



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة عبد الحميد ابن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem
كلية العلوم و التكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie



N° d'ordre : M...../GE/

UNITE DE RECHERCHE
ENERGIES RENOUVELABLES

THÈSE

Présentée
Pour obtenir le diplôme de
DOCTEUR EN GENIE ELECTRIQUE
Par

BOU TLILIS Fatima

Filière : Électrotechnique

Spécialité : Énergie Renouvelable et développement durable

Thème

**Modélisation et simulation des sources de production décentralisée
Application à l'intégration d'un générateur PV à stockage dans un réseau électrique**

Soutenu le *devant le jury composé de :*

Président :	Mr BOUKOURTT Abdelkader	Prof	Université de Mostaganem
Directrice de thèse :	Mme MIMI Malika	Prof	Université de Mostaganem
Examineur:	Mr YSSAAD Benyssaad	M.C.A	C.U.Relizane
Examinatrice :	Mme HOCINE Rachida	M.C.A	U.S.T.ORAN

Année Universitaire : 2017/2018

Remerciements

Le travail exposé dans cette Thèse est l'œuvre d'un effort de recherche pour l'obtention d'un diplôme de doctorat en sciences au sein du département génie électrique de l'université ABDELHAMID IBN BADIS de Mostaganem, sous la direction de Mme. Mimi Malika professeur à l'université de Mostaganem. Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à son égard pour la confiance qu'elle m'a accordée. Comme je la remercie pour sa disponibilité, sa patience et ses conseils.

Idemiquement je remercie autant notre cher collègue Pr A. Boukourt pour ces encouragements et ces conseils précieux.

Je remercie encore Madame Hocine Rachida et Mr YSSAAD Benyssaad d'avoir accepter d'examiner ce modeste travail.

J'adresse mes sincères remerciements également à tout le corps enseignant de département de génie électrique.

Dédicace

Je remercie dieu tout puissant pour le courage et la force qui m'a donnée pour finir ce travail,

A ma mère, qui n'a jamais cessé de prier pour moi, que dieu la protège,

A mon marié,

*A mes enfants Walid, Amina, Zakaria,
Mohamed et la petite Aicha*

A toute la famille du plus grand au tout petit.

Vous vous êtes dépensés pour moi sans compter,

En reconnaissance de tous les sacrifices consentis par tous et chacun pour me permettre d'atteindre cette étape de ma vie.

Avec toute ma tendresse.

Je dédie ce travail

Sommaire

Introduction générale	6
Chapitre I : État d'art sur les sources énergies renouvelables	11
I.1 Introduction	12
I.2 LES ENERGIES RENOUVELABLES	12
I.2.1 L'énergie biomasse	13
- La biomasse solide	13
- Le biogaz	13
- Les biocarburants	14
I.2.2. La géothermie	14
I.2.3. L'énergie hydroélectrique	15
I.2.4. L'énergie éolienne	16
I.2.4.1. Développement de l'énergie éolienne	17
I.2.5. Énergie solaire thermiques	18
I.2.6. L'énergie solaire photovoltaïque	19
I.3. Aperçu sur le rayonnement solaire	19
I.4. Principe de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque	20
I.4.1. La puissance des modules PV	21
I.4.2. Caractéristiques et modélisation d'une cellule photovoltaïque	21
I.5. Systèmes photovoltaïques	23
I.5.1. Système photovoltaïque autonome	24
I.5.2. Système photovoltaïque hybride autonome	24
I.5.3. Système photovoltaïque raccordé au réseau	25
I.5.3.1. Les systèmes PV connectés au réseau sans stockage	25
I.5.3.2. Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie de stockage	26
I.6. Type de Structure du système PV	26
I.6.1. Structure PV connectée directement au réseau	26
I.6.2. Structure PV a bus continu en intermédiaire	27
I.6.2.1. Structure avec hacheur et onduleur	27
I.6.2.2. Structure avec un convertisseur de type fly-back	27
I.6.2.3. Structure avec un convertisseur forward	28
I.7. Technologies des onduleurs couplés au réseau	28
I.8. Évolution des systèmes à injection dans le réseau	29
I.8.1. Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production	30
I.8.2. Installation PV raccordée au réseau avec injection totale de l'énergie produite	30
I.9. Stockage	31
I.9.1 Les différentes technologies de stockage	32
I.10. Avenir et intérêts des énergies renouvelables en Algérie	33
I.11. Description du projet de la thèse	35
I.12. Conclusion :	35
Chapitre II : Dimensionnement et optimisation énergétique du système photovoltaïque	37
II.1. Introduction	38
II.2. Présentation administrative du site de travail	38
II.3. Notions sur l'élevage des volailles	39

II.3.1.	Environnement du bâtiment d'élevage	39
II.3.2.	La ventilation	39
II.3.3.	Température extérieure	40
II.3.4.	L'humidité et les parasites responsables des coccidioses	40
II.3.5.	Conditions de vie de référence	40
-	Le programme lumineux :	40
-	Alimentation	41
II.4.	Modèle du climat du bâtiment d'élevage	41
II.4.1.	Modèle de connaissances	41
-	Les modèles de connaissances statiques	41
-	Les modèles de connaissances dynamiques	41
II.4.2.	Le modèle de simulation identifié par minimisation d'un critère	42
II.4.3.	Le modèle de simulation flou	42
II.5.	Le dimensionnement du système photovoltaïque	43
II.5.1.	Norme et conception	43
II.6.	Algorithme de la méthodologie de conception	43
II.7.	Pré-dimensionnement	45
II.7.1.	Présentation du site et évaluation de la ressource solaire	45
-	Coordonnées géographiques du site	45
-	Étude de l'inclinaison et orientation des panneaux	45
-	Ombrage ou repérage des masques	46
-	Données météorologiques	46
II.7.2.	Déterminer la consommation électrique totale	47
-	Besoin énergétique des applications	47
-	Détermination de la puissance de dimensionnement	48
II.7.3.	Définir le type de système à installer	49
II.7.4.	Déterminer la puissance photovoltaïque crête pour l'installation.	49
-	Le nombre d'heures équivalentes	49
-	La période d'ensoleillement	50
-	La détermination du coefficient de perte	50
-	La puissance crête des panneaux	50
-	Le nombre de module pour fournir la puissance de l'installation	51
II.7.5.	Dimensionnement du stockage	51
II.7.5.1.	Les principaux domaines d'application	51
-	Batteries de démarrage de véhicules thermiques	51
-	Ecrêtage des pointes de consommation :	52
-	Alimentation de secours	52
-	Traction électrique	52
-	Systèmes photovoltaïques	52
II.7.5.2.	Caractéristiques des accumulateurs	53
II.7.5.3.	Profondeur de décharge	53
II.7.5.4.	Effet de la température	54
-	Nombre des jours d'autonomie sans apport solaire	54
-	La capacité utile	54
II.7.5.5.	Détermination de la capacité nominale	54

II.7.6.	Dimensionnement du régulateur	54
II.7.7	Dimensionnement des convertisseurs	55
II.7.7.1.	Dimensionnement du Convertisseur Continu- Continu (Les Hacheurs)	55
II.7.7.2.	Convertisseur Boost (survolteur)	55
II.7.7.3.	Dimensionnement des onduleurs avec l'hacheur	56
II.7.7.4.	Dimensionnement des onduleurs raccordé directement au champ PV	57
-	Compatibilité en tension	57
-	Compatibilité en courant	58
-	Compatibilité en puissance	58
-	Vérification du courant de l'onduleur	59
II.7.8	Câblage et les protections	59
II.7.8.1.	Détermination des câbles	59
II.7.8.2.	Le courant d'emploi :	59
II.7.8.3.	Le courant admissible :	60
II.7.8.4.	Le Câble DC de chaîne solaire (appelé combineur en T) :	60
-	Calcul du courant d'emploi I_B :	60
-	Calcul du courant admissible sortant des deux chaînes I_z	60
-	Câble électrique collecteur :	60
-	Câble DC Principal :	61
-	Câble onduleur vers transformateur:	61
-	Le courant alternatif d'emploi I_B :	61
-	Courant alternatif admissible	61
-	Exemple de la configuration de l'installation PV du site	61
II.7.8.5	Protection d'une installation PV	62
-	Partie courant continu	62
-	Partie courant alternatif	63
-	Choix des coffrets	63
II.8.	Logiciels de conception	63
II.8.1.	Recensement des outils logiciels	64
II.8.2.	Aperçu sur le logiciel Matlab	64
II.8.3.	Aperçu sur le logiciel HOMER	64
II.9.	Application du logiciel HOMER pour l'optimisation et validation des résultats	64
II.9.1.	Construire le schéma de conception du système	65
-	La position du site	65
II.9.2.	Détails de l'énergie rayonnement solaire	65
-	Potentiel Solaire	66
II.9.3.	Les détails de la température	66
II.9.4	Énergie solaire globale	66
II.9.5.	Les détails de la charge	67
II.9.6.	La production du champ PV et la consommation réelle des bâtiments	67
II.9.7.	La puissance d'entrée et de sortie du convertisseur	68
II.9.8.	Le stockage d'énergie	70
II.9.9	Évaluation	72
II.9.10.	Commentaire	72
II.10	Conclusion	73

Chapitre III : Modélisation et simulation	74
III.1. Introduction	75
III.2. Présentation de la structure du système photovoltaïque	75
III.3. Modélisation et simulation du générateur photovoltaïque	76
III.3.1. Modélisation du générateur GPV	76
III.3.2. Simulation du générateur (GPV)	78
III.3.2.1. Simulation d'un module à éclairement variable et température constant	78
III.3.2.2. Simulation du générateur (GPV) à éclairement et température variable	79
a- L'influence de l'éclairement sur les caractéristiques $I_{pv}=f(V_{pv})$ et $P_{pv}=f(V_{pv})$	79
b- L'influence de la température sur les caractéristiques $I_{pv}=f(V_{pv})$ et $P_{pv}=f(V_{pv})$	80
III.4. Convertisseurs	81
III.4.1. Convertisseurs DC/DC	81
III.4.2. Modélisation et simulation du hacheur survolteur (Boost)	81
III.4.2.1. Modélisation du hacheur survolteur	81
III.5. Poursuite du PPM pour un panneau photovoltaïque	83
III.5.1. Définition du MPPT	83
III.5.2. Principe de MPPT d'un panneau photovoltaïque	84
III.5.3. Différents types de la commande MPPT	84
a- Méthodes indirectes	84
b- Méthodes directes	85
III.5.4. Principe de la méthode P&O	85
III.6. Le contrôleur flou	87
III.6.1. Contrôleur flou proposé pour la poursuite de PPM	88
III.6.1.1. Méthode de contrôle proposée	88
III.6.1.2. Choix des éléments du contrôleur flou	89
- Fuzzification	89
- Moteur d'inférence	91
- Défuzzification	92
III.6.2. Simulation du hacheur survolteur (Boost) avec MPPT flou	92
III.6.2.1. Fonctionnement sous des conditions constantes	93
III.6.2.2. Fonctionnement sous des conditions variables	94
* Éclairement variable et température constante	94
* Température variable et éclairement constant	95
III.6.3. Interprétation des résultats de simulation du hacheur survolteur (Boost) avec MPPT	95
III.7. Tests de performance des contrôleurs MPPT	96
III.7.1. Le rendement	96
III.7.2. L'erreur quadratique	96
III.7.3. Interprétation et comparaison	97
III.8. Batteries de stockage	97
III.8.1. Modèle mathématique	97
III.8.2. Régulateur de charge batterie de type flou	98
III.8.3. Commande Floue de type Takagi-Sugeno	99
III.8.4. Simulation du régulateur flou de batterie	100
III.8.5. Interprétation des résultats de simulation du régulateur flou	101
III.9. Modélisation et commande d'un l'onduleur MLI de tension	101

