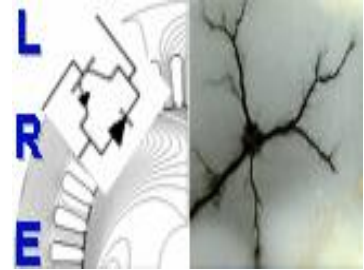


REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département d'ELECTROTECHNIQUE

Laboratoire de Recherche en Electrotechnique

Mémoire de projet de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'

Ingénieur d'Etat en Electrotechnique

Intitulé

**Contribution à la gestion énergétique pour un micro
réseau résidentiel intelligent**

Présenté par

GUEROUI Khalil et CHERADI Reda

Sous la direction de **Pr. Redouane TAHMI**

M. Mohammed LAOUR

Soutenu publiquement le 13/10/2019

Membres du Jury

Président :	M. Rachid Ibtouen	Professeur	E.N.P
Rapporteur :	M. Redouane Tahmi	Professeur	E.N.P
Examineurs :	M. Abdelhafid Hellal	Professeur	E.N.P
	M. Omar Touhami,	Professeur	E.N.P

ENP 2019

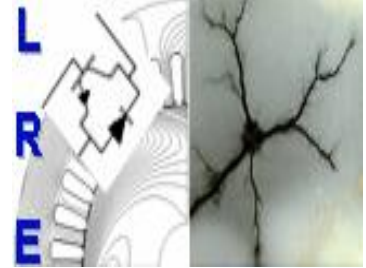
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique (LRE) - Ecole Nationale Polytechnique (ENP)

10, Avenue des Frères Oudek, Hassen Badi, BP. 182, 16200 El Harrach, Alger, Algérie

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département d'ELECTROTECHNIQUE

Laboratoire de Recherche en Electrotechnique

Mémoire de projet de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'

Ingénieur d'Etat en Electrotechnique

Intitulé

**Contribution à la gestion énergétique pour un micro
réseau résidentiel intelligent**

Présenté par

GUEROUI Khalil et CHERADI Reda

Sous la direction de **Pr. R.TAHMI**

M. Mohammed LAOUR

Soutenu publiquement le 13/10/2019

Membres du Jury

Président :	M. Rachid Ibtouen	Professeur	E.N.P
Rapporteur :	M. Redouane Tahmi	Professeur	E.N.P
Examineurs :	M. Abdelhafid Hellal	Professeur	E.N.P
	M. Omar Touhami,	Professeur	E.N.P

ENP 2019

Laboratoire de Recherche en Electrotechnique (LRE) - Ecole Nationale Polytechnique (ENP)

10, Avenue des Frères Oudek, Hassen Badi, BP. 182, 16200 El Harrach, Alger, Algérie

DEDICACES

Je dédie ce travail

A la mémoire de ma chère Maman

A mon papa adoré

A Fayrouz

A mes merveilleux frères : Islem et Abdou

A ma chère famille

*A tous ceux qui m'ont soutenu moralement ou financièrement, de près ou
de loin*

A mes meilleurs amis

Khalil

Dédicace

A mes parents,

Ma famille,

Mes amis et à toutes les personnes qui m'ont soutenu

Reda

Remerciements

Au terme de ce travail,

Nous adressons nos remerciements à Monsieur **Redouane TAHMI**, Professeur à l'École Nationale Polytechnique, pour l'appuie scientifique et pour sa disponibilité durant la préparation de notre projet de fin d'études ainsi que pour tout le savoir qu'il nous a transmis durant ce projet.

Nous tenons également à remercier Monsieur ..., Professeur à l'École Nationale Polytechnique, de nous avoir fait l'honneur de présider ce jury.

Nous remercions très chaleureusement les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'examiner notre travail.

Notre reconnaissance et nos remerciements particuliers s'adressent à notre co-encadreur Dr **Mohammed Laour**, Maitre de recherche au niveau de l'Unité de Développement des Énergies Solaires (UDES), pour l'appuie scientifique et son investissement durant notre stage ainsi que pour l'aide précieuse qu'il nous a apportée durant toute notre période de préparation de notre travail.

Nous remercions aussi, tout le personnel de l'UDES pour leur chaleureux accueil et leur serviabilité durant la période de stage.

Nous tenons à remercier l'ensemble des enseignants de l'École Nationale Polytechnique spécialement ceux du département d'Électrotechnique, pour leur encadrement tout au long de notre formation.

Des remerciements vont également à tous ceux qui nous ont apporté, de près ou de loin, orientation, soutien et aide dans la réalisation et la concrétisation de ce travail.

ملخص:

يتمثل النهج المتبع في مشروع نهاية الدراسات هذا في إنشاء تصميمات هندسية ونماذج محاكاة تتوافق مع دمج الألواح الضوئية، مع أو بدون تخزين الطاقة، حين إيصالها أو فصلها عن شبكة التوزيع. تسمح نماذج المحاكاة هذه أيضًا بتنفيذ خوارزميات الإدارة الذكية للطاقة. يُقترح نموذج أخير يدمج إحدى هذه الخوارزميات، وهو يعتمد على تحسين الاستهلاك من خلال تحويل الرسوم الموجودة على مستوى الشبكة الصغيرة. الهدف من خلال هذه النقاط هو تحسين الإنتاج والاستهلاك والتخزين من أجل المشاركة في رصيد شبكة التوزيع.

الكلمات الدالة: الكهروضوئي، نظام تخزين الطاقة، تخطيط الشحنات الكهربائية.

.islanding, active frequency drift

Abstract:

The approach in this end-of-studies project is to create architectures and models of photovoltaic simulation, with or without energy storage, working in connected mode or not, while being connected or disconnected from the distribution network. These simulations models also facilitate the implementation of intelligent energy management algorithms. A last model integrating one of these algorithms is proposed, it is based on the optimization of the consumption through the shift of the charges at the level of the micro-network. The objective through these points is to optimize production, consumption and storage in order to contribute to the balance of the distribution network.

Key words: Photovoltaic, islanding, active frequency drift, load scheduling, battery energy storage system (BESS).

Résumé :

La démarche dans ce projet de fin d'études est de concevoir des architectures et des modèles de simulation adaptés à l'intégration des panneaux photovoltaïques, avec ou sans stockage d'énergie, fonctionnant en mode îloté ou non, tout en étant connectés ou déconnectés du réseau de distribution. Ces modèles de simulation permettent également l'implémentation des algorithmes de gestion intelligente de l'énergie. Un dernier modèle intégrant l'un de ces algorithmes est proposé, il repose sur l'optimisation de la consommation à travers le décalage des charges présentent au niveau du micro-réseau. L'objectif à travers ces points est d'optimiser la production, la consommation et le stockage afin de participer à l'équilibre du réseau de distribution.

Mots clés : Photovoltaïque, îlotage, déviation active de la fréquence, planification des charges, système de stockage d'énergie.

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction GENERALE	11
CHAPITRE I : Généralités sur les Systèmes Photovoltaïques	13
I. Introduction :	14
II. Cellule photovoltaïque :	15
II.1. Les différents types de cellules photovoltaïques :	18
III. Générateur photovoltaïque (GPV) :	18
III.1. L'association en série des cellules :	19
III.2. L'association en parallèle des cellules :	20
III.3. Protections classiques d'un GPV :	21
III.4. Influences de la température et du rayonnement sur un GPV :	21
III.5. Point de fonctionnement maximal d'un GPV :	22
IV. Etage d'adaptation entre la source et la charge :	24
IV.1. Convertisseur DC-DC (Hacheur) :	24
IV.2. Recherche du point de puissance maximale (MPPT) :	28
IV.3. Méthode : Perturbation et Observation (P&O) :	29
IV.4. Résultats de simulation.....	31
V. Applications des systèmes photovoltaïques :	32
V.1. Systèmes PV autonomes :	33
V.2. Systèmes couplés au réseau :	33
CHAPITRE II Système Photovoltaïque en Mode Connecté au Réseau.....	36
I. Introduction :	37
II. Convertisseur DC-AC (Onduleur) :	38
II.1. Choix du composant de puissance :	38
II.2. Les types d'onduleurs :	39
II.3. Modélisation de l'onduleur :	40
II.4. Stratégie de commande :	41
III. Synchronisation avec le réseau :	43
III.1. Structure générale de la PLL :	44
III.2. Principe de base de la PLL :	45
III.3. Dimensionnement du régulateur :	46
IV. Modélisation de la chaîne photovoltaïque reliée au réseau :	47

IV.1.	Architecture du système :	47
IV.2.	Résultats de la simulation :	48
V.	Conclusion :	51
CHAPITRE III	La Stabilité D'un Micro-Réseau	53
I.	Introduction :	54
II.	Classification de la stabilité des systèmes de puissance :	55
II.1.	Stabilité de l'angle rotorique :	55
II.2.	Stabilité de fréquence :	56
II.3.	Stabilité de tension :	56
III.	Ilotage électrique :	58
III.1.	Notion d'îlotage :	58
III.2.	Méthodes de détection d'îlotage :	59
III.3.	Avantages et inconvénients :	62
III.4.	Simulation de la commande anti-îlotage du système :	63
IV.	Système de stockage :	67
IV.1.	Types de stockage :	69
IV.2.	Système de gestion de batterie (BMS) :	72
IV.3.	Simulation du système de stockage :	74
V.	Conclusion :	82
CHAPITRE IV	Maitrise de la demande énergétique	83
I.	Introduction :	84
II.	Gestion des charges (planification et priorité de charges) :	85
III.	Catégorisation des charges :	86
IV.	Développement de l'algorithme :	86
V.	Simulation :	88
VI.	Conclusion :	90
	conclusion générale	92
	Bibliographie	94

Liste des tableaux

Tableau I-1 : récapitulatif des différents types de cellules PV	18
Tableau III-1: Récapitulatif du fonctionnement du contrôleur [3].....	73
Tableau IV-1 : charges connectées et temps d'utilisation.....	87

Liste des figures

Figure I.1 : Coupe transversale d'une cellule PV [1].....	15
Figure I.2 : caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule PV [2]	16
Figure I.3 : schéma électrique équivalent d'une cellule PV [2].....	17
Figure I.4 : Schéma Simulink d'une cellule PV	17
Figure I.5 : Composantes d'un champ de modules photovoltaïques [4]	19
Figure I.6 : Caractéristique résultante du regroupement de ns cellules en série [5].....	20
Figure I.7 : Caractéristique résultante du regroupement de Np cellules en parallèle [5]	21
Figure I.8 : Schéma classique d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour. [1]	21
Figure I.9 : Caractéristique I(V) d'un générateur PV. [6]	22
Figure I.10 : Connexion directe GPV-Charge	23
Figure I.11 : Points de fonctionnement d'un GPV pour différentes charges.....	23
Figure I.12 : étage d'adaptation entre le GPV et la charge. [1].....	24
Figure I.13 : Schéma électrique d'un hacheur Boost.	26
Figure I.14 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost.	27
Figure I.15 : Modèle Simulink du Hacheur Boost.	27
Figure I.16 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec CS contrôlé par une commande MPPT [1].....	28
Figure I.17 : Algorithme de perturbation et d'observation (P&O) [7].....	30
Figure I.18 : Schéma Simulink de l'algorithme MPPT et P&O.	30
Figure I.19 : Puissance obtenue avec et sans MPPT pour différentes irradiations	31
Figure I.20 : Variations du courant, de la tension et de la puissance à l'entrée et à la sortie du hacheur en fonction de l'irradiation.....	32
Figure I.21 : : Système photovoltaïque autonome.[16]	33

Figure I.22 : Installation photovoltaïque raccordée au réseau [3].....	34
Figure I.23 : Installation photovoltaïque avec injection du surplus au réseau. [3]	34
Figure II.1 : Structure de l'onduleur de tension monophasé.....	40
Figure II.2 : Modèle Simulink de l'onduleur monophasé	41
Figure II.3 : Principe de fonctionnement de la MLI triangulo-sinusoïdale. [6].....	42
Figure II.4 : Schéma synoptique d'un circuit de MLI intersective. [6].....	43
Figure II.5 : Structure générale d'une PLL.....	44
Figure II.6 : Boucle de Contrôle de la PLL [20].	45
Figure II.7 : Représentation du vecteur V dans le repère dq	46
Figure II.8 : Modèles de la PLL	46
Figure II.9 : Modèle SIMULINK du système PV relié au réseau.....	48
Figure II.10 : Tension du micro-réseau	49
Figure II.11 : courbes des puissances actives	49
Figure II.12 : Tension du micro-réseau	50
Figure II.13 : courbes des puissances actives	51
Figure III.1 : Classification de la stabilité des réseaux électriques	55
Figure III.2 : Illustration du courant de sortie suite à l'ajout de la distorsion. [25].....	61
Figure III.3 : Modèle SIMULINK de la PLL avec la commande AFD	63
Figure III.4 : Courbe du courant à la sortie du réseau avec coupure à t=5s	64
Figure III.5 : Courbe du courant à la sortie de l'onduleur avec coupure à t=5s	64
Figure III.6 : Courbe des puissances à la sortie du réseau avec coupure à t=5s	65
Figure III.7 : Courbe des puissances à la sortie de l'onduleur avec coupure à t=5s	65
Figure III.8 : Courbe du courant d'absorption de la charge avec coupure à t=5s.....	66
Figure III.9 : Courbe des puissances d'absorptions de la charge avec coupure à t=5s ...	67
Figure III.10 : Logigramme du mode d'ilotage, avec ou sans coupure initiale	68
Figure III.11 : Schéma d'un système de stockage connecté à la charge	69
Figure III.12 : Tensions de charge et de décharge aux bornes d'un élément d'un accumulateur Plomb-acide. [3]	71
Figure III.13 : Protection contre les surcharges [3].....	73
Figure III.14 : Protection contre les décharges [3].....	73
Figure III.15 : Modèle simple de la batterie [3]	74
Figure III.16 : Modèle complet de la batterie avec charge/décharge [3].....	75

Figure III.17 : Courbe de décharge d'une batterie Plomb-Acide [3].....	76
Figure III.18 : Décharge de la batterie lors de la simulation du modèle proposé	76
Figure III.19 : Charge de la batterie lors de la simulation du modèle proposé.....	77
Figure III.20 : Courbe du courant à la sortie du réseau avec coupure à t=5s	78
Figure III.21 : Courbe du courant à la sortie de l'onduleur avec coupure à t=5s	79
Figure III.22 : Courbe des puissances à la sortie du réseau avec coupure à t=5s	79
Figure III.23 : Courbe des puissances à la sortie de l'onduleur avec coupure à t=5s	80
Figure III.24 : Tension du micro-réseau en mode îloté avec batterie connecté.....	81
Figure III.25 : Courbe du courant absorbé par la charge.....	81
Figure III.26 : Courbe des puissances absorbées par la charge avec coupure à t=5s.....	82
Figure IV.1 : Planification optimisée de l'utilisation des charges	85
Figure IV.2 : Modèle SIMULINK des charges commandées	88
Figure IV.3 : Irradiation journalière de la commune de Ghardaïa	89
Figure IV.4 : Courbe de la tension du réseau.....	89
Figure IV.5 : Courbes des puissances actives du micro-réseau	90

INTRODUCTION GENERALE

L'un des plus grands défis du XIXe siècle, si ce n'est le plus grand, est la production d'énergie électrique dans les prochaines décennies. En effet, dû à leur développement, nombres de pays voient leur demande en énergie croître d'année en année, ce qui conduit à une consommation plus importante de ressources fossiles, et par conséquent, une augmentation des émissions de gaz à effet de serre et une précipitation vers leurs fins inexorables. [1]

C'est pour cette raison que le développement de nouvelles sources d'approvisionnement et de méthodes de production est devenu une priorité pour les pays industrialisés. En conséquence, la filière nucléaire était lancée, mais son choix peut mener à des conséquences graves pour l'environnement, et plus important encore des risques d'accidents nucléaires. Alors, les chercheurs se sont orientés vers le développement d'une autre forme d'énergie dite « énergie renouvelable », pouvant être issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. Ces énergies présentent l'avantage d'être inépuisables, d'origines naturelles et non polluantes puisqu'elles n'émettent pas de gaz favorisant l'effet de serre. L'énergie sur laquelle se focalise ce projet de fin d'étude, est l'énergie d'origine solaire. Cette énergie provient de la conversion du rayonnement solaire en électricité (conversion photovoltaïque), elle se produit dans des matériaux semi-conducteurs.

Ces dernières années, la production d'électricité à travers la transformation de l'énergie solaire a connu un avancé remarquable, bien que l'exploitation de cette dernière reste assez faible comparativement à celle des autres énergies renouvelables, telles que l'énergie éolienne ou biomasse. Cela est lié au fait que l'énergie photovoltaïque est, jusqu'à ce jour, assez chère à produire. En effet, le coût des cellules photovoltaïque composant un panneau solaire reste toujours élevé malgré l'amélioration de la technologie et du rendement des cellules.

Le photovoltaïque pourrait couvrir une part importante des besoins en électricité de plusieurs pays. L'Algérie, avec son emplacement géographique privilégié, possède une durée d'ensoleillement qui varie de 2650 heures /an dans le nord à 3500 heures/an dans le sud, l'une des plus élevées au monde, ce qui encourage l'exploitation de cette énergie. Elle serait également parfaitement adaptée à des régions isolées qui jouissent d'un assez bon

ensoleillement tout au long de l'année, et dont le raccordement au réseau électrique serait potentiellement plus coûteux, ou même impossible [1].

La solution recommandée pour la gestion de l'énergie dans une ville repose sur le développement d'un micro-réseau local. Ce dernier exploiterait localement des sources d'énergie renouvelable, tout en optimisant la production, la consommation et le stockage afin de participer à l'équilibre du réseau de distribution.

La gestion de la demande (Demand-side management « DSM ») est devenue une caractéristique importante du réseau intelligent qui permet aux consommateurs publics de maintenir les charges de réseau souhaitables. Une stratégie qui considère le décalage de certaines quantités de demande d'énergie de certaines périodes vers d'autres périodes avec une demande attendue plus faible. Cependant, le succès de cette stratégie de gestion dépend de la participation active des clients.

Dans ce projet de fin d'étude, un modèle basé sur l'optimisation de la consommation est proposé pour effectuer le décalage de charge dans le contexte des micro-réseaux résidentiels intelligents. La solution recommandée nécessite le développement des outils d'aide pour mettre en place des stratégies de gestion efficaces et pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande. Un micro-réseau résidentiel permet d'exploiter localement des sources d'énergie renouvelable, tout en optimisant la production, la consommation et le stockage afin de participer à l'équilibre du réseau de distribution.

La démarche consiste à concevoir des architectures et des modèles de simulation adaptées à l'intégration de la production décentralisée, avec ou sans stockage d'énergie, connectés ou non à un réseau de distribution.

CHAPITRE I : Généralités sur les Systèmes Photovoltaïques

I. Introduction :

L'énergie solaire provient de la transformation directe de l'énergie contenue dans le rayonnement solaire (photons) en énergie électrique via des cellules photovoltaïques, ce phénomène physique s'appelle l'effet photovoltaïque. Ces cellules présentent des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ non linéaires, et possèdent un point de fonctionnement maximal.

Dans la première partie de ce chapitre, nous définirons la cellule photovoltaïque, le générateur photovoltaïque, sa constitution et l'influence des conditions climatiques sur ses performances.

Nous allons ensuite, décrire les différentes associations possibles de cellules photovoltaïques permettant de créer des modules photovoltaïques exploitables et efficaces. Par la suite nous allons montrer l'utilité d'insérer un étage d'adaptation avec un algorithme MPPT entre le générateur photovoltaïque et la charge afin de maximiser la puissance du panneau photovoltaïque.

Pour finir, nous allons aborder les différentes architectures d'installations photovoltaïques qui existent des systèmes photovoltaïques.

II. Cellule photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique qui induit l'apparition d'une force électromotrice lorsque la surface du matériau est exposée au soleil, c'est sur ce principe que sont basées les cellules photovoltaïques. La tension aux bornes d'une cellule varie de 0.3 V à 0.7 V selon la température, le matériau et son vieillissement.

Une cellule PV est en réalité une jonction PN constituée de deux couches de silicium (l'une dopée au phosphore et l'autre au bore). Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches [1].

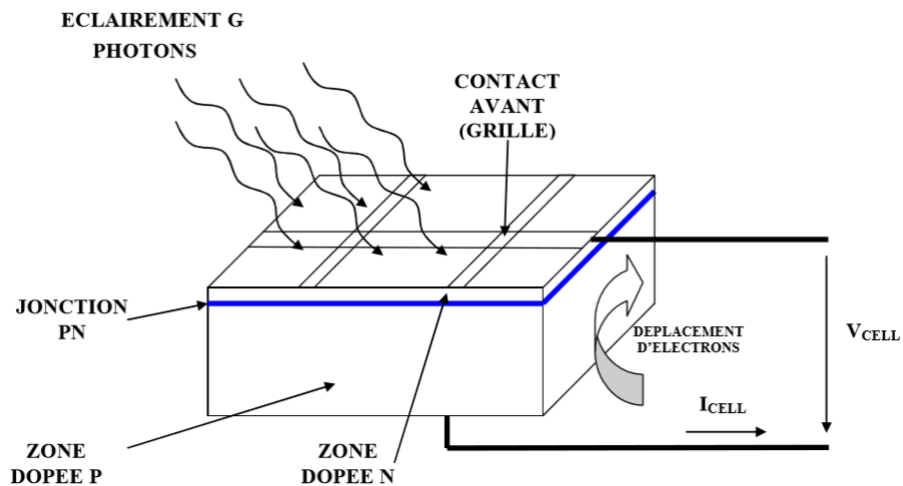


Figure I.1 : Coupe transversale d'une cellule PV [1]

Une cellule PV a, comme nous le voyons sur la figure I.2, une caractéristique I(V) non linéaire avec un point de puissance maximal (I_{mp} , V_{mp}).

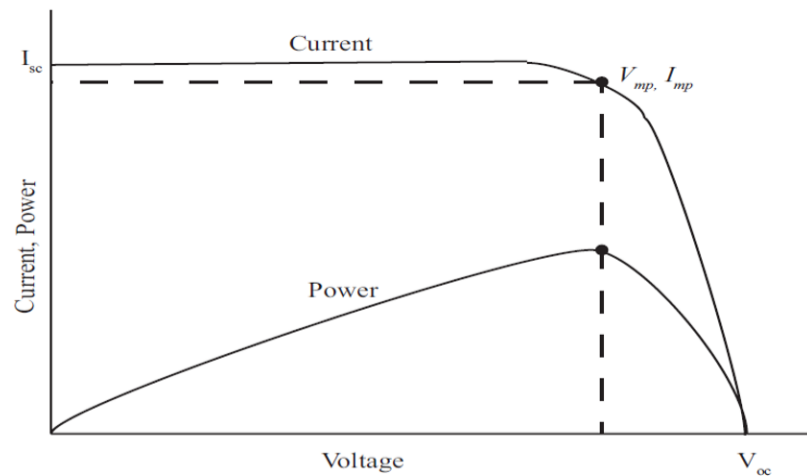


Figure I.2 : caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule PV [2]

La cellule PV peut être modélisée à partir de l'équation définissant le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique, tout en considérant les pertes et le courant de court-circuit, comme illustrer à la figure I.4. Ainsi, il en découle l'équation qui décrit le fonctionnement de cette cellule :

$$I = I_L - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{V+I R_S}{nV_T}\right) - 1 \right] - \frac{V+I R_S}{R_{sh}} \quad (\text{I.1})$$

$$\text{où: } V_T = \frac{KT}{e}$$

Où I_{sat} est le courant de saturation, V_T , le potentiel thermodynamique, K , la constante de Boltzmann, T , la température effective de la cellule en Kelvin, e , la charge de l'électron, n , le facteur de non idéalité de la jonction, I_L est le courant fourni par la cellule, V la tension à ses bornes, I le courant de court-circuit de la cellule dépendant de l'éclairement et la température, R_P , la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction et R_S la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions.

