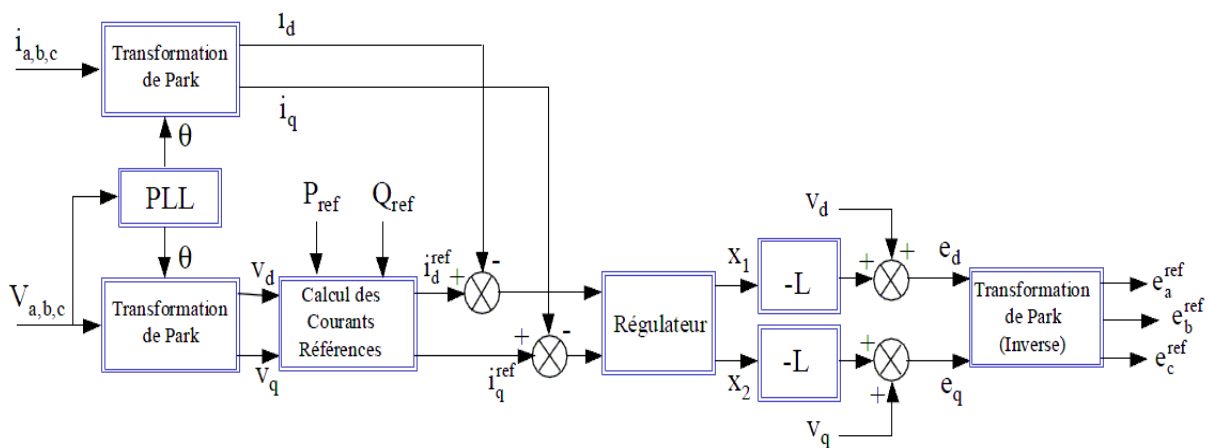


Figure III-18 : Schéma global de la méthode « Watt-Var-Découplée »

8. Conclusion :

Les travaux réalisés dans cette partie nous semblent comme étant des travaux clés de notre mémoire. En effet, dans un premier lieu, nous avons donné le modèle mathématique d'un générateur photovoltaïque, en s'appuyant sur le schéma électrique équivalent simplifié à une seule diode. En suite, une étude exhaustive du comportement des convertisseurs statiques (le convertisseur Boost, le convertisseur réversible en courant, l'onduleur de tension triphasé) a également fait l'objet de ce chapitre. Etant donné que notre système est doté d'un élément de stockage, notre choix pour cet élément s'est porté sur la batterie plomb-acide que nous avons traité de point de vue modélisation dans cette section.

Dans un autre volet, la commande MPPT est développée dans le but d'extraire le maximum de puissance du générateur photovoltaïque. En outre, les diverses commandes par Modulation de Largeur d'Impulsion entre autre la commande MLI à dent de scie, la commande MLI à hystérésis et la commande MLI sinus-triangle ont été respectivement abordées dans la commande du convertisseur Boost, du convertisseur réversible en courant et dans l'onduleur de tension triphasé. Pour ce qui est des performances du système, quant à elles, nous avons défini diverses boucles de régulation à l'effet de contrôler certaines grandeurs comme le courant et la tension.

Enfin, nous avons réalisé l'interface de connexion de notre système au réseau de distribution basse tension.



Chapitre IV

Simulations et discussions des résultats

1. Introduction :

La modélisation et la simulation jouent un rôle incontestable dans la l'analyse et la conception des systèmes. Depuis quelques années, est rendue possible la simulation du fonctionnement et du comportement des systèmes quelque soit leur complexité, et ce grâce à l'arrivée des calculateurs (logiciels) très performants. Ceci, a permet un gain de temps énorme dans la vérification et l'examen d'une conception d'une part, ainsi que l'évaluation des performances et les limites d'une réalisation d'autre part.

Dans l'étude de notre système, nous avons accompli la partie simulation dans un environnement Matlab-Simulink. Développé par la société Américaine Mathworks, ce calculateur est un logiciel de calcul numérique et de visualisation très raffinée et conviviale.

Matlab est considéré comme un environnement des applications à part entière, car il permet à l'utilisateur d'élaborer ses propres fonctions, de fiables programmes et des interfaces graphiques très performantes.

Le schéma global de notre système étudié est le suivant :

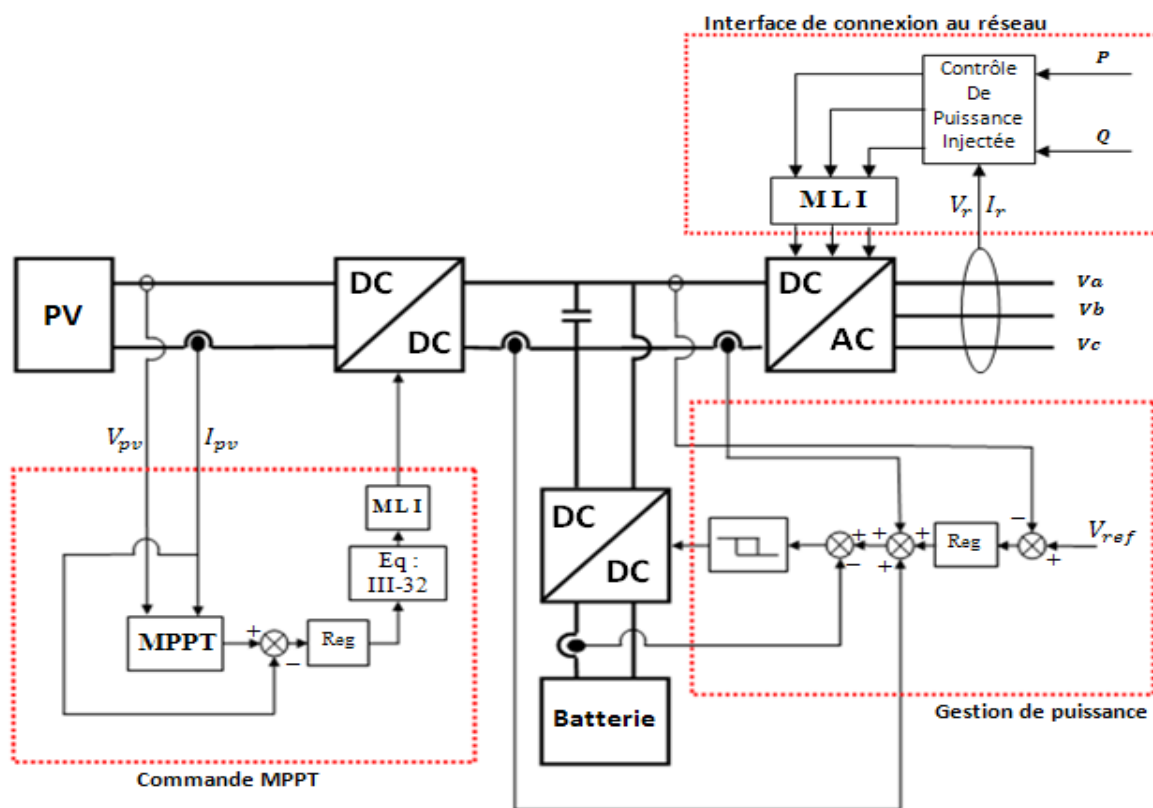


Figure IV-1 : Schéma global du système proposé

2. Caractéristique Courant-Tension :

La figure ci-dessous représente la courbe $I=f(V)$ d'un panneau photovoltaïque typique dans des conditions typiques d'irradiation et de température :

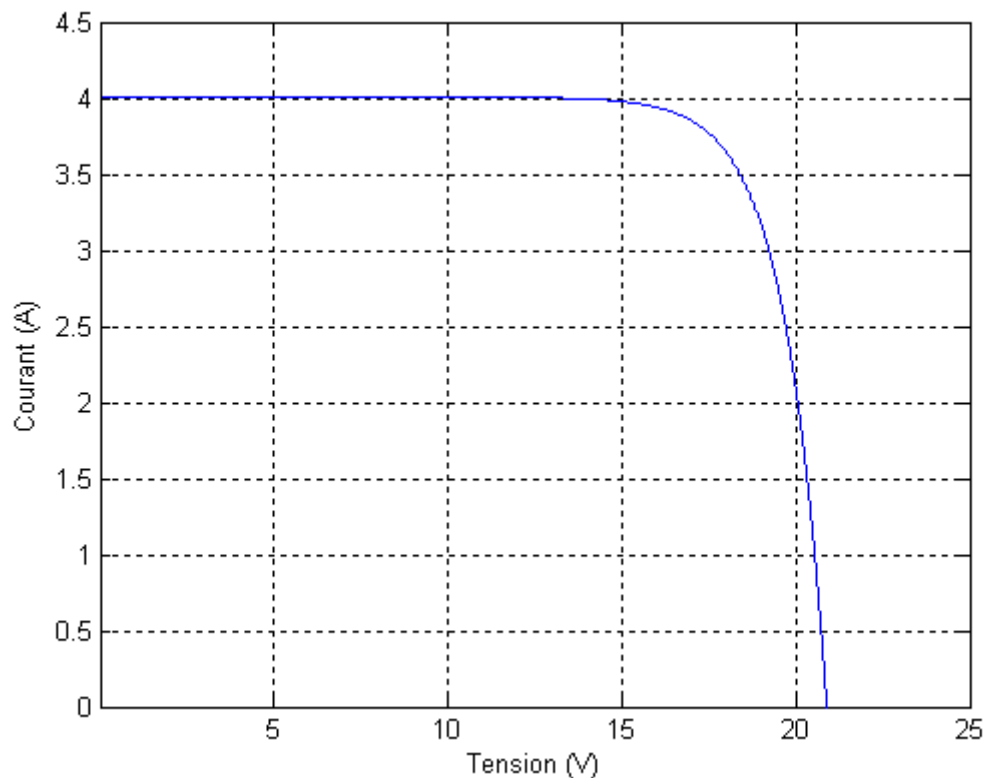


Figure IV-2 : Courbe $I=f(V)$ d'un panneau photovoltaïque

Il est difficile de donner un caractère source de courant ou de tension à un panneau photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant-tension. Le panneau photovoltaïque est donc à considérer comme une source de puissance.

3. Caractéristique Puissance-Courant :

La figure IV-3 montre l'existence d'un point PPM où la puissance se trouve être maximale. Il est sans aucun doute intéressant de se placer sur ce point pour extraire le maximum d'énergie et ainsi exploiter au mieux la puissance crête installée, seule une charge dont la caractéristique passe par le point PPM permettra d'extraire la puissance maximale.