Sommaire

III.9.1.	Principe de fonctionnement	101
III.9.2.	Commande MLI triangulo-sinusoïdale	102
III.10.	Raccordement au réseau de distribution de Sonelgaz	103
III.10.1.	Interface de raccordement	103
III.10. 2.	Modélisation du réseau	104
III.10.3	Régulation de l'ensemble du système PV	104
III.10.3.1	Régulation du bus continu	105
III.10.3.2	Référence de la MLI dans le repère d-q	105
III.10.3.3	Synchronisation du convertisseur sur le réseau	105
III.10.3.4	Simulation global sous MATLAB-Simulink	106
III.10.3.5	Interprétation des résultats de simulation globale	108
III.11.	Contrôle du climat du Bâtiment d'élevage	109
III.11.1.	Modélisation et simulation du Contrôleur du climat du Bâtiment	109
III.11.2.	Modèle du contrôleur flou de température	110
III.11.3.	Modèle du contrôleur flou d'humidité	111
III.11.4.	Simulation et résultats	112
III.12.	Impact sur le rendement d'Oravio	114
	- Impact de la régulation du climat	115
	- Apport de la photovoltaïque :	115
III.13.	Conclusion	115
	CONCLUSION GENERALE	117
	Références bibliographiques	122
	Annexes	127

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie est la base de toute activité humaine, l'utilisation des énergies renouvelables est très ancienne dans l'histoire de l'humanité, les énergies renouvelables ont été pendant longtemps la première possibilité de produire l'énergie. Ceci a seulement changé avec la révolution industrielle. Lors du 19^{ème} siècle avec le charbon et la découverte des machines à vapeur et à la lumière du 20^{ème} siècle avec l'apparition du pétrole, du gaz et du nucléaire. Ce qui a affaibli l'application des énergies renouvelables. Aujourd'hui, une grande partie de la demande mondiale en énergie est assurée à partir de ressources fossiles. Quoique, ces réserves de combustibles fossiles sont limitées. Certains pays développés se sont orientés vers l'énergie nucléaire, alors que cette dernière présente des hauts risques d'accidents graves. Néanmoins, ces combustibles fossiles représentent une cause importante de pollution et de changement de climat. Conséquence l'émission des gaz à effet de serre est l'un des effets secondaires indésirables des énergies fossiles, par contre l'effet de serre est un phénomène naturel qui permet de maintenir à la surface de la terre une température relativement constante [1], [2] et [5]. Depuis quelques décennies, la communauté scientifique observe un réchauffement de la planète, phénomène qui semble s'accroître et accélérer. Même si l'influence des gaz à effet de serre sur le climat reste complexe, l'augmentation constante de leur concentration inquiète les scientifiques. Des phénomènes climatiques de plus en plus extrêmes et inattendus sont observés. Du fait que la consommation d'énergie dans les pays développés est importante à cause de l'industrialisation et elle est en forte croissance dans les pays en voie de développement dû à leur accroissement démographique important, de leur urbanisation et de leur développement économique. Les émissions de gaz à effet de serre de tout les pays du monde deviendront bientôt dangereuses. La détérioration de l'environnement causée par ces types d'énergies, a incité au développement de nouvelles sources d'énergies, renouvelables, assurant ainsi une durabilité et une protection de l'environnement qui est devenue un point très important. En conséquence, le développement par les scientifiques des technologies ingénieuses des systèmes de conversion d'énergies renouvelables afin de remplacer les applications d'énergie produite par les combustibles traditionnels reste un devoir obligatoire [6]. Les sources d'énergie renouvelable ont une place décisive à l'avenir, elles présentent la base de la production d'énergie électrique du futur, car ces formes d'énergie sont ainsi inépuisables, propres et plus respectueuses à l'environnement, par conséquent de leur aspect non polluons sont caractérisées par des énergies propre [7], [8] et [12].

En conclusion l'utilisation de ces énergies propres contribuent à la protection de l'environnement non seulement pour les générations actuelles mais fortement bien pour les futures générations. Dans le cadre d'amplification et de vulgarisation de ces nouvelles ressources énergétiques plusieurs systèmes ont été proposés et réalisés afin de répondre aux exigences actuelles. Nous citons par exemple à titre indicatif l'énergie solaire, l'éolienne, géothermique, hydraulique et biomasse qui attirent l'attention au niveau de la production de l'électricité à grande échelle. Cependant elles présentent un inconvénient commun par

leur caractère imprévisible et la dépendance des conditions météorologiques et climatiques qui changent avec le temps. Alors cela exige obligatoirement un système de stockage coûteux ou une hybridation. On cite comme exemple la conversion du rayonnement solaire, soit par la conversion du rayonnement solaire en énergie électrique directement utilisable par les systèmes photovoltaïques, ou par les systèmes de concentration du rayonnement solaire afin de produire la vapeur d'eau à haute pression, qui sert à actionner les turbines et en fin produire de l'énergie électrique ainsi que le chauffage. Afin de mieux exploiter l'énergie solaire et d'optimiser sa collecte par les capteurs, un système photovoltaïque doit être donc correctement dimensionné et contrôlé. Ce qui exige une étude précise du besoin électrique, une évaluation et une optimisation de l'irradiation solaire reçue sur le plan des panneaux photovoltaïques. Ainsi que le choix et la régulation de ces sous systèmes. La production d'électricité au moyen d'un système PV relié au réseau représente un grand intérêt pour les pays en développement, notamment pour notre pays qui souffre ses dernières années de la qualité du service du réseau électrique. L'énergie photovoltaïque peut présenter des avantages indéniables, particulièrement pour sa propreté et la disponibilité d'un important gisement gratuit. En plus, elle peut être utilisée dans diverses applications telles que l'agronomie et l'élevage dans des sites isolés. Généralement, les technologies solaires continueront de s'améliorer à cause de la maîtrise de leurs installations et le prix des panneaux photovoltaïques qui ne cesse pas de baissé dans les dernières décennies, mais le coût de système global est toujours élevé pour concurrencer autre ressources d'énergie électrique. Cependant les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau sont devenus rentables telles que les systèmes photovoltaïques intégrés au toit ou aux façades des bâtiments (BIPV). Donc, à plus long terme, le solaire est prévu d'être la ressource énergétique renouvelable la plus dominante.

Aujourd'hui, les besoins énergétiques de l'Algérie sont satisfaits, presque exclusivement, par les hydrocarbures, notamment le gaz naturel, énergie la plus disponible. La reconduction du modèle national de consommation énergétique actuel peut rendre problématique l'équilibre entre l'offre et la demande pour cette source d'énergie. Les niveaux des besoins en gaz naturel du marché national seraient de l'ordre de 45 milliards de m^3 en 2020 et 55 milliards de m^3 en 2030. A ces besoins s'ajoutent les volumes dédiés à l'exportation dont les revenus contribuent au financement de l'économie nationale. De même, la production d'électricité devrait se situer entre 75 à 80 TWh en 2020 et entre 130 À 150 TWh en 2030. Alors l'intégration massive des énergies renouvelables dans la recette énergétique constitue en ce sens un enjeu majeur en vue de préserver les ressources fossiles, de diversifier les filières de production de l'électricité, de protéger l'environnement et de contribuer au développement durable. Toutes ces considérations justifient la forte intégration, dans cette dernière décennie, des énergies renouvelables dans la stratégie d'offre énergétique à long terme [3] et [4]. Elle est modulaire, ses composants se prêtent bien à une utilisation innovante et esthétique en architecture. Le système photovoltaïque offre également l'avantage d'un faible coût de maintenance par rapport au solaire thermique ou bien l'énergie éolienne. Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier pour le développement économique et social,

notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermique et en hydroélectricité sont moins importants.

Cette stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MW d'ici 2020. Le programme vise une réalisation d'une trentaine de centrales photovoltaïques réparties sur le territoire national de capacité moyenne de 25 MW [4].

Structure de la thèse :

Dans ce contexte, cette thèse constitue une contribution pour l'intégration des sources d'énergie renouvelable dans notre réseau électrique national et notamment dans la région des hauts plateaux où est enregistré ces dernières années une dégradation frappante de qualité de service du réseau de Sonelgaz. Cette étude présente un projet de conception d'une centrale photovoltaïque contenant une source PV et une source de stockage pour le campus d'Oravio Tiaret afin d'améliorer le système d'alimentation en énergie électrique de l'entreprise. Ce campus présente l'un des plus importants centres réalisés par le gouvernement Algérien pour développer la production de volaille locale. Actuellement sa participation en économie nationale est très forte, il est constitué de 40 bâtiments, la surface de chaque bâtiment est de 960 m² destiné pour l'élevage des poules pondeuses et la production des œufs.

Étant donné qu'un tel projet exige une bonne qualité de service d'alimentation en électricité pour assurer un environnement adéquat de vie des poules et une optimisation de la consommation de l'énergie électrique pour la réduction du coût de l'investissement. Nous nous sommes intéressés dans cette recherche d'une part à une contribution au perfectionnement d'une méthodologie de dimensionnement d'un générateur photovoltaïque relié au réseau avec stockage. D'autre part à une optimisation de la production d'énergie électrique par une régulation intelligente des sous-systèmes de l'installation et le contrôle du climat de l'intérieur des bâtiments d'élevage. Quoique, le gisement solaire de cette région permet un surdimensionnement de la centrale PV dans l'objectif d'avoir un surplus de l'énergie pour l'injecter dans le réseau central afin d'améliorer la qualité du service de distribution de l'énergie et de préserver une marge de gain pour l'entreprise. Cependant, la régulation et le contrôle des variables des différents sous-systèmes ne permettent pas seulement de réduire l'énergie consommée mais aussi d'influencer sur le rendement total de production et de protéger le matériel. La commande floue est particulièrement intéressante dans notre cas, car nous ne disposons pas de modèle mathématique précis des processus à commander et ils présentent de fortes non-linéarités ou imprécisions. Nous appliquerons cette commande à différents systèmes tels que le convertisseur boost pour l'extraction du MPPT du générateur photovoltaïque, l'état de la charge de la batterie pour sa protection, ainsi que la commande de la température et de l'humidité à l'intérieur du bâtiment d'élevage. L'onduleur et le réseau seront aussi pris en charge pour assurer une bonne injection du surplus d'énergie électrique. Afin d'accomplir au mieux cette étude, le travail sera structuré en trois principaux chapitres en plus de l'introduction générale et de la conclusion générale.

Nous entamerons le premier chapitre, par des généralités sur l'exploitation des énergies renouvelables et ses applications dans le domaine de production de l'électricité, ainsi que les différentes structures des systèmes de génération d'énergie électrique. Un état d'art de chaque technologie sera brièvement décrit. Les principes de fonctionnement des différentes centrales et les structure du système photovoltaïque relié au réseau seront cités. Nous clôturerons ce chapitre par les perspectives de l'électrification décentralisée en Algérie.

Le deuxième chapitre sera consacré à des informations sur les conditions d'élevage des volailles et leur relation avec le climat du bâtiment. Donc, les modèles de connaissances des variables aléatoires et le choix du type de commande seront définis. Un algorithme comportant les différentes étapes de conception sera déterminé et corrigé à fur et mesure. Bien que le perfectionnement de la méthodologie de dimensionnement du système de production photovoltaïque représentera l'axe de travail dans cette partie. Or les critères de choix et de dimensionnement de chaque composant de la chaîne de conversion seront précisés. Alors, nous achèverons cette conception de la centrale photovoltaïque par une simulation avec le logiciel Homer afin de valider les résultats de dimensionnement, confirmer le fonctionnement du générateur photovoltaïque conçu et voir sa faisabilité.

Dans le troisième chapitre, une présentation de la structure du système photovoltaïque choisie sera exposée. La modélisation et simulation du générateur photovoltaïque pour savoir l'influence de l'éclairement et de la température sur les caractéristiques de courant et de la puissance en fonction de sa tension sera faite le hacheur survolteur (Boost) choisi et les différents types de la commande MPPT seront développés. Une explication des méthodes de régulation et commande intelligentes moderne qu'on juge efficaces pour l'optimisation de ce système sera décrite. Nous nous focalisons principalement sur les régulateurs flous. Nous proposerons le contrôleur flou pour la poursuite de PPM ainsi une simulation du hacheur survolteur avec MPPT flou sera exécuté pour déterminer l'influence du changement climatique (éclairage et température variables) sur le fonctionnement du sous système. La batterie de stockage représente l'élément le plus fragile de l'installation, donc un régulateur de charge de type flou sera élaboré et simulé. Alors, pour réaliser l'interface de raccordement au réseau nous expliquerons la modélisation et la commande de l'onduleur ainsi nous présenterons la connexion du GPV au réseau de basse tension pour assurer la stabilité et la sureté du fonctionnement. Finalement nous clôturerons cette partie de simulation par des modèles de contrôle du climat du Bâtiment d'élevage. Donc nous proposerons un modèle du contrôleur flou de température et un autre pour l'humidité pour assurer un climat normatif de vie de poules. En conséquence une bref analyse économique de bilan des résultats d'Oravio Tiaret sera donnée.