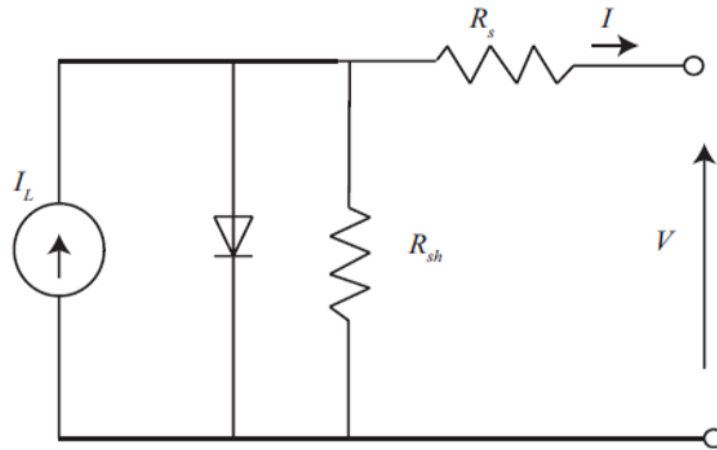


Figure I.3 : schéma électrique équivalent d'une cellule PV [2]

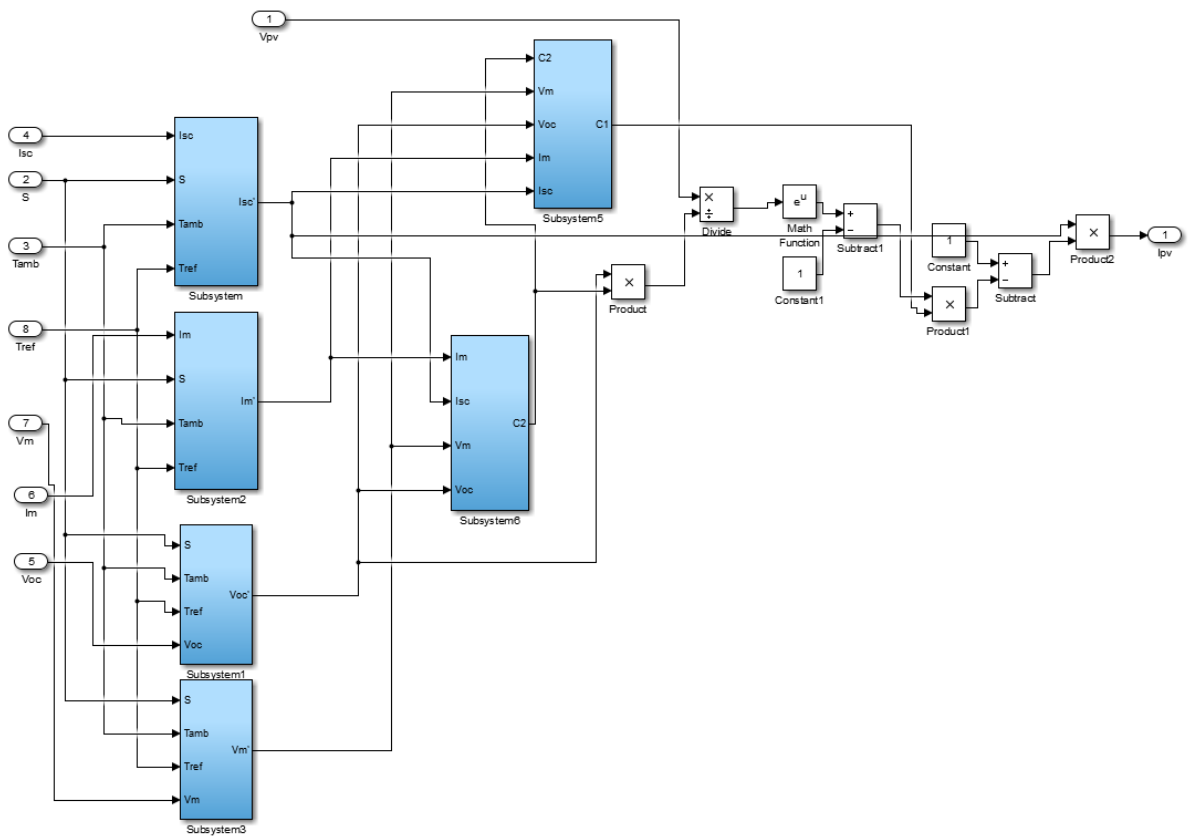


Figure I.4 : Schéma Simulink d'une cellule PV

II.1. Les différents types de cellules photovoltaïques :

Il existe différents types de cellules PV dans le marché, elles se caractérisent principalement par leurs coût et rendement, même si ce dernier ne dépasse pas les 27% actuellement [10]. Les principaux types sont listés dans le tableau suivant :

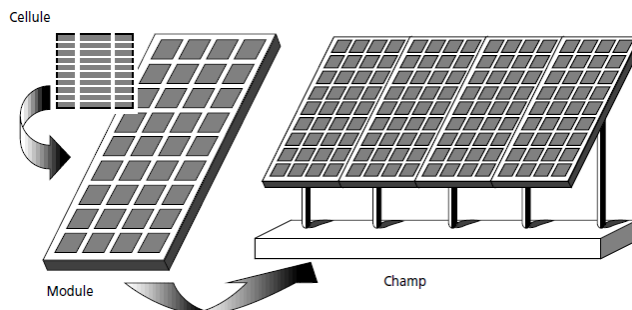
Matériaux	Description	Aspect économique	Rendement
Cellule en silicium cristallin	Le silicium fondu se solidifie en refroidissant et ne forme qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules.	Coût élevé	12% à 20%
Cellule en silicium poly cristallin	Plusieurs cristaux se formeront après le refroidissement.	Meilleur rapport qualité/prix	11% à 15%
Cellule sans silicium en couche mince CIS	Nouvelle génération de cellules solaires sous forme de films minces, de type cuivre-indium-sélénium (CIS). Les matières premières sont facilement procurables.	Coût élevé	9% à 11%
Cellule en silicium amorphe en couche mince	Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre. C'est les cellules qu'on utilise pour les calculatrices et montres dites "solaires".	Coût peu élevé par rapport aux autres cellules	5% à 9%

Tableau I-1 : récapitulatif des différents types de cellules PV

III. Générateur photovoltaïque (GPV) :

La cellule photovoltaïque constitue l'élément fondamental d'un générateur électrique. Elle délivre une puissance très faible pour la majorité des applications domestiques ou industrielles. Les cellules sont triées afin qu'elles aient toutes à peu près les mêmes caractéristiques, puis assemblées en : série, parallèle, et série-parallèle pour constituer le générateur électrique, appelé aussi le module photovoltaïque. [3]

Figure I.5 : Composantes d'un champ de modules photovoltaïques [4]



III.1. L'association en série des cellules :

La tension délivrée par une cellule photovoltaïque est limitée à la tension du gap du semi-conducteur utilisé, c'est pour cela qu'on connecte plusieurs cellules en série afin d'augmenter la tension de sortie. Ces cellules sont traversées par le même courant et la tension du générateur est proportionnelle à leur nombre [3].

En termes d'équations on aura :

$$\begin{cases} V_{co\ ns} = N_s V_{co} \\ I_{cc} = I_{cc\ ns} \end{cases} \quad (\text{I.2})$$

Avec :

$V_{co\ ns}$: Tension aux bornes de N_s cellules en série

N_s : Nombre de cellules en série

V_{co} : Tension aux bornes d'une seule cellule

I_{cc} : Courant traversant une cellule

$I_{cc\ ns}$: Courant traversant N_s cellules en série

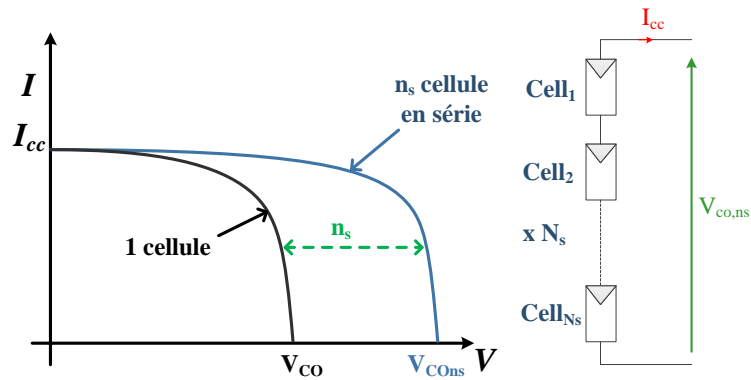


Figure I.6 : Caractéristique résultante du regroupement de n_s cellules en série [5]

La caractéristique I-V représentée par la figure I.9 du groupement série est donc obtenue par addition des tensions à un courant donné.

III.2. L'association en parallèle des cellules :

Pour l'association en parallèle, on doit vérifier que les tensions des photopiles sont identiques, et le courant obtenu représente le produit entre le courant de la cellule élémentaire et le nombre de ces cellules pour une tension qui reste la même [3].

$$\begin{cases} I_{cc\ np} = N_p I_{cc} \\ V_{oc\ np} = V_{oc} \end{cases} \quad \text{(I.3)}$$

Avec :

$I_{cc\ np}$ Courant traversant N_p cellules en parallèle.

N_p Nombre de cellules en parallèle.

$V_{co\ np}$ Tension aux bornes de N_p cellules en parallèle.

La caractéristique suivante représente le groupement parallèle. On voit bien que le courant est proportionnel au nombre de photopiles.

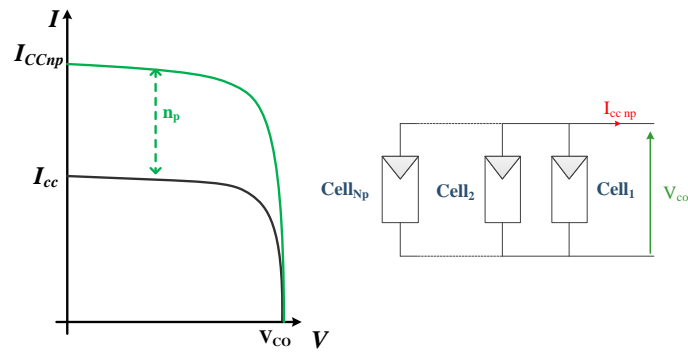


Figure I.7 : Caractéristique résultante du regroupement de N_p cellules en parallèle [5]

III.3. Protections classiques d'un GPV :

Les générateurs PV requièrent une protection électrique afin d'augmenter leur durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage. Pour pallier à ça, deux types de protections sont utilisées :

- Une diode anti-retour pour assurer la protection en cas de connexion en parallèle de modules PV afin d'éviter les courants négatifs dans les GPV.

- Une diode by-pass lors de la mise en série de modules PV, permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne et éviter les points chauds.

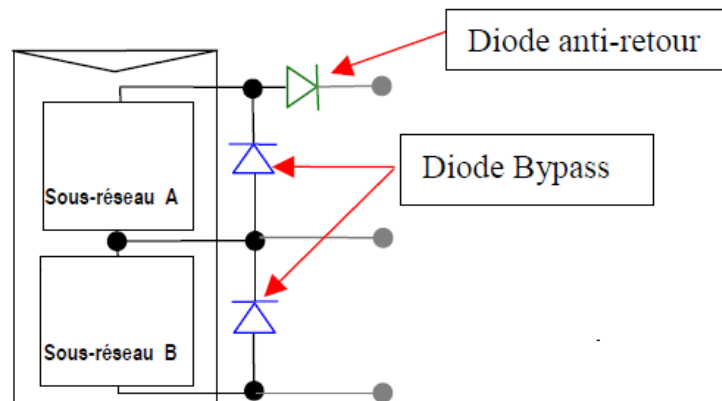


Figure I.8 : Schéma classique d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour. [1]

III.4. Influences de la température et du rayonnement sur un GPV :

Les cellules photovoltaïques composant le générateur PV sont fortement affectées par les changements de température et de rayonnement.

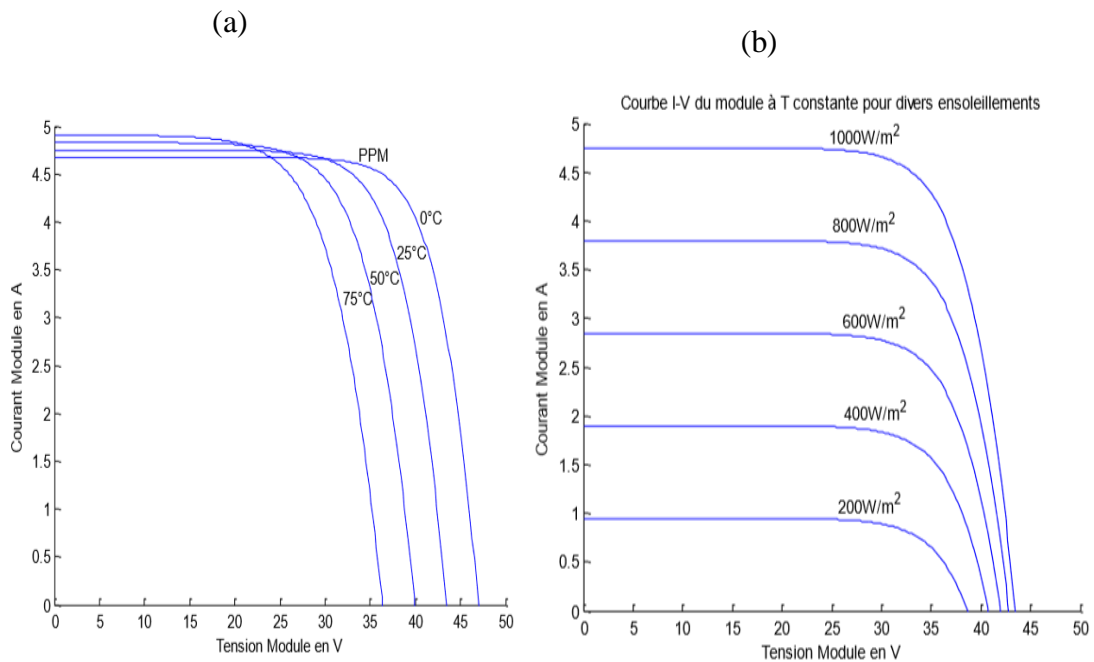


Figure I.9 : Caractéristique I(V) d'un générateur PV. [6]

(a) Pour G constant et différentes températures.

(b) Pour T constante et différents rayonnements.

On voit que la tension de circuit ouvert ($I=0$) d'une cellule solaire diminue avec l'augmentation de la température. Le courant quant à lui ne varie que très peu.

A l'inverse de la température, le rayonnement a lui, une influence plus prononcée sur la valeur du courant de court-circuit ($V=0$), et une assez faible influence sur la tension.

On constate que la caractéristiques I(V), donc les performances d'un panneau photovoltaïque sont étroitement liées aux conditions météorologiques.

III.5. Point de fonctionnement maximal d'un GPV :

Le point de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque résulte de l'intersection des caractéristiques I(V) du GPV et de la charge.

Dans ce qui suit on supposera que la charge est de nature continue (DC), pour pouvoir effectuer une connexion directe avec le générateur PV qui, lui, fournit un courant continu.

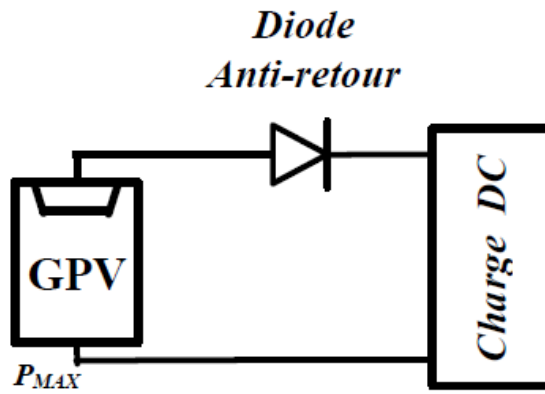


Figure I.10 : Connexion directe GPV-Charge

On prend trois charges purement résistive différentes, et on trace leurs caractéristiques $I(V)$ avec celle du générateur PV, comme illustrer sur la figure I.11 :

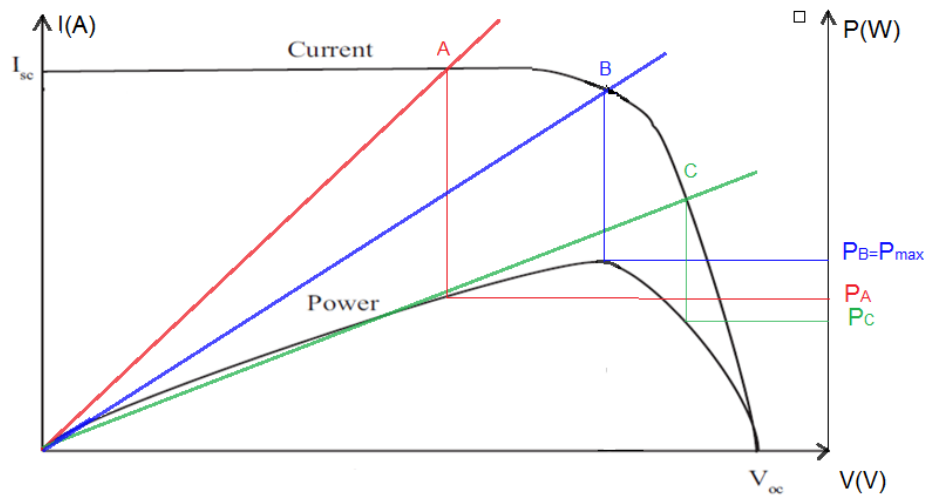


Figure I.11 : Points de fonctionnement d'un GPV pour différentes charges

Pour ces trois points, la puissance fournie par le générateur est respectivement P_A , P_B et P_C . Les valeurs des puissances P_A et P_C sont inférieures à la puissance maximale P_{max} ; située au point B ; que peut fournir le générateur PV. Donc, une perte d'une partie de la puissance pouvant être exploitée aux bornes du générateur PV implique à la longue des pertes de production énergétique importantes.

IV. Etage d'adaptation entre la source et la charge :

Comme on a pu le constater dans le point précédent, le rendement d'un générateur photovoltaïque dépend des conditions météorologiques. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le GPV débite, nous pouvons trouver un écart conséquent entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge.

Afin de remédier à ce problème, et extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible au niveau du GPV, on introduit un étage d'adaptation entre ce dernier et la charge, comme décrit dans la figure 2.7. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de P_{max} disponible.

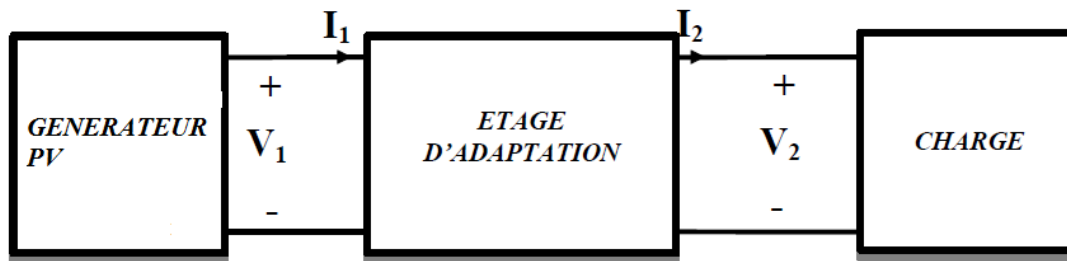


Figure I.12 : étage d'adaptation entre le GPV et la charge. [1]

Cet étage d'adaptation est constitué de convertisseurs statiques et d'une fonction MPPT qui assure la recherche du point de puissance maximale, qu'on détaillera dans le prochain point.

IV.1. Convertisseur DC-DC (Hacheur) :

Les hacheurs ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe. Ils peuvent être isolés ; et comporter un transformateur assurant l'isolation galvanique, ou non isolés [9].

Les convertisseurs non isolés peuvent être partagés en deux types en fonction de leur comportement et du sens de l'énergie qu'ils transfèrent, on distingue ainsi [9] :

- Les hacheurs non réversibles qui permettent le transfert de l'énergie de la source vers la charge seulement.

- Les hacheurs réversibles où la source peut fonctionner en charge et inversement. Il est donc possible d'inverser le sens de parcours de l'énergie. On distingue trois types de hacheurs réversibles selon le type de conversion :
 - Les hacheurs réversibles en courant
 - Les hacheurs réversibles en tension
 - Les hacheurs réversibles en courant et en tension.

Les convertisseurs utilisés dans les systèmes PV pour générer les courants et les tensions souhaités sont :

- Les convertisseurs de type BUCK (abaisseurs) dans lesquels $V_o < V_i$
- Les convertisseurs de type BOOST (élevateurs) dans lesquels $V_o > V_i$
- Les convertisseurs de type BUCK-BOOST qui peuvent fonctionner en BUCK ou en BOOST en fonction du rapport cyclique α .

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 rendement élevé [10].

L'hacheur dans le système PV a pour rôle d'optimiser le transfert d'énergie du générateur PV vers la charge. Ceci se fait via la commande de l'interrupteur en utilisant un algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui recherche le point de puissance maximale et fait fonctionner le système en ce point.

Il existe plusieurs techniques pour la recherche du point de puissance maximale, on peut citer la technique Perturb and Observe (P&O), Incrémental Conductance ou encore la commande par logique floue.

Parmi toutes les méthodes qui existent, Perturb and Observe et Incrémental Conductance sont les plus utilisées, ceci est dû à leur simple implémentation, leur rapidité à trouver le PPM ainsi que certaines autres raisons économiques [11].

a. *Modélisation de l'hacheur boost :*

C'est un hacheur élévateur de tension. Son schéma est représenté dans la figure 1.12 :

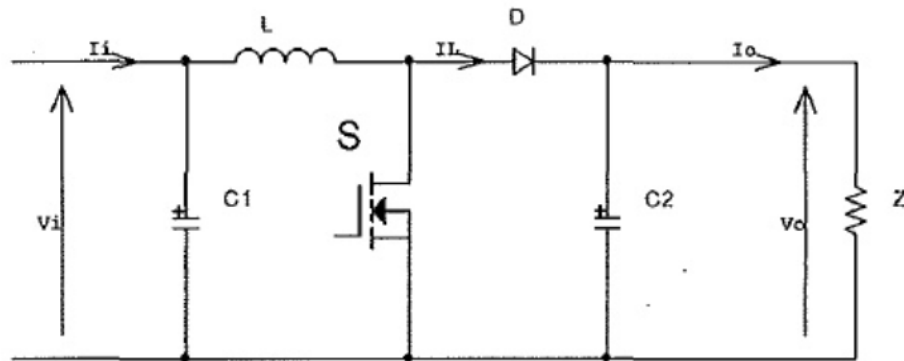


Figure I.13 : Schéma électrique d'un hacheur Boost.

Quand l'interrupteur S est fermé, le circuit est séparé en deux parties : à gauche, la source charge l'inductance, pendant ce temps, la capacité à droite maintient la tension de sortie utilisant l'énergie précédemment stockée. Quand l'interrupteur s'ouvre, la source DC et l'énergie stockée dans l'inductance vont ensemble alimenter le circuit à droite, d'où une augmentation de la tension de sortie.

En faisant l'étude du circuit et en appliquant les lois de Kirchhoff, on aboutit aux équations suivantes :

Interrupteur S fermé :

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

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

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

Interrupteur S ouvert :

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

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

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

Ce qui conduit aux courbes de la figure 3.3 suivantes :

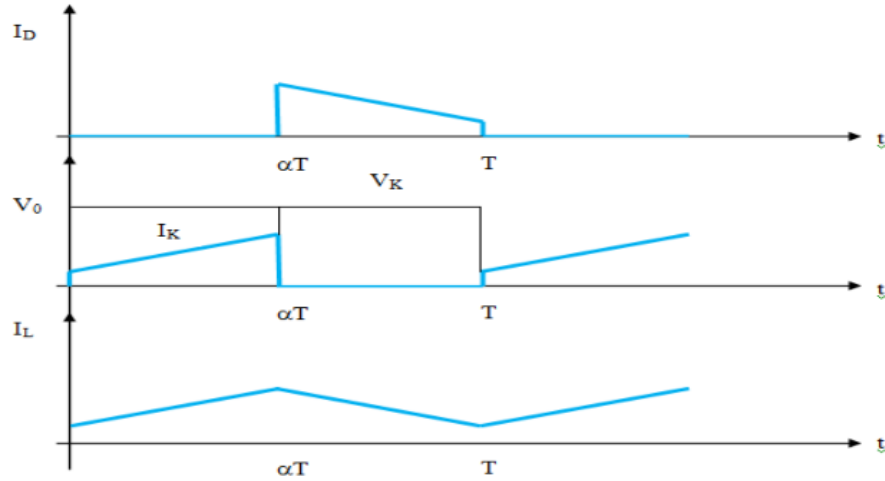


Figure I.14 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost.

A partir des équations définies précédemment, on peut construire le schéma Simulink ainsi :

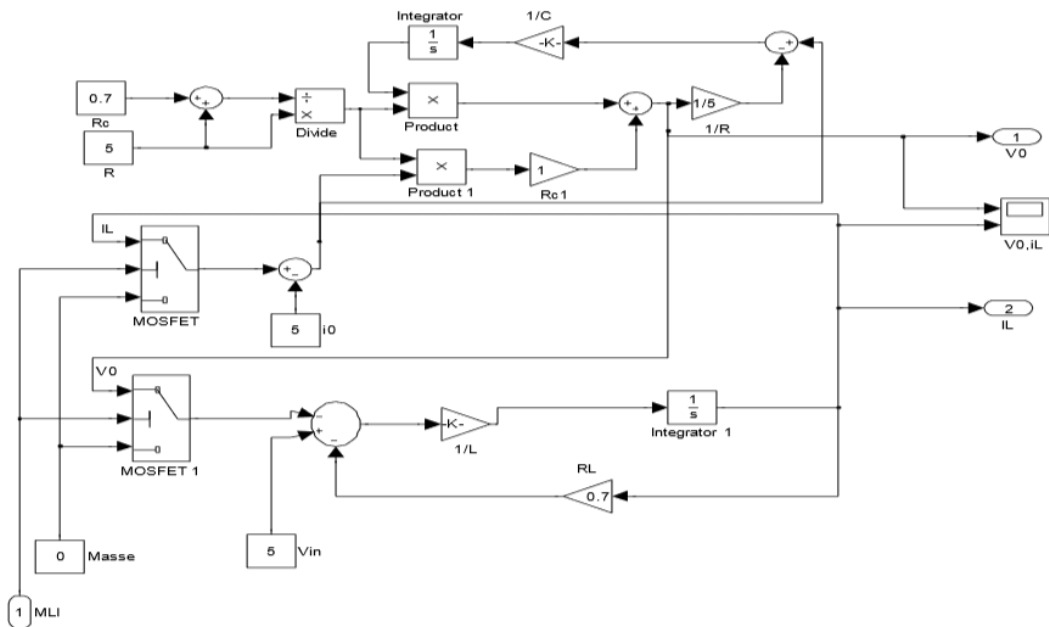


Figure I.15 : Modèle Simulink du Hacheur Boost.

IV.2. Recherche du point de puissance maximale (MPPT) :

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un générateur PV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quels que soient les conditions météorologiques (température et l'éclairement), la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement optimal (I_{opt}, V_{opt}).

L'adaptation d'impédance se fait généralement au niveau du convertisseur DC/DC, en jouant sur la valeur du rapport cyclique D .

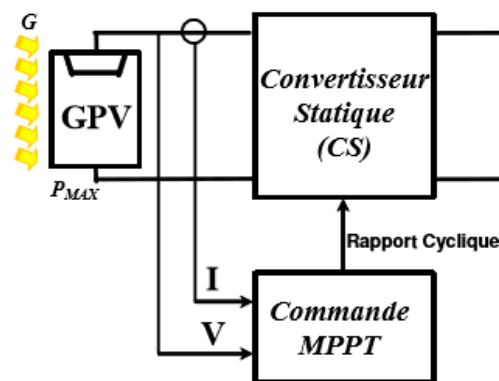


Figure I.16 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec CS contrôlé par une commande MPPT [1].

a. Classification des commandes MPPT :

Nous pouvons trouver différents types de commandes MPPT dans la littérature. Certaines d'entre elles sont basées sur des techniques de « hill climbing » où la commande MPPT essaye de faire « monter » le point de fonctionnement du GPV le long de la caractéristique $P(V)$ jusqu'à atteindre le PPM. On peut distinguer dans ces méthodes celles basées sur l'incrément de conductance et les méthodes P&O (Perturb & Observe).

La commande P&O impose toujours une oscillation autour du point de puissance maximale. En effet, cette oscillation est nécessaire pour connaître les variations de la puissance de sortie du GPV et ainsi réajuster le rapport cyclique du convertisseur statique en faisant en sorte que le point de fonctionnement du GPV oscille le plus près possible du PPM, même si les conditions de fonctionnement sont inchangées. Cela entraîne des pertes en régime établi mais qui sont largement rattrapées en fonctionnement dynamique (lors de transitoires).

D'autre part, le type de commande MPPT nommé algorithme d'incrément de conductance se base sur la dérivée de la conductance du GPV ($dG = dI/dV$) pour connaître la position relative du PPM et enfin pour appliquer une action de contrôle adéquate au suivi de ce PPM.

D'autres commandes MPPT se développent ces dernières années et sont basées sur la technique de commande nommée logique floue (Fuzzy control).

b. Critères de qualité d'une commande MPPT

Comme on a pu le voir précédemment, plusieurs méthodes de commande MPPT sont à notre disposition, et afin de choisir la méthode qui convient, on étudie généralement les critères cités dans ce qui suit.

Dans un premier temps, la simplicité de la commande MPPT importante, favorisant ainsi une faible consommation et un coût raisonnable. En effet, l'insertion d'un étage d'adaptation avec une commande MPPT doit avoir un gain du point de vue énergétique recouvrant le surcoût économique. Dans le cas contraire, la commande aussi performante soit elle, n'est pas recevable pour l'utilisation d'un tel type de commande.

De plus, la commande MPPT doit avoir un bon comportement en dynamique et en statique pour piloter l'étage d'adaptation auquel elle est associée et pour assurer que l'adaptation aux conditions météorologiques ainsi que l'état de la charge soit faite le plus rapidement possible.

En résumé, l'utilisation d'un type de commande MPPT par rapport à un autre doit apporter un gain énergétique et économique quantifiable.

Dans le prochain point on développera uniquement la méthode de perturbation et d'observation, car elle présente, à l'heure actuelle, le meilleur compromis entre le gain énergétique et économique.

IV.3. Méthode : Perturbation et Observation (P&O) :

C'est l'algorithme de poursuite du point de puissance maximale (PPM) le plus utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de la tension de référence, ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur (DC-DC), puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie en vue d'une éventuelle correction de ce rapport cyclique D.