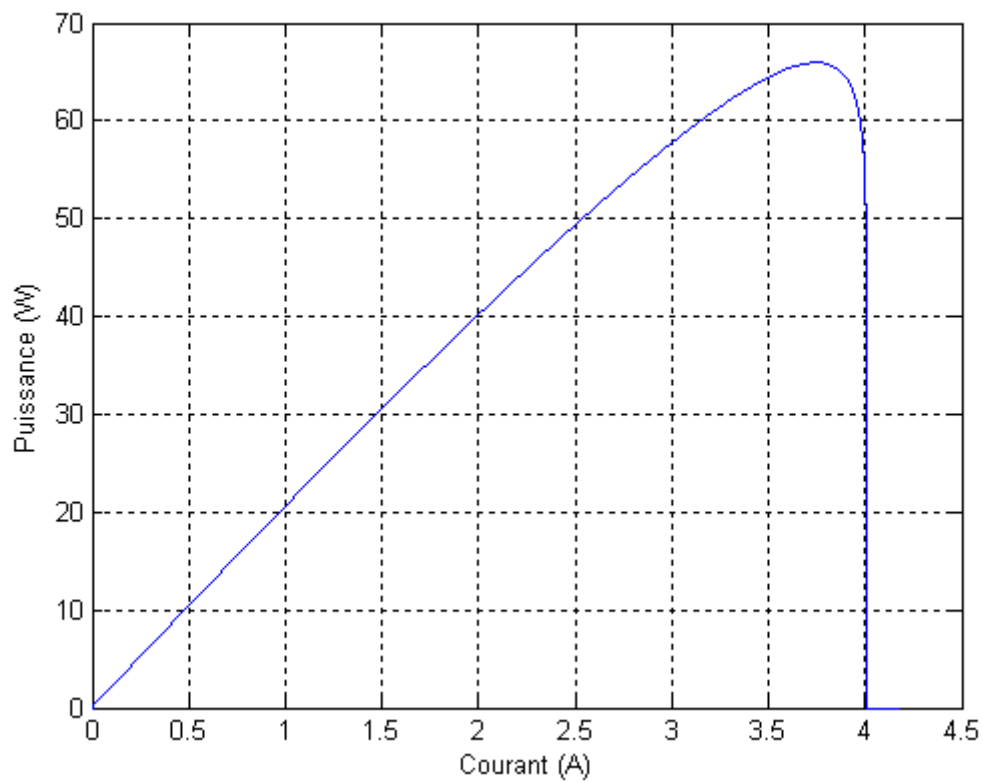


Figure IV-3 : Caractéristique P(I) d'un générateur photovoltaïque

4. Influence de l'éclairement :

La figure IV-4 présente un exemple de courbes courant-tension pour différents niveaux d'éclairement et à la température de fonctionnement nominal $T = 47\text{ }^{\circ}\text{C}$.

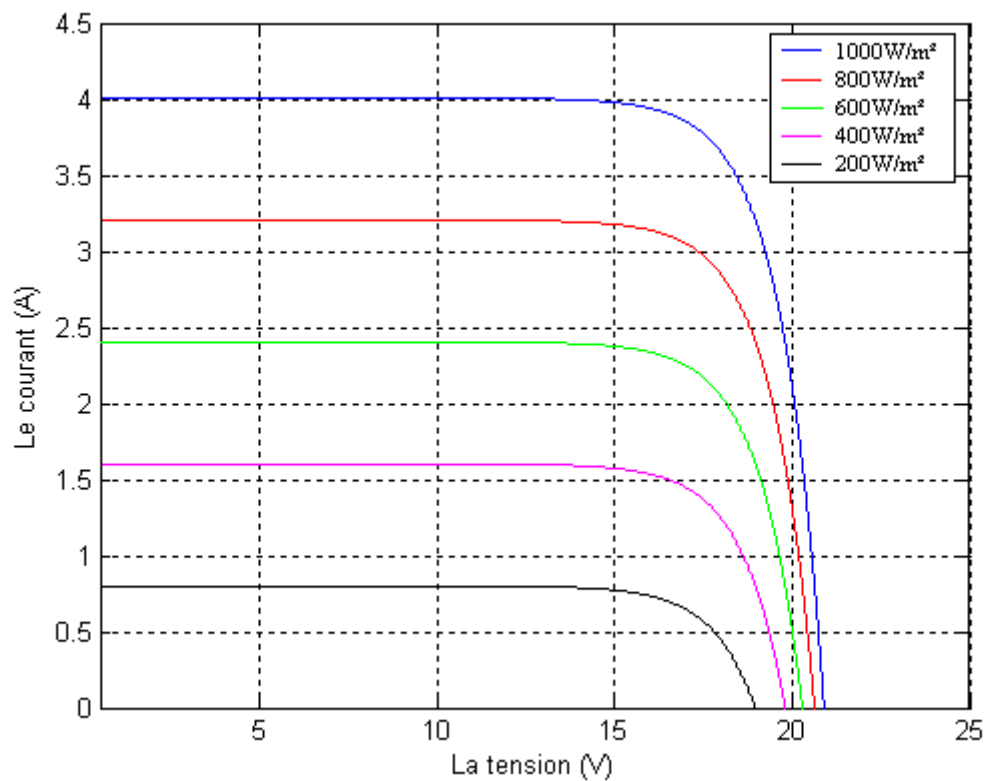


Figure IV-4 : Caractéristiques I(V) d'un générateur photovoltaïque pour différents éclairements

On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement.

De même, la figure IV-5 montre que la puissance optimale extractible d'un panneau photovoltaïque est pratiquement proportionnelle à l'éclairement.

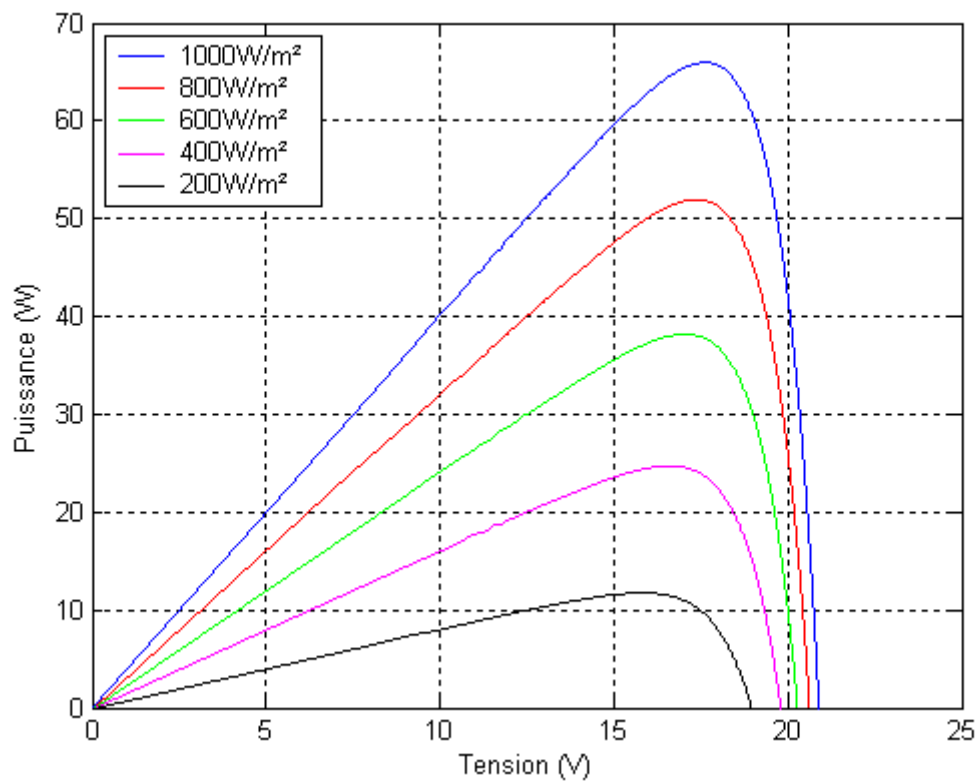


Figure IV-5 : Caractéristique P(V) d'un générateur photovoltaïque pour différents éclairements

5. Influence de la température :

La figure IV-6 présente des courbes courant-tension pour différentes températures de fonctionnement du générateur PV. Ces relevés ont été effectués à un ensoleillement constant $S = 1000 \text{ W/m}^2$.

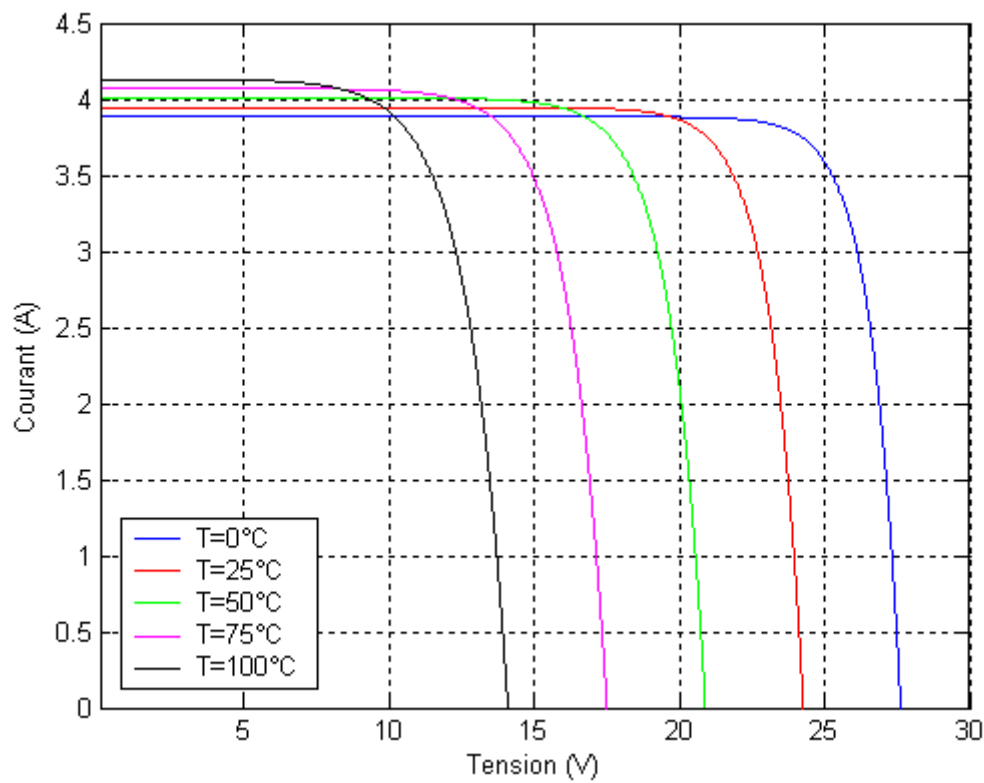


Figure IV-6 : Caractéristiques I(V) d'un générateur photovoltaïque pour différentes températures

On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent, comme la montre la figure IV-7, la puissance extractible diminue. Lors du dimensionnement d'une installation PV, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte.

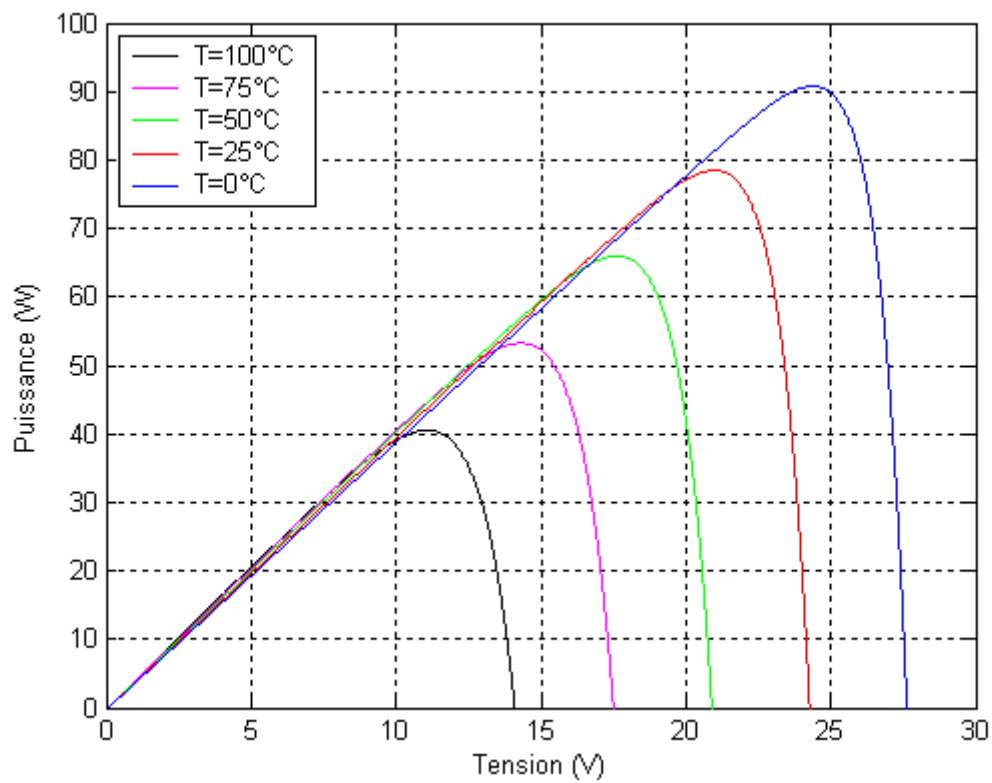


Figure IV-7 : Caractéristiques P(V) d'un générateur photovoltaïque pour différentes températures

6. Association de Panneaux photovoltaïques en série :

La figure IV-8 montre la caractéristique résultante I(V) obtenue en associant en série N_s panneaux identiques.