CHAPITRE I
ETAT D'ART SUR LES SOURCES D'ÉNERGIES
RENOUVELABLES

État d'art sur les sources énergies renouvelables

I.1. Introduction

Les difficultés d'approvisionnement en énergie rencontrées à l'échelle mondiale sont dues principalement à plusieurs facteurs, qui sont : une consommation énergétique croissante, une diminution des ressources fossiles et les effets néfastes des changements climatiques sur les écosystèmes (canicule, tempête, inondations, etc.). C'est pourquoi il est plus que jamais urgent de trouver des solutions de production d'énergie techniquement réalisables et qui satisfassent aux exigences en matière de durabilité et respect de l'environnement. Ces exigences peuvent se résumer dans la définition même du développement durable proposée en 1987 par la commission mondiale sur l'environnement et le développement dans son rapport de Brundtland, à savoir : Un développement qui répond aux besoins des générations présentes sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs exigences [6] et [8].

Pour fixer le point optimal et répondre aux exigences actuelles il faut d'une part, que tout système énergétique durable sera basé sur une utilisation intelligente des sources traditionnelles grâce au développement de la technologie numérique.

D'autre part, le recours accru aux énergies renouvelables est devenue nécessaire suite à la maîtrise de leurs technologies. Ces dernières sont naturellement décentralisées, il est intéressant du point des vues écologique et économique de les exploiter sur le lieu de consommation, en les transformant directement.

Dans le cadre d'amplification et de vulcanisation de ces nouvelles ressources énergétiques plusieurs systèmes ont été proposés et réalisés afin de répondre aux exigences actuelles. Nous citons par exemple à titre indicatif l'énergie solaire, l'éolienne et biomasse qui attirent l'attention au niveau de la production de l'électricité à grande échelle [1] et [2]. Cependant, elles présentent un inconvénient commun par leur caractère imprévisible et la dépendance des conditions météorologiques et climatiques qui changent avec le temps. Les systèmes multi-sources qui combinent entre plusieurs formes d'énergie peuvent répondre à ces inconvénients et assure la durabilité de la production.

Donc, nous entamerons ce chapitre par des généralités sur l'exploitation des énergies renouvelables et ses applications dans le domaine de production de l'électricité, ainsi que les différentes structures des systèmes de génération d'énergie électrique. Quoique, le système photovoltaïque représente l'objectif de notre projet de recherche.

I.2. Les énergies renouvelables:

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. Le besoin d'une alternative renouvelable pour faire produire l'électricité a été le sujet de discussion pour plusieurs secteurs et aux niveaux d'un grand nombre de pays au monde entier comme le témoigne plusieurs documents scientifiques [7], [8] et [9]. Les études ont été élaborées pour faire de cet outil non polluons l'axe de recherche pour plusieurs chercheurs afin de réaliser un but majeur celle de minimiser les effets négatifs de ressources classiques de production de l'énergie. Bien que

plusieurs formes d'énergies propres réintègrent cette catégorie, dans ce paragraphe, nous allons citer quelques unes les plus utilisées :

I.2.1 L'énergie biomasse

La bioénergie englobe diverses formes d'énergie utilisable tirée de matières appelées biomasse. La biomasse est une source d'énergie perpétuelle et renouvelable (activité humaine, agricole, industrielle génère des déchets). Alors, des différents types sont à considérer : le bois énergie, les biocarburants et le biogaz. La biomasse peut être utilisée principalement de deux manières :

- La fermentation des déchets, le gaz méthane peut être capté et utilisé comme source d'énergie ;
- La biomasse elle-même peut être incinérée.

Dans tous les deux cas, l'énergie thermique peut être utilisée pour produire de l'électricité dans des centrales thermiques. L'intérêt est que le dioxyde de carbone rejeté dans l'atmosphère lors de l'incinération de la biomasse ou le méthane est compensé par celui absorbé par la repousse des plantes qui, entre autre, sont la source principale de biomasse. De cette manière, le bilan carbone peut être proche de zéro, comme le montre le cycle de la figure I.1.

La biomasse désigne toute la matière vivante d'origine végétale ou animale de la surface terrestre. Généralement, les dérivées ou déchets sont également classés dans la biomasse.

Des différents types sont à considérer :

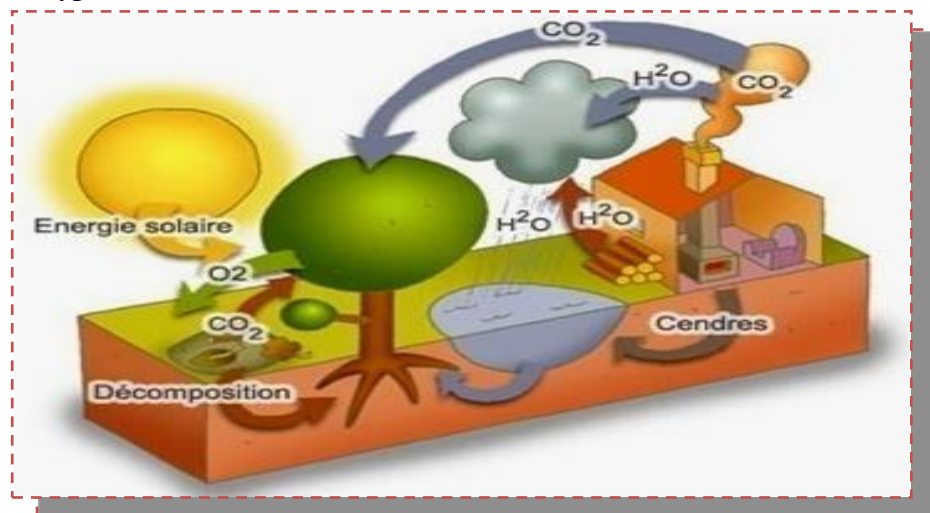


Figure I.1 : Énergie Biomasse

- La biomasse solide

Ce sont tous matériaux d'origine biologique employés comme combustible pour la production de la chaleur, d'électricité ou de carburants. Il existe aujourd'hui des appareils à combustible bois innovants et efficaces à la disposition des particuliers comme des collectivités ou industries. [13]

- Le biogaz

Ce sont les matières organiques qui libèrent le biogaz lors de leur décomposition selon un processus de fermentation (méthanisation). on l'appelle aussi « gaz naturel renouvelable », par opposition au gaz d'origine fossile. Il sert à la production de la chaleur, d'électricité ou de biocarburant [14].

- Les biocarburants

Les biocarburants, parfois appelés agro carburants, sont issus de la biomasse. Il existe principalement deux filières industrielles : l'éthanol et le biodiesel. Ils peuvent être utilisés purs ou comme additifs aux carburants classiques [17].

Une étude réalisée [9] sur le potentiel des énergies renouvelables au niveau mondial, estime que la biomasse-énergie, pourrait couvrir une part importante des besoins énergétiques mondiaux comme le montre le tracé de développement reproduit depuis l'année 2005 présenté sur de la figure (I.2).

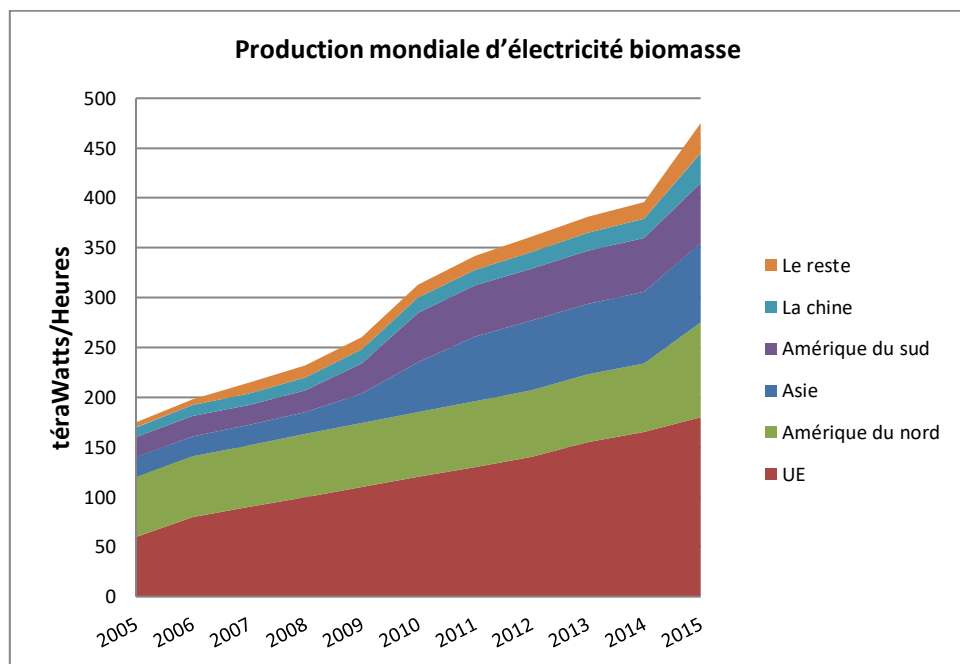


Figure I.2 : Production mondiale d'électricité biomasse bioénergie (par pays et par région), 2005–2015

Le graphe précédent indique une grande concurrence entre les pays développés sur l'utilisation de la biomasse-énergie, cela implique, donc que cette dernière pourrait couvrir une part importante des besoins énergétiques mondiaux dans un futur proche.

I.2.2 La géothermie

Le terme de géothermie désigne aussi bien la science des phénomènes thermiques terrestres ainsi que la valorisation énergétique de ces derniers. Actuellement, elle représente une énergie renouvelable en forte extension. Cependant, pour capter l'énergie géothermique, un fluide est mis en circulation dans les profondeurs de la terre. Ce fluide peut être celui d'une nappe captive naturelle, de l'eau injectée dans une roche chaude imperméable ou dans des puits spéciaux. Donc, dans tous les cas, le fluide se réchauffe et remonte avec une température supérieure [18] et [20]. Le principe d'utilisation de la géothermie pour générer l'électricité est présenté sur la figure (I.3). Les auteurs Michel Bernier, Patrice Pinel, Richard Labib et Raphaël Paillot dans leurs travaux de recherches sur la technologie géothermie depuis 1992 jusqu'au jour montre clairement l'importance de cette forme d'énergie renouvelable [19].

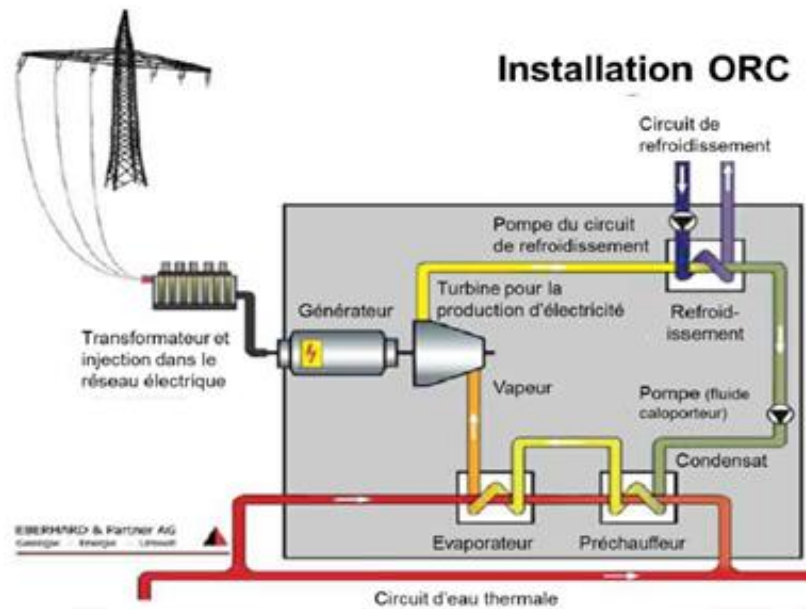


Figure I.3 : Génération d'électricité par une source d'énergie géothermique

Aujourd'hui, cette dernière est effectivement exploitée dans le monde comme, l'indique la figure (I.4), ou la production d'électricité géothermique a été estimée à 75 TWh [20].