Si la valeur de la puissance actuelle du générateur est supérieure à la valeur précédente alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent [5].

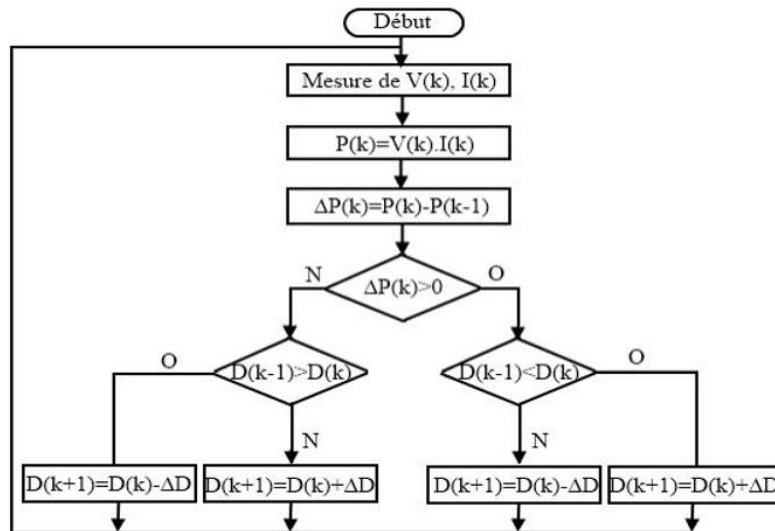


Figure I.17 : Algorithme de perturbation et d'observation (P&O) [7]

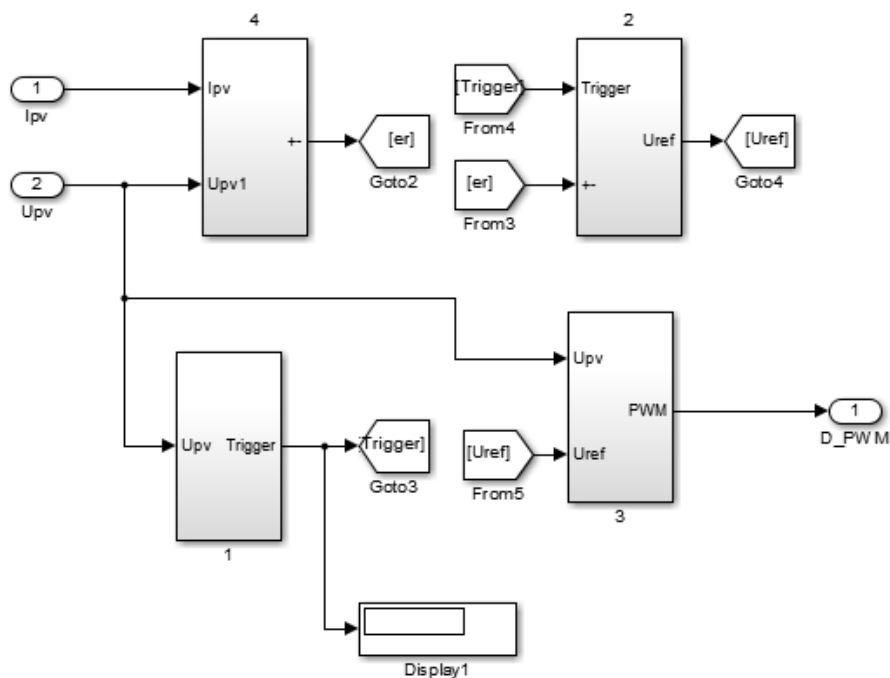


Figure I.18 : Schéma Simulink de l'algorithme MPPT et P&O.

IV.4. Résultats de simulation

Pour valider l'algorithme MPPT choisi, nous avons testé notre contrôleur pour diverses valeurs de l'irradiation et sous une température constante égale à 25°C.

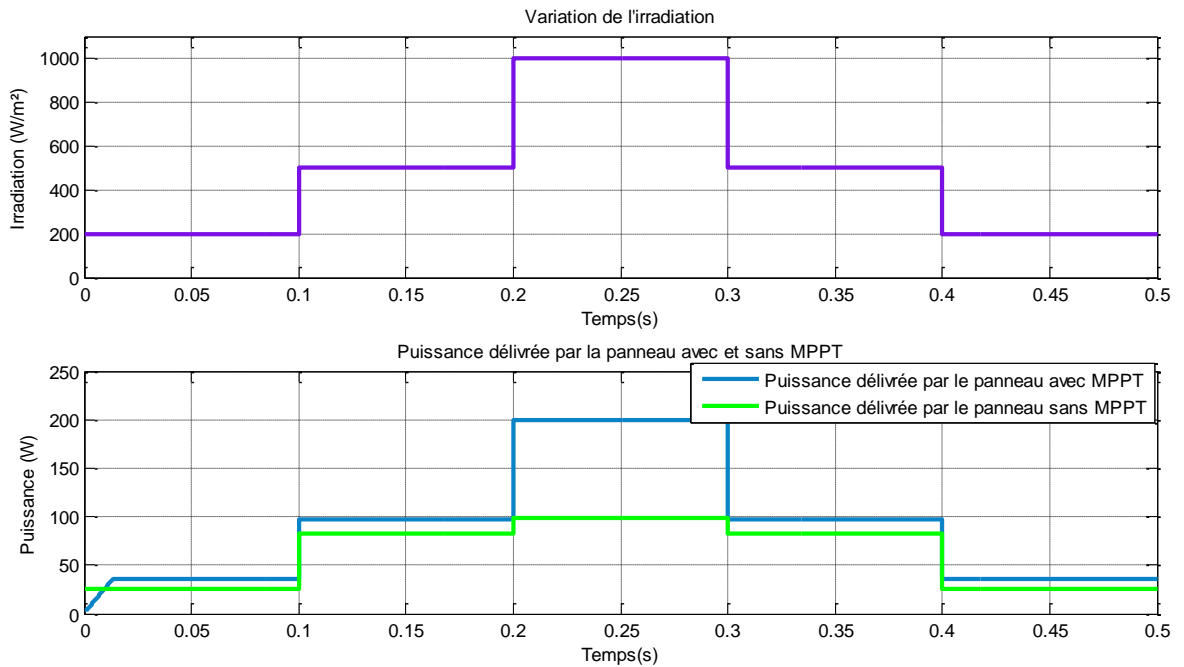


Figure I.19 : Puissance obtenue avec et sans MPPT pour différentes irradiances

Les résultats ci-dessus montrent la différence de puissance entre un système avec MPPT et un système sans MPPT. Ainsi, l'intérêt de l'utilisation d'un algorithme MPPT est mis en évidence. On voit bien que l'écart entre les puissances est important, ce qui prouve la nécessité de l'utilisation d'un algorithme MPPT pour optimiser le fonctionnement du système et diminuer les pertes.

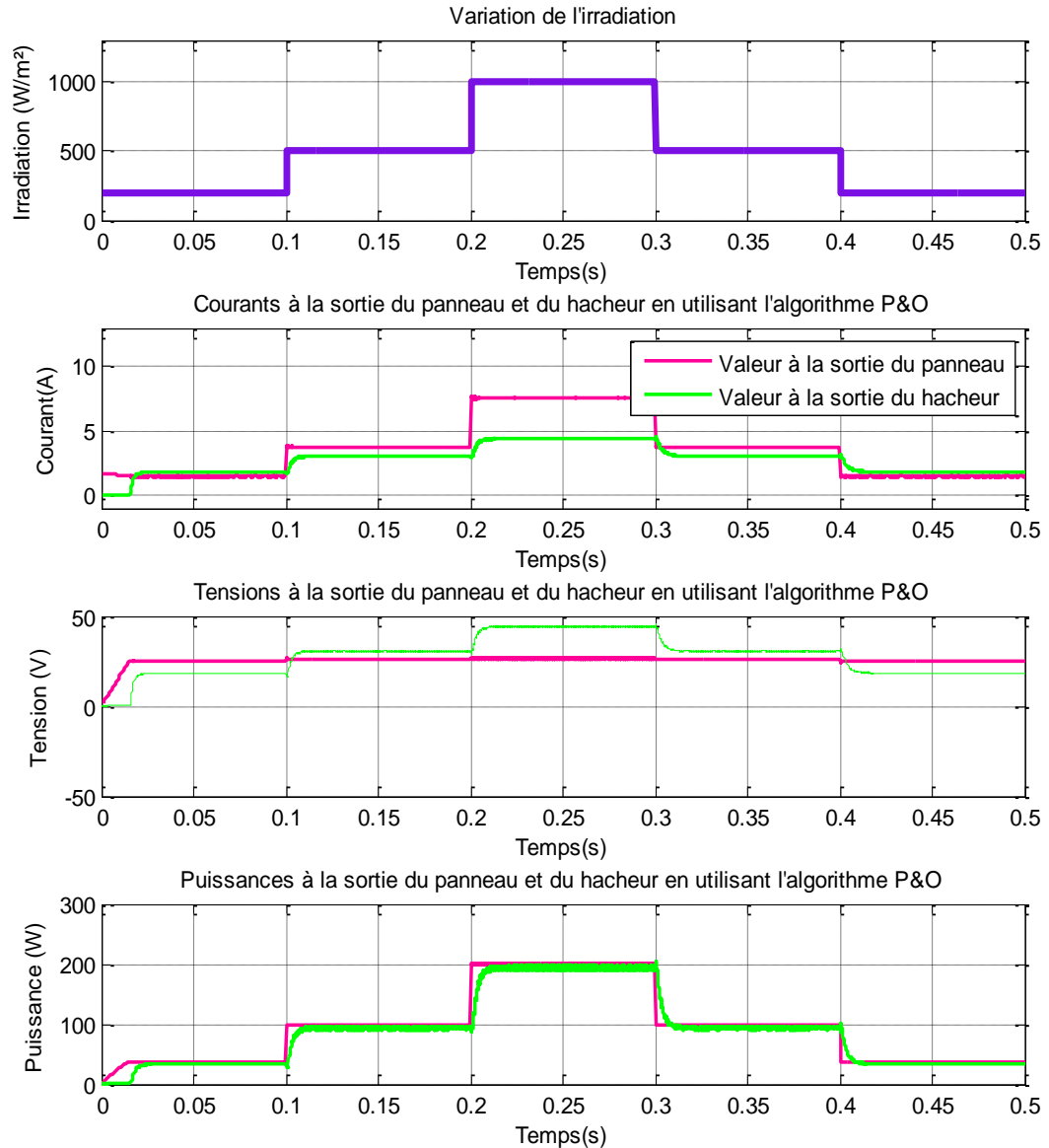


Figure I.20 : Variations du courant, de la tension et de la puissance à l'entrée et à la sortie du hacheur en fonction de l'irradiation

Les résultats obtenus montrent l'efficacité de notre algorithme dans la poursuite du point de puissance maximale. On remarque que son utilisation entraîne des oscillations, néanmoins, on voit que son temps de réponse est très rapide ce qui est l'une des qualités les plus importantes de cet algorithme.

V. Applications des systèmes photovoltaïques :

Il existe 2 grandes catégories du système photovoltaïque. Les systèmes autonomes, c'est-à-dire non-raccordées à un réseau électrique et les systèmes raccordés au réseau public de distribution d'électricité.

V.1. Systèmes PV autonomes :

Autonomes ou « stand-alone », ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du générateur photovoltaïque n'est pas suffisante pour satisfaire la demande de charge. Aussi, l'autonomie du système est assurée par un système de stockage d'énergie, un onduleur et un système de régulation.

La chaîne de conversion d'une installation PV autonome est donnée par la figure I.15 ci-dessous :

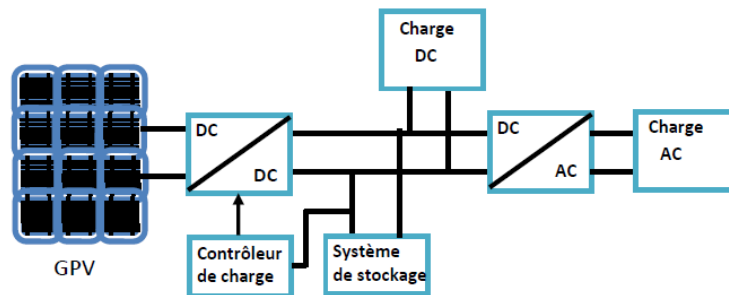


Figure I.21 : : Système photovoltaïque autonome.[16]

Le producteur-consommateur isolé du réseau est tributaire des conditions météorologiques. Ainsi, si l'on a plusieurs jours successifs défavorables à la production d'électricité, le producteur consommateur risque également d'être privé d'électricité lorsque son dispositif de stockage sera complètement déchargé. Au contraire, si les conditions sont favorables à la production et que toute la capacité de stockage est totalement utilisée, il doit arrêter de produire et donc délester sa production. [16]

V.2. Systèmes couplés au réseau :

Ce raccordement ne peut se faire qu'après transformation du courant pour qu'il soit adapté aux caractéristiques du réseau. Ces installations produisent de l'électricité qui peut être vendue en totalité ou en partie. Ainsi, on distingue deux modes [3] :

Injection de la totalité de la production au réseau : l'énergie produite par les panneaux est directement injectée dans le réseau électrique. Les périodes d'injection correspondent aux périodes de production photovoltaïque.

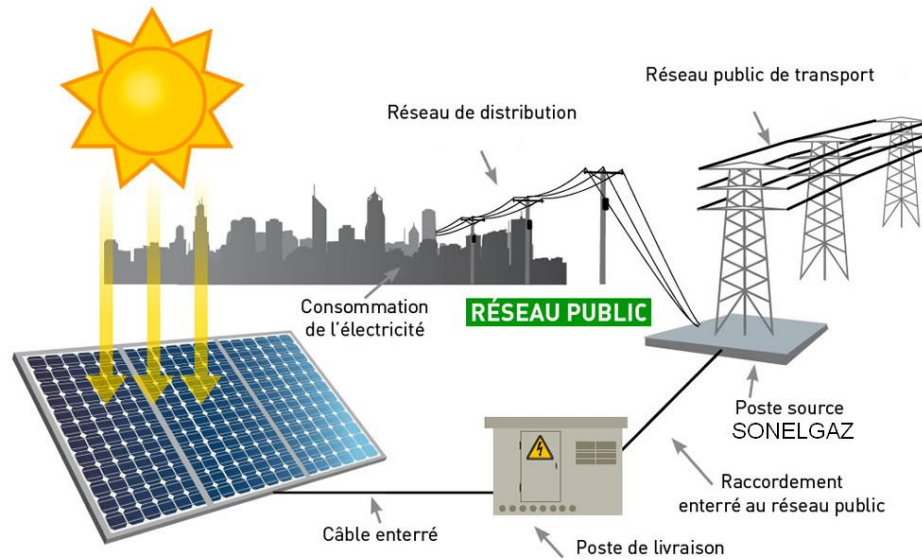


Figure I.22 : Installation photovoltaïque raccordée au réseau [3]

Injection du surplus de production au réseau : l'énergie produite par les modules est directement consommée par les charges. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté dans le réseau.

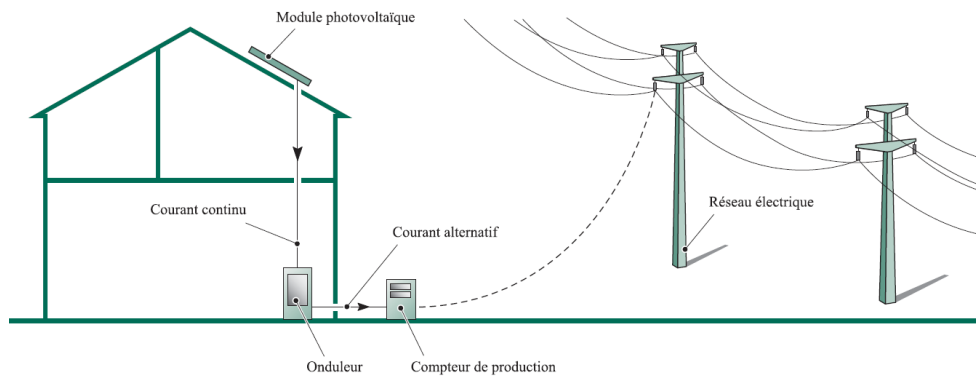


Figure I.23 : Installation photovoltaïque avec injection du surplus au réseau. [3]

VI. Conclusion :

Dans la première partie de ce chapitre, on s'est intéressé au principe de la conversion photovoltaïque, la modélisation d'une cellule photovoltaïque, les caractéristiques ainsi que les propriétés d'un générateur photovoltaïque, les limitations et les comportements face aux variations des conditions météorologiques.

Après cela, on a décrit les différentes associations possibles de cellules photovoltaïques permettant de créer des modules photovoltaïques exploitables et efficaces pour des applications domestiques. On a aussi montré l'utilité d'insérer un étage d'adaptation avec un algorithme MPPT entre le générateur photovoltaïque et la charge afin de maximiser la puissance du panneau photovoltaïque.

Pour finir, on a abordé les différentes architectures d'installations photovoltaïques qui existent des systèmes photovoltaïques.

CHAPITRE II Système Photovoltaïque en Mode Connecté au Réseau

I. Introduction :

Les systèmes électriques connaissent une importante révolution depuis l'introduction de la production décentralisée et les sources d'énergie renouvelables au réseau électrique. L'intégration de différentes technologies conduit à une diversité croissante du réseau et engendre ainsi des normes plus restrictives.

Plusieurs critères doivent être remplis pour satisfaire les exigences du réseau comme la stabilité du système et la qualité de l'énergie.

La plupart de ces besoins peuvent être satisfaits avec une commande adéquate du convertisseur raccordé au réseau. Par conséquent, les sources d'énergie renouvelables utilisent des convertisseurs d'électronique de puissance pour adapter les paramètres de la puissance générée à ceux exigés par le réseau [17].

II. Convertisseur DC-AC (Onduleur) :

Actuellement l'utilisation des onduleurs, qui prennent de plus en plus du terrain dans les domaines d'applications les plus variés, devient incontournable. Le développement des semi-conducteurs entièrement commandables, rapides, et robustes d'une part, et le perfectionnement des techniques de commande d'autre part ont eu un énorme rôle dans l'évolution de ces convertisseurs. Ces progrès ont permis d'intégrer les onduleurs dans des applications particulièrement intéressantes.

II.1. Choix du composant de puissance :

Le choix du composant se base sur les caractéristiques d'épaisseur et de résistivité de la région constituant « la base » du composant d'électronique de puissance qui sont intrinsèquement liées à sa tenue en tension, le calibre en courant et les performances dynamiques.

Le choix des composants impose un compromis entre la tension, le courant et la fréquence de commutation, et fait intervenir plusieurs éléments de comparaison [18] :

L'unité fonctionnelle du convertisseur d'énergie : les performances du couple (interrupteur + cellule de commutation).

La complexité de commande des composants : Un autre aspect déterminant dans le choix et sensible par rapport à l'utilisation. On reconnaît la facilité d'emploi généralement, au transistor MOS et à l'IGBT. Contrairement au transistor bipolaire et le GTO qui sont connus pour leur difficulté d'usage et très délicate manipulation.

On effectue également le choix en fonction du domaine de puissances, on utilise de préférence :

- Le transistor à effet de champ ou l'IGBT pour les faibles puissances.
- Le transistor bipolaire ou l'IGBT pour les courants moyens.
- Le thyristor GTO pour les forts courants.

Le thyristor classique avec circuit auxiliaire d'extinction n'est plus utilisé dans les équipements récents. [18]

II.2. Les types d'onduleurs :

On distingue deux principaux types d'onduleurs selon la nature de la source d'alimentation :

- Les onduleurs de courant : Alimentés par une source de courant, peu affectés par les variations de tension.

- Les onduleurs de tension : Alimentés par une source de tension continue peu affectée par les variations de courant. Composés de bras à interrupteurs réversibles en courant, commandés à la fermeture et à l'ouverture. Chaque interrupteur comporte un transistor (GTO ou IGBT) et une diode en antiparallèle. Les onduleurs de tension peuvent être à plusieurs niveaux selon les besoins d'utilisation.

Ils peuvent aussi être classés en [19] :

- Onduleurs de tension monophasés : Utilisés généralement pour l'alimentation de charges monophasées de faible puissance, ils peuvent être en pont ou en demi-pont.

- Onduleurs de tension triphasés : Offrant une source de tension triphasée avec une amplitude, phase et fréquence contrôlables et une forme approchant la sinusoïde. Ces onduleurs sont employés dans la moyenne et forte puissance.

Le domaine d'application des onduleurs de tension peut être caractérisé par la variation de la fréquence. On distingue deux grandes familles :

- Le domaine des fréquences fixes : Où l'onduleur de tension est destiné à pallier les défaillances, ou même l'absence d'un réseau alternatif en recréant la tension correspondante à partir d'une source de tension continue. Cette application requiert généralement la fourniture d'une tension de sortie très pure, donc sans harmonique de découpage, d'où la nécessité d'un filtre de sortie.

- Le domaine des fréquences variables : Dans ce cas, l'onduleur est généralement alimenté par un réseau alternatif à travers un redresseur et un filtre d'entrée. L'application la plus connue est celle de la variation de vitesses des machines à courant alternatif.

L'onduleur utilisé dans nos travaux est un onduleur de tension monophasé, dans ce qui suit on détaillera ce dernier.

II.3. Modélisation de l'onduleur :

L'onduleur de tension monophasé est basé sur une structure en pont en H, il est composé de 4 interrupteurs, ces peuvent être des IGBT, transistors ou bien des thyristors montés en tête-bêche avec des diodes de récupération, comme l'illustre la figure II.1.

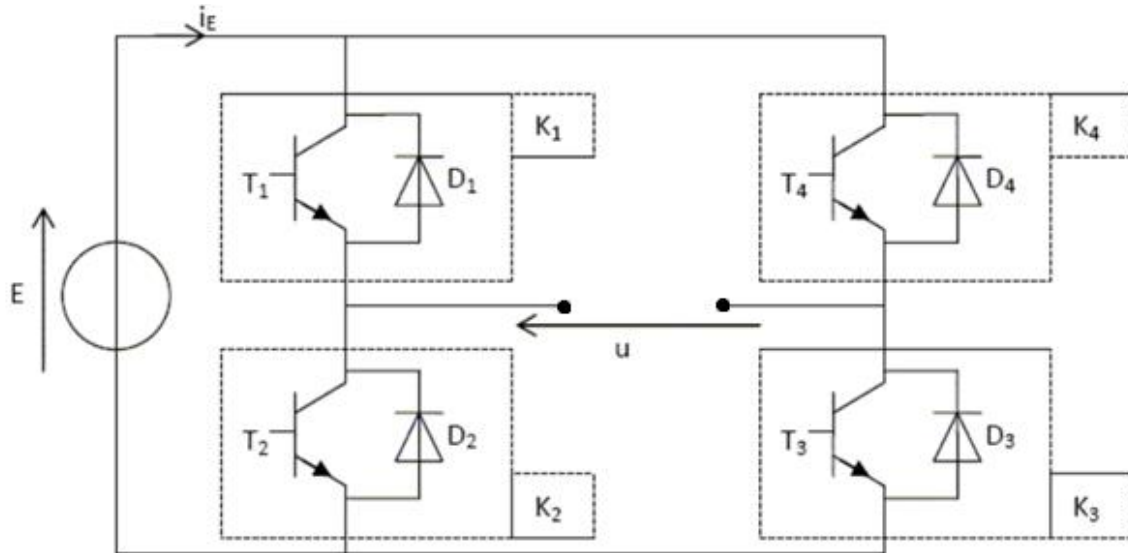


Figure II.1 : Structure de l'onduleur de tension monophasé

Pour simplifier l'étude de la structure, on supposera que :

- La commutation des interrupteurs est instantanée ;
- La chute de tension aux bornes des interrupteurs est négligeable ;

Les diodes sont présentées pour assurer la protection des transistors ainsi que la récupération.

La commande MLI est privilégiée afin de contrôler la tension à la sortie de l'onduleur, on détaillera cette commande dans la suite du chapitre.

Le modèle sous Simulink est représenté par la figure II.2 :

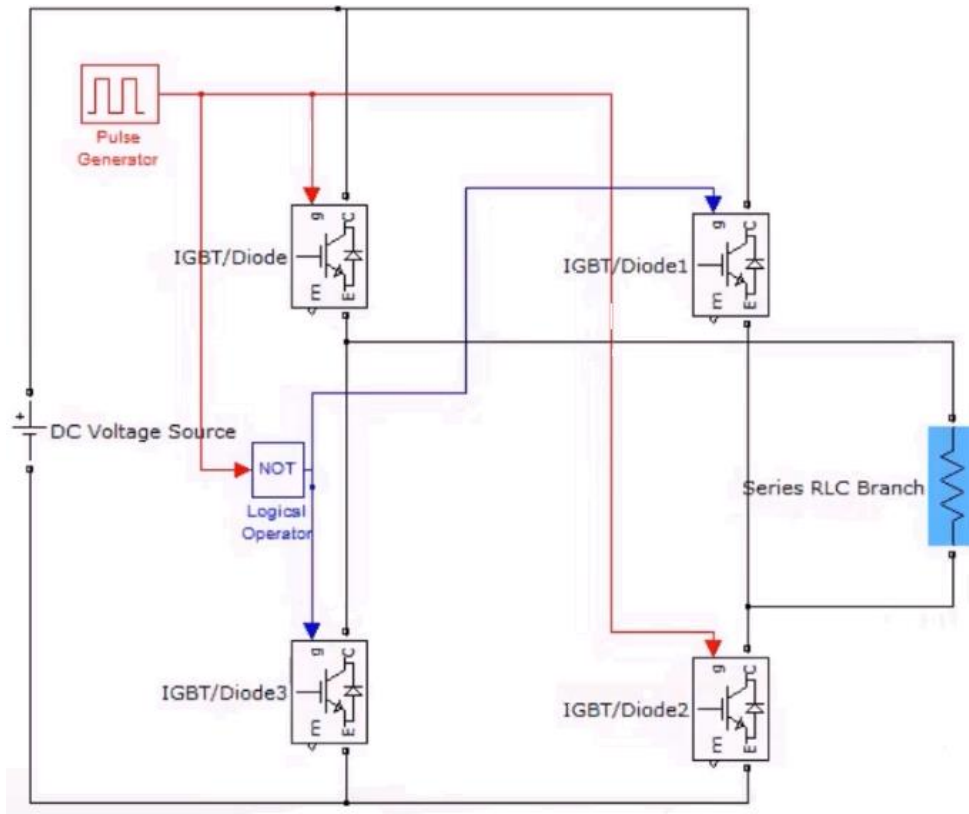


Figure II.2 : Modèle Simulink de l'onduleur monophasé

II.4. Stratégie de commande :

a. La MLI triangulo-sinusoidale :

Les onduleurs délivrent en général une tension alternative formée de créneaux rectangulaires. Afin de palier à ce problème on introduit la commande MLI, qui va nous permettre d'obtenir une tension quasi sinusoidale à travers le filtrage des créneaux [19].

Dans ce projet, on utilisera la modulation de largeur d'impulsions triangulo-sinusoidale pour la commande de l'onduleur à deux niveaux.

b. Principe de de fonctionnement :

La modulation de largeur d'impulsions est une méthode qui permet à la fois la variation de l'amplitude du fondamental de la tension et le contrôle de son contenu harmonique. Cette méthode consiste à comparer l'amplitude de la modulante (tension de référence de l'onduleur)

et des commutations supplémentaires à fréquence élevée introduites sous forme d'un signal en dent de scie appelé porteuse.