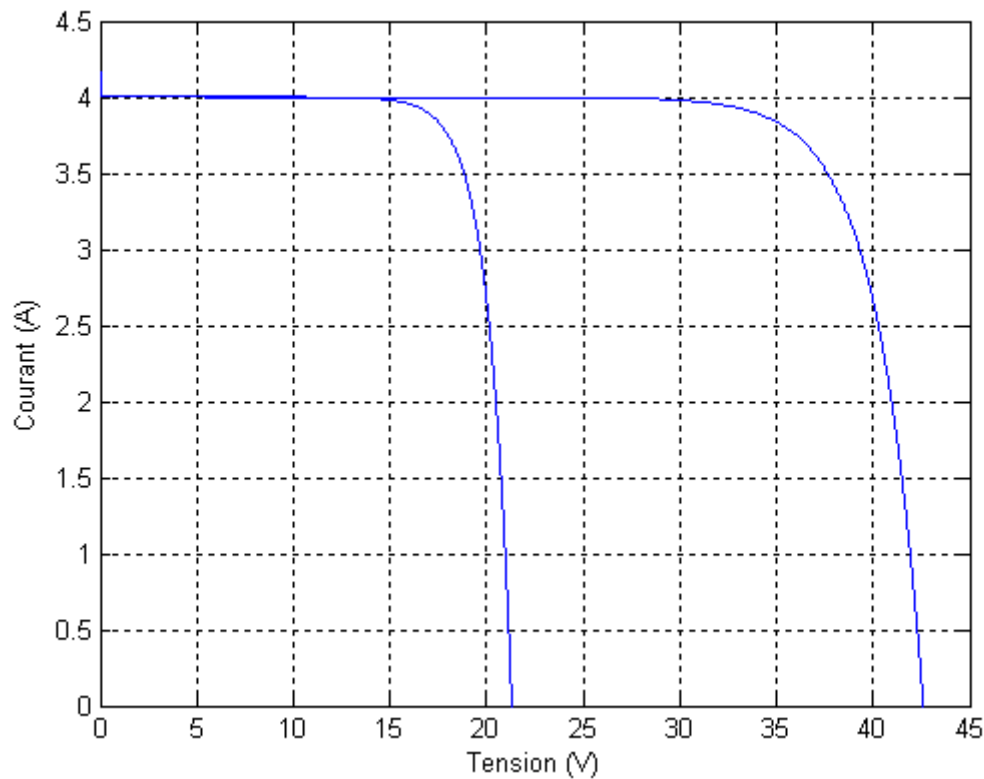


Figure IV-8 : Caractéristiques I(V) d'une mise en série de N_s panneaux PV

En effet, Dans un tel groupement (série), les cellules sont traversées par le même courant. En revanche, la tension résultante est obtenue par addition des tensions des ces N_s panneaux élémentaires. En d'autres termes :

$$V_{résultante} = N_s * V_{pv} \quad (IV-1)$$

$$I_{résultant} = I_{pv} \quad (IV-2)$$

Par conséquent, la puissance résultante extractible devient N_s fois plus importantes que celle délivrée par un seul panneau photovoltaïque figure IV-9

C'est-à-dire :

$$P_{résultante} = N_s * V_{pv} * I_{pv} = N_s * P_{pv} \quad (IV-3)$$

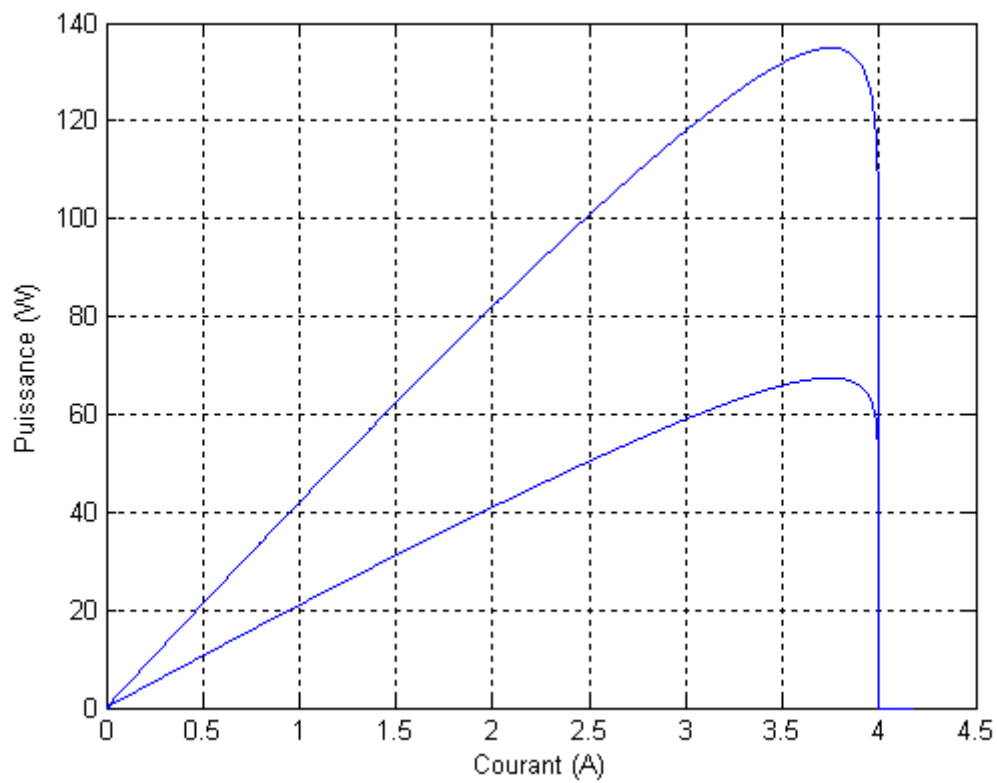


Figure IV-9 : Caractéristiques P(I) d'une mise en série de N_s panneaux PV

7. Association de Panneaux photovoltaïques en parallèle :

La figure IV-10 montre la caractéristique résultante I(V) obtenue en associant en série N_p panneaux identiques.

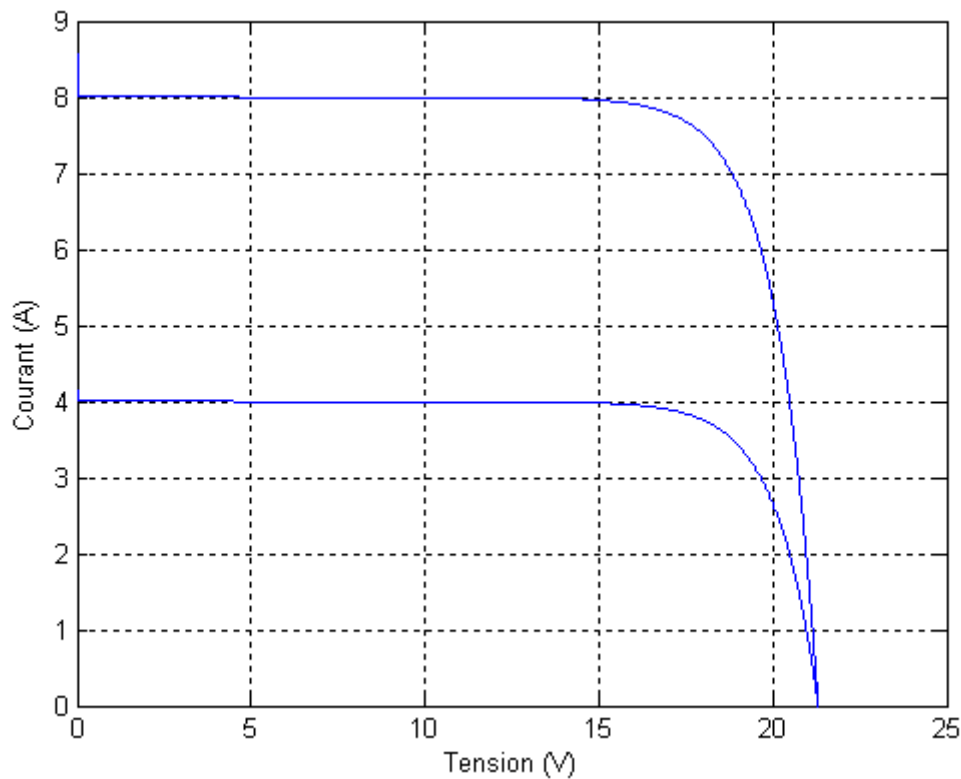


Figure IV-10:Caractéristiques I(V) d'une mise en parallèle de N_p panneaux PV

En effet, Dans un tel groupement (parallèle), les panneaux sont soumis à la même tension. En revanche, la courant résultant est obtenu par addition des courants des ces N_p panneaux élémentaires. En d'autres termes :

$$V_{résultante} = V_{pv} \quad (\text{IV-4})$$

$$I_{résultant} = N_p * I_{pv} \quad (\text{IV-5})$$

Ainsi, la puissance résultante extractible devient N_p fois plus importantes que celle délivrée par un seul panneau photovoltaïque figure IV-11

C'est-à-dire :

$$P_{résultante} = N_p * I_{pv} * V_{pv} = N_p * P_{pv} \quad (\text{IV-6})$$

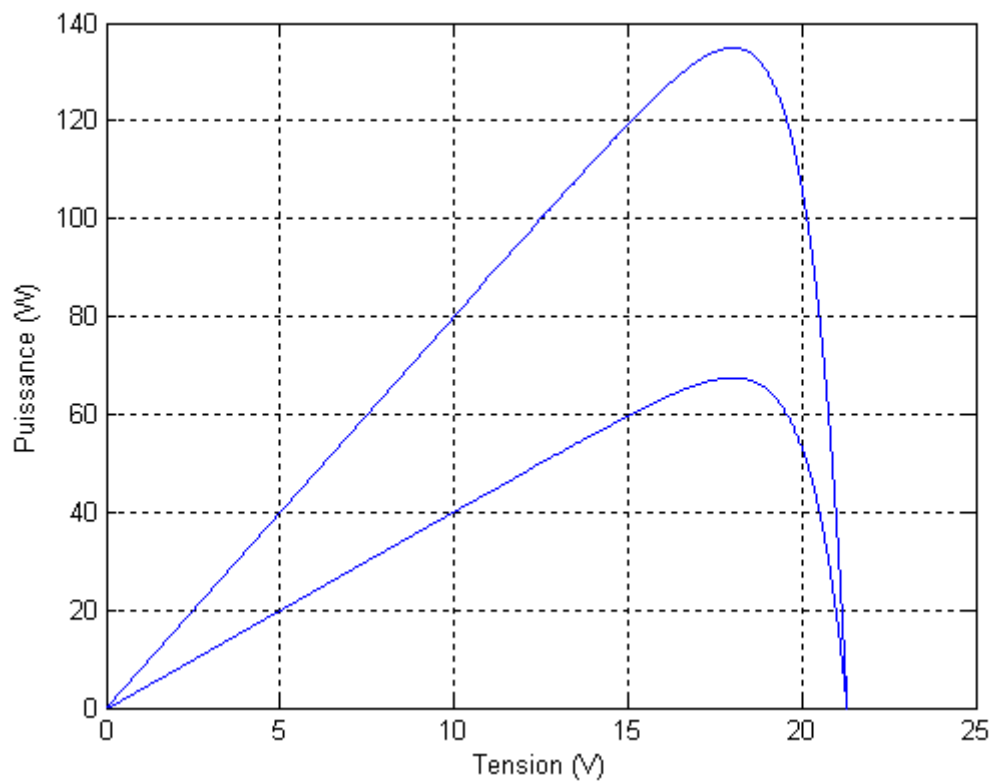


Figure IV-11: Caractéristiques $P(V)$ d'une mise en parallèle de N_p panneaux PV

8. La courbe de l'ensoleillement en fonction du temps :

Afin de montrer l'influence de l'ensoleillement sur le fonctionnement d'une installation photovoltaïque, il est important de connaître au préalable comment varie l'ensoleillement durant une période journalière. Une fois connue, la courbe de l'ensoleillement sera désormais considérée comme étant une variable d'entrée durant tous les essais de la simulation.