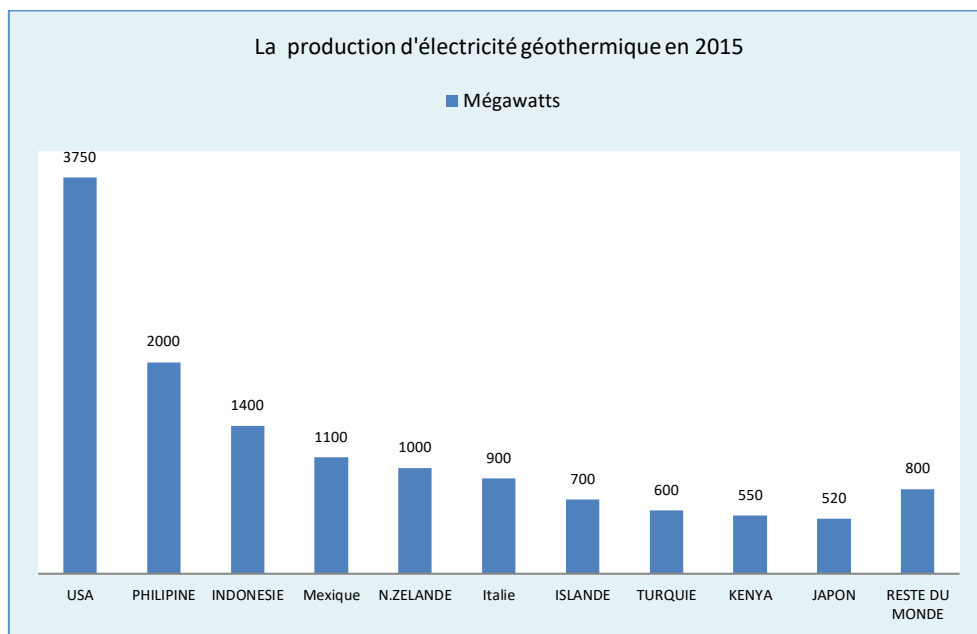


Figure I.4 : Production de l'électricité géothermie par pays

I.2.3 L'énergie hydroélectrique

L'utilisation de l'énergie hydraulique remonte à l'époque des Romains où elle était transformée en énergie mécanique grâce à une roue hydraulique pour faire tourner des machines. Ces installations étaient d'autant plus utilisées à l'époque du Moyen Âge où elles servaient notamment dans les moulins à broyer les grains de blés ou de maïs pour en faire de la farine. Cette puissance hydraulique était aussi limitée au niveau du diamètre de la roue sans prendre en considération la hauteur de chute de l'eau. Actuellement la hauteur de chute de l'eau apporte un rendement beaucoup plus élevé, grâce à des conduites forcées.

Les barrages hydroélectriques sont des sources d'énergie qui permettent de créer une grande quantité d'électricité, mais aussi d'adapter la production à la consommation de manière rapide tout en n'ayant aucune émission de CO₂, ces caractères propres à l'hydroélectricité rendent son expansion très rapide [23]. Cependant avec le développement des équipements de cette technologie, les centrales hydroélectriques sont classées en trois types principaux [23] et [24] :

- Les centrales dites gravitaires pour lesquelles les apports d'eau dans la réserve sont essentiellement issus du cours d'eau par gravitation ;
- Les Stations de Transfert d'énergie par Pompage (S.T.E.P.) aussi connues sous l'appellation centrale hydraulique à réserve pompée ou centrale de pompage- turbinage, qui permettent de pomper l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur ;
- Les usines marémotrices au sens large qui utilisent l'énergie du mouvement des mers, qu'il s'agisse du flux alterné des marées, des courants marins permanents.

L'énergie hydroélectrique prend une ampleur de plus en plus grande au 20^{ième} siècle, pour atteindre en 2012, une puissance de 3 663.4 TW d'électricité produite pendant l'année et prend donc la deuxième place en termes de production d'énergie au monde avec une production qui représente 16.2% de l'énergie produite. En 2013, des études ont montrées que, l'hydraulique représente plus de la moitié de électricité consommée par le Norvège, Brésil, Venezuela, Canada, Suède. En 2015, l'hydroélectricité en Chine prend la première place mondiale, avec une production annuelle de 3 000 MW, [9].

I.2.4. L'énergie éolienne

L'homme a très vite compris le profit qu'il pouvait tirer de la force du vent. Les premiers moulins apparaissent ainsi au XIIe siècle en Europe, utilisés pour pomper l'eau, moulinner les céréales, scier, etc. Ces machines existaient cependant dès la plus haute antiquité déjà au moyen âge en Perse, en Égypte et en Chine.

En 1888 un scientifique américain Charles F. Brush , a construit la première turbine éolienne capable de produire une puissance électrique de 12 kW [24].

En 1920 le scientifique français Georges J.M. Darrieus développe le concept d'un rotor à axe vertical [22]. Pendant la même année le chercheur Albert Betz poursuit des recherches sur la physique et l'aérodynamique des éoliennes [25] et [28]. Cependant, Il formule la loi qui porte son nom, selon laquelle l'énergie cinétique du vent peut être exploitée au maximum à 59,3%. Quoique, sa théorie sur le façonnage des ailes est encore appliquée de nos jours.

Ainsi l'intérêt pour le grand éolien n'ait apparu qu'à partir de la crise pétrolière de 1973. Ou les pays développés de cette époque se lancent dans le financement des grands projets de recherche sur les énergies renouvelables. Alors une nouvelle conception de machines voit le jour, qui réduit considérablement le coût de l'énergie éolienne au cours des deux décennies suivantes.

I.2.4.1 Développement de l'énergie éolienne

Depuis ces dernières années, la production d'électricité par l'énergie éolienne s'est considérablement développée dans le monde entier (figure I.5). Ceci est principalement dû à des raisons majeures tels-que les nouvelles technologies des machines électrique utilises comme générateurs, l'électronique de puissance, la production de l'énergie propre qui respect l'environnement et le remplacement des énergies fossiles [2], [27], [28] et [29].

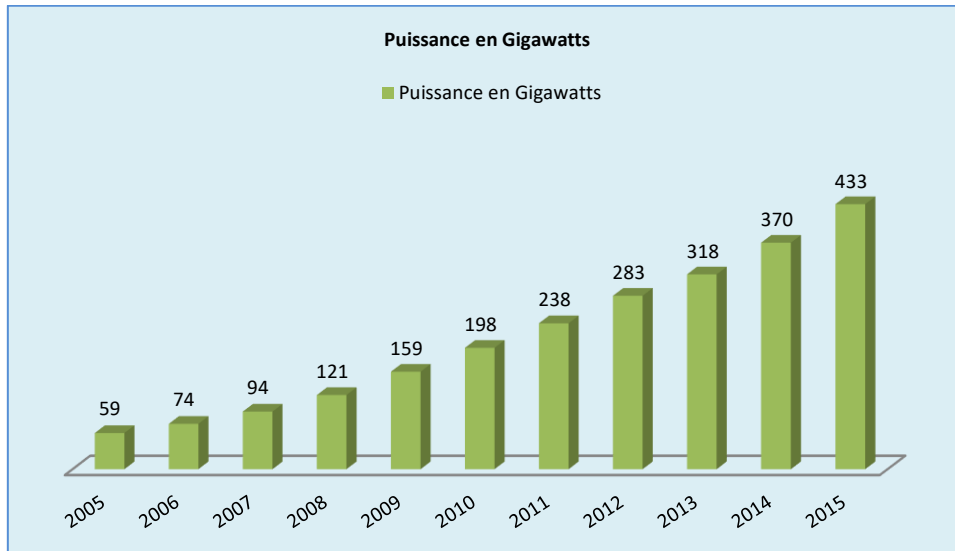


Figure I.5 : Développement de l'énergie éolienne mondiale

L'Algérie comprend un gisement acceptable des énergies éoliennes. Ceci est principalement du à une topographie et un climat très diversifié. La figure(I.6) montre clairement le gisement de vent national, malgré son insuffisance par rapport au gisement mondiale mais son positionnement sur la carte représente une grande importance pour ces zones [7].

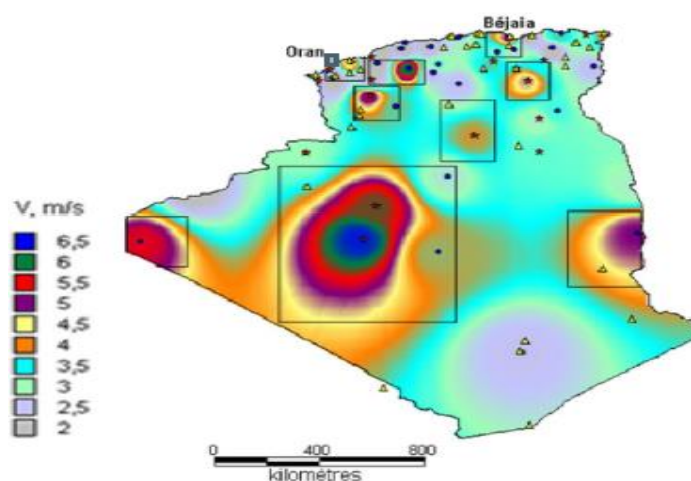


Figure I.6 : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol.

I.2.5. Énergie solaire thermiques

L'énergie solaire est exploitée sous deux formes d'énergie à savoir l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie solaire thermique. Toutefois, la technologie de production d'électricité par l'énergie solaire thermodynamique s'appuie sur l'utilisation de divers types de récepteurs (paraboles, capteurs cylindro-paraboliques, tours) [30].

Les principes physiques fondamentaux sur lesquels se basent cette production d'énergie sont notamment l'absorption, et la conduction thermique. Dans le cas particulier des systèmes à concentration (centrale solaire thermodynamique, four solaire , etc.), la réflexion joue aussi un rôle important [31].

L'énergie solaire thermique est une technique qui remonte au XVIIIème siècle pour sa première utilisation. Et c'est à cette époque que le chimiste Antoine Laurent de Lavoisier inventa le premier four solaire. Cette découverte a pour principe de concentrer les rayons solaires à l'aide d'une lentille liquide afin de produire de la chaleur et de fondre des métaux [30] et [32].

Alors, le marché de l'énergie solaire thermique a commencé à apparaître dans les années 1970-1980, après la crise pétroliers. Entre 1984 et 1990, Luz International Ltd a construit des installations solaires à récepteurs cylindro-paraboliques dans le désert Mojave en Californie, avec une puissance totale de 354 MW [33].

Actuellement, l'énergie solaire thermodynamique est en croissance rapide. Cependant, l'Espagne a été le centre du développement de l'énergie solaire thermique et reste de loin le premier producteur d'électricité par cette technique avec 2 304 MW en service, suivie par les États-Unis avec 765 MW en service, et 5 600 MW de projets annoncés de centrales thermiques solaires [5],[31] et [32]. Parmi les investissements de l'Algérie dans cette technologie, on cite le village solaire à Adrar et la centrale électrique hybride de Hassi R'mel mise en service en 2011 [3] et [33].

L'énergie solaire à concentration est exploitée pour l'installation à grande échelle pour la production d'électricité différemment aux capteurs thermiques qui exploitent l'énergie solaire pour chauffer l'eau. Cette technologie consiste à concentrer le rayonnement solaire pour chauffer un fluide à haute température et produire ainsi de l'énergie électrique. Les centrales solaires thermodynamiques recouvrent une grande variété de systèmes disponibles tant au niveau de la concentration du rayonnement, du choix des fluides caloporteur et thermodynamique ou du mode de stockage [30] [33]. Il existe plusieurs types de centrales solaires thermiques, qui utilisent différents capteurs pour concentrer le rayonnement solaire.

- Les centrales à capteurs cylindro-paraboliques ;
- Les centrales à tour ;
- Les centrales à capteurs paraboliques ;
- Les centrales solaires à miroir de Fresnel.