La tension de sortie est une suite de créneaux d'amplitude fixe et de largeur variable.

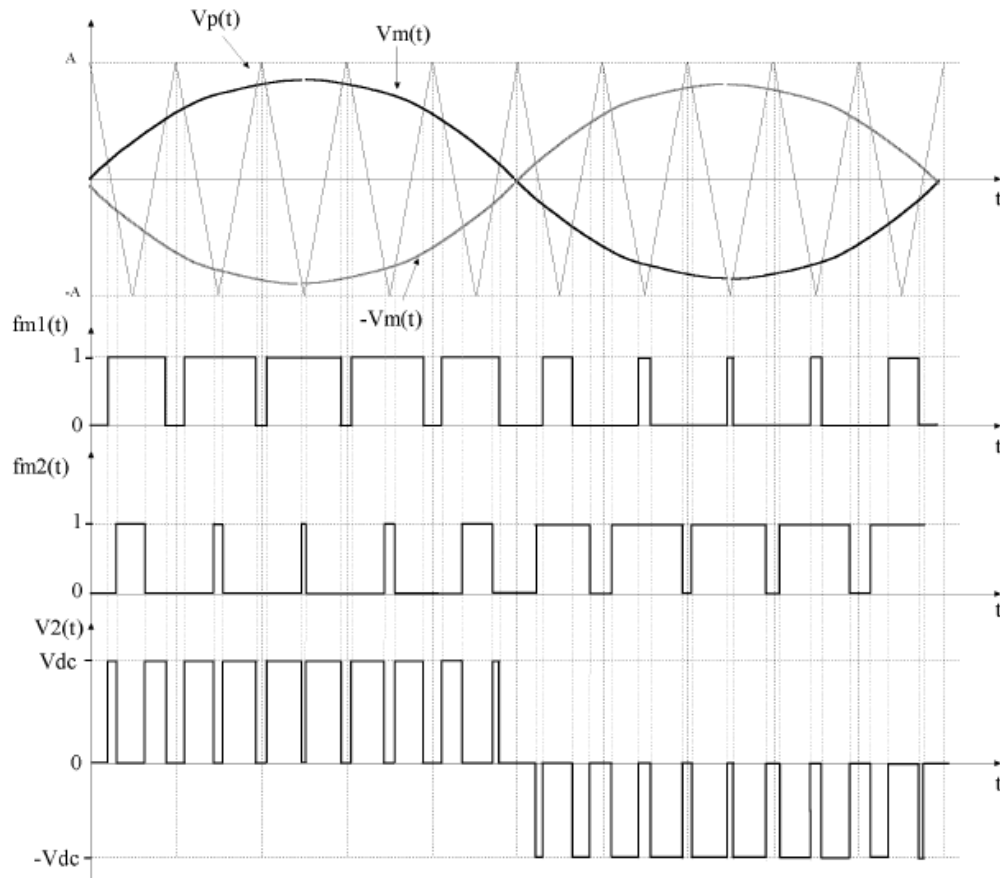


Figure II.3 : Principe de fonctionnement de la MLI triangulo-sinusoidale. [6]

La figure suivante propose un synoptique de commande analogique :

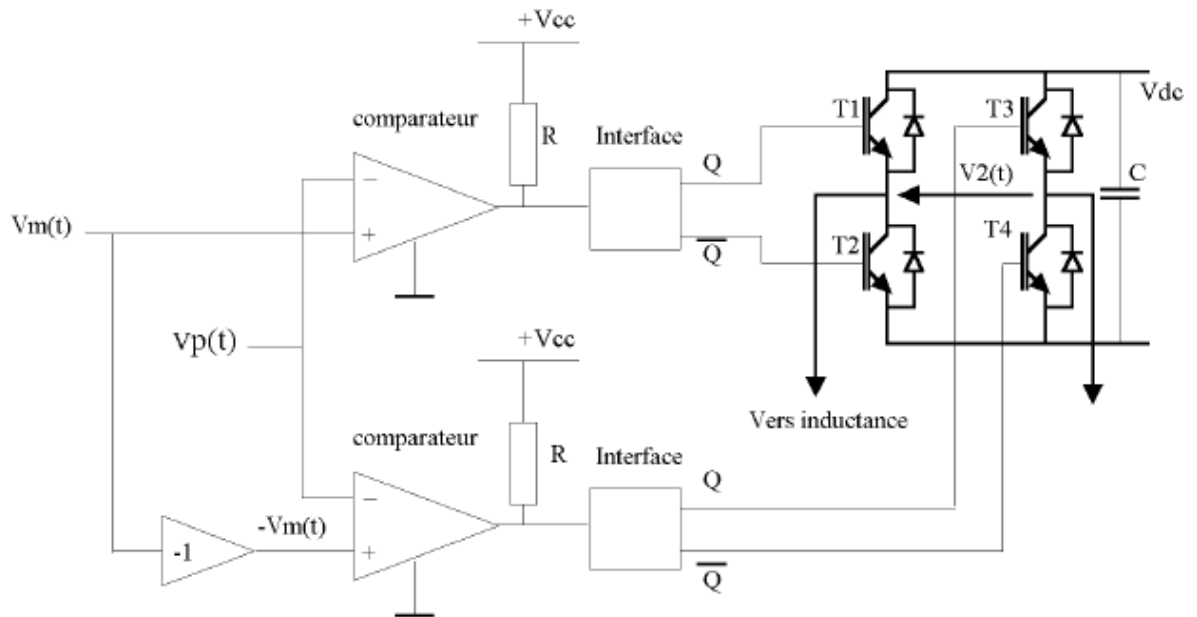


Figure II.4 : Schéma synoptique d'un circuit de MLI intersective. [6]

La MLI est introduite car elle présente deux avantages importants :

- Repousser les harmoniques vers les fréquences les plus élevées de la tension de sortie, ce qui faciliterait le filtrage.
- Variation de la valeur du fondamental.

III. Synchronisation avec le réseau :

Afin de réaliser la connexion du système PV au réseau, la tension de sortie de l'onduleur doit avoir la même fréquence que celle du réseau. Ceci peut se faire en déterminant l'angle de phase de la tension à partir d'une mesure directe du réseau.

Cependant, les tensions du réseau au point de raccordement peuvent comporter divers défauts qui risquent de subsister dans le courant de sortie de l'onduleur. Il est donc important que le système de synchronisation puisse gérer ces distorsions. [20].

Parmi les méthodes envisageables, il en existe deux fréquemment utilisées. La première consiste à filtrer la tension mesurée, l'inconvénient de cette méthode est qu'elle génère un déphasage non négligeable, qui est d'autant plus important que la fréquence de coupure du filtre

passé bas est faible. La seconde est basée sur la détection du passage par zéro de la tension, ce qui permet de déduire la période et de reconstruire un signal sinusoïdal unitaire. Ce procédé est plus performant que le précédent, cependant il n'est pas optimal lors d'un saut de phase par exemple.

La méthode qu'on a choisie est basée sur la PLL (Phase Locked Loop), cette méthode produit un signal de sortie qui synchronise le signal d'entrée en phase et en fréquence, via une boucle de régulation. Ce processus de synchronisation se fait en temps réel ce qui amène la boucle à fonctionner constamment.

III.1. Structure générale de la PLL :

Un circuit PLL de base est généralement constitué de trois éléments : un détecteur de phase, un filtre de boucle et un oscillateur contrôlé en tension. On peut le représenter comme suit :

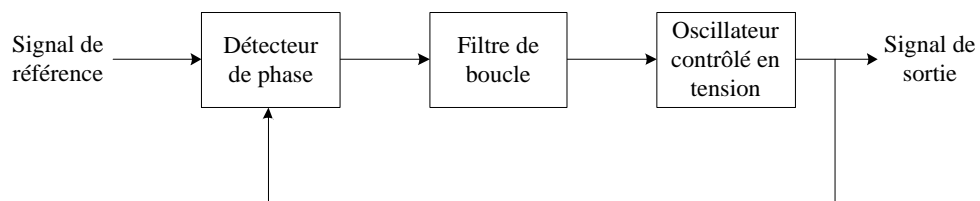


Figure II.5 : Structure générale d'une PLL

- Le détecteur de phase est mis en œuvre en transformant les tensions dans le système dq. La différence de phase entre le signal de référence et le signal de sortie peut être extraite en appliquant une fonction arctangente. Ceci donne la différence de phase exacte. Mais cette différence de phase peut être trouvée indirectement en supposant qu'elle est nulle lorsque $V_q=0$.
- Le filtre de boucle est un régulateur qui annule l'erreur de phase. C'est généralement un régulateur PI, mais on peut utiliser des régulateurs avec un ordre supérieur. Un ordre élevé augmente la dynamique du système ainsi que ses capacités de filtrage mais ça augmente également la complexité du système. Ainsi, l'utilisation d'un régulateur PI nous donne un système du second ordre ce qui permet de régler la bande passante de la PLL et le facteur d'amortissement en utilisant la théorie des systèmes linéaires.

- L'oscillateur contrôlé en tension se trouve après le filtre de boucle (dont la sortie est une fréquence), c'est généralement un simple intégrateur qui nous donne la phase à la sortie. [7]

III.2. Principe de base de la PLL :

Le principe de la PLL est basé sur l'orientation de la tension du réseau suivant l'axe d, ceci revient à annuler l'angle entre la composante de la tension d'axe direct et la tension mesurée ce qui entraîne l'annulation de la composante en quadrature. Ce principe est représenté dans la figure ci-dessous :

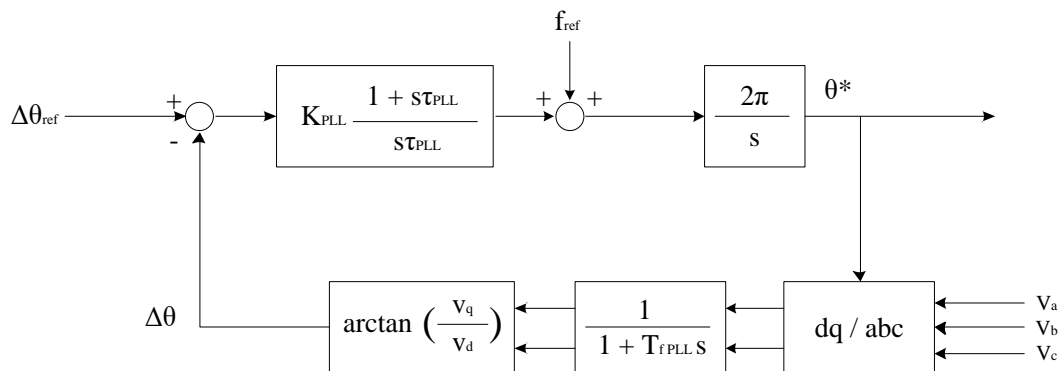


Figure II.6 : Boucle de Contrôle de la PLL [20].

Puisque la valeur de V_q est faible, le terme $\arctan\left(\frac{V_q}{V_d}\right) \approx \frac{V_q}{V_d}$ se comporte linéairement et $\frac{V_q}{V_d} \approx \Delta\theta$. Ainsi, la PLL peut être considérée comme une commande linéaire pour des fins de modélisation.

Pour avoir le vecteur de la tension aligné sur l'axe direct on pose $\Delta\theta_{ref}=0$. Si l'angle de la tension est supérieur à l'angle de l'axe d, la vitesse angulaire du repère d-q doit être augmentée. La figure IV.4 représente les différentes variables.

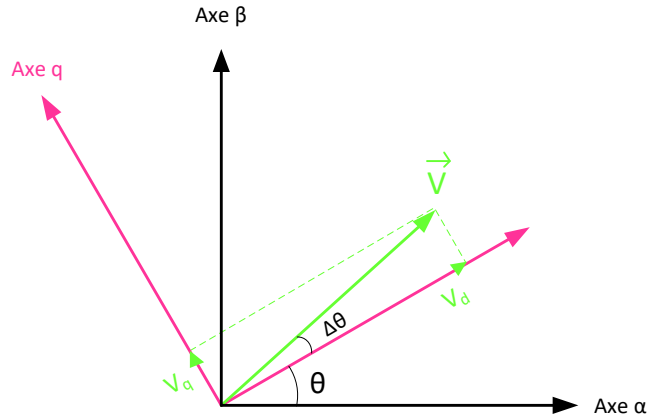


Figure II.7 : Représentation du vecteur V dans le repère dq

Une fréquence d'anticipation f_{ref} (feed forward frequency) de 50Hz est utilisée pour réduire le temps de réponse de la PLL [20].

III.3. Dimensionnement du régulateur :

Un régulateur PI peut être appliqué dans chacun des repères stationnaire $\alpha\beta$ et synchrone dq.

Dans un système dq nous avons des grandeurs fixes, ainsi, l'application du contrôleur PI permet de réduire l'erreur du fondamental à zéro. Ceci n'est pas le cas avec les régulateurs PI dans le repère $\alpha\beta$ où il y a une erreur de suivi de phase et d'amplitude. C'est pour ça que la commande dans le repère synchrone, en utilisant des contrôleurs PI, est la solution idéale pour les onduleurs triphasés connectés au réseau.

Dans la forme générale, le régulateur PI est défini comme suit :

$$H_{PI}(s) = K_p \frac{1 + T_i s}{T_i s} \quad (II. 1)$$

La boucle de régulation est alors donnée par la figure II.8 :

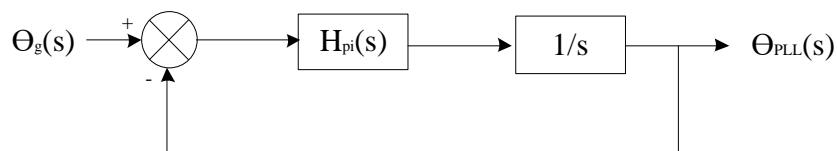


Figure II.8 : Modèles de la PLL

La fonction de transfert en boucle fermée avec l'angle du réseau en entrée et l'angle de la PLL en sortie est donnée par :

$$M(s) = \frac{K_p s + \frac{K_p}{T_i}}{s^2 + K_p s + \frac{K_p}{T_i}} = \frac{2\xi\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (\text{II. 2})$$

Par identification :

$$\begin{cases} \omega_n = \sqrt{\frac{K_p}{T_i}} \\ \xi = \frac{K_p}{2\omega_n} = \frac{\sqrt{K_p T_i}}{2} \end{cases} \quad (\text{II. 3})$$

Les paramètres de la boucle du second ordre doivent satisfaire :

$$\begin{cases} \omega_0 \geq 2\pi f_0 \\ \xi = \frac{1}{\sqrt{2}} \end{cases} \quad (\text{II. 4})$$

Le choix d'une basse fréquence assure un bon filtrage mais une valeur élevée permet de trouver rapidement la phase et d'assurer le suivi.

IV. Modélisation de la chaîne photovoltaïque reliée au réseau :

Dans ce chapitre on se focalise sur la production en mode relié au réseau, sans système de stockage. Dans cette configuration, on distingue deux fonctionnements possibles du système selon les puissances fournies par les panneaux PV ($P_{panneau}$) et consommées par les charges (P_{charge}) :

- Lorsque l'énergie générée par les panneaux est inférieure à la consommation, l'énergie supplémentaire est fournie par le réseau, qui en quelque sorte, remplace les batteries,
- Lorsque les panneaux produisent un excédent, tout en alimentant correctement les charges, l'énergie "en trop" est mise à la disposition du réseau afin d'alimenter d'autres charges.

IV.1. Architecture du système :

Le but du modèle réalisé est de voir le bon fonctionnement du système PV, lorsque ce dernier alimente une charge tout en étant relié au réseau électrique. Le système modélisé pour cela est représenté dans la figure II.9.

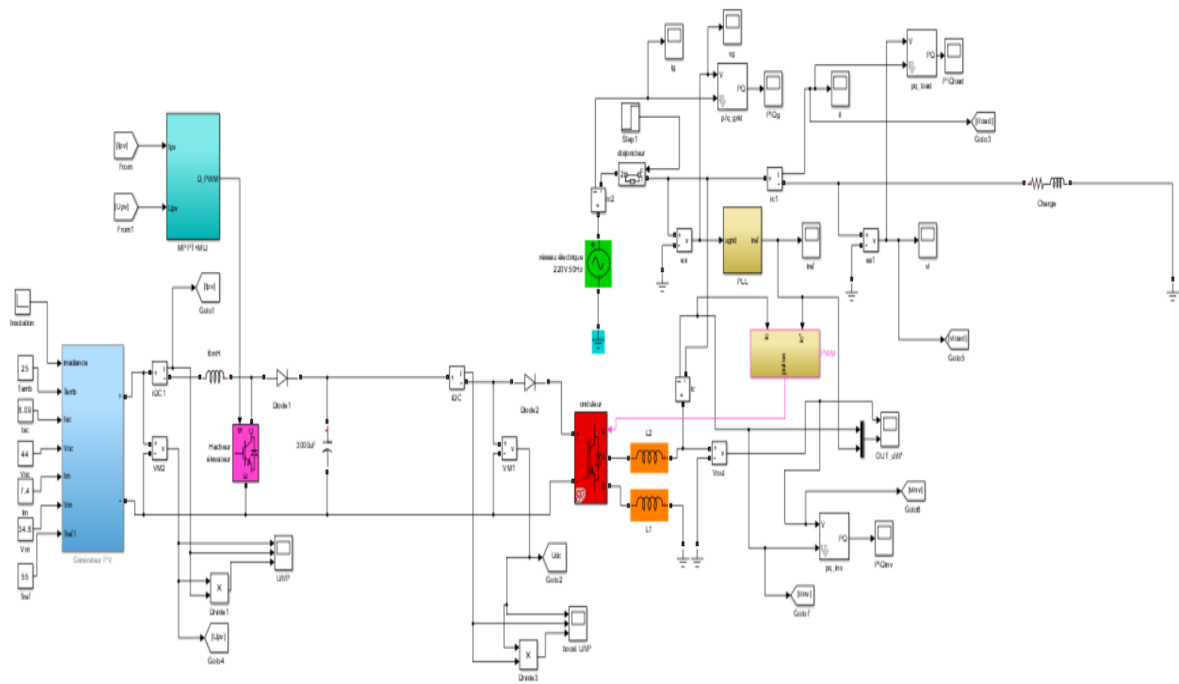


Figure II.9 : Modèle SIMULINK du système PV relié au réseau

Afin de voir si notre système répond correctement aux deux cas de figures, on réalisera deux essais, un premier où la puissance requise par la charge est inférieure à la puissance fournie par les panneaux PV, et un second où on réalisera l'opération inverse. L'irradiation est considérée constante à $1000\text{W}/\text{m}^2$ tout comme la puissance réactive consommée par la charge (300VAR).

IV.2. Résultats de la simulation :

a. $P_{\text{panneau}} > P_{\text{charge}}$:

La puissance active consommée par la charge est de 2000W.

Les figures ci-dessous illustrent les tensions et puissances actives respectivement aux niveaux du réseau électrique et l'onduleur.

On remarque que la valeur de la tension du nœud reliant l'onduleur, le réseau principal et la charge est stable ce qui prouve que notre algorithme de PLL marche correctement.

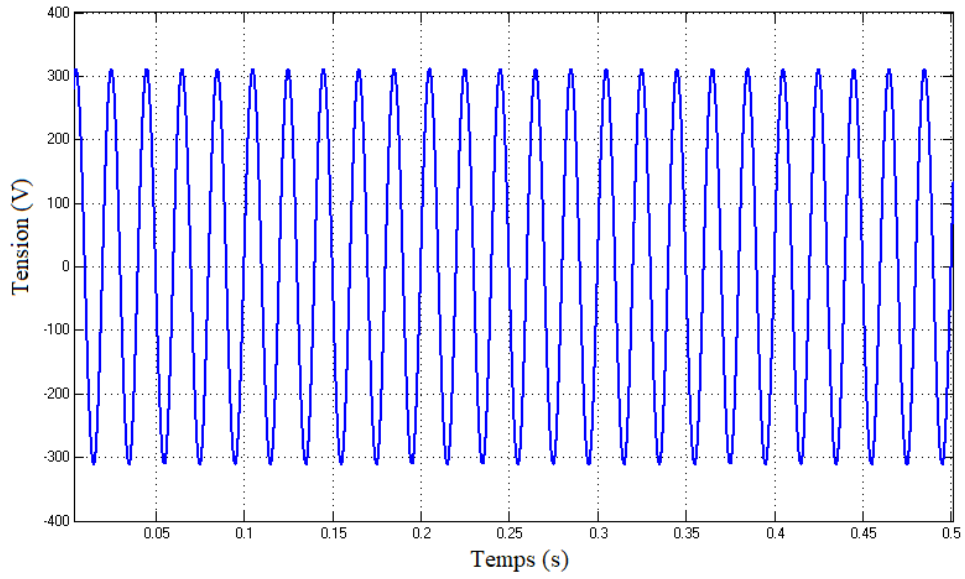


Figure II.10 : Tension du micro-réseau

Au démarrage de la simulation la charge est entièrement alimentée par le réseau électrique uniquement car l'onduleur entame son fonctionnement après 0.12s à cause du filtre décalant son lancement.

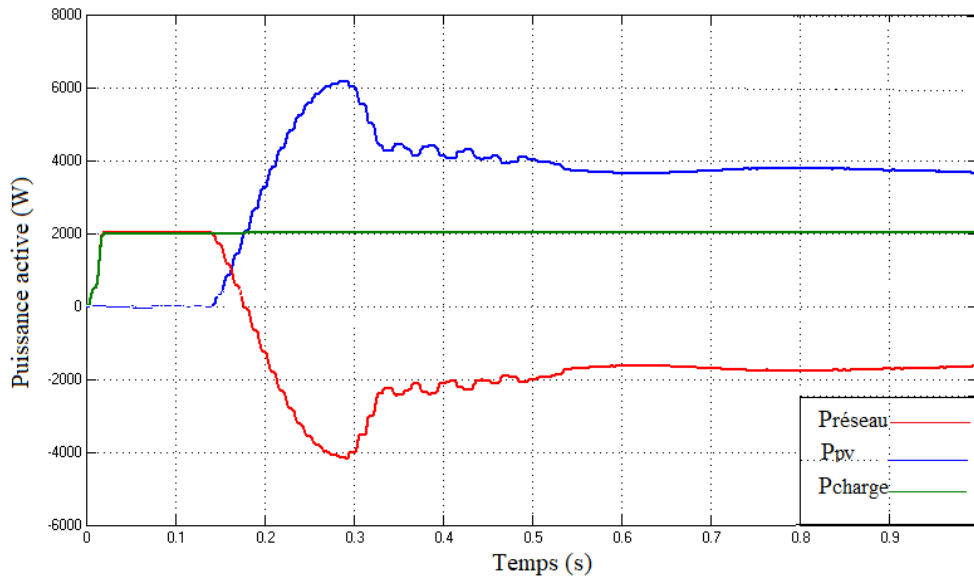


Figure II.11 : courbes des puissances actives

Lorsque l'onduleur amorce son fonctionnement un pic de puissance est observé au niveau de l'onduleur d'une valeur de 6000W, à l'inverse une chute importante de la puissance au niveau de la ligne fait son apparition jusqu'à -4000W. S'en suit une stabilisation des deux puissances, fournie par le panneau PV à 3700W et absorbée par le réseau électrique à -2000W. Cela signifie que les panneaux PV alimentent entièrement la charge et que le surplus d'énergie est directement transmis au réseau électrique.

La puissance absorbée par la charge reste fixe tout au long de la simulation.

b. $P_{panneau} < P_{charge}$:

La puissance active consommée par la charge est de 6000W.

Les figures ci-dessous illustrent les tensions et puissances actives respectivement aux niveaux du réseau électrique et l'onduleur.

Comme le précédent cas, On remarque que la valeur de la tension du nœud reliant l'onduleur, le réseau principal et la charge est stable confirmant ainsi la validité de notre algorithme PLL.

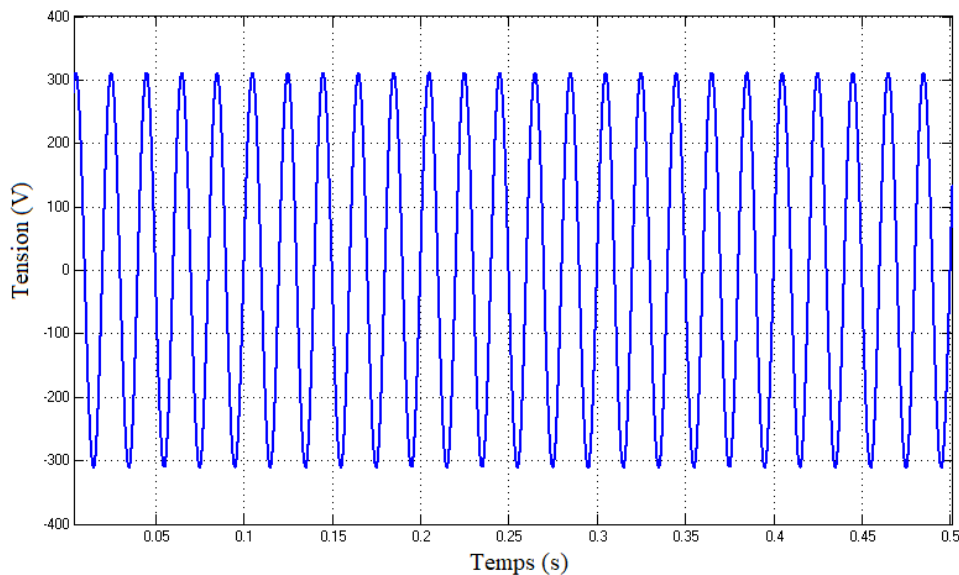


Figure II.12 : Tension du micro-réseau

Au début de la simulation la charge est alimentée uniquement par le réseau électrique, sauf que la puissance fournie à la charge est pour ce cas de 6000W.

Lorsque l'onduleur entame son fonctionnement, il fournit une puissance de 3500W à la charge ce qui n'est pas suffisant ; on observe alors l'intervention du réseau électrique qui joue le rôle d'une batterie en fournissant la puissance manquante ; c'est-à-dire ; 2500W.