Comme il est montré dans la figure ci-dessous, l'ensoleillement augmente d'une manière progressive durant la période allant de 07 heures jusqu'au zénith (environ 13 heures), c'est l'instant correspondant à la valeur maximale de l'ensoleillement (1000 W/m^2). Au-delà de cet instant, l'ensoleillement diminue jusqu'à atteindre la valeur minimale aux environs de 18 heures.

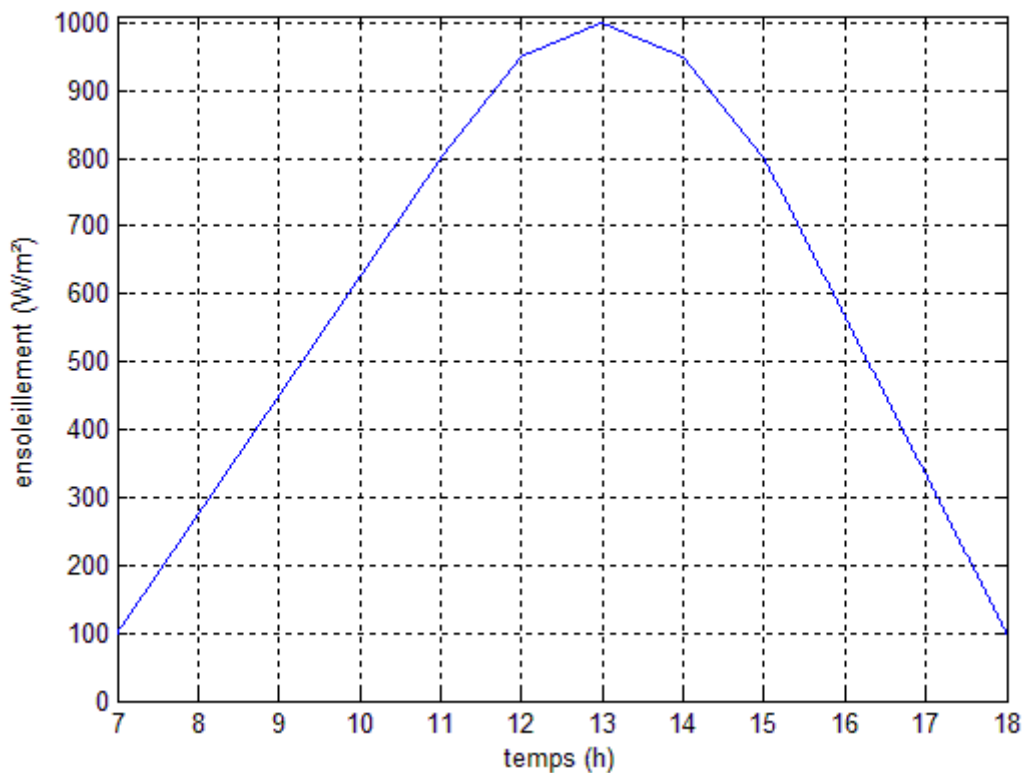


Figure IV-12: Courbe de l'ensoleillement en fonction de temps

9. Simulation du bus continu sans la batterie :

9.1. Le courant débité par le générateur I_{pv} :

La figure IV-13 présente la courbe du courant débité par le générateur PV en fonction de temps $I_{pv} = f(t)$. On remarque que la courbe du courant suit fidèlement l'allure de la courbe de l'ensoleillement en fonction de temps ($S = f(t)$). En effet, le courant croît progressivement jusqu'à atteindre son maximum ($I_{pv \text{ max}} = 37,6 \text{ A}$ correspondant à $S = 1000 \text{ W/m}^2$ et $t = 13\text{h}00$) puis il décroît jusqu'à ce qu'il atteigne sa valeur minimale. En outre, nous constatons également que le taux d'ondulation maximale en courant n'excède pas sa valeur critique tolérée par le cahier de charge.

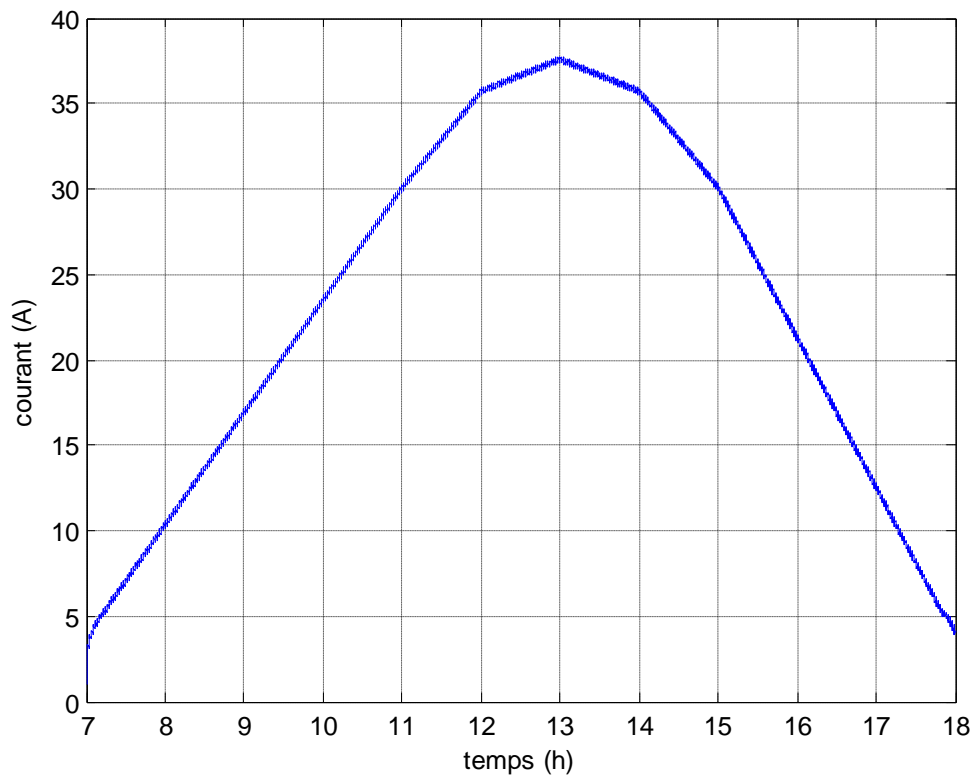


Figure IV-13 : Courbe de courant débité par le PV en fonction de temps

9.2. La tension générée par le générateur V_{pv} :

La courbe de la tension générée par le PV en fonction de temps ($V_{pv} = f(t)$) est donnée dans la figure ci-après. Il est à remarquer que cette tension est quasiment constante tout au long du temps. Elle est intimement voisine de la tension de référence du PV ($V_{pv\text{ réf}} = 305\text{ V}$).

Cependant, de légères chutes de tension sont à observées aux extrémités de la courbes. Elles (chutes de tension) ont comme origines la faiblesse de l'ensoleillement durant les premières et les dernières heures de la journée.

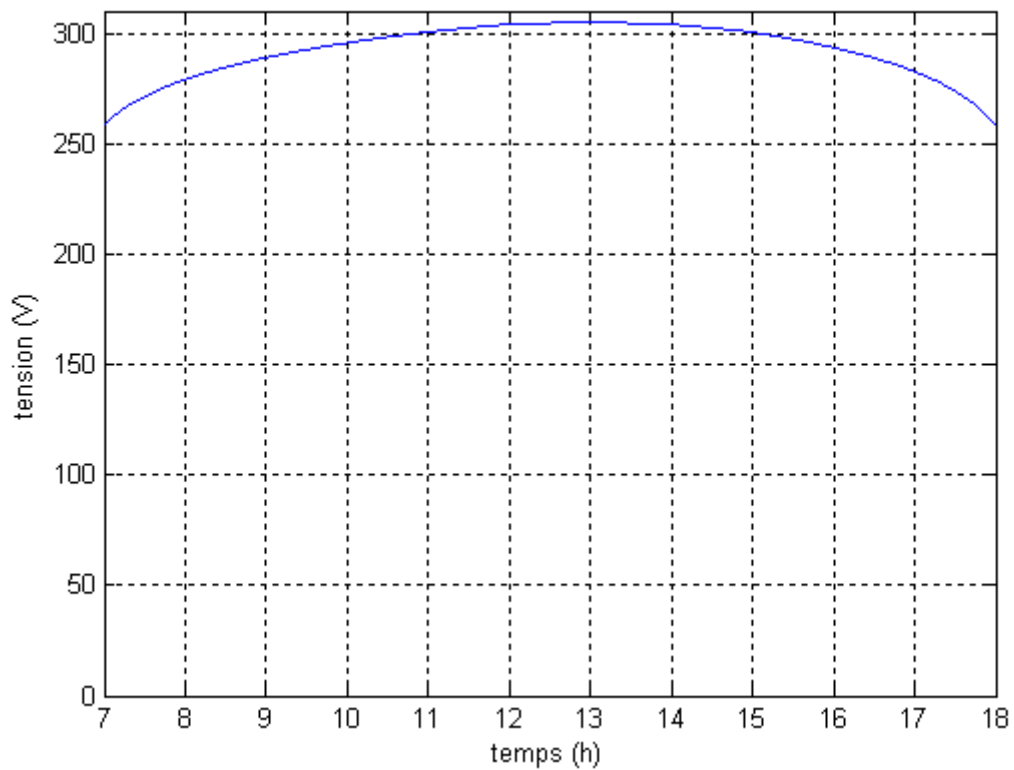


Figure IV-14 : Courbe de la tension générée par le PV en fonction de temps

9.3. Courbes du courant du GPV (I_{pv}) et du bus continu (I_{bus}) :

Dans la figure IV-15 sont données les courbes du courant débité par le GPV (I_{pv}) et celui du bus continu (I_{bus}). Il est à constater que ces deux courants ont la même allure. En d'autres termes, l'allure de la courbe du courant de bus (I_{bus}) suit exactement l'allure de la courbe de courant du GPV (I_{pv}) et par conséquent l'allure de la courbe de l'ensoleillement (S). En termes de quantité, le courant I_{bus} est deux fois moins important que le courant I_{pv} , ce qui est en conformité avec la modélisation régissant le convertisseur DC/DC de type Boost et pour un rapport cyclique $D=0,5$.