L'Algérie est considérée parmi les pays qui disposent d'un gisement solaire très important d'où la production de l'énergie électrique à partir du soleil compte parmi les priorités de la politique du gouvernement pour une indépendance des ressources pétrolière.

I.2.6. L'énergie solaire photovoltaïque

Nous allons présenter dans cette partie des notions de base sur l'énergie photovoltaïque et les systèmes de production de cette énergie. Au niveau mondial, le marché des systèmes photovoltaïques connaît, pendant les dernières décennies, un taux de croissance très élevé, de l'ordre de 30 à 40% par an [10]. Cette croissance actuelle est due principalement aux importantes innovations technologiques et une baisse de coût des modules photovoltaïques mais aussi à des efforts importants de la recherche et du développement dans le domaine de l'électronique de puissance. Le mot « photovoltaïque » Historiquement vient du grec « phôtos » signifiant lumière et de « Volta » du nom du physicien italien qui, en 1800, découvrit la pile électrique [11] et [34].

En 1839 le français Antoine Edmond Becquerel fut le premier à mettre en évidence cette conversion particulière d'énergie. Mais, il a fallu des années pour que la transformation de l'énergie solaire en énergie électrique se concrétise, cela était en 1930 avec le développement des cellules à oxyde cuivreux puis au sélénium.

Mais ce n'est qu'en 1954 avec la réalisation des premières cellules PV au sélénium dans les laboratoires de la compagnie Bell Téléphone, que l'on entrevoit la possibilité de fournir de l'énergie. Très rapidement utilisées pour l'alimentation des véhicules spatiaux, leur développement et de rapides progrès ont été motivés par la conquête de l'espace [11] et [36].

Les premiers générateurs ont été utilisés en 1958 pour les satellites Vanguard en Floride. Au cours des années 1980, la technologie PV terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts. Les premières installations ont été conçues pour sites isolés, principalement dans les pays en voie de développement. Par la suite, la technologie est même devenue familière à travers de nombreux produits de faible puissance comme les montres, les calculatrices et les réfrigérateurs solaires [37].

Cependant la conception moderne de systèmes PV nécessite la connaissance du rayonnement solaire utile sur le site d'installation, dans le plan des panneaux solaires. C'est l'un des paramètres essentiels pour la conception des installations photovoltaïques.

I.3. Aperçu sur le rayonnement solaire

Le rayonnement est l'énergie transportée par des ondes électromagnétiques. La surface du soleil qui nous envoie le rayonnement est appelée la photosphère et se trouve à une température de 5777 K°. L'énorme quantité d'énergie émise par le soleil trouve sa source dans les réactions nucléaires qui y ont lieu. Le rayonnement émis par le soleil se rapproche fort de celui d'un corps noir à la température de 5777 K° [12].

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée et la plus abondante sur terre. Le rayonnement émis en direction de la terre est intercepté par son atmosphère, ou une quantité est absorbée, une autre est reflétée dans l'espace, et une partie la traverse. Passant par l'atmosphère, le faisceau solaire subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes

complexes d'absorption, diffusion et de dispersion par les gaz, les aérosols, poussières et les gouttelettes d'eau en suspension dans les nuages etc.

De ce fait le rayonnement solaire atteint le sol sous différentes formes à savoir le rayonnement dispersé atteignant la surface de la terre désigné sous le nom du rayonnement diffus, le rayonnement direct provenant directement du disque solaire sans subir des modifications et également le rayonnement reflété par la terre à différentes longueurs d'onde dues à la température de sa surface. La quantité d'énergie transportée par le rayonnement solaire à la surface terrestre dépend de certaines considérations géométriques dues au mouvement apparent du soleil et aux mouvements de la terre.

En dehors de l'atmosphère d'autres facteurs majeurs agissent sur le rayonnement solaire reçu à la surface de la terre. En effet la rotation et l'inclinaison de la terre font que l'énergie disponible en un point donné à sa surface varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire diffus [12] et [35].

I.4 Principe de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque

Le phénomène de conversion photovoltaïque est dû à la variation de la conductivité d'un matériau sous l'effet de la lumière. Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Donc, le principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie appelée énergie de photon comme le montre l'équation I.1.

$$E_{ph} = h * \frac{c}{\lambda} \quad (I.1)$$

Avec

c : la célérité de la lumière ;

λ : la longueur d'onde ;

h : la constante de Planck.

Si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap $E_g = E_c - E_v$ du semi-conducteur, l'électron passe de la bande de valence E_v à la bande de conduction E_c en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron-trou dans différents points de la jonction [44]. Donc toute particule minoritaire près de la jonction a une probabilité très forte pour la traverser et la jonction s'oppose uniquement au passage des porteurs majoritaires. Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont " bombardés " par les photons constituant la lumière; sous l'action de ce bombardement, les électrons de valence ont tendance à être " arrachés / décrochés: si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique. Par contre, dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons " décrochés " créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque.

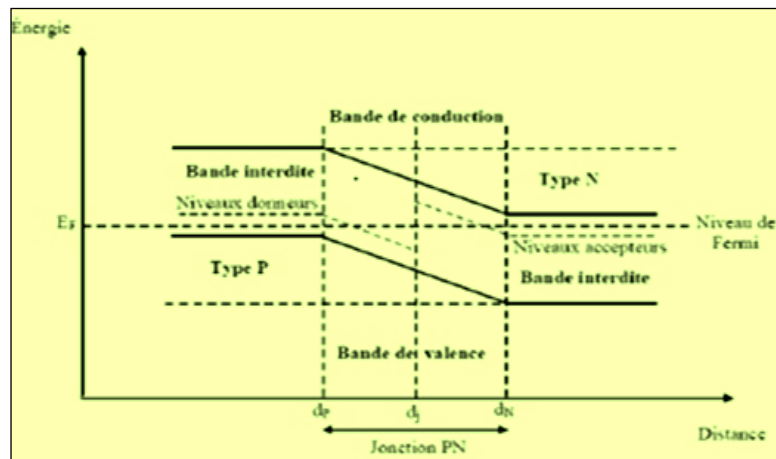


Figure I. 7 : Diagramme de bandes d'énergie au voisinage de la jonction

I.4.1 La puissance des modules PV

La puissance des modules PV s'exprime en Watts-crête (W_c) ou en Watts-peak (W_p). Cette dernière représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale) sous les conditions standards de fonctionnement (un spectre AM 1.5 sous un éclairage de $1000 [W/m^2]$ et une température de la cellule de $25 [^{\circ}C]$). Une association de plusieurs cellules donne un module et une association mixte des plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque. Plusieurs panneaux qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés champ photovoltaïque ou générateur photovoltaïque GPV voir figure (I. 8).

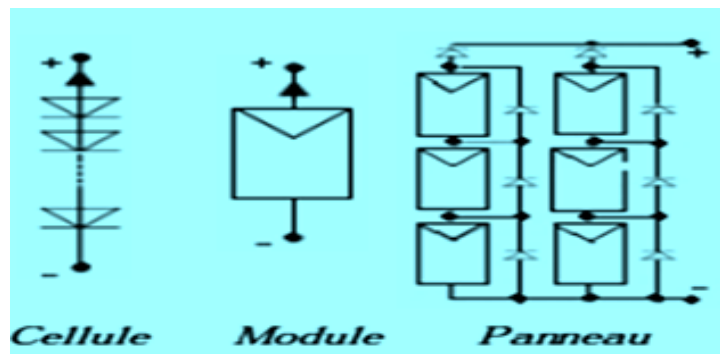


Figure I. 8 : Distinction de terminologie

I.4.2. Caractéristiques et modélisation d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est modélisée par le schéma électrique équivalent de la figure (I.9). La résistance série est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière. La résistance shunt est une conséquence de l'état de surface le long de la périphérie de la cellule, elle est réduite à la suite de pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si elle est profonde), lors du dépôt de la grille métallique ou des prises de contacts sur la face diffusée de la cellule [36] et [39].

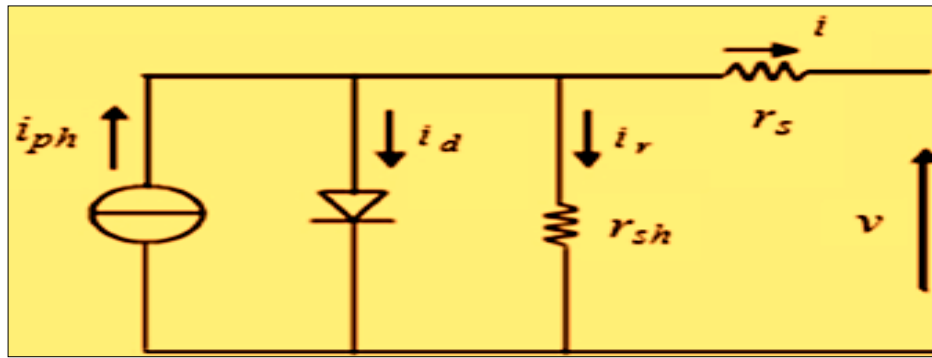


Figure I. 9 : Schéma équivalent électrique d'une cellule PV

- Où :
- r_{sh} : la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction ;
 - r_s : la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions ;
 - i : le courant fourni par la cellule ;
 - V : la tension à ses bornes ;
 - i_{ph} : le photocourant, i_d : le courant parcourant la diode et i_r celui parcourant la résistance shunt.

Donc on a :

$$i = i_{ph} - i_r - i_d \quad (I.2)$$

$$i_r = \left(\frac{V + r_s i}{R_p} \right) \quad (I.3)$$

$$i_d = I_0 \cdot \left(\exp\left(\frac{V + i r_s}{n V_t}\right) - 1 \right) \quad (I.4)$$

$$V_t = \frac{K \cdot T}{q} \quad (I.5)$$

Avec: i : Le courant fourni par la cellule ;

$i_{ph} = I_{sc} \cdot \left(\frac{G}{1000} \right)$: Le photo-courant dépendant de l'éclairement (G) ;

I_0 : Le courant de saturation de la diode ;

V_t : Tension thermique à la température T

K : constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23}$ joule/Kelvin) ;

q : Charge d'électron = $1,602 \cdot 10^{-19} C$;

n : Le facteur de qualité de diode ;

T : La température de cellule en kelvin.

Une cellule réelle peut être caractérisée par son courant de court-circuit (I_{cc}), sa tension du circuit ouvert (V_{co}), sa puissance maximale ($P_m = V_m \times I_m$), son facteur de forme FF défini par l'équation I.6 et enfin par son rendement η_{STC} défini par l'équation I.7.

$$FF = \frac{V_m \cdot I_m}{V_{co} \cdot I_{co}} \quad (I.6)$$

$$\eta_{STC} = \frac{P_m}{E \cdot S} \quad (I.7)$$

Ou

E : L'éclairement (W/m^2)

S : la surface de la cellule (m^2)

La caractéristique $I_{pv}(V_p)$ d'une cellule photovoltaïque est sensible a la variation des résistances internes série et shunt [35]. Elle est aussi influencée par les deux grandeurs externes l'ensoleillement et la température. Comme le montre les figures (I.10, a,b) et (I.11, a,b) .