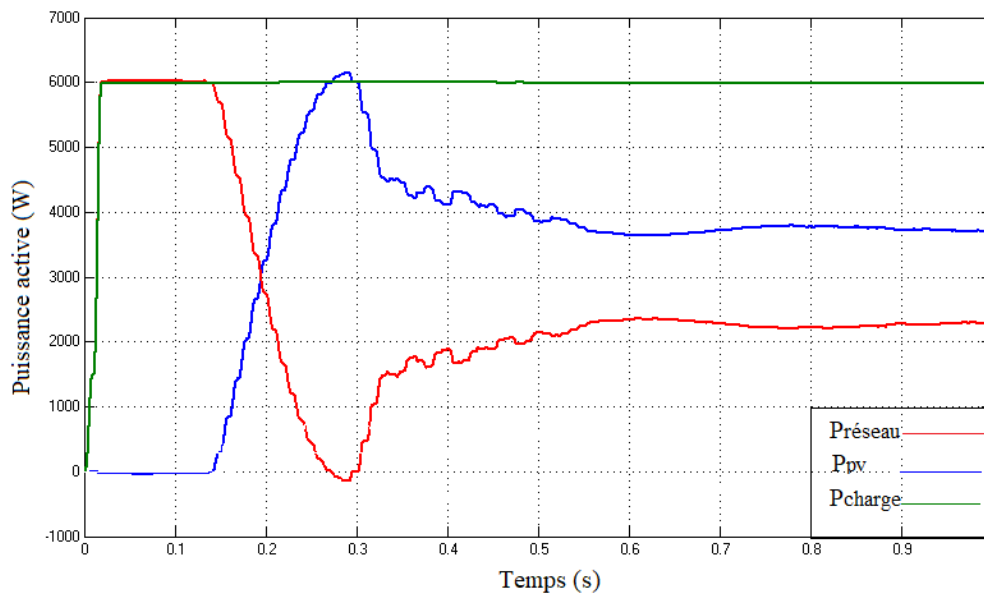


Figure II.13 : courbes des puissances actives

A travers ces deux essais on a pu confirmer le bon fonctionnement de notre modèle quand celui-ci est relié au réseau, à savoir, transmettre l'excédent d'énergie au réseau quand le système PV arrive à subvenir à ses besoins. Lorsque l'énergie générée par les panneaux est inférieure à la consommation, l'énergie supplémentaire est fournie par le réseau.

V. Conclusion :

A travers ce chapitre on a introduit les différents éléments composant un système photovoltaïque relié au réseau, à savoir, l'onduleur, sa commande MLI associée afin d'avoir la tension souhaitée à la sortie, ainsi que la Phase Locked Loop (PLL) permettant la connexion du système au réseau électrique.

Enfin on a créé un modèle sous SIMULINK afin d'étudier les différents cas de figures pouvant se produire lorsque la connexion au réseau a lieu, et on a constaté que le système répondait correctement aux différentes situations.

CHAPITRE III La Stabilité D'un Micro-Réseau

I. Introduction :

La stabilité est la capacité d'un réseau électrique à maintenir l'état de fonctionnement d'équilibre stable pendant et après une perturbation. La stabilité d'un système dépend de la nature de la perturbation et des conditions de fonctionnement initiales. Les systèmes de puissance peuvent être sujets à de nombreuses perturbations petites ou grandes. Les petites perturbations du type changement de la charge arrivent continuellement et le système doit atteindre le nouveau point de fonctionnement afin de satisfaire la demande de la charge. Le système doit également être capable d'atteindre un nouvel état d'équilibre face à certains défauts sévères tels qu'un court-circuit, la perte d'une ligne ou d'un générateur. Par contre un système instable va engendrer une cascade de pannes et un arrêt de fonctionnement de la majeure partie du système de puissance.

II. Classification de la stabilité des systèmes de puissance :

L'instabilité d'un réseau peut se caractériser par différentes formes. La classification de la stabilité peut aider à l'analyse des problèmes d'instabilité à l'identification des facteurs essentiels qui contribuent à l'instabilité et à l'élaboration des méthodes pour améliorer la stabilité. Les considérations de cette classification sont basées comme ci-dessous :

- La nature physique de l'instabilité.
- La gravité de la perturbation envisagée.
- Les dispositifs, les processus, l'échelle de temps à prendre en compte.
- Les méthodes de calcul et de prédiction de la stabilité concernées.

Les catégories et sous catégories de l'étude de la stabilité des réseaux électriques peuvent se résumer dans la figure ci-dessous. [23]

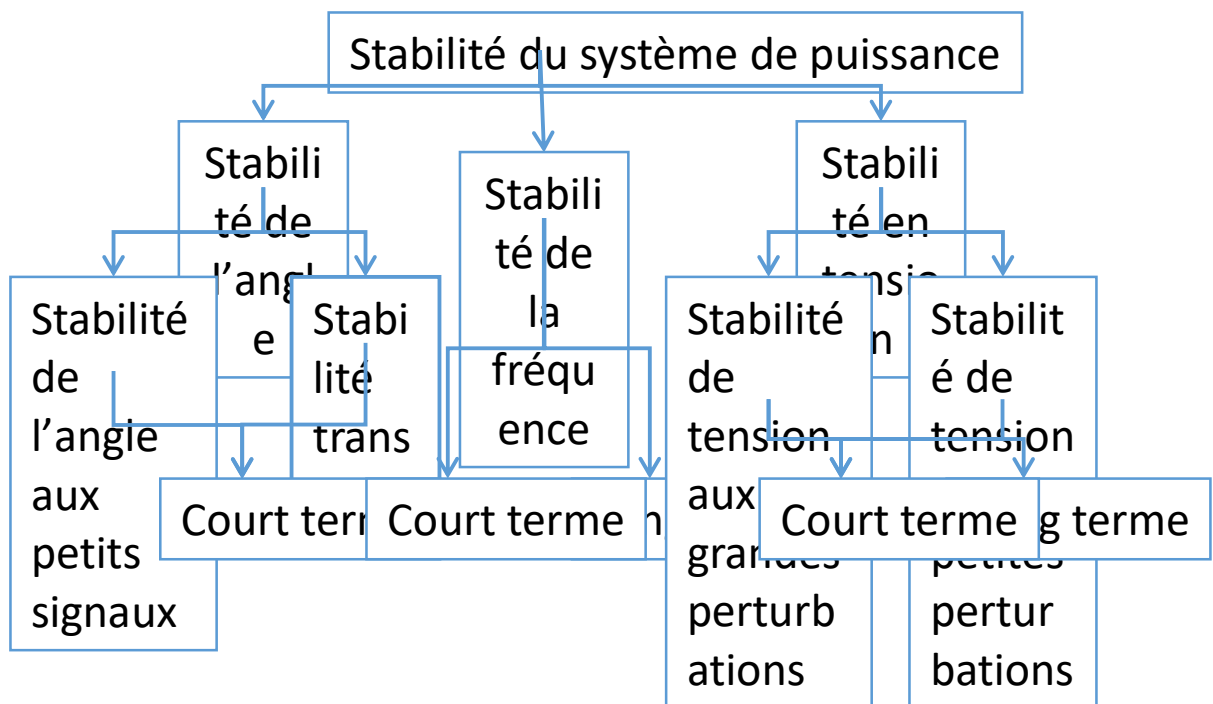


Figure III.1 : Classification de la stabilité des réseaux électriques

II.1. Stabilité de l'angle rotorique :

Ce type de stabilité implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes dans le système de puissance. Il s'agit de la capacité des machines synchrones interconnectées à maintenir le synchronisme après une perturbation, ce qui dépend de la capacité de chaque

machine à maintenir ou restaurer l'équilibre entre le couple électromagnétique et le couple mécanique. [23]

II.2. Stabilité de fréquence :

C'est la capacité du système à maintenir sa fréquence nominale suite à une perturbation sévère résultante d'un déséquilibre entre la production et la consommation. L'instabilité résultante est l'oscillation de la fréquence conduisant au déclenchement des unités de génération et/ou des charges. Le déséquilibre engendré par un tel type de défaut peut être éventuellement compensé par l'énergie cinétique tournante au niveau des machines synchrones. Si la perturbation n'est pas très importante, les générateurs vont ajuster la puissance réactive de façon à réduire l'écart de la fréquence.

Durant le défaut, le facteur temps du processus et des dispositifs impliqués pourrait varier de quelques secondes (cas de contrôle et protection des générateurs) à quelques minutes (réaction d'un gouverneur). Il est donc judicieux de classer la stabilité de fréquence en phénomènes à court terme et à long terme. [23]

L'instabilité de fréquence à court terme peut surgir suite à un incident sévère dans le réseau, la réaction des systèmes de protection qui va ouvrir plusieurs lignes de transmission va engendrer la création de plusieurs sous réseaux (îlots). Les générateurs de chaque îlot résultant essayeront de garder le synchronisme entre eux, mais la réserve tournante est nettement insuffisante pour faire face à la charge connectée au sous-réseau. La conséquence est la diminution très rapide et directe de la fréquence.

D'un autre côté, des situations plus complexes tels qu'un mauvais contrôle ou une mauvaise réponse des turbines à vapeur des centrales de production, engendrent des phénomènes plus longs allant de dizaines de secondes jusqu'à plusieurs secondes.

II.3. Stabilité de tension :

Ce type de stabilité concerne la capacité du système ayant subi un défaut, à maintenir les tensions des nœuds autour de niveaux acceptables, et ce pour une condition de fonctionnement initiale donnée. Il s'agit donc de la capacité du système à maintenir, voire restaurer l'équilibre entre la demande émise par la charge, et l'alimentation en énergie de cette charge. Une instabilité de tension se manifeste sous la forme d'une diminution (ou augmentation) de la tension au niveau de certains nœuds dans le réseau électrique [4].

Suite à un défaut de tension, une perte de charges dans certaines zones ou le déclenchement des lignes par leurs relais de protection pourrait engendrer la perte du synchronisme des générateurs. C'est le cas des moteurs asynchrones ainsi que les charges dont la tension est contrôlée par un régleur en charge automatique. Ce type de charge aura tendance à restaurer la puissance qui finira par dépasser la puissance maximale tolérée dans le système de puissance (contrainte physique dû à la capacité des lignes du réseau du transport et de la capacité des générateurs à produire de la puissance), ceci va contraindre le réseau haute tension voire sa puissance réactive augmenter conduisant ainsi la tension à baisser progressivement jusqu'à des valeurs inadmissibles.

On peut classifier la stabilité de tension en deux sous catégories :

a. Stabilité de tension aux grandes perturbations :

C'est la capacité du système à maintenir des niveaux de tension acceptables après avoir subi une grande perturbation telle que la perte de génération. Le système, les caractéristiques de la charge ainsi que les interactions entre les différents dispositifs de protection et de commande sont déterministes dans ce cas.

La période peut aller de quelques secondes à des dizaines de secondes.

b. La stabilité de tension aux petites perturbations :

Le cas de changement incrémental de la charge est un exemple de telles perturbations. Cette forme de stabilité est sensiblement liée aux caractéristiques de la charge et les dispositifs de contrôle.

La gamme de temps de l'instabilité de tension s'étend de quelques secondes à plusieurs minutes. Ainsi, l'instabilité de tension peut être considérée comme un phénomène à court terme (de l'ordre de plusieurs secondes) ou, dans l'autre cas limite, comme un phénomène à long terme (de l'ordre de plusieurs minutes) :

-Pour l'instabilité de tension à court terme, l'effondrement de tension se produit immédiatement après la perturbation. Dans ce type d'instabilité, les charges et les dispositifs, qui ont des caractéristiques spéciales de puissance réactive tels les moteurs asynchrones sont souvent impliqués. Les moteurs asynchrones consomment, juste après la perturbation, beaucoup de puissance réactive pour assurer leur stabilité vis-à-vis leurs charges. D'autres

éléments peuvent aussi participer à cette instabilité : les charges commandées électroniquement, les convertisseurs HVDC ...

-L'instabilité de tension à long terme se manifeste lors d'un manque graduel de puissance réactive d'un nœud ou une partie du système. Elle implique, quant à elle, des équipements ayant une action plus lente tels les régulateurs en charge automatique, les charges commandées thermostatiquement.

III. Îlotage électrique :

III.1. Notion d'îlotage :

On dit qu'il y a îlotage lorsqu'une partie du réseau électrique comprenant des moyens de production et des charges est déconnecté du réseau principal, et que les charges de cet îlot sont alimentées par les générateurs du même îlot et où la tension et la fréquence sont maintenues à des valeurs autour de leurs valeurs nominales.

Les causes d'un îlotage non intentionnel sont généralement dues à une déconnexion du réseau principal par suite de manœuvre des organes de coupure pour travaux ou lors de défauts tels que les courts-circuits.

L'îlotage non intentionnel peut avoir différentes conséquences :

- Pendant une maintenance, il pourrait compromettre la sécurité du personnel intervenant si les règles de vérification d'absence de tension dans les conducteurs ne sont pas strictement respectées.
- La tension et la fréquence dans l'îlot n'étant plus contrôlées par les gestionnaires du réseau, elles peuvent sortir des limites réglementaires et être à l'origine de dommages dans les installations électriques présentes dans cet îlot.
- Il peut également perturber la réalimentation de l'îlot lors de la remise en service du réseau amont (une différence de phase entre les tensions amont et aval pourrait notamment engendrer de forts courants). [24]

C'est pour ces raisons qu'il est primordial de détecter toute situation d'îlotage et de réduire le temps de fonctionnement du système îloté. Pour ce faire, les onduleurs PV sont équipés d'un dispositif de découplage automatique destiné à prévenir ce mode fonctionnement

à travers différentes méthodes de détection d'îlotage. Le point suivant s'attardera sur la description de ces méthodes.

III.2. Méthodes de détection d'îlotage :

Il existe plusieurs méthodes de détection d'îlotage (ou détection de perte du réseau principal), qu'on peut classer en trois catégories :

- Les méthodes passives, basées sur l'analyse des variations de la tension, de la fréquence ou du déphasage,
- Les méthodes utilisant les communications entre le réseau principal et l'onduleur PV,
- Les méthodes actives, basées sur l'observation des effets d'une perturbation créée intentionnellement sur le réseau.

Afin d'évaluer ces méthodes, il faut déterminer leur Zone de Non Détection (ZND). Pour des raisons de sécurité, celle-ci doit être le plus petit possible tout en ne générant pas de déclenchement intempestif. Cette zone est définie par les puissances actives et réactives pour lesquelles la variation de l'amplitude de la tension et/ou de la fréquence est insuffisante pour provoquer le déclenchement de la protection principale.

a. Les méthodes passives :

Ces méthodes requièrent souvent peu d'investissement supplémentaire afin d'être opérationnelles, elles présentent également l'avantage d'être moins perturbées dans les scénarios à fort taux de pénétration des systèmes PV. Par ailleurs, les méthodes impliquant des mesures de fréquence et de tension possèdent une Zone de Non Détection relativement importante. Les autres méthodes anti-îlotage ont certes une ZND plus restreinte, mais il est souvent nécessaire de définir un seuil à ne pas franchir qui peut être assez difficile à identifier. [24]

b. Les méthodes utilisant les communications entre le réseau principal et l'onduleur PV :

Elles se basent sur la communication entre un émetteur et un récepteur, à travers trois méthodes :

- Communications indiquant la présence d'énergie sur les lignes,

- Signal émis et transmis lors du débranchement de composants,
- Système superviseur de contrôle et acquisition de données (SCADA).

Ces méthodes permettent d'obtenir une zone de non détection nulle et de ne pas dégrader la qualité de l'énergie fournie, elles sont donc très efficaces mais leur inconvénient majeur est leur coût très élevé.[25]

c. Les méthodes actives :

Les méthodes actives ont l'avantage de ne pas uniquement dépendre des caractéristiques de la charge en mode îloté. Les méthodes passives peuvent en effet ne pas être assez rapides si elles se contentent de mesurer des grandeurs aux bornes AC de l'onduleur en attendant que l'une d'entre elles ne franchisse le seuil au-delà duquel le découplage devient effectif. Les méthodes actives, qui génèrent des perturbations injectées sur le réseau peuvent faire dévier une grandeur et ainsi permettre de détecter plus rapidement un îlotage.

C'est une méthode active qu'on utilisera pour assurer l'anti-îlotage de notre système, qui est l'« active frequency drift (AFD) ».

d. Méthode de l'Active frequency drift (AFD) :

La méthode AFD est basée sur l'injection d'une distorsion sous forme d'onde au courant de référence de l'onduleur, afin de forcer une déformation de la fréquence en cas de situation d'îlotage.

Cela est fait en introduisant un temps de conduction nul t_z à la fin de chaque demi-cycle, comme le montre la figure III.2 la phase de la composante fondamentale du courant est décalée.

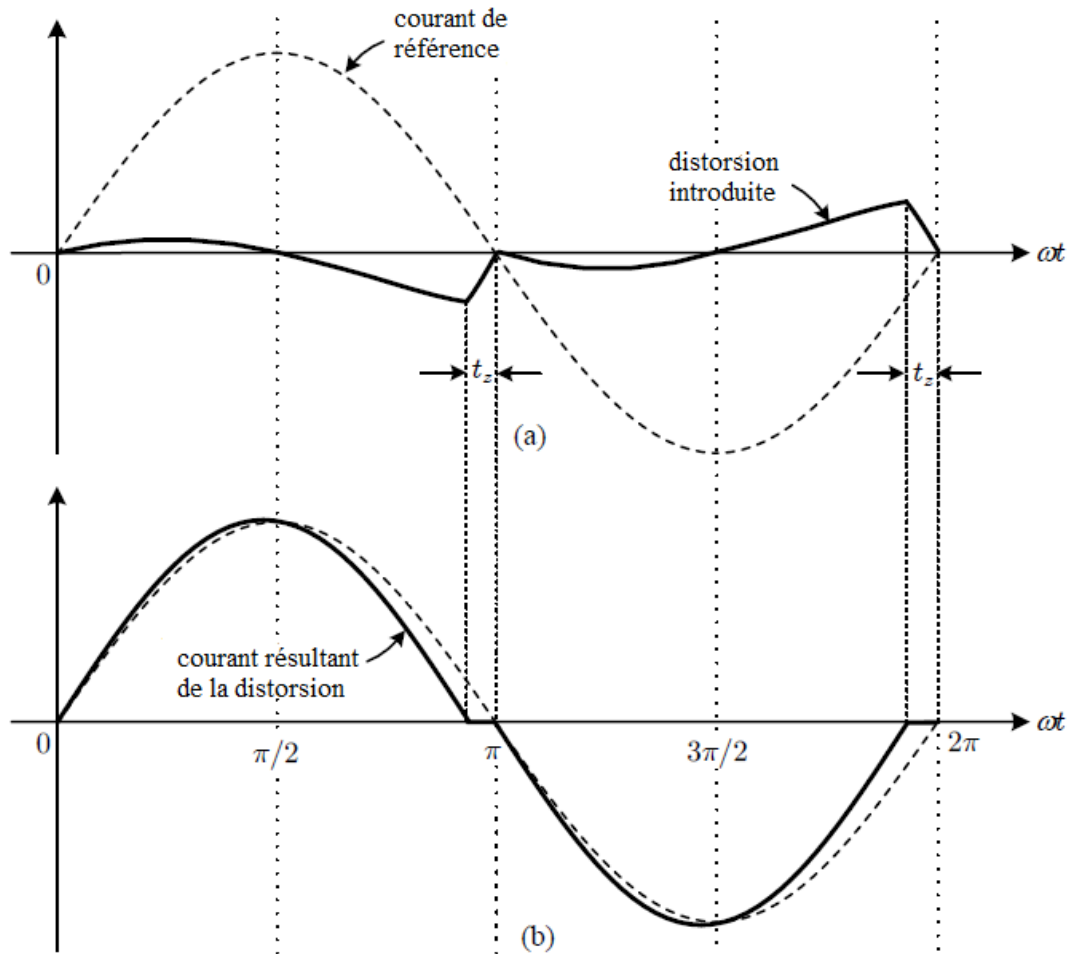


Figure III.2 :Illustration du courant de sortie suite à l'ajout de la distorsion. [26]

Une demi-période du courant de sortie de l'onduleur est constituée de deux parties distinctes :

- La première va de 0 s à $\pi - t_z$: C'est une sinusoïde avec une fréquence légèrement supérieure à la fréquence du réseau,
- La seconde va de $\pi - t_z$ à π : La sinusoïde atteint zéro et l'onduleur conserve cette valeur pendant une durée t_z .

L'autre demi-période est créée avec le même raisonnement en changeant le signe de l'amplitude du courant (expressions III.1). Il est important de noter que la partie « zero time » de la seconde demi-période n'est pas obligatoirement égale à t_z . [26]

$$i_{AFD}(t) = \begin{cases} I \sin(2\pi f' t); & 0 < \omega t < \pi - t_z \\ 0; & \pi - t_z < \omega t < \pi \\ I \sin(2\pi f' t); & \pi < \omega t < 2\pi - t_z \\ 0; & 2\pi - t_z < \omega t < 2\pi \end{cases} \quad (III.1)$$

Où $i_{AFD}(t)$ est le courant généré suite à l'introduction de l'AFD, et f' la nouvelle fréquence due à la distorsion.

La déformation engendrée par l'onduleur n'a pas d'impact en fonctionnement normal car l'onduleur ne peut imposer au réseau complet sa propre fréquence. En revanche, en régime îloté, le courant déformé de l'onduleur va atteindre la charge RLC puis engendrer un passage prolongé par zéro de la tension. Ce passage prolongé va créer une différence de phase entre la tension et le courant en sortie d'onduleur par rapport au cas où le réseau ne serait pas en régime îloté. L'onduleur va ensuite augmenter la fréquence de son courant de sortie pour tenter d'éliminer ce déphasage. La tension située à la charge RLC va encore être en avance par rapport à ce qu'attend l'onduleur. Celui-ci va encore augmenter la fréquence du courant de sortie. Ce phénomène est répété jusqu'à ce que la fréquence dépasse le seuil d'une protection en fréquence pour déclencher. [26]

L'utilisation de cette méthode se fera à travers un programme qu'on incorporera à notre modèle sous SIMULINK.

III.3. Avantages et inconvénients :

a. *Avantages :*

- Facile à implémenter dans un onduleur qui dispose d'un microcontrôleur,
- Fonctionne très bien avec des charges de type résistive pure et un facteur de puissance proche de l'unité. [26]

b. *Inconvénients :*

- L'onduleur peut dans certain cas stabiliser un îlot. Par exemple, si ϕ est négatif à la fréquence de la ligne, un retard de la tension va être détecté par l'onduleur. La fréquence du courant en sortie de l'onduleur va donc diminuer pour voir si la fréquence de la tension va la suivre. Cette action est répétée jusqu'à ce que la protection ne déclenche. Néanmoins, la fréquence du courant diminuant, le déphasage ϕ devient de moins en moins négatif et se rapproche de zéro. Il est possible que pour certaines charges RLC, le réseau se retrouve dans un état stable avant que les relais en fréquence ne déclenchent,
- Petite dégradation de la qualité de l'énergie en sortie d'onduleur,

- La discontinuité du courant peut engendrer et conduire à des interférences dans le domaine des ondes radio (cet inconvénient devrait néanmoins être très limité car les onduleurs et leur contrôle doivent passer des tests par rapport aux ondes). [25]

III.4. Simulation de la commande anti-îlotage du système :

a. Architecture du système :

L'architecture de notre système est similaire à celle utilisée au chapitre 2 afin de le relier au réseau électrique (figure II.9), à celle-ci on ajoutera la commande AFD anti-îlotage via le raccordement à la PLL de l'onduleur.

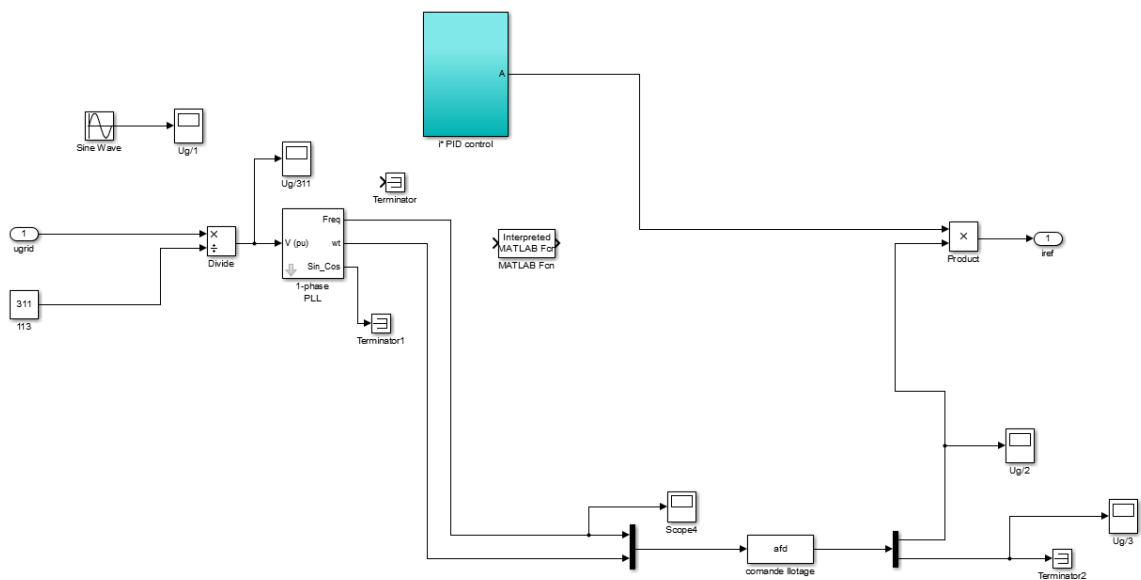


Figure III.3 : Modèle SIMULINK de la PLL avec la commande AFD

Dans cette simulation, on considérera l'irradiation constante à $1000\text{W}/\text{m}^2$, et une charge fortement résistive, telle que, la puissance active consommée est de 4000W et la puissance réactive 300VAR .

Afin de tester le bon fonctionnement de la commande AFD, une coupure de la ligne aura lieu à l'instant $t=0.5\text{s}$.

b. Résultats de la simulation :

On commence par étudier l'effet de l'ilotage sur la ligne électrique reliant le système au réseau, les figures ci-dessous représentent l'évolution courants et puissances actives et réactives au niveau de la ligne et de l'onduleur.