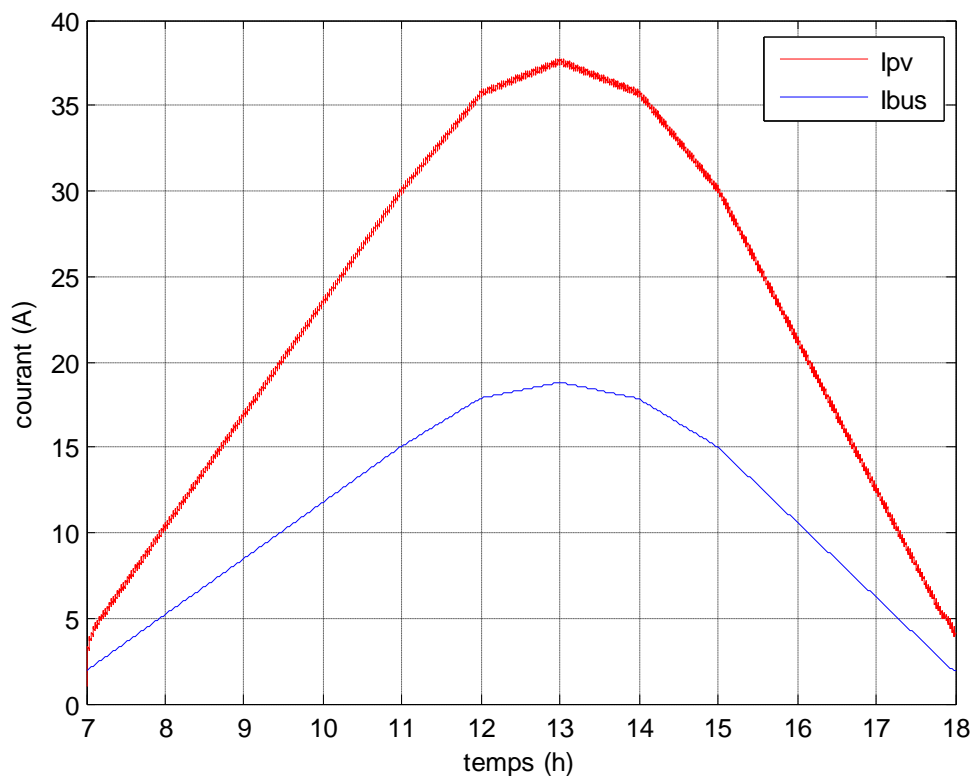


Figure IV-15 : Courbes des courants I_{pv} et I_{bus} en fonction de temps

9.4. Courbes de la tension du GPV (V_{pv}) et du bus continu (v_{bus}) :

Sur la figure IV-16 sont données les courbes de la tension délivrée par le GPV (V_{pv}) et celle du bus continu (V_{bus}). On remarque que ces deux tensions ont la même allure. En d'autres termes, l'allure de la courbe de la tension de bus (I_{bus}) suit exactement l'allure de la courbe de la tension du GPV (V_{pv}). En termes de quantité, la tension V_{bus} est deux fois plus importante que la tension V_{pv} , ce qui est en conformité avec la modélisation régissant le convertisseur DC/DC de type Boost et pour un rapport cyclique $D=0,5$. Par ailleurs, il est à conclure également que le taux d'ondulation maximale en tension n'excède pas la valeur critique tolérée par le cahier de charge. Un résultat justifié par le bon choix et le bon dimensionnement des éléments réactifs du convertisseur DC/DC à savoir l'inductance de lissage L et la capacité de filtrage C .

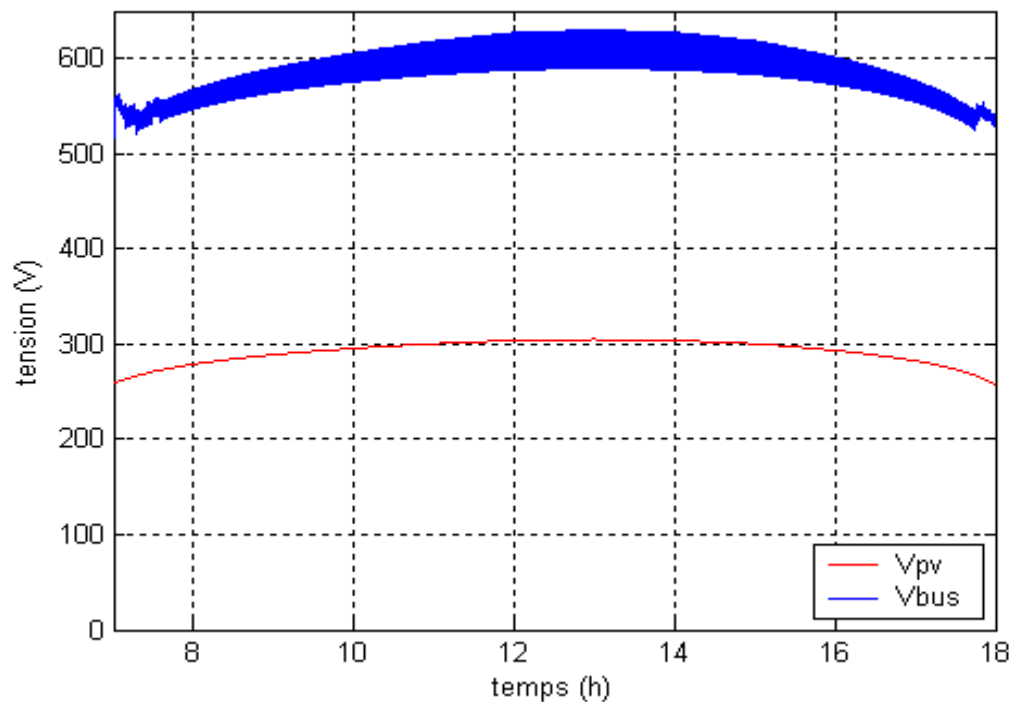


Figure IV-16 : Courbes des tensions V_{pv} et V_{bus} en fonction de temps

9.5. La puissance délivrée par le générateur PV sur le bus continu :

Représentée dans la figure ci-dessous, la courbe de la puissance injectée sur le bus continu P_{bus} suit d'une manière rigoureuse l'allure de la courbe du courant I_{bus} et par conséquent l'allure de l'ensoleillement $S=f(t)$. Ce résultat est justifié par la relation qui lie les différentes grandeurs du bus continu à savoir :

$$P_{bus} = I_{bus} * V_{bus} \quad (IV-7)$$

Il est à noter que la puissance du bus continu P_{bus} est identique à celle du générateur PV. Il s'agit là de l'une des propriétés les plus fondamentales des convertisseurs statiques que l'on peut formuler par : $P_{pv} \approx P_{bus}$

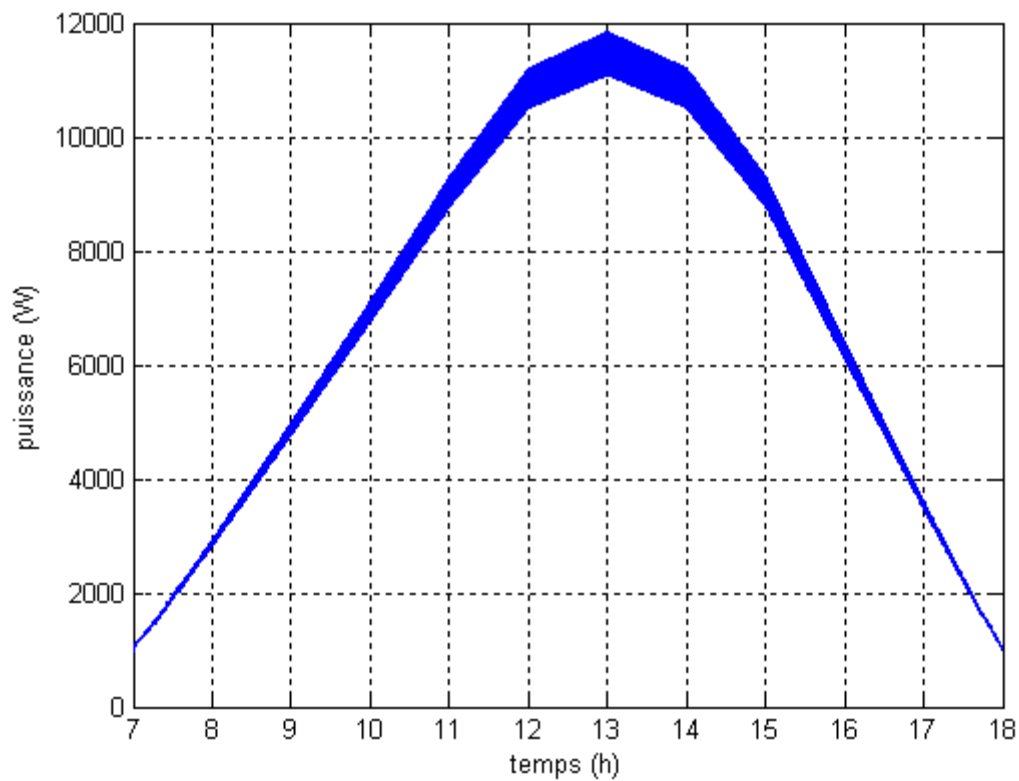


Figure IV-17: Courbe de la puissance délivrée par le générateur PV sur le bus continu

10. Simulation de la Batterie :

10.1. Courbe de décharge de la batterie :

La bonne connaissance des performances de la batterie passe tout d'abord par la connaissance de ses paramètres fondamentaux. Présentée dans la figure ci-dessous, la courbe de décharge de la batterie nous apprend sur la durée (T) dans laquelle la batterie peut fournir un courant (I) sous une tension (V). Dépassé cette durée, la tension de la batterie se trouve être nulle, on parle alors de la décharge de la batterie. Dans notre présent cas, la batterie peut fournir un courant de 7,2 A pendant une heure et sous une tension de 12 V.

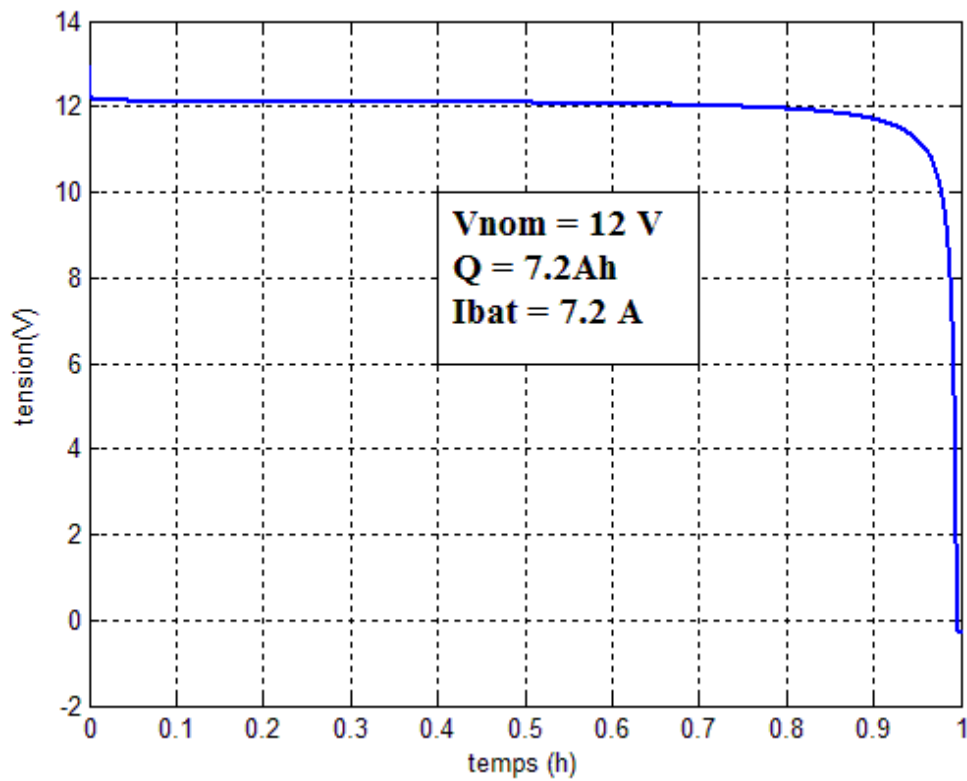


Figure IV-18 : Courbe de décharge de la batterie

11. Simulation du bus continu avec la batterie :

11.1. Le courant de la batterie I_{bat} :

La figure suivante représente la courbe du courant de la batterie I_{bat} en fonction de temps. En effet, si le courant $I_{bat} > 0$ cela veut dire que la batterie se décharge, cette phase de fonctionnement correspond à une période journalière allant de 07 heures à 09 heures et demi et de 16 heures et quart à 18 heures (période de faible ensoleillement). En revanche, si le courant $I_{bat} < 0$ cela veut dire que la batterie se charge, cette phase de fonctionnement correspond à une période journalière allant de 09h30 à 16h15 (période de fort ensoleillement).