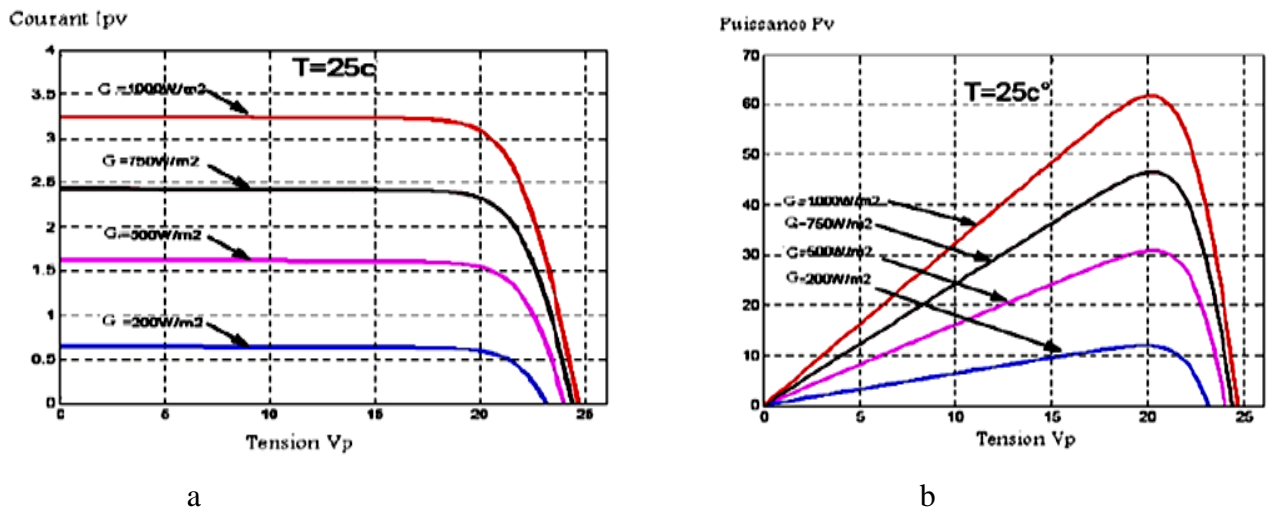


Figure I. 10 : Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique $I_{pv}(V_p)$ et $P_v(V_p)$ à température constante [35]

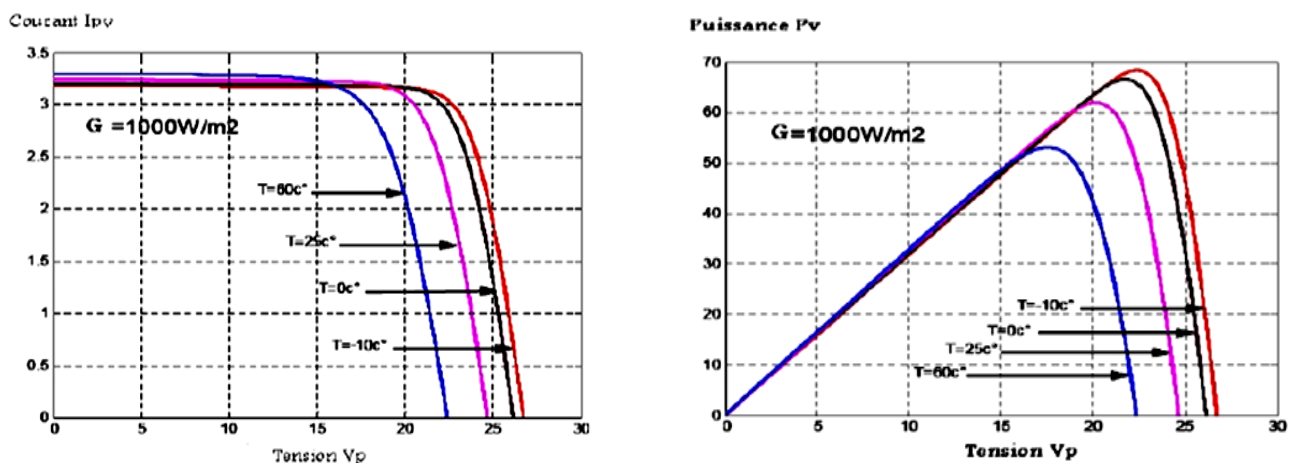


Figure I. 11 : Influence de la température sur la caractéristique $I_{pv}(V_p)$ et $P_v(V_p)$ à un l'ensoleillement constant [35]

Macroscopiquement, les caractéristiques internes et externes d'un générateur photovoltaïque sont influencées majoritairement par les mêmes paramètres de la cellule et de la même proportionnalité. Étant donné que cette dernière constitué l'élément principale du système de conversion photovoltaïque.

I.5. Systèmes photovoltaïques

En générale, un système photovoltaïque comporte un ensemble de sous systèmes distincts en relation entre eux, représentant un processus énergétique complexe. A savoir la structure porteuse rigide des composants du champ PV, qui est fixe ou mobile, le câblage, boîte de jonction, les éléments de protection, la batterie en cas nécessitant un stockage d'énergie et son régulateur, des convertisseurs DC/DC (hacheurs) et des convertisseurs DC/AC (l'onduleur) dans la majorité des cas les systèmes photovoltaïques ne contiennent aucune pièce mobile. Ils sont fiables, nécessitent peu d'entretien, silencieux, ne produisent aucune émission de polluants et ce sont des systèmes modulaires. Il existe plusieurs types de systèmes photovoltaïques [12] et [36].

I.5.1. Système photovoltaïque autonome

Ce système fournit de l'électricité pour des régions non reliés au réseau. Il possède plusieurs domaines d'applications telles-que le pompage d'eau, les stations industrielles pour alimenter le système de protection, de surveillance et de comptage. Il est très utilisé dans les stations spatiales et les relais de communications. Ce système, produit l'énergie électrique qui est utilisée directement ou stockée dans des batteries [37], comme est indiqué sur la figure I.12.

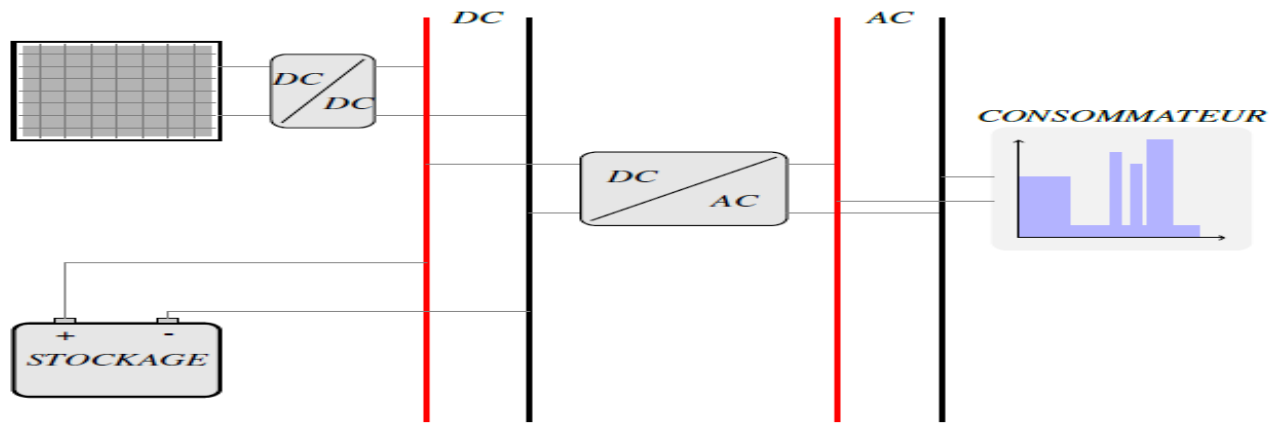


Figure I. 12 : Exemple d'installation photovoltaïque autonome

Malgré sa puissance limitée est variable selon la saison (conditions météorologiques), entraînant des perturbations qui risque de détruire la batterie par la décharge profonde. Par rapport au coût d'une extension de réseau centrale, cette industrie offre des résolutions économiques très importantes par leur conversion directe d'énergie solaire gratuite et inépuisable en électricité.

I.5.2. Système photovoltaïque hybride autonome

Les systèmes hybrides sont composés d'un générateur photovoltaïque combiné à une ou plusieurs sources d'énergies renouvelables ou à un groupe électrogène, ou aux deux à la fois. Ces systèmes peuvent posséder des batteries qui peuvent aussi être rechargées par l'autre source en cas de décharge comme le montre la figure I.13.

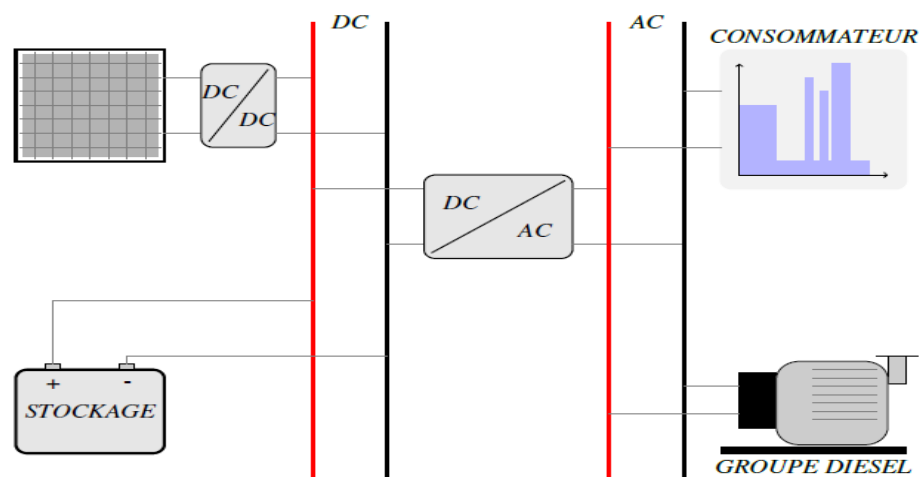


Figure I. 13 : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque hybride

Les principaux avantages de l'hybridation sont l'amélioration de la qualité du service, l'extension de la durée du service, la réduction de la consommation de carburant (groupe électrogène) et assure une alimentation sans interruption pour la charge. Ces types d'installation concernent des applications comme des centres de sante, des écoles, des îles et des ensembles résidentiels dans les pays en voie de développement [34] et [45].

I.5.3. Système photovoltaïque raccordé au réseau

Dans ce système l'ensemble de l'installation est connectée au réseau de distribution après une adaptation des paramètres. L'énergie produite est soit consommée sur place par l'utilisateur et le surplus est injecté sur le réseau, où bien injectée en totalité dans le réseau électrique sans limite. Ces dernières centrales peuvent être conçu avec ou sans stockage [38].

I.5.3.1. Les systèmes PV connectés au réseau sans stockage

Ces systèmes sont ainsi conçus pour fonctionner en parallèle et en interconnexion avec le réseau public d'électricité pour couvrir les besoins en énergie. Les principaux composants de la connexion au réseau de ce type de système sont l'onduleur et le transformateur. Il convertit la puissance continue obtenue à partir des modules PV en puissance alternative en respectant les conditions de qualité de la tension et de la puissance exigées par le réseau, avec une possibilité d'arrêt automatique quand le réseau n'est pas en fonctionnement. Une interface bidirectionnelle est placée entre la sortie alternative du système PV et le réseau constitué par un dispatching. La maintenance de ce système fonctionnant sans batterie, est particulièrement facile. Elle se limite à la vérification de l'état de propreté des modules (PV), comme est indiqué sur la figure I.14.

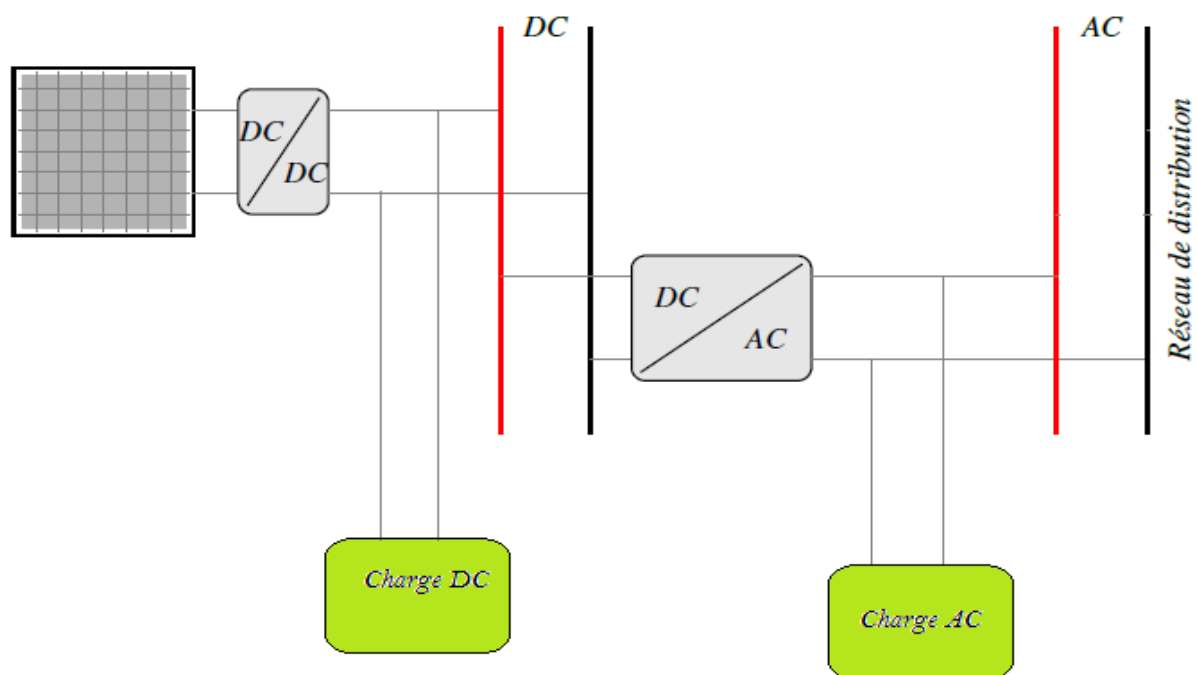


Figure I.14 : Installation photovoltaïque relié au réseau

I.5.3.2. Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie de stockage

Ce système a pour objectif de permettre, en absence d'énergie fournie par le réseau, l'utilisation d'énergie stockée par les batteries et celle fournie par le champ photovoltaïque afin d'alimenter des usages prioritaires de l'installation. Les batteries d'accumulateurs et l'onduleur forment une alimentation sans interruption (ASI) pour le système comme le montre la figure I.15.