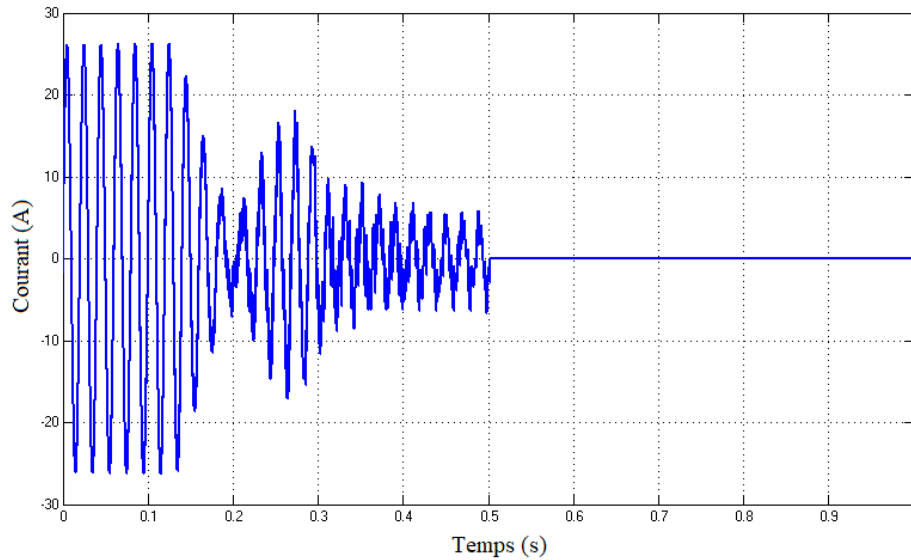


Figure III.4 : Courbe du courant à la sortie du réseau avec coupure à t=5s

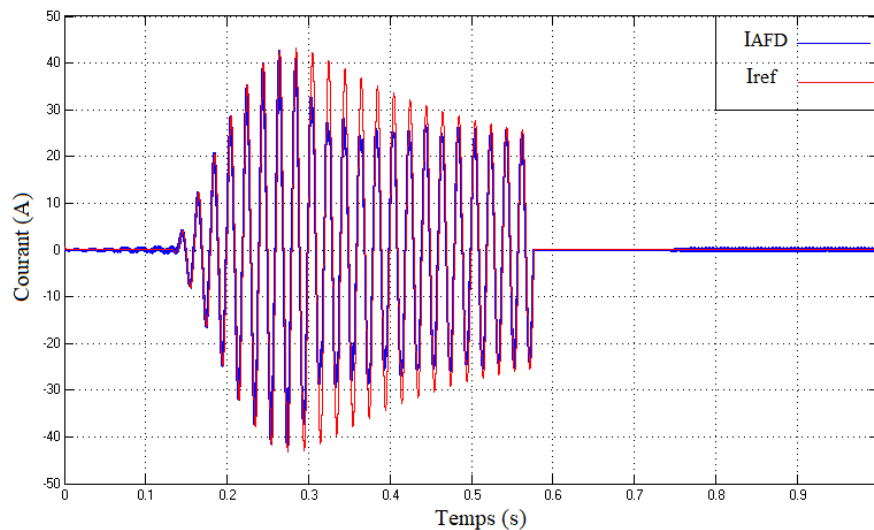


Figure III.5 : Courbe du courant à la sortie de l'onduleur avec coupure à t=5s

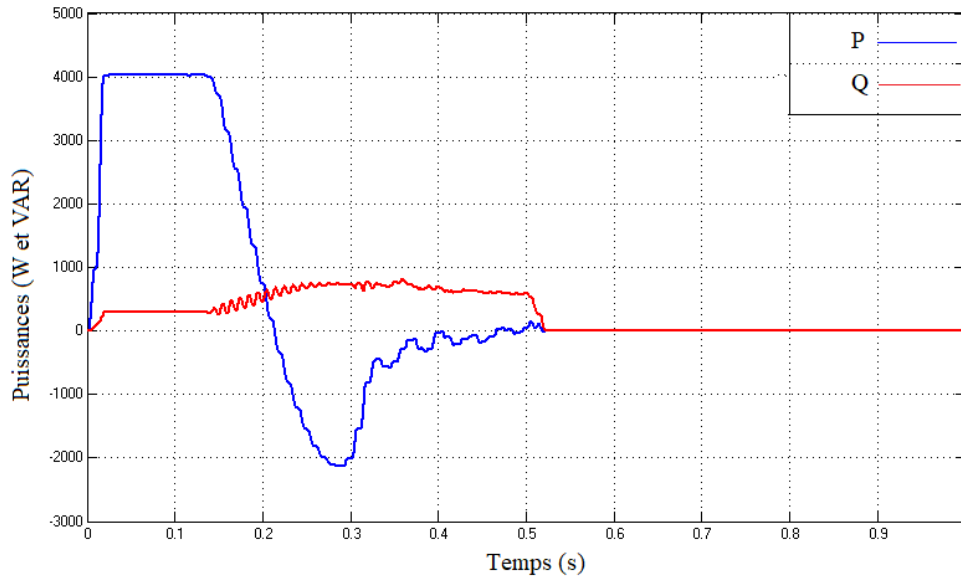


Figure III.6 : Courbe des puissances à la sortie du réseau avec coupure à $t=5s$

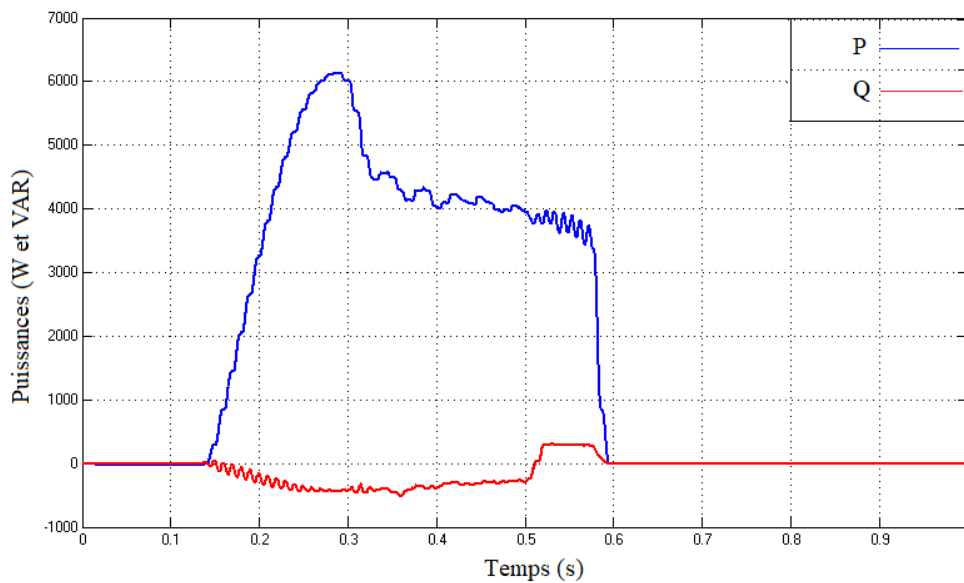


Figure III.7 : Courbe des puissances à la sortie de l'onduleur avec coupure à $t=5s$

On voit qu'au lancement de la simulation la charge est entièrement alimentée par le réseau électrique, cela est lié au fait que l'onduleur n'a pas encore entamé son travail à cause du filtre retardant son lancement jusqu'à 0.12s.

A partir de cet instant on observe que l'onduleur prend le relais du réseau électrique, ainsi quasiment toute l'énergie nécessaire à l'alimentation de la charge est fournie par les panneaux photovoltaïques à travers l'onduleur, ce qui réduit le courant transmis à travers la ligne.

A l'instant $t=0.5s$, la ligne d'arrivée du réseau est coupée ce qui entraîne la disparition du courant à son niveau et par extension la nullification de la puissance fournie. En parallèle, le courant au niveau de l'onduleur continue d'alimenter la charge jusqu'à $0.59s$ où il s'annule, cela est dû aux composants passifs qui ont stocké de l'énergie puis l'ont libéré lorsque la ligne a été coupée.

Les figures III.8 et 9 illustrent l'évolution du courant et de la puissance de la charge au cours du temps. On voit que la charge a été alimentée tout au long de la simulation, au début par le réseau puis via les panneaux PV comme expliqué plus haut.

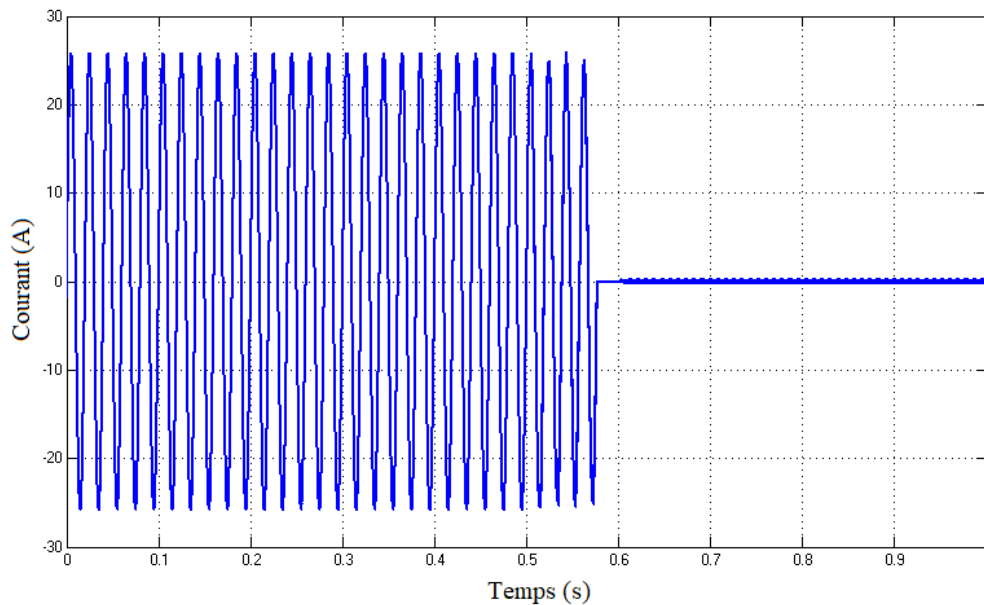


Figure III.8 : Courbe du courant d'absorption de la charge avec coupure à $t=5s$

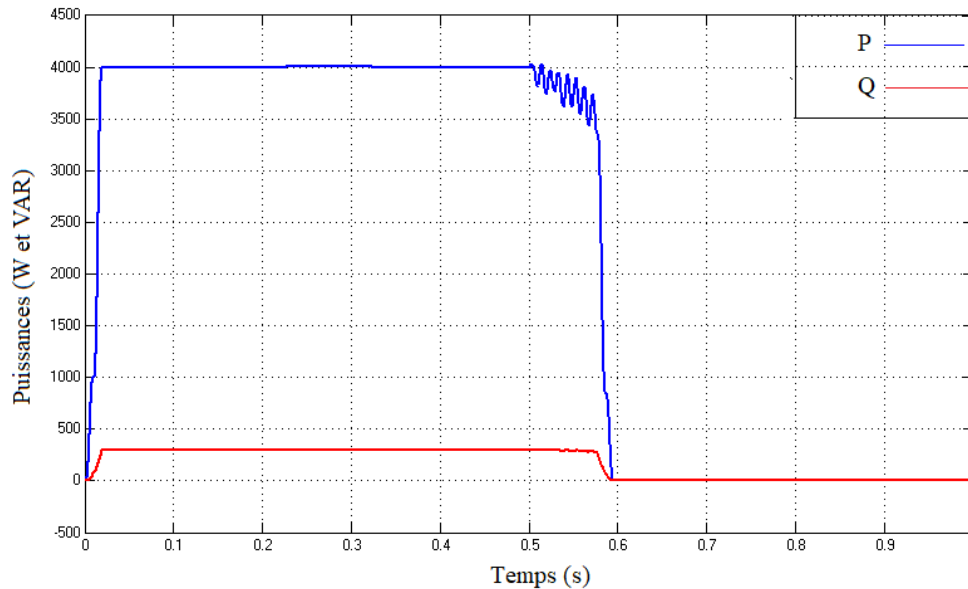


Figure III.9 : Courbe des puissances d'absorptions de la charge avec coupure à t=5s

Cela nous montre que le programme réalisé afin d'assurer l'anti-îlotage fonctionne correctement, et cela en déconnectant la charge lorsqu'une perturbation se produit dans le réseau.

L'inconvénient majeur de la commande anti-îlotage, est que l'énergie produite pendant cette période ne peut être utilisée pour alimenter les charges présentes au niveau de l'îlot et est alors totalement perdue.

IV. Système de stockage :

Un des plus grands challenges des systèmes photovoltaïques aujourd'hui est d'assurer une alimentation permanente afin de répondre à la demande dynamique en matière d'électricité. Les périodes de production et les périodes de consommation d'énergie sont fréquemment décalées, et c'est peu probable qu'il existe une parfaite adéquation entre les deux. Dans ce cas un minimum de stockage s'avère indispensable d'autant plus qu'il permet de palier à l'absence d'alimentation HTA amont.

Après détection de la défaillance, le micro-réseau est maintenu coupé pour permettre une éventuelle reconfiguration des boucles d'alimentation HTA par le gestionnaire de réseau. Si à

l'issue de cette période l'alimentation amont n'est pas revenue, le système de stockage réalimente la poche, avec le soutien des centrales de production PV. La durée des îlotages inopinés est dépendante du retour à la normale de la tension amont, de la capacité locale de production des énergies renouvelables et de l'état de charge du système de stockage. Au retour de la tension amont, le système se recouple au réseau normal de distribution sans coupure ni perturbation pour les clients.

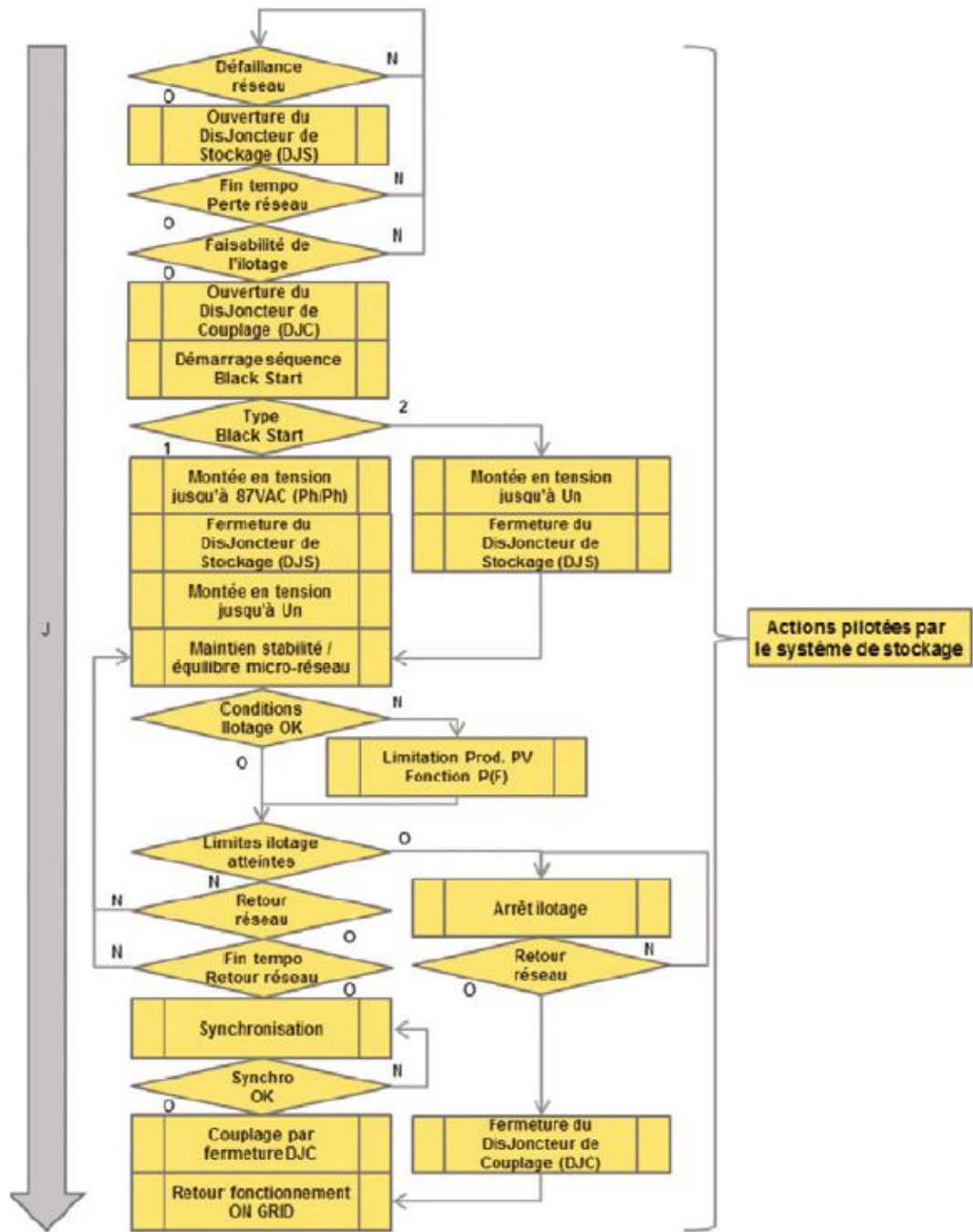


Figure III.10 : Logigramme du mode d'îlotage, avec ou sans coupure initiale

Le système de stockage d'énergie de la batterie (BESS) est constitué essentiellement de trois parties :

- Les batteries étant le concept principal autour duquel le BESS est bâti.
- Les convertisseur (PCS) se chargent de la conversion et du flux de puissance relatifs aux processus de charge et décharge.
- Le Système de gestion de batterie (BMS) étant l'unité de contrôle qui décide si la batterie doit charger ou décharger de la puissance au réseau électrique.

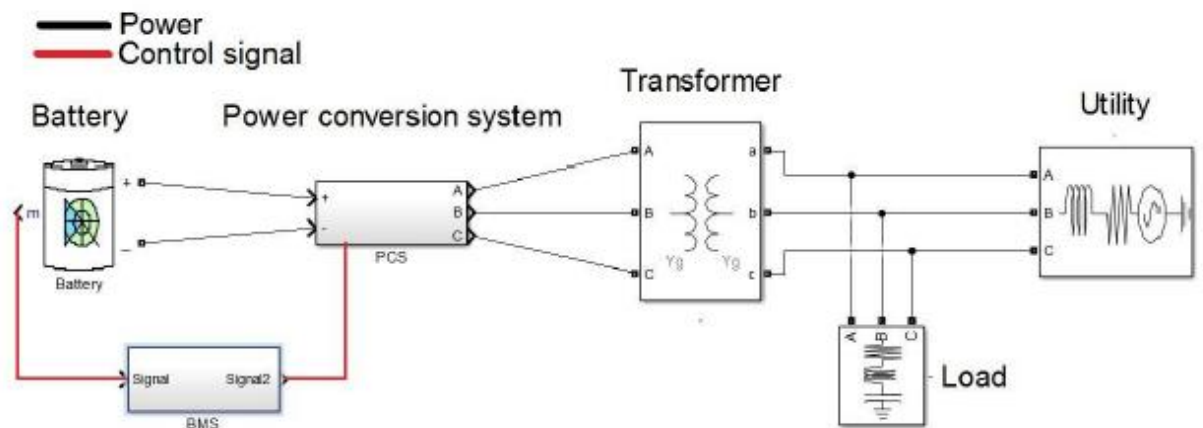


Figure III.11 : Schéma d'un système de stockage connecté à la charge

IV.1. Types de stockage :

Il existe plusieurs méthodes de stockage : sous forme d'eau d'hydrogène, super-condensateur, les accumulateurs à volants d'inertie, les systèmes à air comprimé en bouteilles, batteries électrochimiques (lithium, plomb), etc...

Le stockage électrochimique est le moyen le plus utilisé dans les systèmes photovoltaïques car ces accumulateurs présentent une caractéristique naturellement bien adaptée au couplage direct, en raison de la relative constance de leur tension. De plus ils offrent le meilleur rapport coût/performance, une grande fiabilité et une bonne sécurité. On citera les accumulateurs chimiques les plus utilisés dans l'industrie, à savoir [3] :

- Les accumulateurs Nickel Cadmium (NiCd) : Grâce à leur très bonne efficacité de charge à faible courant, leur tenue aux basses températures, et leur capacité de

stockage inférieure à 2Ah, ils sont souvent jugés très intéressants pour le solaire. Mais le caractère toxique du cadmium les freine sur le marché.

- Les accumulateurs Plomb-Acide : Ces accumulateurs ont une résistance interne très faible et une cyclabilité qui peut atteindre les 800 cycles. Malgré leurs faibles performances à basses températures, l'accumulateur au plomb reste un des moyens de stockage les plus répandus en milieux industriels
- Les accumulateurs Nickel Métal Hydrures (NiMH) : Développés afin de favoriser les charges rapides et d'augmenter la capacité, ces accumulateurs s'avèrent plus compacts que les accumulateurs précédents.
- Les accumulateurs Lithium Ion : Avec un métal plus léger comme le lithium, ces batteries offrent une autonomie plus grande pour des boîtiers moins lourds et donc des charges électriques plus importantes que les batteries au Nickel Cadmium.
- Les accumulateurs Lithium Ion Polymère : Dérivées des accumulateurs Lithium-Ion, et ayant des performances presque similaires ; à la différence de l'électrolyte utilisée, qui est dans ce cas un polymère gélifié qui permet de donner toutes les formes possibles à la batterie.

a. Détermination de la technologie à choisir :

En pratique l'énergie de fonctionnement est tirée de la batterie dès l'instant où le courant d'utilisation est supérieur au courant issu du panneau solaire.

Le choix de la technologie à adopter se fait selon les caractéristiques suivantes [8] :

- Wstoc : la capacité énergétique en Wh : Elle est définie sur la base d'une énergie totale stockée supérieure à l'énergie utile. L'énergie réellement exploitable est donc inférieure à l'énergie stockée est cela est dû au fait que les accumulateurs ne peuvent pas être complètement déchargés.
- η le Rendement : c'est le rapport de l'énergie restituée sur l'énergie utile. Il doit être évalué en prenant en considération les pertes à vide (d'autodécharge), et la résistance interne.
- Ncycl : Bonne Aptitude au Cyclage (Cyclabilité) : Elle représente le nombre de cycles de charges et de décharges. Elle est liée à l'amplitude des cycles et à l'état de charge moyen et elle représente la durée de vie de la batterie.
- Tension aux bornes : Elle est fonction de la charge ou de la décharge de l'élément et dépend de la technologie adoptée par le constructeur. Lors d'une décharge, la

tension aux bornes de l'élément est fonction du courant et de la profondeur de décharge autorisée.

- Le taux de décharge : Par définition, c'est le rapport de la capacité d'une batterie et du temps de décharge.

$$\text{Taux de décharge} = \frac{\text{capacité estimée}}{\text{temps de décharge}}$$

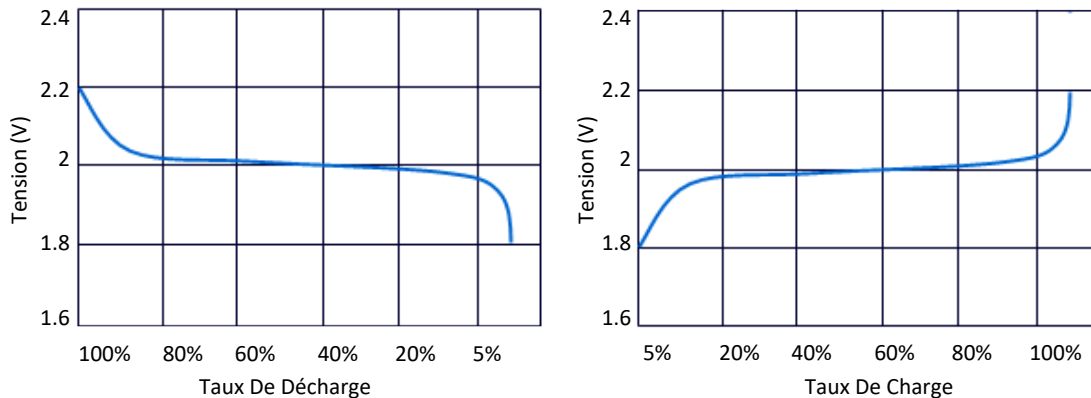


Figure III.12 : Tensions de charge et de décharge aux bornes d'un élément d'un accumulateur Plomb-acide. [3]

- Taux de charge : Comme le taux de décharge, il exprime le rapport du courant absorbé par la durée de temps nécessaire de charger pleinement l'élément de la batterie.

$$\text{Taux de charge} = \frac{\text{capacité estimée}}{\text{temps de charge}}$$

- Profondeur de décharge : Elle s'exprime en pourcents de la capacité de la batterie, et par définition : c'est le nombre d'Ah extraits d'un accumulateur pleinement chargé.
- Autodécharge : C'est une grandeur qui prend en considération le phénomène des réactions chimiques et électrochimiques qui au sein de l'accumulateur engendrent une faible consommation énergétique prélevée sur l'énergie disponible.
- Les coûts d'investissements et de fonctionnement : Généralement évalués en DA/kWh et répartis entre l'énergie stockée exploitable W_{stoc} et la puissance maximale, ils comprennent le cout de l'investissement, de la maintenance, de l'énergie perdue lors des cycles et du vieillissement.

Dans le domaine du stockage, les batteries plomb-acide sont les plus répandues car elles offrent le meilleur compromis en termes de performances/coût/entretien.

b. Montage série et parallèle des batteries :

On peut connecter en série ou en parallèle des batteries solaires exactement identiques et de même « âge ». Pour la mise en parallèle, il faut veiller à l'équilibrage des courants par un câblage symétrique. Pour chaque chaîne de batteries, il faut installer un fusible en série dans le câblage. Il est toujours avantageux de sur dimensionner une batterie au départ, la mise en parallèle de batteries d'âges différents étant fortement déconseillée, la batterie la plus âgée faisant vieillir prématurément la nouvelle.

Il est également meilleur d'utiliser une grande batterie plutôt que deux petites totalisant la même capacité. Il faut toujours prévoir une bonne ventilation des batteries pour éviter l'accumulation de gaz explosifs. [3]

IV.2. Système de gestion de batterie (BMS) :

Le système de gestion permet de contrôler l'écoulement de puissance du système PV, des batteries et des charges en collectant des informations sur la tension de la batterie et en connaissant les valeurs maximale et minimale acceptables de la batterie. Il existe deux modes d'opération du régulateur :

- Condition de fonctionnement normal : lorsque la tension de la batterie varie entre la valeur maximale et la valeur minimale.
- Condition de surcharge ou de décharge : ceci se produit lorsque la tension de la batterie atteint une certaine valeur limite.

Afin de protéger la batterie contre une charge excessive, le générateur PV (module ou champ) est déconnecté du système lorsque la tension dépasse une certaine valeur seuil et quand le courant nécessaire à la charge est inférieur au courant fourni par le générateur PV.

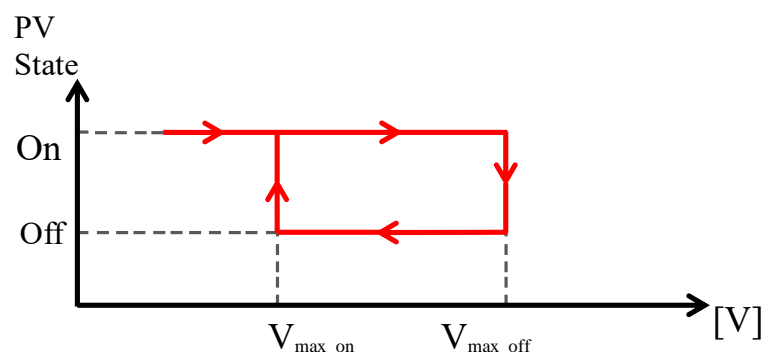


Figure III.13 : Protection contre les surcharges [3]

Le générateur PV est reconnecté lorsque la tension aux bornes de la batterie devient inférieure à la valeur maximale de la tension admissible. Ceci peut se faire en utilisant un switch à cycle d’hystérésis.

Afin de protéger la batterie contre des décharges excessives, la charge est déconnectée lorsque la tension devient inférieure à la tension minimale admissible et lorsque le courant nécessaire pour la charge est supérieur au courant délivré par le panneau.

La charge est reconnectée au système lorsque la tension devient supérieure à la valeur minimale admissible en utilisant un switch à cycle d’hystérésis.

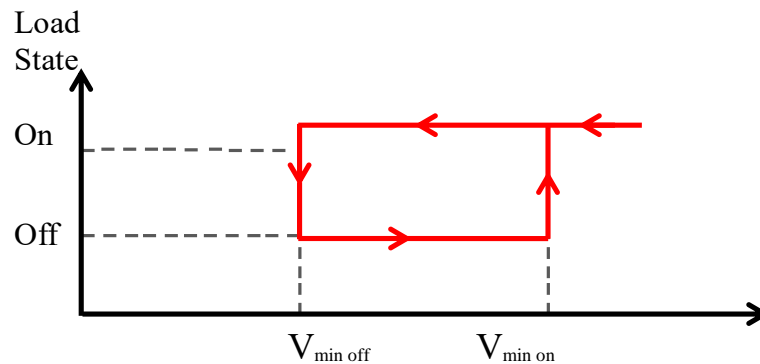


Figure III.14 : Protection contre les décharges [3]

Les différents cas peuvent être résumés dans le tableau ci-dessous :

	Cas	Commande
1	$V > V_{max}$ et $I_{charge} < I_{pv}$	Déconnexion du générateur PV du système
2	Si la commande 1 est effectuée et $V < V_{max}$	Reconnexion du générateur PV au système
3	Si $V < V_{min}$ et $I_{charge} > I_{pv}$	Déconnexion de la charge du système
4	Si la commande 3 est effectuée et $V > V_{min}$	Reconnexion de la charge au système

Tableau III-1: Récapitulatif du fonctionnement du contrôleur [3]

IV.3. Simulation du système de stockage :

a. Architecture du système :

Ce modèle réalisé a pour but de voir le bon fonctionnement du système PV alimentant une charge tout en étant relié à un système de stockage et à un réseau électrique qui sera perturbé.