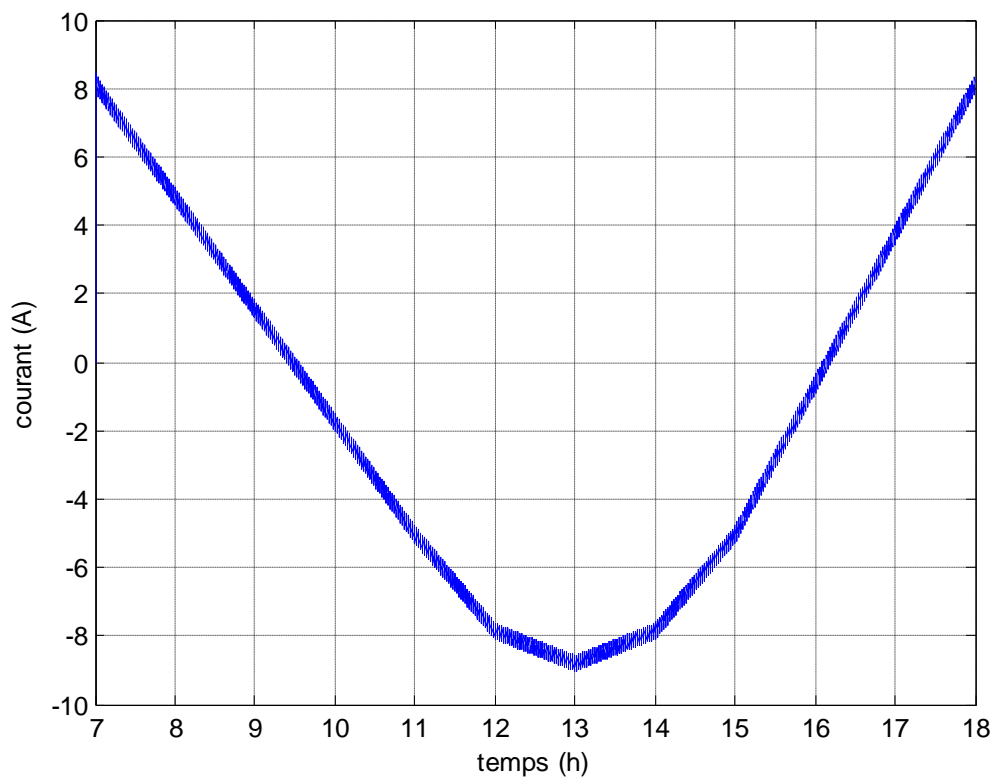


Figure IV-19 : Courbe du courant de la batterie en fonction de temps

11.2. La tension du bus continu V_{bus} :

La figure suivante présente la courbe de la tension de bus continu après l'insertion de la batterie dans le système. Nous remarquons que, contrairement à la tension du bus continu sans batterie, cette tension est constante à sa valeur de consigne $V_{bus} = 600$ V. Cette remarque nous permet de conclure que la batterie joue un rôle considérable dans la stabilisation de la tension du bus continu.

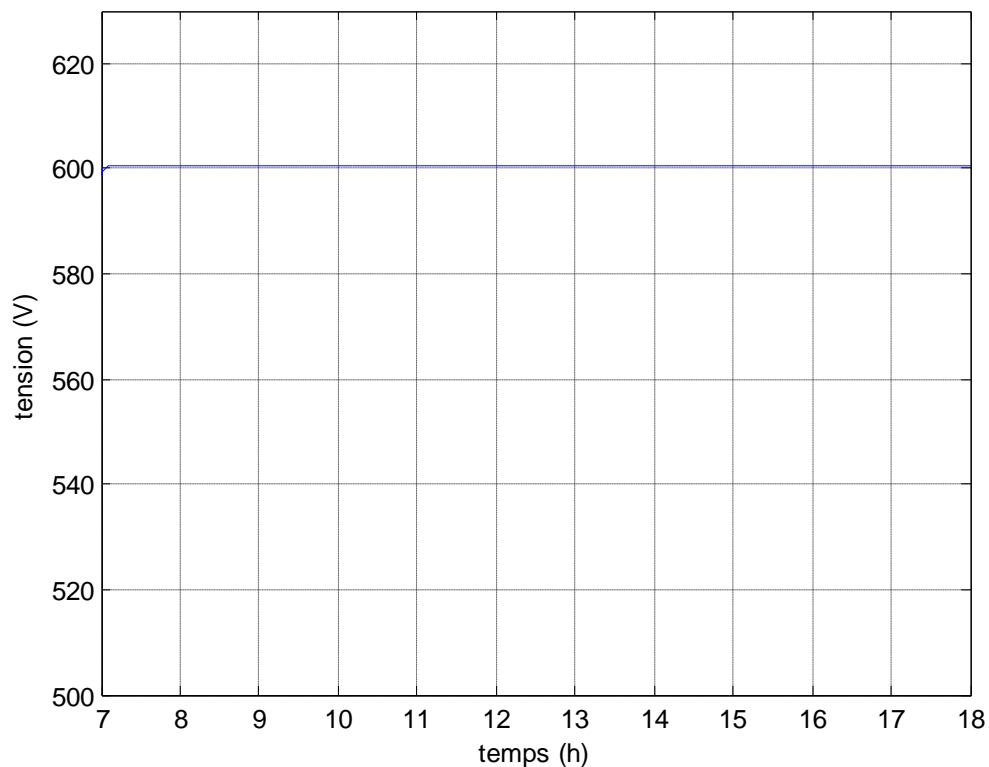


Figure IV-20: Courbe de la tension du bus en fonction de temps

11.3. Les courants I_{bus} , et I_{bat} et I_{ch} respectivement le courant du GPV, le courant de batterie et le courant de charge :

Dans la figure IV-21 sont données respectivement les courbes du courant de la batterie (I_{bat}), le courant du bus continu (I_{bus}) et le courant de charge (I_{ch}). Dans ce cas de figure, le courant de charge $I_{ch}(t)$ étant constant ($I_{ch}(t) = 10A$) tout au fil du temps et il est le résultat de la superposition de courant de la batterie (I_{bat}) et celui du bus continu (I_{bus}), c'est-à-dire à tout instant on a :

$$I_{ch}(t) = I_{bus}(t) + I_{bat}(t) \quad (IV-8)$$

Lorsque la charge fait un appel de courant plus important que celui délivré par le GPV, la batterie intervient en injectant un courant I_{bat} de sorte à satisfaire les besoins de la charge, d'où le rôle précieux de la batterie.

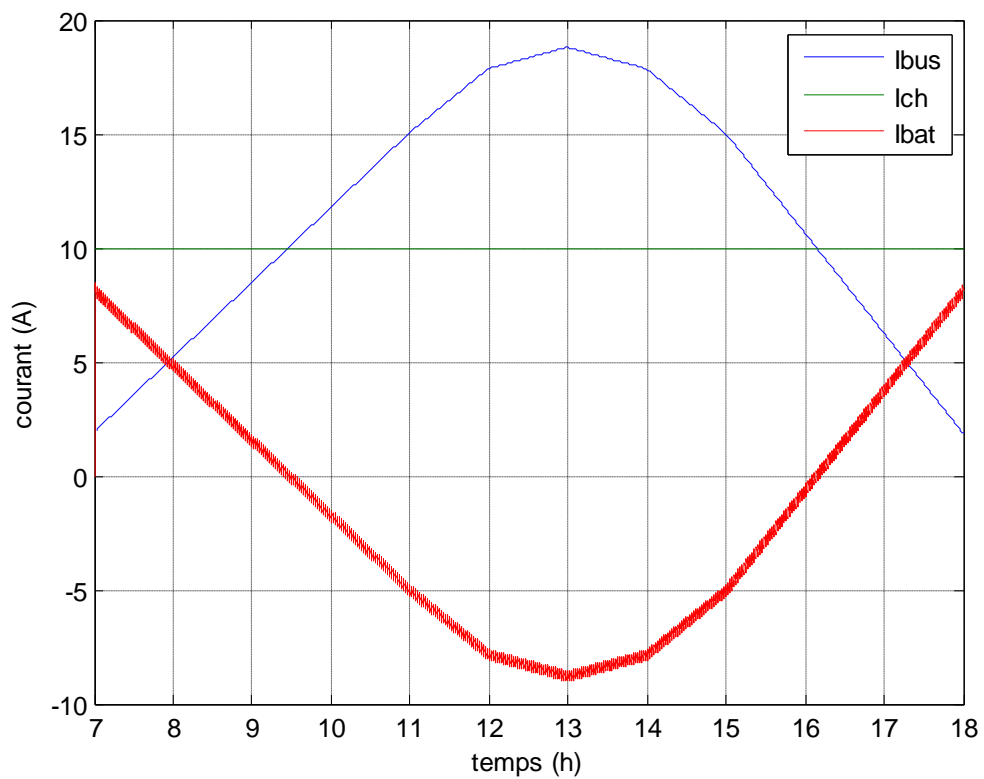


Figure IV-21 : Courbes courants I_{bus} , et I_{bat} et I_{ch} en fonction de temps

11.4. L'état de charge SOC:

Dans tout système photovoltaïque doté d'un élément de stockage (batterie), la connaissance de l'état de charge de la batterie est d'une importance capitale. Dans ce contexte, la courbe de la figure ci-après nous renseigne à tout instant sur l'état de charge de la batterie durant une période journalière. Initialement, comme le montre la figure suivante l'état de charge de la batterie est de 50 %.