Cette configuration permet d'utiliser au maximum l'énergie produite par les modules PV par l'intermédiaire des caractéristiques spécifiques de l'onduleur permettant un fonctionnement en mode synchrone sur la sortie du réseau [41] et [43].

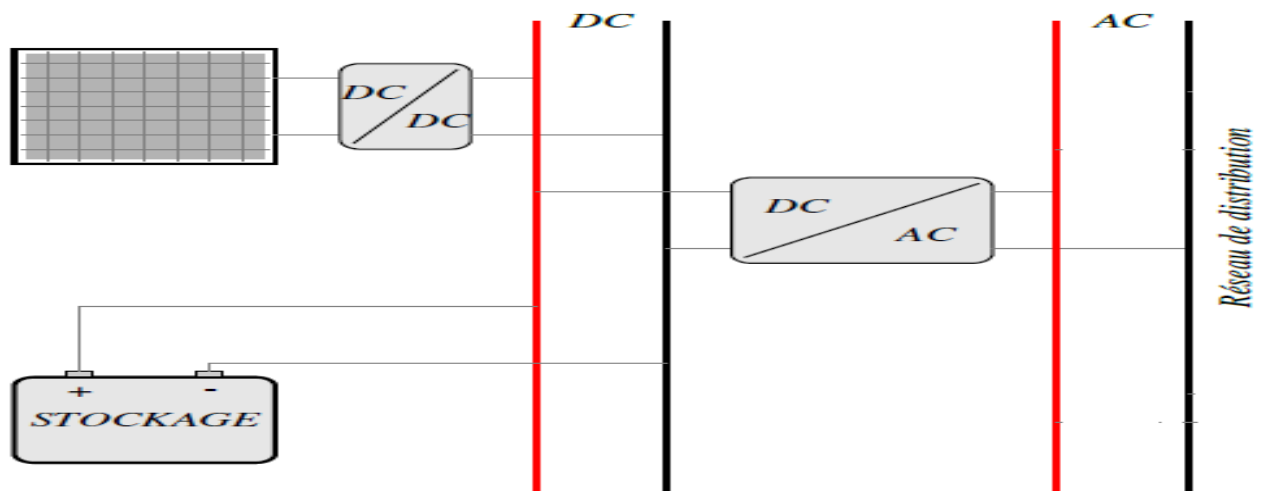


Figure I.15 : Installation photovoltaïque relié au réseau avec batterie

I.6. Types de structure d'un système PV

Il existe deux types de structures photovoltaïques connectées au réseau électrique.

- Les structures à connexion directe au réseau : cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque qui est connecté à l'aide d'un onduleur au réseau électrique. Il existe dans la littérature de nombreux d'exemples [40].
- Les structures à bus continu en intermédiaire. Le générateur est connecté a un bus continu en intermédiaire d'un convertisseur continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulé. Celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique, on obtient alors en sortie de se dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau [47].

Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue de générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable [46]

I.6.1. Structure PV connectée directement au réseau

La figure I.16 montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est directement connectée aux modules photovoltaïques. La tension en sortie de ce dernier est transformée en une tension alternative de fréquence 50 Hz. Cette tension est transportée grâce a un bus alternatif vers un transformateur central qui l'élève au niveau désiré.

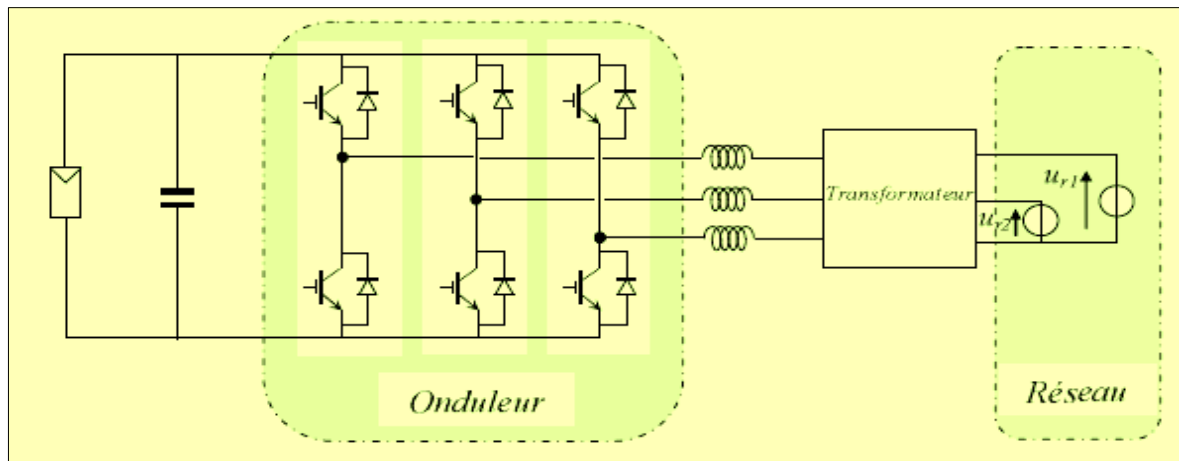


Figure I. 16 : Schéma synoptique de la structure à convertisseur unique

Le faible niveau de tension dans le bus est l'avantage majeur de ce type de montage, puisqu'il assure la sécurité des personnels. Cependant, la distance entre le transformateur et le module doit être faible à cause du courant important qui traverse les câbles et qui génère des pertes joules.

I.6.2. Structure PV a bus continu en intermédiaire

Ils existent plusieurs architectures de ce type :

I.6.2.1. Structure avec hacheur et onduleur

La figure I.17 représente un hacheur qui élève la tension en sortie de module PV et un onduleur pour la conversion de la tension direct en tension alternatif et un transformateur pour élever la tension à la tension désirée (tension du réseau) et pour s'assurer l'isolation entre la partie « production » et la partie « utilisation ». L'avantage de ce système est que des batteries peuvent être facilement connectées au bus continu pour obtenir un système autonome.

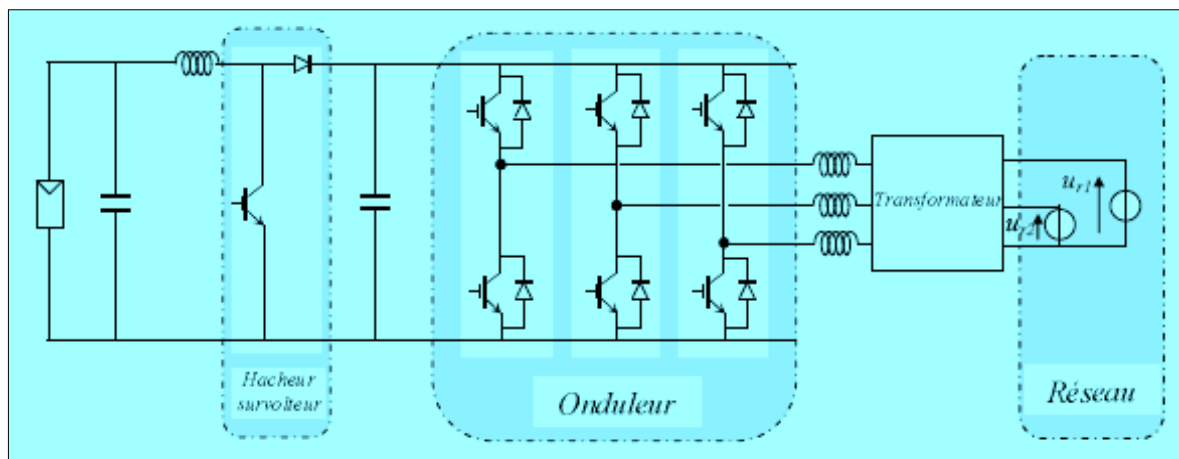


Figure I. 17 : Schéma de la structure avec hacheur et onduleur

I.6.2.2. Structure avec un convertisseur de type fly-back

La figure I.18 en montre l'utilisation d'un convertisseur fly-back, qui sert à élever la tension DC au niveau désiré. La caractéristique principale du fly-back est le transformateur qui assure deux rôles :

transformateur et inductance de couplage au réseau. L'inconvénient du transformateur est qu'il génère des pertes et qu'il augmente le coût de l'installation.

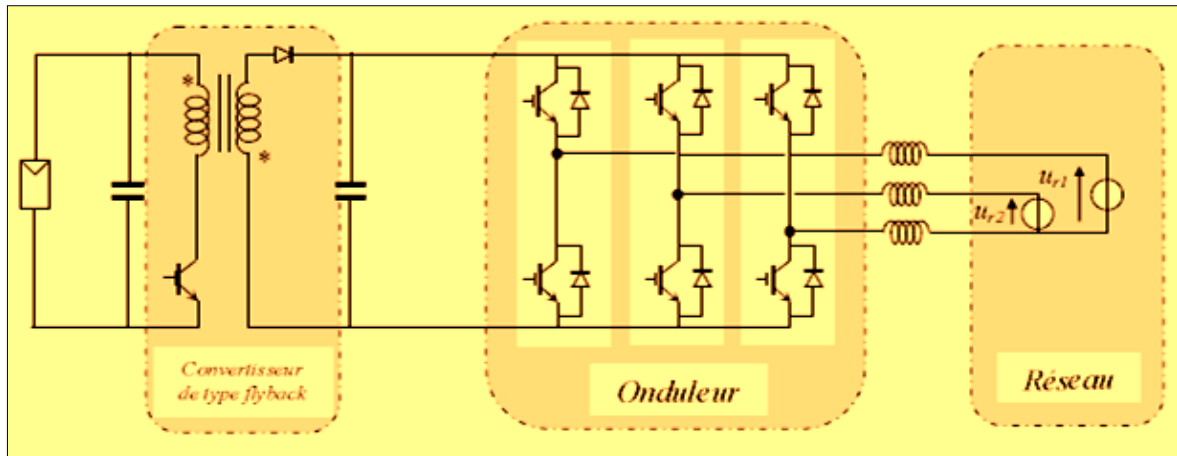


Figure I. 18 : Schéma de la structure avec un convertisseur de type fly-back

I.6.2.3. Structure avec un convertisseur forward

La figure I.19 présente un convertisseur forward qui est capable d'élever la tension cela simplifier la conversion DC\AC. L'utilisation d'un transformateur pour la connexion n'est plus nécessaire, la conversion continu-alternatif se fait de façon relativement simple, grâce a un onduleur centralise. La tension élevée qui traverse le bus est réduite la sécurité des personnels d'entretien, la capacité doit être relativement importante, à cause des ondulations du courant en sortie du module.