On a trois types de modèles de batteries rapportés dans la littérature, à savoir : le modèle expérimental, électrochimique et le modèle électrique. Cependant on va prendre le dernier modèle car il représente les caractéristiques dynamiques nécessaires pour l'estimation de l'état de charge des éléments de la batterie.

(1) Modèle de la batterie de Shepherd :

Le modèle électrique le plus simple comporte une source de tension idéale en série avec une résistance interne. Néanmoins il ne prend pas en compte l'état de charge de la batterie [3].

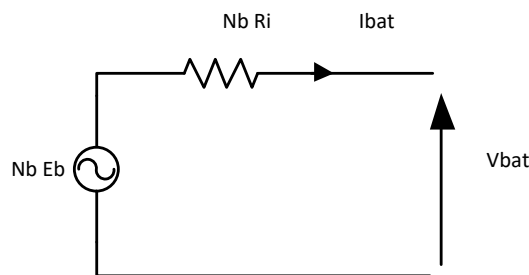


Figure III.15 : Modèle simple de la batterie [3]

Shepherd a développé une équation qui décrit le comportement électrochimique de la batterie en termes de tension maximale, tension de circuit ouvert, résistance interne, courant de décharge et état de charge de la batterie. Ce modèle représente très bien la décharge autant que la charge et utilise seulement l'état de charge de la batterie comme variable d'état afin de représenter la variation de la tension. C'est ce modèle amélioré qu'on va considérer dans notre modélisation [3].

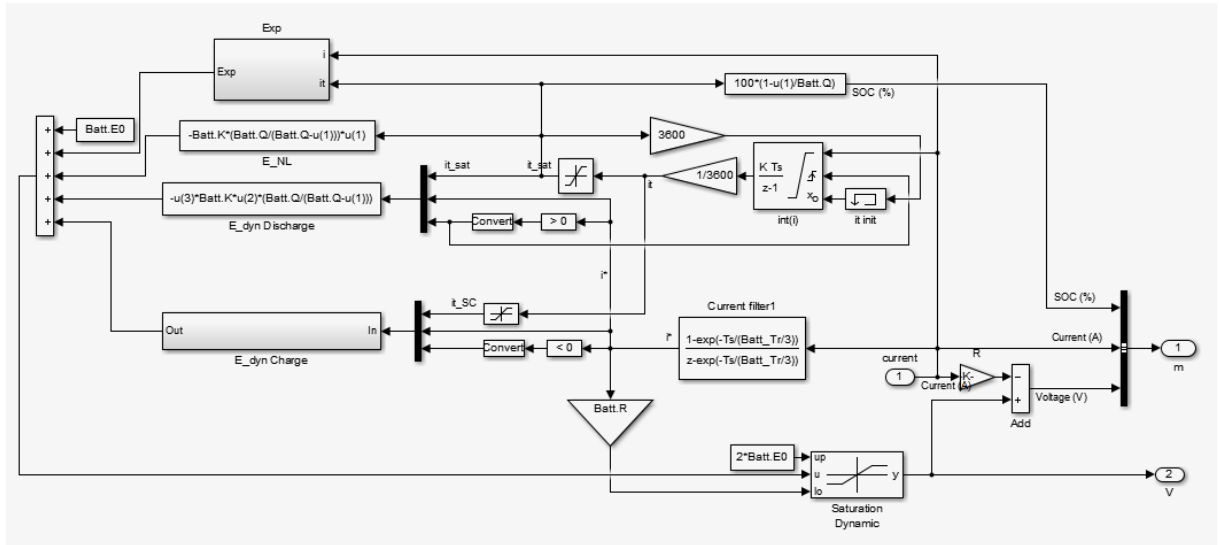


Figure III.16 :Modèle complet de la batterie avec charge/décharge [3]

(2) *Modèle de décharge :*

Le modèle de décharge proposé est similaire à celui de Shepherd, mais il peut représenter avec exactitude les dynamiques de la tension lorsque le courant varie, il prend aussi en compte la tension de circuit ouvert en tant que fonction de l'état de charge de la batterie. Un terme représentant la polarisation de la tension est ajouté afin de mieux représenter le comportement de la tension de circuit ouvert et le terme représentant la résistance de polarisation est légèrement modifié. La tension de la batterie obtenue est la suivante :

$$V_{\text{batt}} = E_0 - K \cdot \frac{Q}{Q - it} (it + i^*) - R \cdot i + \text{Exp}(t) \quad (\text{III. 1})$$

Avec :

- V_{batt} (V) Tension de la batterie
- E_0 (V) Tension constante de la batterie
- K (V/Ah) Constante de polarisation
- Q (Ah) Capacité de la batterie
- i_t (Ah) Charge actuelle de la batterie
- R (Ω) Résistance interne
- i (A) Courant de batterie
- i^* (A) Courant filtré

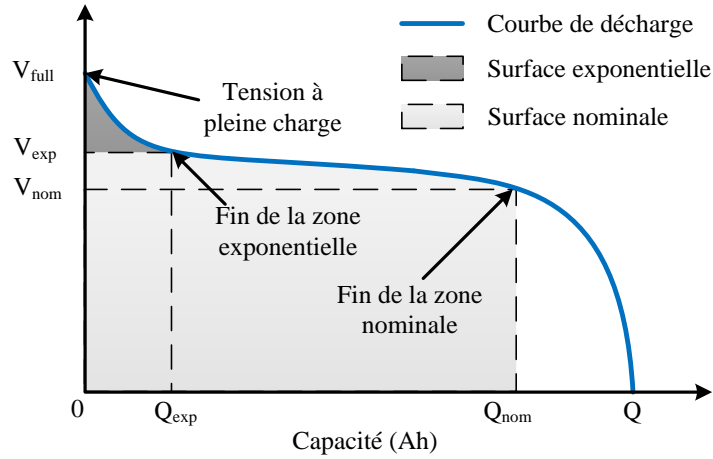


Figure III.17 : Courbe de décharge d'une batterie Plomb-Acide [3]

Pour une batterie Plomb- Acide :

$$\text{Exp}(t) = B|i(t)| (-\text{Exp}(t) + A \cdot u(t)) \quad (\text{III. 2})$$

Avec :

- Exp(t) Zone exponentielle de la tension
- i(t) (A) Courant de la batterie
- u(t) Mode de charge ou décharge
- A (V) Amplitude de la zone exponentielle
- B (Ah⁻¹) Constante inverse de la zone exponentielle

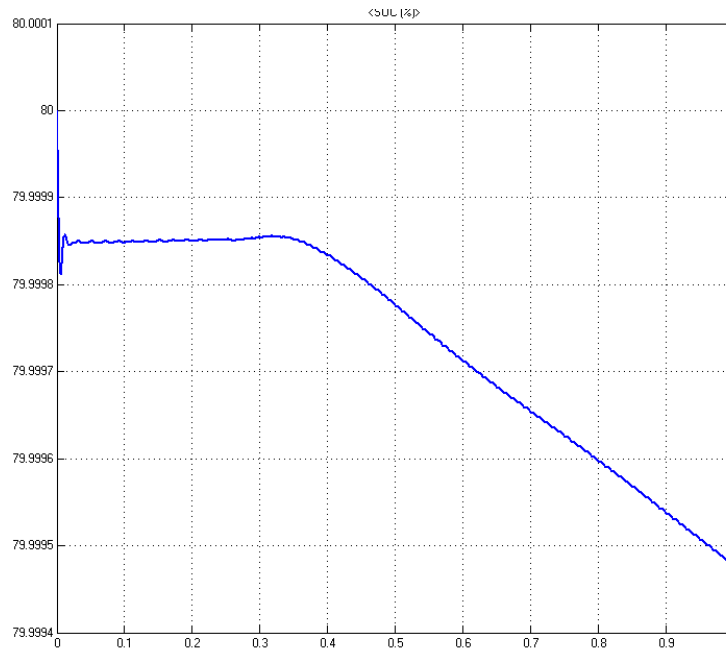


Figure III.18 : Décharge de la batterie lors de la simulation du modèle proposé

(3) *Modèle de charge :*

Pour la batterie plomb-acide, la tension augmente rapidement quand la batterie atteint la pleine charge. Ce phénomène est modélisé par le terme de la résistance polarisée. En mode de charge, cette résistance augmente jusqu'à ce que la batterie soit complètement chargée ($i_t=0$).

Théoriquement, quand $i(t)=0$ (complètement chargée), la résistance de polarisation est infinie. Cela n'est pas exactement correct en pratique. En effet, les résultats expérimentaux ont montré que la contribution de la résistance de polarisation est décalée de 10% de la capacité de la batterie. La résistance de polarisation est donnée par l'expression suivante :

$$\text{Resistance. pol} = K \frac{Q}{i_t - 0.1 \cdot Q} \quad (\text{III. 3})$$

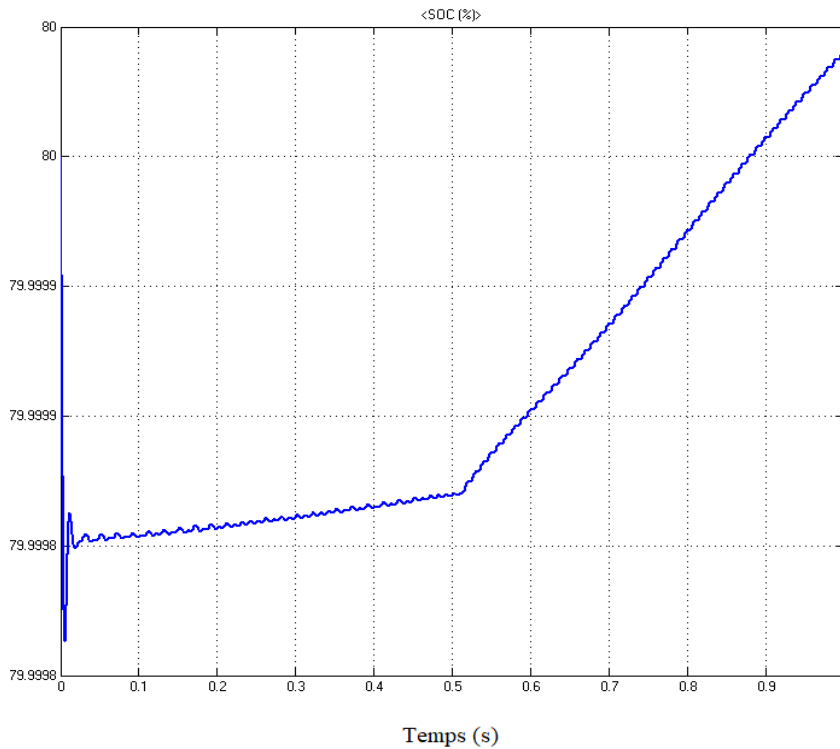


Figure III.19 : Charge de la batterie lors de la simulation du modèle proposé

b. Simulation :

Dans cette simulation, on considérera l'irradiation constante à 1000W/m^2 , et une charge fortement résistive, telle que, la puissance active consommée est de 3000W et la puissance réactive 200VAR .

Afin de tester le bon fonctionnement de la commande AFD ainsi que du système de stockage, une coupure de la ligne aura lieu à l'instant $t=0.5\text{s}$.

c. Résultats de la simulation :

On étudie l'effet du système de stockage sur le micro-réseau, les figures ci-dessous représentent l'évolution des courants et puissances (active et réactives) au niveau de la ligne et de l'onduleur.

On voit qu'au lancement de la simulation la charge est entièrement alimentée par le réseau électrique, cela est lié au fait que l'onduleur n'a pas encore entamé son travail à cause du filtre retardant son lancement jusqu'à 0.12s .

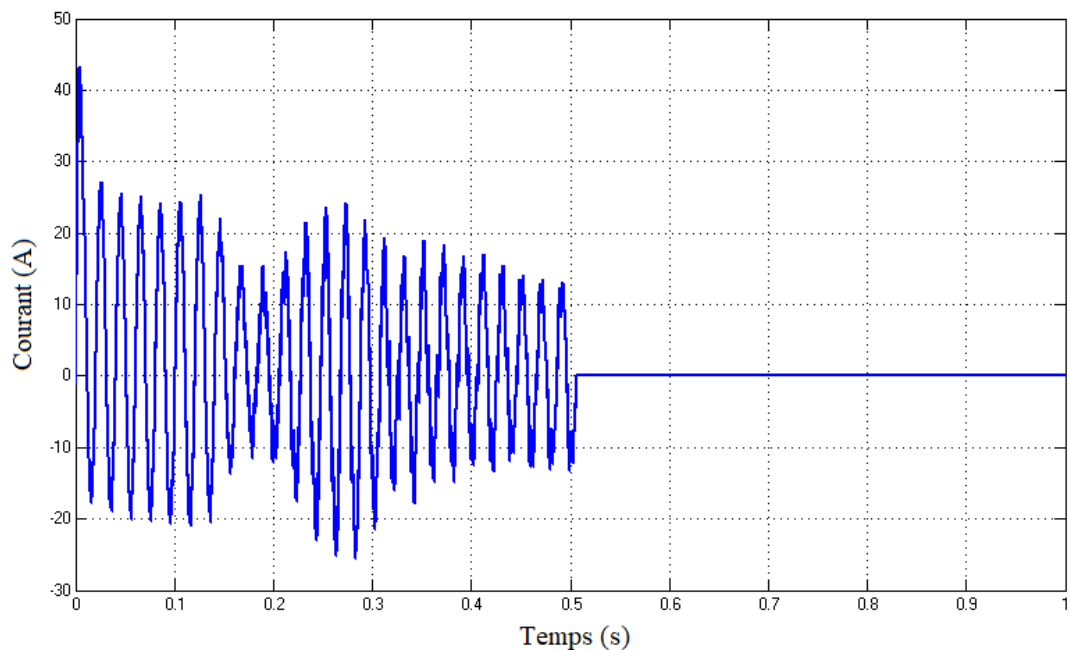


Figure III.20 : Courbe du courant à la sortie du réseau avec coupure à $t=5\text{s}$

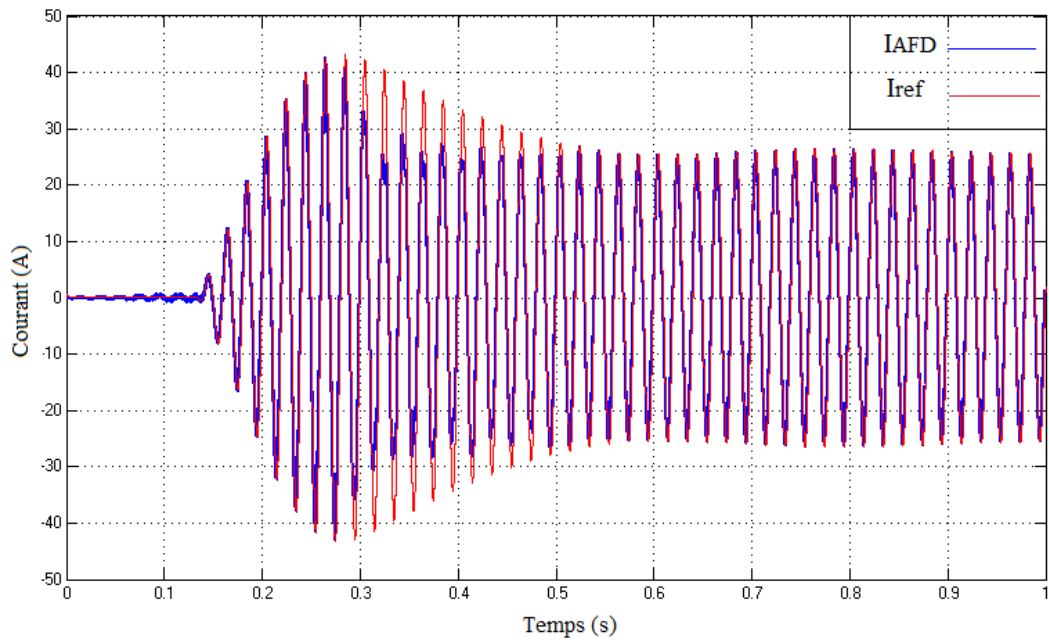


Figure III.21 : Courbe du courant à la sortie de l'onduleur avec coupure à $t=5s$

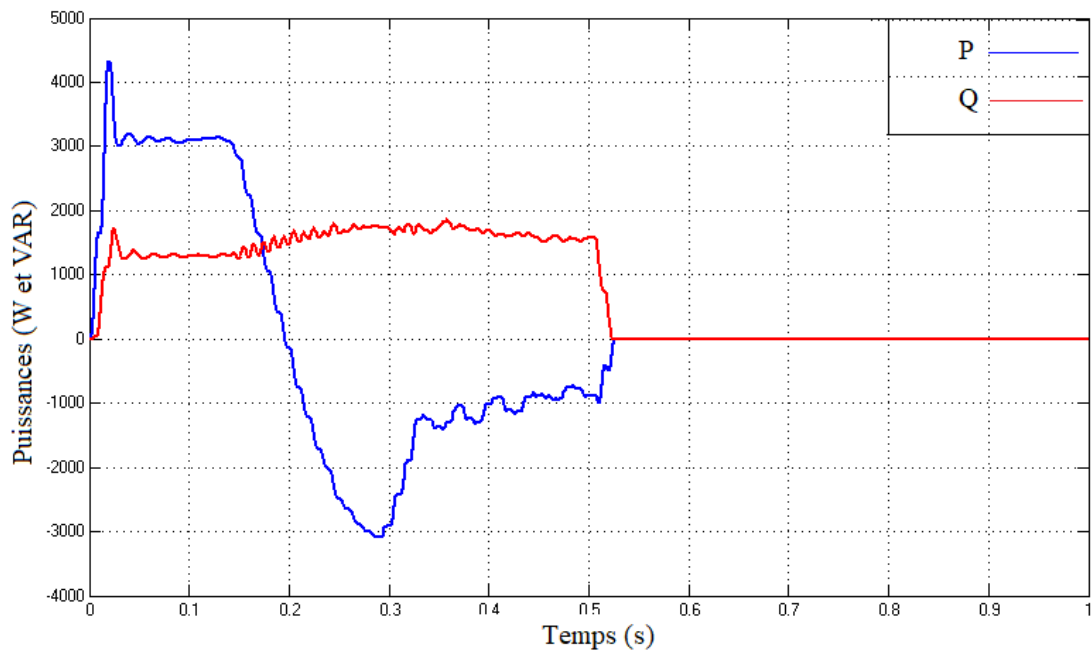


Figure III.22 : Courbe des puissances à la sortie du réseau avec coupure à $t=5s$

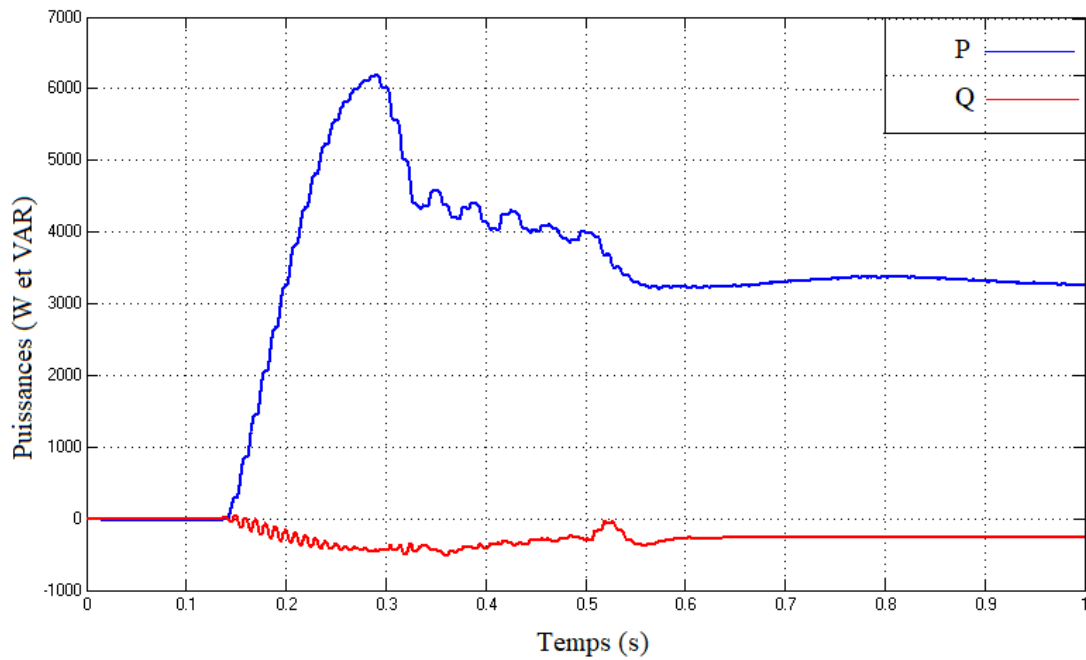


Figure III.23 : Courbe des puissances à la sortie de l'onduleur avec coupure à $t=5s$

A partir de cet instant, on observe que l'onduleur prend le relais du réseau électrique, ainsi quasiment toute l'énergie nécessaire à l'alimentation de la charge est fournie par les panneaux photovoltaïques à travers l'onduleur, ce qui réduit le courant transmis à travers la ligne.

A l'instant $t=0.5s$, la ligne d'arrivée du réseau est coupée ce qui entraîne la disparition du courant à son niveau et par extension la nullification de la puissance fournie ainsi que d'une légère perturbation au niveau de la tension qui dure jusqu'à $t=0.53s$. L'onduleur, en revanche, continue d'alimenter la charge en puissance.

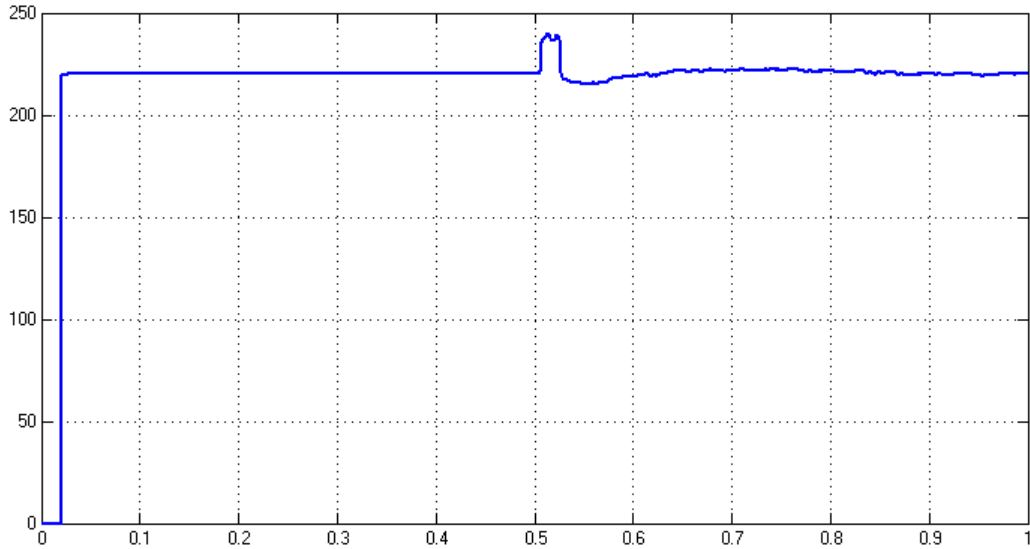


Figure III.24 : Tension du micro-réseau en mode îloté avec batterie connecté

Les figures III.25 et 26 illustrent l'évolution du courant et de la puissance absorbée par la charge au cours du temps. On voit que la charge a été alimentée tout au long de la simulation et cela même avec la perte de la ligne.

En d'autres termes, le programme réalisé avec l'intégration du système de stockage afin de palier au problème de la commande d'anti-îlotage fonctionne correctement, et cela en maintenant l'alimentation de la charge même quand il y'a un défaut au niveau de la ligne.

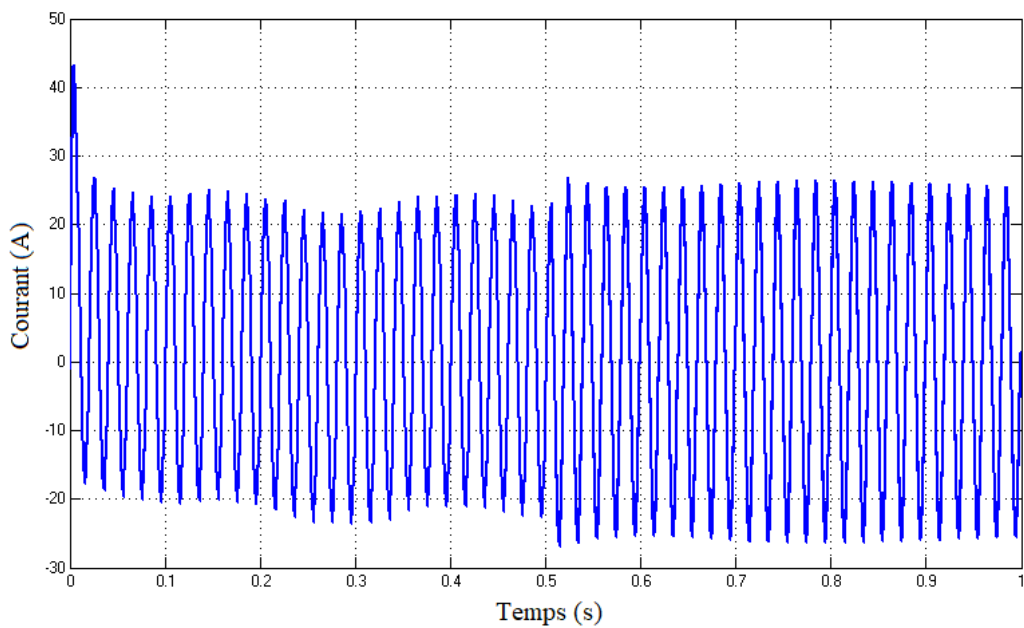


Figure III.25 : Courbe du courant absorbé par la charge

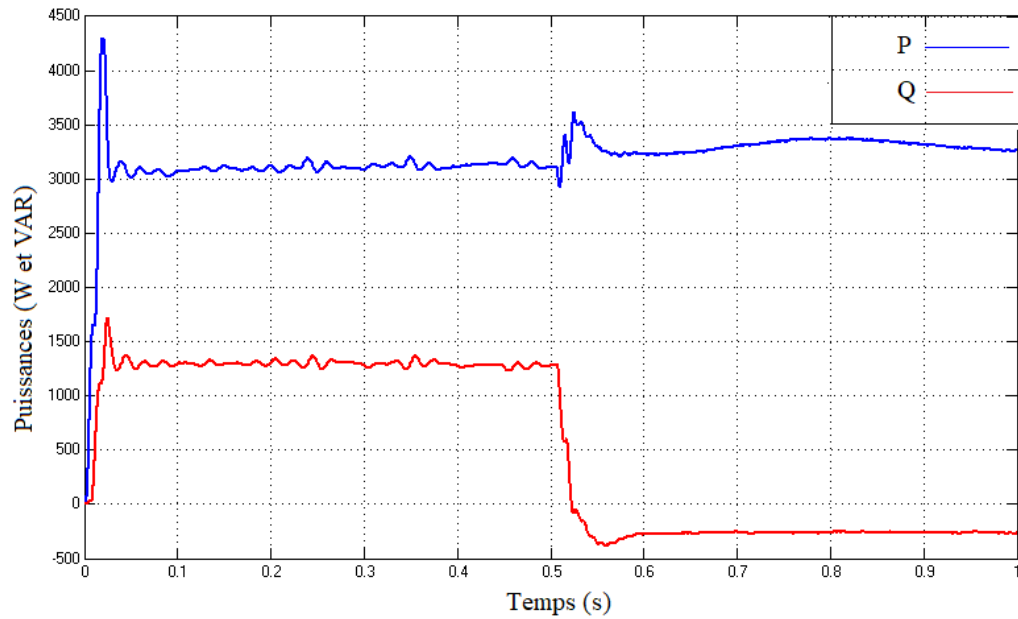


Figure III.26 : Courbe des puissances absorbées par la charge avec coupure à $t=5s$

V. Conclusion :

Au début de ce chapitre on a décrit les différents problèmes liés à la stabilité d'un réseau électrique à savoir l'instabilité angulaire, de tension et de fréquence.