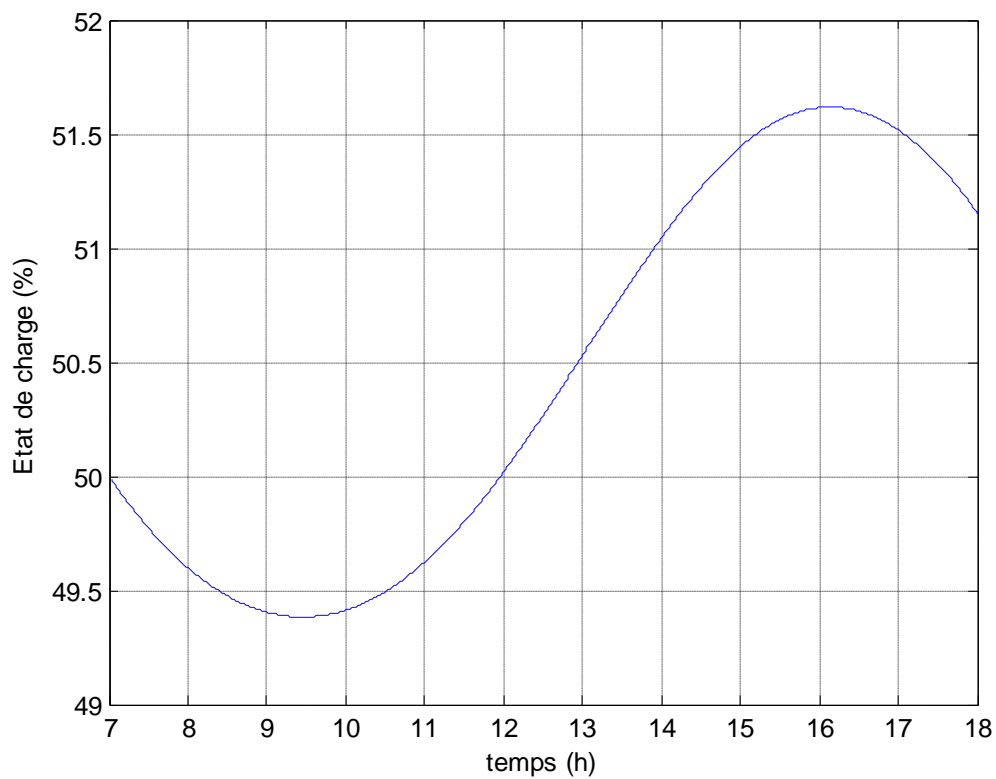


Figure IV-22 : Courbe de l'état de charge (S.O.C) en fonction de temps

11.5. La puissance du bus continu P_{bus} :

La figure ci-dessous représente la courbe de la puissance du bus continu P_{bus} après l'insertion de la batterie dans le système. Nous remarquons que, contrairement à la puissance du bus continu sans batterie, la puissance du bus continu avec batterie reste constante tout au long de la période journalière. Ainsi, pour assurer un flux d'énergie permanent au niveau du bus continu, la batterie fournit de la puissance dans les périodes creuses de la journée (période correspondant essentiellement au faible ensoleillement). En finalité, pour assurer un meilleur service d'une centrale photovoltaïque, il est quasiment impossible de s'en passer du système de stockage en général et de la batterie en particulier.

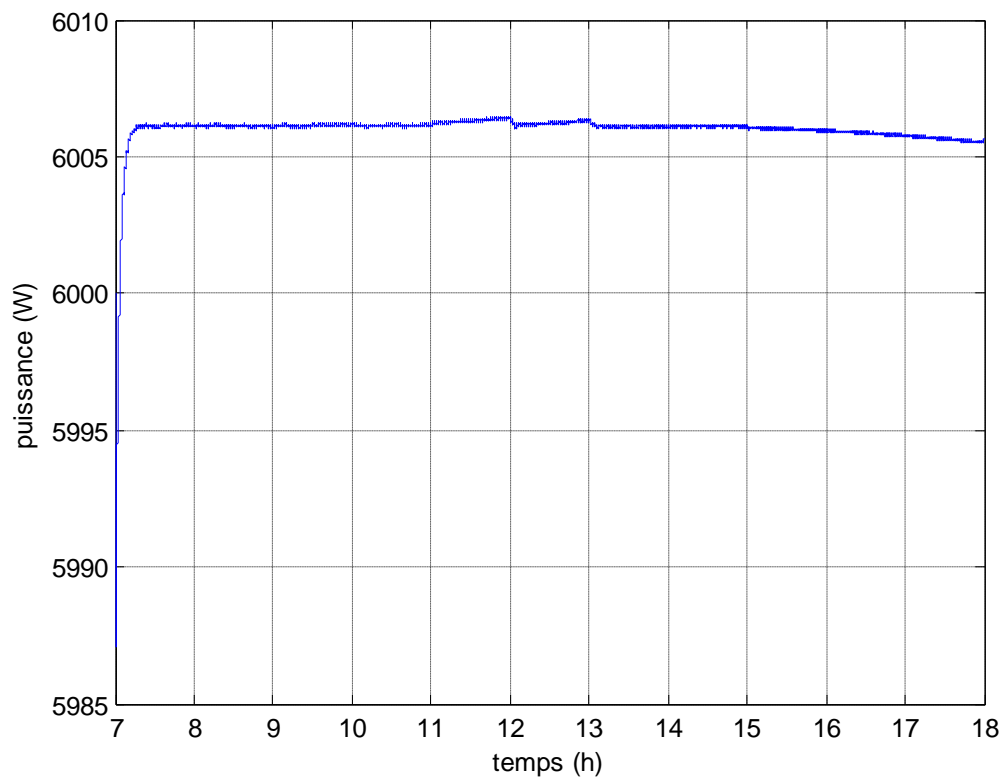


Figure IV-23 : Courbe de la puissance du bus continu en fonction de temps

12. La tension de l'onduleur :

Les figures IV-24 et IV-25 sont respectivement les courbes de la tension simple et de la tension composée à la sortie de l'onduleur. Nous remarquons que ces deux tensions sont alternatives.

De plus, la figure IV-26 montre la synchronisation entre la tension à la sortie de l'onduleur et celle du réseau.

C'est ainsi, que finalement est possible (faisabilité) la connexion d'un générateur photovoltaïque au réseau de distribution.

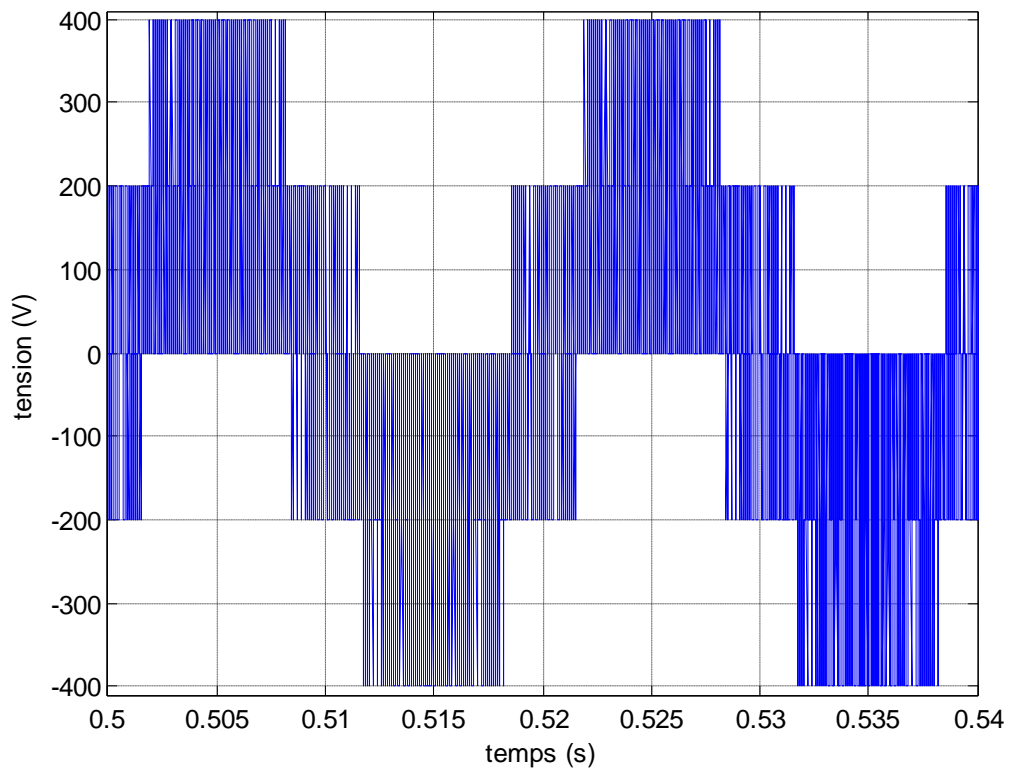


Figure IV-24 : La tension simple à la sortie de l'onduleur

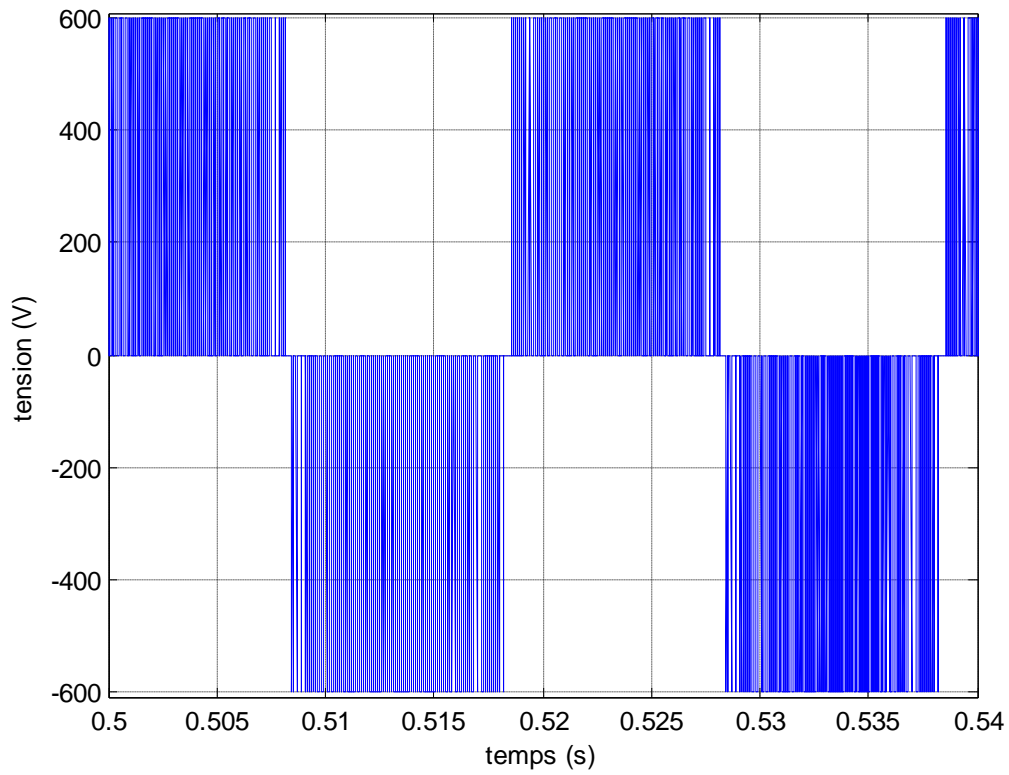


Figure IV-25: La tension composée à la sortie de l'onduleur

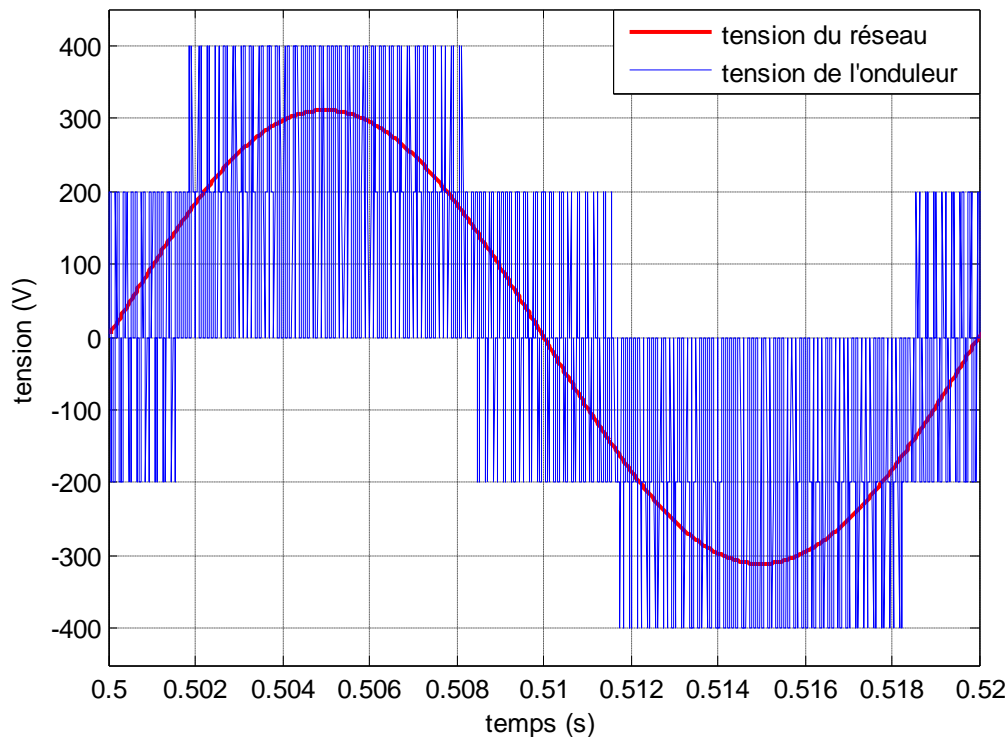


Figure IV-26 : La tension du réseau et la tension de l'onduleur

13. Conclusion :

Après avoir formulé les équations régissant notre système d'étude dans le chapitre précédant, nous avons présenté les différents résultats des simulations effectuées sous environnement Matlab-Simulink dans cette section.