Par la suite, on a abordé la commande d'ilotage en décrivant ses différentes méthodes de détection et en présentant ses avantages et ses inconvénients avec une simulation sous SIMULINK pour le cas de perte d'une ligne ou on voit bien l'effet de la commande d'ilotage.

Pour finir on s'est intéressé au stockage dans les systèmes photovoltaïques, ses types, leurs différentes technologies ainsi que le système de gestion des batteries. On a synthétisé le tout sous SIMULINK pour observer le comportement du système avec la perte de la ligne.

CHAPITRE IV Maitrise de la demande énergétique

I. Introduction :

La gestion de la demande est devenue une caractéristique importante du réseau intelligent qui permet aux consommateurs de maintenir les charges de réseau souhaitables. On présente une stratégie qui considère le décalage de certaines quantités de demande d'énergie de certaines périodes vers d'autres périodes avec une demande attendue plus faible. Le but de cette partie est de mettre en œuvre une réponse à la demande en planifiant les charges des utilisateurs afin de minimiser la dépendance au réseau de distribution pendant les heures de pointe et de maximiser l'utilisation des ressources en énergies renouvelables disponibles.

II. Gestion des charges (planification et priorité de charges) :

L'utilisation désordonnée et inutile des appareils électriques dans les bâtiments domestiques provoque un gaspillage d'énergie. Une stratégie pour résoudre ce problème consiste à informer les consommateurs de leur comportement. L'application de la gestion de la charge au côté de la demande est une solution efficace pour réduire la consommation d'énergie. Un des meilleurs moyens pour garantir cette solution consiste à adopter la technique de réponse à la demande, la mise en œuvre de cette technique pourrait être obtenue en utilisant diverses méthodes. Celle qu'on va utiliser se focalise sur la gestion des charges. [27]

La gestion des charges signifie que l'utilisation de ces dernières doit être planifiée par le consommateur, tout en veillant à maintenir son confort d'utilisation. Ainsi, les charges très lourdes ne seront pas mises inutilement en marche pendant les heures de pointe, et les charges qui n'affectent pas directement son confort de base et pouvant être exécutées à tout moment de la journée pourront être planifiées durant les heures creuses, en tenant compte des contraintes de disponibilité de l'énergie et du gaspillage. [27]

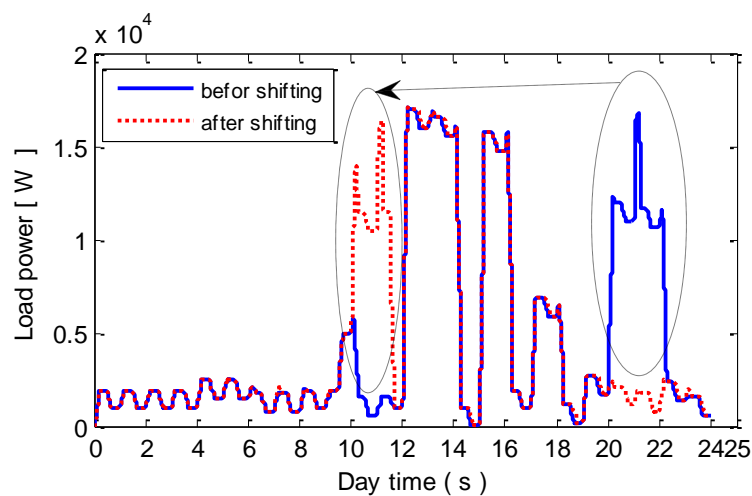


Figure IV.1 : Planification optimisée de l'utilisation des charges

Alors, La nécessité ou l'urgence d'un appareil par rapport aux autres devra être prise en compte pour une planification uniforme et efficace.

On se propose de réaliser un algorithme de planification qui fonctionne sur une base horaire et qui est conçu pour être mis en œuvre dans une maison équipée de sources d'énergie renouvelables et composée de charges essentielles.

III. Catégorisation des charges :

Les appareils ménagers sont initialement classés en trois catégories, à savoir, les appareils consommant de l'énergie en temps réel, les appareils consommant périodiquement le long d'une journée, et enfin ceux qui consomment occasionnellement ou de façon non-périodique dans une journée.

La première catégorie est directement liée au comportement des consommateurs, ce qui signifie qu'après avoir lancé les appareils ils doivent être constamment alimentés jusqu'à ce qu'ils soient arrêtés. La consommation énergétique de ce type d'appareils ne peut pas être programmés et ils doivent fonctionner immédiatement afin de satisfaire les exigences du consommateur, lumières, ordinateurs et télévisions en sont des exemples. La consommation d'énergie de la seconde catégorie d'appareils est périodique et fluctuante lorsqu'ils sont en cours d'utilisation, les climatiseurs et les réfrigérateurs font partie de cette catégorie. Ils pourraient être programmés de telle sorte à maintenir une température choisie, c'est-à-dire qu'ils devront être alimentés uniquement lorsque la température dépasse les limites supérieure ou inférieure. Les appareils sur batterie, tels que les ordinateurs portables, doivent également être considérés dans cette catégorie. Le troisième type d'appareils consomme de l'énergie de manière non périodique et n'a pas un temps spécifique pour fonctionner. Cependant, ils doivent quand même être lancés avant une certaine deadline. Véhicules électriques rechargeables et les pompes de piscine entrent dans cette catégorie. [28]

La première catégorie de dispositifs doit être alimentée directement selon le comportement du consommateur, alors que les deux autres catégories sont des charges programmables et peuvent donc être exploitées dans le développement d'un algorithme de planification.

IV. Développement de l'algorithme :

L'algorithme développé a été codé et simulé dans MATLAB. On prendra néanmoins soin d'inclure les appareils appartenant aux trois catégories, de sorte que l'effet de l'application de l'algorithme soit plus réaliste. Il comprendra ainsi les deux charges programmables et non programmables. Le tableau 1 donne en détail les charges connectées à la maison ainsi que leurs temps d'utilisation.

Charges	Consommation (W)	Temps d'utilisation
Réfrigérateur	200	00h – 00h (24h)
Téléviseur	120	7h – 9h30mn 11h – 14h 19h – 24h
Lumières salle de bain et cuisine	120	00h – 7h 12h – 13h 19h – 22h
Lumières des chambres	120	4h – 6h 19h – 20h 21h – 23h
Ordinateur	210	8h – 9h30mn 19h – 21h
Fer à repasser	1000	9h30mn – 10h 17h – 18h
Machine à laver	2000	-----
Four électrique	2000	11h – 11h30mn 18h – 19h
Climatiseur	3000	12h – 14h 14h30mn – 16h
Sèche-cheveux	3000	-----

Tableau IV-1 : charges connectées et temps d'utilisation

V. Simulation :

Le modèle SIMULINK des charges commandées est intégré au système PV est illustré par la figure IV.2.

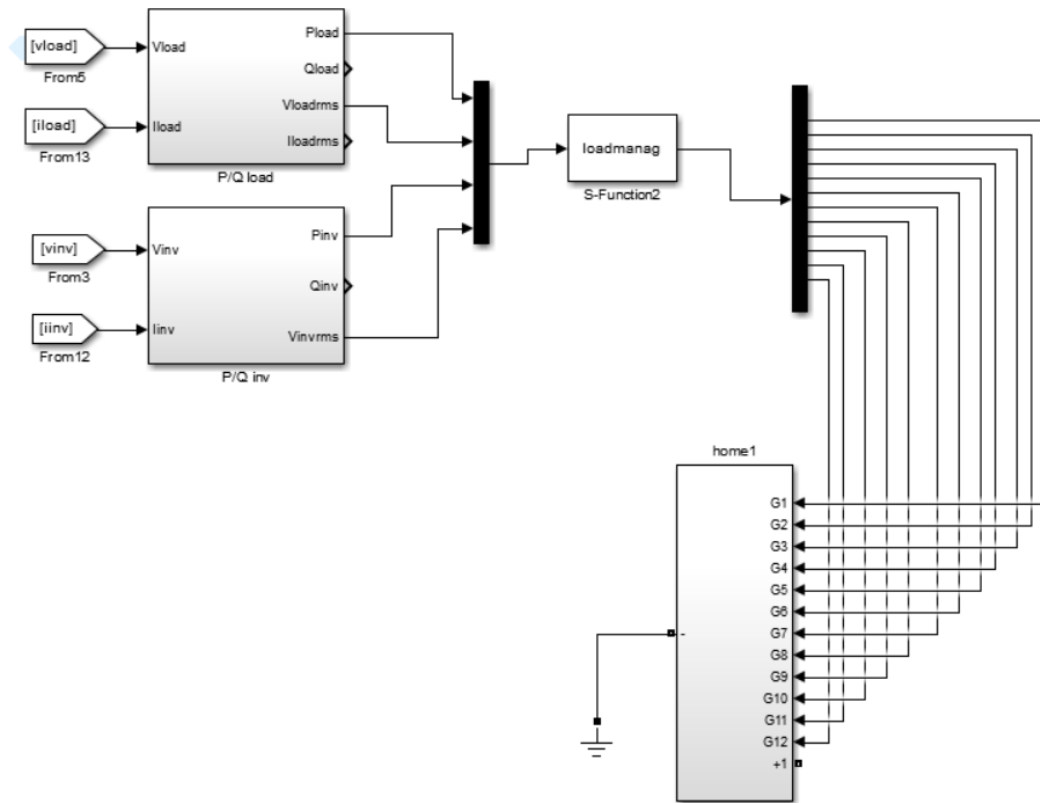


Figure IV.2 : Modèle SIMULINK des charges commandées

Pour cette simulation nous avons pris une irradiation journalière sur une surface inclinée de 32° de la commune de Ghardaïa en période de printemps comme le montre la figure IV.3. Tel qu'une seconde dans la simulation représente une heure dans la vraie vie.

Le dimensionnement des générateurs PV doit s'adapter au niveau de la demande maximale d'électricité consommée. Pour ce cas, nous avons pris un générateur photovoltaïque qui peut fournir une puissance maximale de 3800 W après conversion avec l'onduleur sous une irradiation de 1100W/m² et une température de 25°.

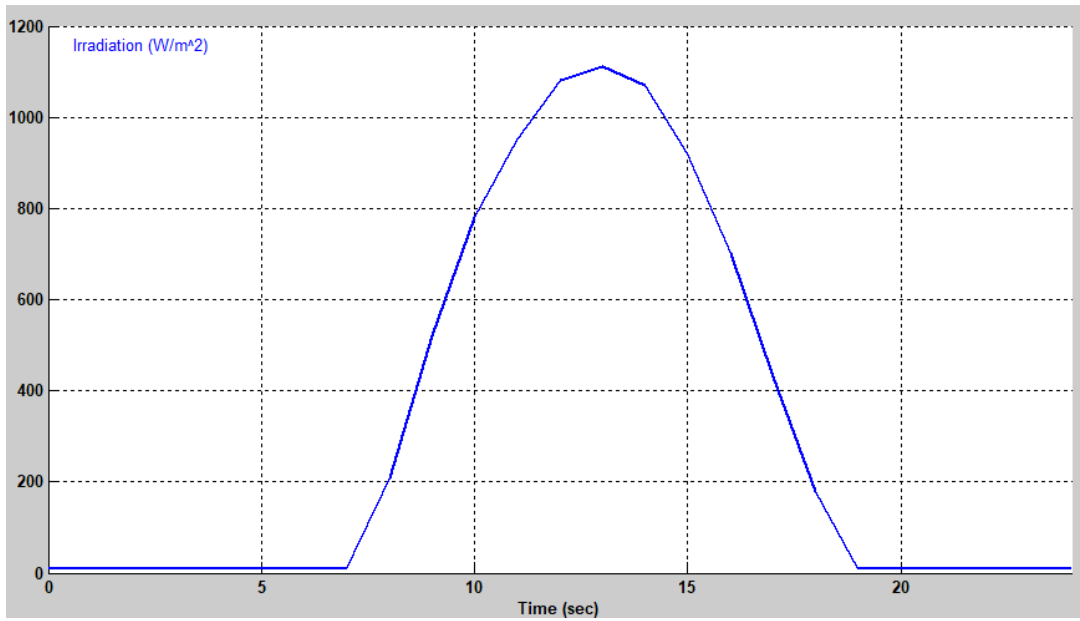


Figure IV.3 : Irradiation journalière de la commune de Ghardaïa

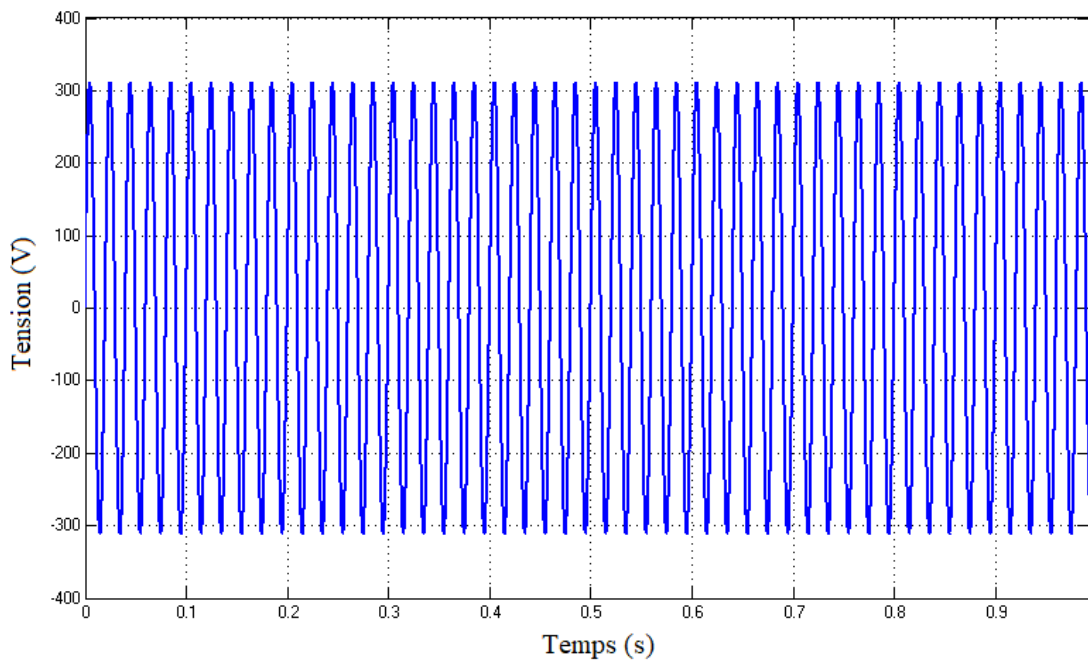


Figure IV.4 : Courbe de la tension du réseau

La figure ci-dessous représente les puissances actives de l'onduleur, du réseau et de la charge.

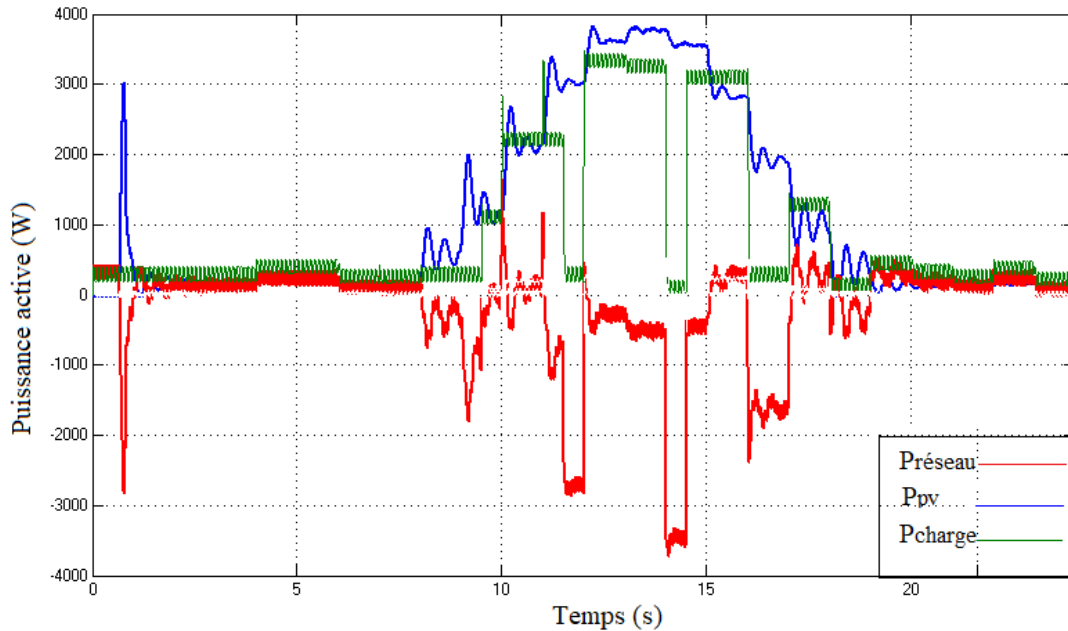


Figure IV.5 : Courbes des puissances actives du micro-réseau

On observe pendant les heures de faibles irradiances que la puissance absorbée par la charge est débitée du réseau. Tandis que, durant les autres heures de la journée, l'allure de la puissance absorbée par la charge suit bien celle de la puissance fournie par le système photovoltaïque avec un écart réduit entre l'offre et la demande.

Ceci prouve que notre algorithme pour la planification des charges marche correctement.

VI. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons abordé la stratégie de planification de la charge « load shifting, Load Prioritization, Peak shaving ». Ainsi, les charges très lourdes ne sont pas mises inutilement aux heures de pointe et sont planifiées tout en considérant le confort de l'utilisateur. Les charges qui n'affectent pas directement le confort de base de l'utilisateur ou qui peuvent être effectuées à tout moment de la journée ont été planifiées en tenant compte de la contrainte de disponibilité de l'énergie solaire photovoltaïque. Tout cela pour optimiser et minimiser le coût total de l'énergie électrique totale des appareils électroménagers.

CONCLUSION GENERALE

Le monde de l'énergie photovoltaïque, aussi bien au niveau de la recherche qu'au niveau de l'industrie connaît depuis quelques années une mutation profonde associée à l'intérêt croissant pour cette source d'énergie. Une industrie majeure est en cours de constitution comme le montre l'analyse de la situation et des évolutions. De façon intéressante et exemplaire, les possibilités d'innovation sont très grandes, portées par le bouillonnement des recherches en vue d'améliorer les filières et les technologies de convertisseurs existantes, et d'en consolider de nouvelles.

Le travail effectué dans le cadre de ce projet de fin d'études nous a permis d'étudier et de simuler le fonctionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau. On a donc, commencé par une présentation de l'état de l'art des multiples technologies associées aux constituants d'une chaîne photovoltaïque dans le but d'étudier le fonctionnement de ces systèmes.

Pour le faire, nous avons apporté une attention particulière à l'élaboration des différents modèles des composants constituant le système. Les modélisations considérées ont été choisies de manière à régir le fonctionnement de chaque équipement, en optant pour des modèles à la fois simples et performants.

Dans le chapitre III, nous avons présenté, un modèle de système PV auquel on a associé une source de stockage efficace pour le fonctionnement en mode îloté. Les modèles des différents composants déjà présentés en détail dans le chapitre II, ont été repris pour l'élaboration du modèle entier de la chaîne. Nous avons garanti l'autonomie du système grâce à une batterie d'appoint qui nous a assuré l'alimentation de la charge et la stabilisation de la fréquence en cas de fonctionnement en mode îloté du système PV. Les résultats de simulation obtenus ont montré l'efficacité du système réalisé et ses avantages.

Quant au chapitre IV, Il a été consacré à la réalisation d'un algorithme de planification des charges, afin d'optimiser la consommation et d'exploiter l'énergie des panneaux photovoltaïques au maximum.

Ce travail non exhaustif offre quelques perspectives que nous présentons ci-dessous :

- Le rendement maximal théorique des cellules de troisième génération obtenu en laboratoire tourne autour de 45%, ce qui fait rêver les industriels autant que les chercheurs. Les filières : multi-jonctions, organiques, et à concentration... représentent une importante piste à explorer afin de rentabiliser le photovoltaïque.
- Un travail approfondi pourra être consacré à l'étage de conversion entre les panneaux PV et le bus continu afin d'explorer de nouvelles structures de convertisseurs présentant des pertes moins importantes et donc des rendements plus élevés.
- Au niveau du stockage, la technologie lithium-ion est à l'heure actuelle prometteuse en raison d'une meilleure tenue en cyclage ainsi que de meilleurs rendements annoncés en charge comme en décharge. Cette piste est intéressante à explorer notamment, pour les systèmes autonomes.
- Pour la production photovoltaïque connectée au réseau, les études actuelles prouvent que la rentabilité de cette dernière sera atteinte lors de l'association d'un système de stockage approprié et une bonne gestion de puissance qui assurera la constance de la puissance fournie.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] A. CID-PASTOR. Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques. Micro et nanotechnologies/Microélectronique : France, Toulouse, Institut National des Sciences Appliquées, 2006.
- [2] M. KUMAR. Modelling and simulation of compound PV-BESS systems. Master of Science degree: Electrical Engineering: Finland, Tampere University of Technology, 2017.
- [3] A. BISKER. Commande d'un système photovoltaïque en mode isolé et connecté au réseau. Projet de fin d'études : Alger, École Nationale Polytechnique, 2012.
- [4] B. FLECHE, D. DELAGUES. Production d'énergie électrique : Energie solaire photovoltaïque. Cours Electrotechnique, 2007.
- [5] J. ROYER, T. DJAKO, E. SCHILLER. Le pompage photovoltaïque. Manuel de cours : Québec, Université d'Ottawa, 2000.
- [6] S. NDOYE, I. LY, F.I. BARRO, O.H. LEMRABOTT, G. SISSOKO. Modélisation et simulation sous MATLAB/SIMULINK de la chaîne d'alimentation d'une station relais de télé communication en énergie solaire photovoltaïque dans une zone isolée du réseau électrique. Département de Physique : Laboratoire de Semi-conducteurs et d'Energie Solaire : Sénégal.
- [7] K. SOBAYHI. Étude et réalisation d'un hacheur de Tracking du point de puissance Maximale (MPPT) à contre réaction. Mémoire de Magister : Alger, École Nationale polytechnique, 2003.
- [8] C. LISHOU. Étude, Modélisation et Simulation en temps réel de systèmes photovoltaïques à stockage d'énergie. Application à la sûreté de fonctionnement de centrales solaires hybrides. Thèse de doctorat : Dakar, Université CHEIKH ANTA DIOP, 1998.
- [9] F. POITIERS. Etude et commande de génératrices Asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne. France, 2005.
- [10] B. MULTON, X. ROBOAM, B. DAKYO. Aérogénérateurs électriques. Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D 3 960.
- [11] J. M. NOEL. Énergie éolienne pour la fourniture d'électricité. Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique BE 8 585.
- [12] M. AMIN. Efficiency and Power Density Improvement of Grid-Connected Hybrid Renewable Energy Systems utilizing High Frequency-Based Power Converter. Doctorat : Université Internationale de Florida, 2012.
- [13] J. De DINECHIN. Le stockage énergétique. Cours A5-2 Energies Renouvelables : ENSTA, 2007.
- [14] S. ELAIMANI. Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension. Thèse de doctorat : l'Ecole Centrale de Lille, 2004.

- [15] Paulo F. RIBEIRO, Brian K. JOHNSON, Mariesa L. CROW, A. ARSOY, Y. Liu. Energy Storage Systems for Advanced Power Application. Proceedings of the IEEE, VOL. 89, NO. 12, 2001.
- [16] A. TOUALIBIA. Commande MPPT avancée d'un système de conversion d'énergie solaire : Photovoltaïque et thermoélectrique. Thèse de doctorat : Alger, École Nationale Polytechnique, 2018.
- [17] F. BOUCHAFAA. Etude et Commande de différentes Cascades à Onduleur à Neuf Niveaux à Structure NPC. Application à la conduite d'une MSAP. Magister : Alger, École Nationale Polytechnique, 2006.
- [18] A. TSAMADA, K. MAHMOUD. Développement d'un logiciel de dimensionnement des installations photovoltaïques. Projet de fin d'études : Alger, École Nationale Polytechnique, 2007
- [19] Yaël THIAUX. Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides. Évaluation du potentiel de la technologie Li-ion. Thèse de doctorat : École Normale Supérieure de CACHAN, 2010.
- [20] Cédric CABAL. Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque. Thèse de Doctorat : Université de Toulouse, 2008.
- [21] C. TAYLOR. Power System Voltage Stability. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [22] J. LINDSTENS. Study of a battery energy storage system in a weak distribution grid. England, 2017
- [23] Y. CHABANE. Etude et développement d'un progiciel d'analyse de la stabilité aux petites perturbations dans les réseaux électriques. Thèse de doctorat : Alger, École Nationale Polytechnique, 2014.
- [24] R. KWAK. Active Frequency Drift Method for Islanding Detection Applied to Micro-inverter with Uncontrollable Reactive Power. Suwon, Korea, Ajou University, 2015.
- [25] Y. JUNG, J. CHOI, B. Yu, J. So, G. Yu. A Novel Active Frequency Drift Method of Islanding Prevention for the grid-connected Photovoltaic Inverter. IEEE 36th Conference on Power Electronics Specialists, 2005.
- [26] J. BRUSCHI. Caractérisation du phénomène d'îlotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution. Energie électrique : Université Grenoble Alpes, 2016.
- [27] A. RADHAKRISHNAN, M. P. SELVAN. Load scheduling for smart energy management in residential buildings with renewable sources. Eighteenth National Power Systems Conference, 2014.
- [28] B. ALLEN MIZACK. Commercial Load Scheduling Through A Time-of Use Schedule with Electricity Demand Charges. Master of Science: Lehigh University, 2011.