En effet, dans cette partie nous avons effectué toutes les simulations qui nous semblaient susceptibles de nous faire apparaître les objectifs de notre étude pour ce thème. Pour ce faire, nous avons opté pour une méthode de simulation consistant en l'ajout, après chaque simulation, d'un élément constituant le système jusqu'à avoir le système intègre et complet. Cette méthode a pour but de faire de comprendre l'impact de l'insertion d'un élément dans le système et par conséquent son utilité.

Dans ce contexte, nous avons commencé, en premier lieu, par simuler le générateur photovoltaïque à l'effet d'obtenir les courbes de base (I(V), P(V) et P(I)) et de valider son modèle approprié. Puis, pour montrer l'influence des conditions météorologiques sur le

fonctionnement d'un GPV, nous avons effectué des essais à température constante et ensoleillement variable et d'autres essais à ensoleillement constant et à température variable. Dans ce chapitre, il a été aussi question de montrer les types de connexion (série, parallèle) des modules afin de pouvoir répondre aux exigences du réseau.

Comme il a été dit dans la littérature, la batterie jouit d'une importance capitale dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Dans ce contexte, nous avons effectué des essais en présence et en l'absence de la batterie, puis une étude comparative entre ces deux cas de figures a eu lieu.

Ainsi, pour montrer la « faisabilité » de connexion des modules photovoltaïques au réseau de distribution, objet de notre thème, nous avons simulé l'onduleur de tension triphasé.



Conclusion générale et perspectives

Conclusion générale et perspectives :

Les travaux réalisés pendant ce mémoire ont été menés dans l'objectif de faciliter l'intégration de l'énergie photovoltaïque sur le réseau électrique. Pour cela, nous avons proposé d'associer un système de stockage au générateur intermittent. L'objectif de ce manuscrit était également de développer un outil de gestion des flux d'énergie.

Nous avons ainsi suivi une piste pour améliorer la conversion d'énergie photovoltaïque qui souffre encore aujourd'hui de problèmes de transfert de puissance importants des GPV vers les charges souvent très loin des possibilités maximales des générateurs. Notre démarche était d'explorer les différents types d'architectures de gestion d'énergie afin de trouver la plus adéquate et de maximiser ainsi la production électrique des systèmes photovoltaïques.

Dans ce contexte, nous avons étudié différentes associations possibles de modules photovoltaïques permettant de créer des générateurs photovoltaïques. Nous avons également montré l'utilité d'insérer un étage d'adaptation avec une fonction MPPT entre le GPV et la charge afin d'optimiser en permanence la puissance produite.

Nous avons vu, dans la littérature, que la multiplication des étages d'adaptation permettra bien entendu de réaliser une maximisation de la puissance disponible mais au détriment du rendement de conversion de l'ensemble et de l'augmentation des coûts.

Nous avons vu tout au long de ce mémoire, que la connexion d'un générateur photovoltaïque au réseau ne peut pas être faite d'une manière directe sans passer par l'étage d'adaptation.

Focalisant notre étude sur cet étage d'adaptation, nous avons conclu que l'électronique de puissance joue un rôle incontestable dans le développement de cette filière d'énergie. De plus, le fonctionnement optimal d'un système photovoltaïque connecté au réseau n'est garanti que par le choix judicieux des boucles de commande et le bon dimensionnement des régulateurs mis en œuvre.

De même, le choix de stratégies de commande des convertisseurs (les différents MLI mises en place), doit aboutir à des résultats satisfaisants. La commande de l'onduleur, quant à

elle, nous semblait la plus délicate car c'est elle qui assure l'interface de connexion au réseau. Il s'agit là de l'un des objectifs clés de notre travail !

Durant la conception de notre système, nous avons jugé inévitable de le doter par une batterie afin de pallier à la nature intermittente du fonctionnement d'un générateur PV et d'assurer ainsi l'injection en permanence de la puissance dans le réseau.

Enfin, nous prendrons la liberté de terminer ce mémoire avec une citation qui nous semble très proche des préoccupations de chercheurs en la matière, et qui traduit la contradiction actuelle de notre le mode de raisonnement et la problématique environnementale :

« On ne résout pas un problème avec les modes de pensée qui l'ont engendré ».

(Albert Einstein)



Bibliographie

- [1] : Akassewa Tchapo SINGO, « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome », Thèse de doctorat, Université de Nancy, 03 février 2010.
- [2] : Ministère de l'Energie et des Mines, guide des énergies renouvelables, 2007, disponible sur : <http://www.mem-algeria.org/>
- [3] : Stéphane VIGHETTI, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion », Thèse de doctorat, l'Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [4] : Bruxelles Environnement (IBGE), infos fiches - énergie, Les énergies renouvelables (ER2), 2009, disponible sur : <http://www.bruxellesenvironnement.be/>
- [5] : European Photovoltaic Industry Association (EPIA), Market Outlook 2010, disponible sur : <http://www.epia.org/>
- [6] : B. Chikh-Bled et al, « Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque appliquée à un site saharien », Revue des Energies Renouvelables ICPWE, pp. 61-65, 2003.
- [7] : <http://www.consoneo.com/>
- [8] : BORNİ Abdelhalim, « Etude et régulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'un panneau solaire », Mémoire de magistère, Université de Constantine, 2009.
- [9] : Anne Labouret et Michel Villosz, Energie solaire photovoltaïque, édition : Le moniteur DUNOD, 2006.
- [10] : M^{elle} BEN CHEIKH EL HOCINE Hanane, « Simulation numérique de modèle collecteur hybride photovoltaïque/photothermique », Mémoire de magistère, Université de Constantine, 2009.
- [11] : B. Flèche et D. Delagnes, Energie solaire photovoltaïque, juin 07, disponible sur : http://www.heliosolaire.com/files/energie_solaire_photovoltaique.pdf

- [12] : M. PETIBON Stéphane, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Thèse de doctorat à l'Université Paul Sabatier de Toulouse, 2009.
- [13] : ADOUANE Mabrouk, « Etude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique », Mémoire de magistère, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, 2008.
- [14] : Melle KEFSI Djamilia et Melle Ouikene Fetta, « Commande d'un système de pompage photovoltaïque », Mémoire d'Ingénieur en Electrotechnique UMMTO, 2010).
- [15] : Jérôme LACHAISE, « Etude des stratégies et des structures de commande pour le pilotage des systèmes énergétiques à Pile à Combustible (PAC) destinés à la traction », Thèse de doctorat à l'Institut national polytechnique de Toulouse, 2004.
- [16] : ABBASSEN Lyes, « Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque », Mémoire de Magistère à l'Université Mouloud MAMMERY de Tizi-Ouzou, 2011.
- [17] : M. Adli et R. Benamar, « étude d'un système photovoltaïque connecté au réseau », Mémoire d'Ingénieur en Electrotechnique à l'UMMTO, 2008.
- [18] : Bruno ESTIBAL, « Contribution à l'amélioration des chaînes de conversion photovoltaïques par l'introduction d'architectures distribuées », Thèse d'habilitation à diriger les recherches, Université Paul Sabatier, 2010.
- [19] : H. Colin et al, « Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension », ESPRIT V24, 2010.
- [20] : Décret exécutif n° 10-138 du 28 Joumada El Oula 1431 correspondant au 13 mai 2010 fixant les règles techniques de conception, d'exploitation et d'entretien des réseaux de distribution de l'électricité et du gaz.
- [21] : Décret exécutif n° 02-194 du 15 Rabie El Aouel 1423 correspondant au 28 mai 2002 portant cahier des charges relatif aux conditions de fourniture de l'électricité et du gaz par canalisations.

- [22] : Yann PANKOW, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque », Thèse doctorat, ENSAM de Lille, 2004.
- [23]: A.Abd El-Aal, Modelling and Simulation of a Photovoltaic Fuel Cell Hybrid System, Thèse doctorat, Université d'Ain Shams Egypte].
- [24] : A. Ould Mohamed Yahya et al, « Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque », Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 (2008) 473 – 483.
- [25]: Huan-Liang Tsai et al, Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK, Revue the world congress on engineering and computer science, USA, 2008.
- [26] : G.A.Haizea, « étude de structure d'intégration des systèmes de génération décentralisée : application aux microréseaux », Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble avec le « label européen, 2006.
- [27] : Christophe GOMBERT, « Simulation temps-réel des dispositifs d'Electronique de Puissance dédiés aux Réseaux d'Energie Electrique », Thèse de doctorat, Institut national de Grenoble, 2005.
- [28] : P. LADOUX, G. OLLÉ, « Compensateur d'harmoniques et de puissance réactive », publication RESELEC, 2002.
- [29] : Yann RIFFONNEAU, « Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau » Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2009.
- [30] : Olivier Tremblay et Louis-A. Dessaint, « Experimental Validation of a Battery Dynamic model for EV Application”, Revue world electric vehicle journal volume 3, 2009.
- [31] : Corinne ALONSO, « Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie », mémoire d'habilitation à diriger les recherches, Université Paul Sabatier, 12 décembre 2003.
- [32] : A.BOULAHIA, « Etude des Convertisseurs Statiques destinés à la Qualité de l'Energie Electrique », Mémoire de magistère, Université de Constantine, 2009.

- [33] : E. Gholipour Shahraki, «Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques». Thèse de doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.

A graphic of a white scroll with a black outline, featuring a rolled-up top edge and a hanging bottom edge. The word "Annexe" is written across the center in a blue, rounded, sans-serif font with a subtle drop shadow.

Annexe

Les paramètres du panneau photovoltaïque sont les suivants :

Les paramètres du panneau (SOLAREX-MSX64)	
La puissance maximale (P_{max})	64W
La tension optimale (V_{mp})	17.5V
Le courant optimal (I_{mp})	3.66A
Le courant de court circuit (I_{cc})	4A
La tension à vide (V_{co})	21.3V
Le coefficient de la température de court circuit	$2.47 \cdot 10^{-3}$
Le nombre des cellules en série	36
Le nombre des cellules en parallèle	1
Le facteur d'idéalité	1.2
La température de fonctionnement nominal	47°C
Energie de Gap (E_G)	1.11 eV

Les paramètres de la batterie plomb-acide :

La tension nominale (V)	12 V
La capacité de la batterie (Q)	7.2 Ah
La tension fixe de la batterie (E_0)	12.4659 V
La résistance interne de la batterie (R)	0.04 Ω
La constante de la polarisation (K)	0.047 V/Ah
L'amplitude de la zone exponentielle (A)	0.83 V
La constante de temps inverse de la zone exponentielle (B)	125 Ah ⁻¹