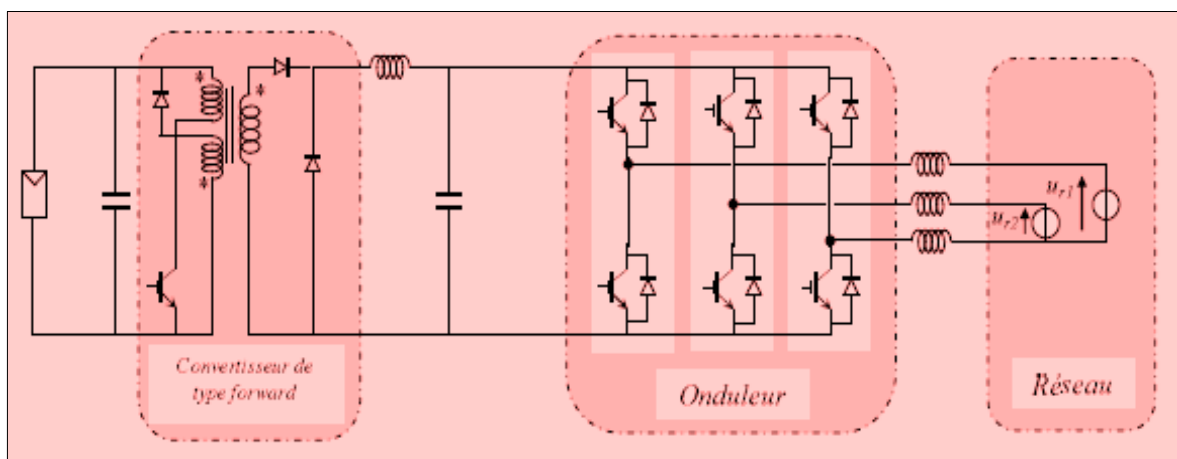


Figure I. 19 : Schéma de la structure avec convertisseur forward

I.7. Topologies des onduleurs couplés au réseau

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il permet de transformer le courant continu, produit par les modules solaires, en un courant ondulé conforme à celui du réseau. Il adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur d'énergie électrique. Pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces

perturbations et interrompt immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau.

Il existe différents types d'onduleurs selon la conception du système photovoltaïque désirée et la puissance nominale. On peut citer Topologie modulaire, Topologie de chaîne, Topologie multi-chaînes, Topologie des concepts d'équipe, Topologie maître-esclave, Topologie centralisée figure (I.20). Ces derniers ont plusieurs avantages tel que la bonne adaptation en cas d'ombre, l'optimisation du rendement en raison du système MPPT individualisé pour chaque string et une large couverture de gamme de puissances et d'application, avec la réduction du coût d'installation [39], [40] et [41].

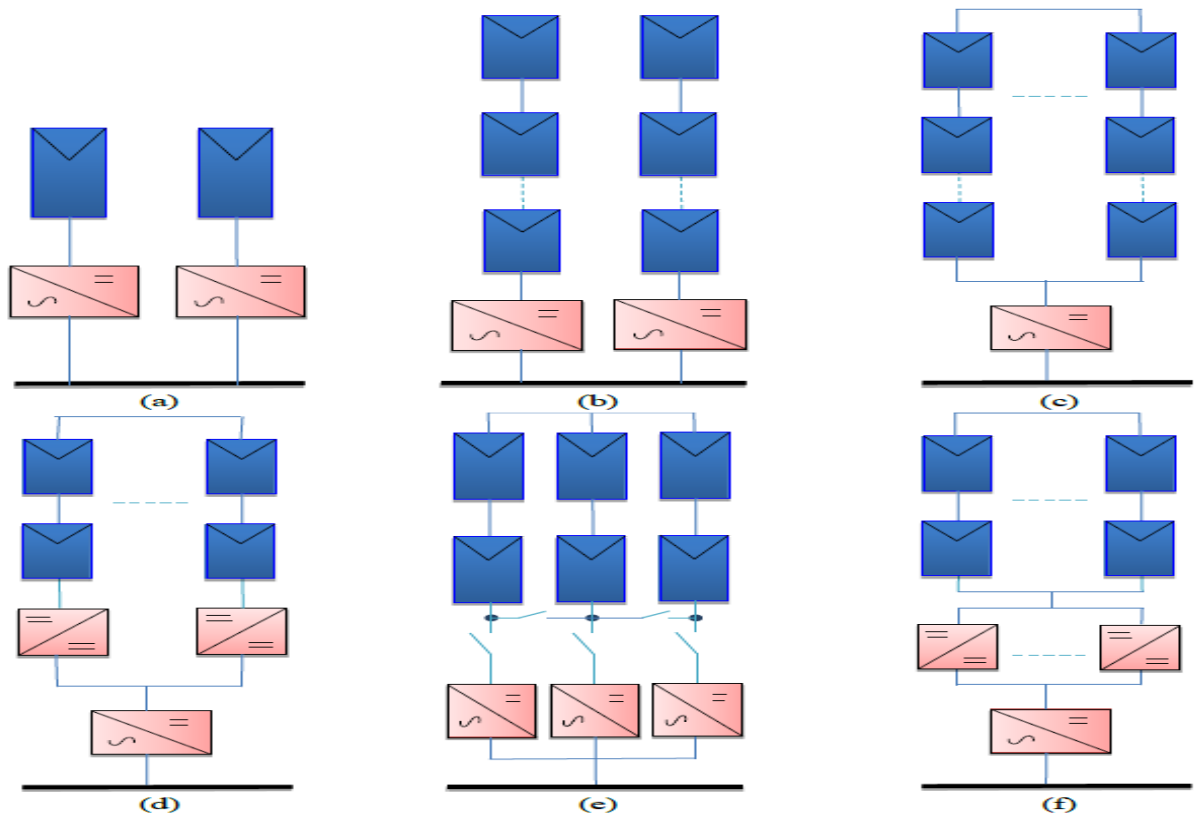


Figure I. 20 : Topologies des systèmes PV connectés au réseau

Topologie modulaire (a), Topologie de chaîne (b), Topologie multi-chaînes (c), Topologie centralisée (d), Topologie maître-esclave (e), Topologie des concepts d'équipe (f) [39]

I.8. Évolution des systèmes à injection dans le réseau

Les premiers systèmes photovoltaïques à injection dans le réseau ont été installés en Allemagne en 1990. La puissance installée à l'époque était équivalente à celle des systèmes utilisés en sites isolés (2 à 3 kW). Progressivement ces systèmes ont pris de l'importance, dans le monde. La puissance annuelle installée en 1999 dans le monde était de 202 MW, dont plus de 90 % sont des systèmes avec injection dans le réseau. Cependant le développement des protocoles d'utilisation de cette énergie a créé d'autres variantes des systèmes connectés au réseau. Généralement, dans ce contexte on distingue deux variantes des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau. Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production où par injection totale de l'énergie produite, et ceci exige le choix du modèle de conditionnement d'énergie [41] et [43].

I.8.1. Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production

Une partie de la production est injectée au réseau lorsque la production dépasse la consommation, le client soutire aussi du réseau le manque. Cette installation est équipée de deux compteurs, l'un mesurant l'énergie soutirée du réseau lorsque la consommation excède la production (compteur de consommation), l'autre mesurant l'énergie injectée dans le réseau (compteur d'injection). Ce principe exclut le compteur réversible comme est indiqué sur la figure I.21, [12].

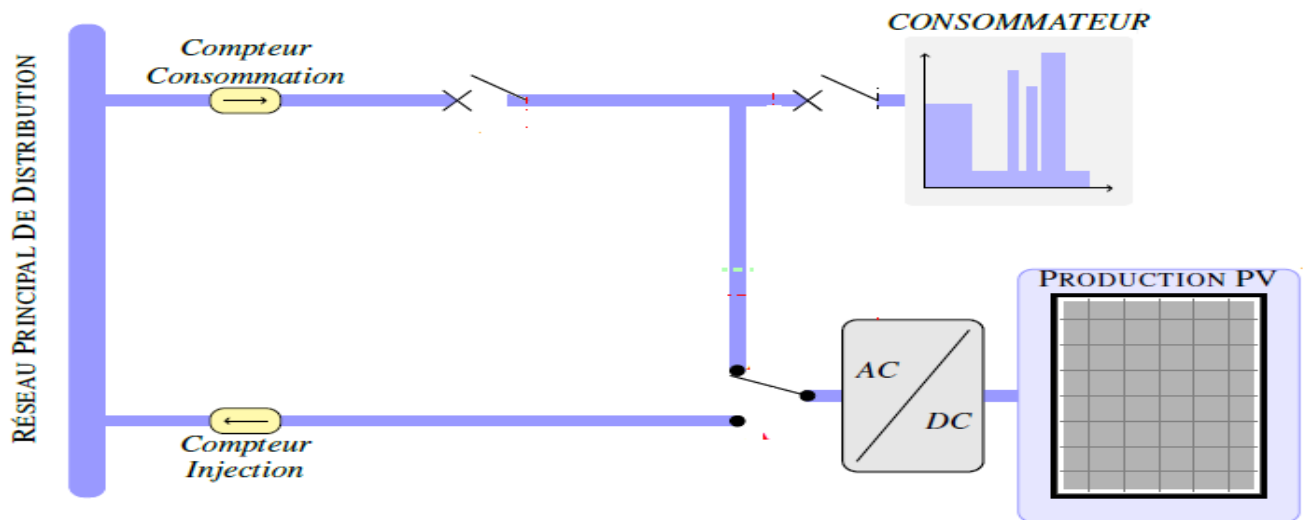


Figure I.21 : Schéma de principe de la configuration d'injection du surplus d'énergie

I.8.2 Installation PV raccordée au réseau avec injection totale de l'énergie produite

Le générateur de production d'origine photovoltaïque est raccordé au réseau par l'intermédiaire d'un point de livraison distinct du point de livraison utilisé pour les besoins de soutirage du producteur. Comparé à l'achat des excédents, ce type de raccordement conduit le plus souvent à des modifications plus importantes de l'installation par le gestionnaire du réseau. Le producteur injecte au réseau la totalité d'énergie produite et soutire du réseau la totalité d'énergie nécessaire à sa consommation. La séparation entre les deux points de livraison consommation et injection (production) conduit donc à étoiler le branchement en deux parties, avec cependant une seule liaison au réseau BT. Le branchement production comporte deux compteurs montés en tête bêche (production et consommation des dispositifs de la chaîne PV), voir figure I.22, [43].

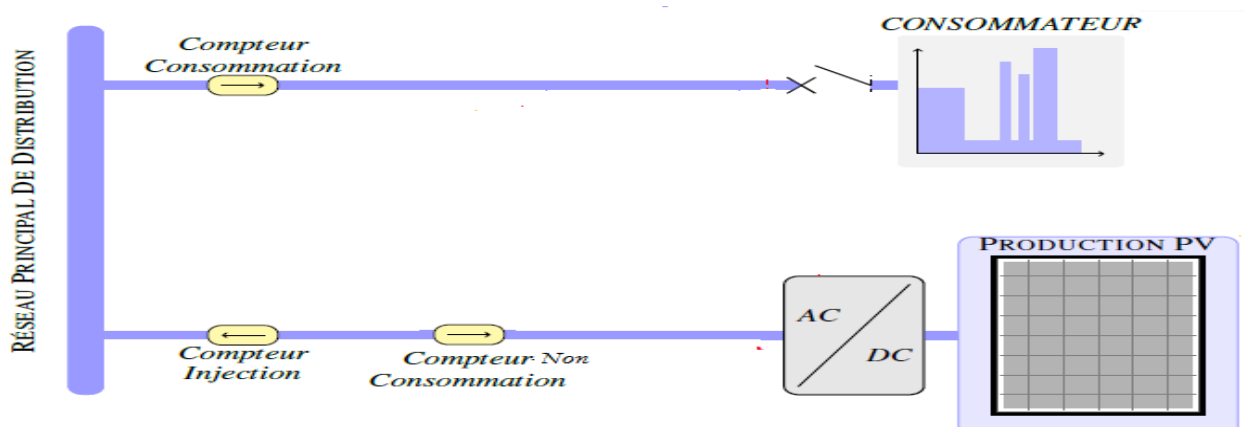


Figure I.22 : Schéma de principe de la configuration d'injection totale d'énergie

Suite au développement de ces installations dans le monde la puissance de l'électricité photovoltaïque installée en 2015 a atteint approximativement les 227 Gigawatts comme l'indique la figure (I.23). Cette progression inattendue, a conduit à une surproduction et à une baisse des prix des équipements de ces systèmes.

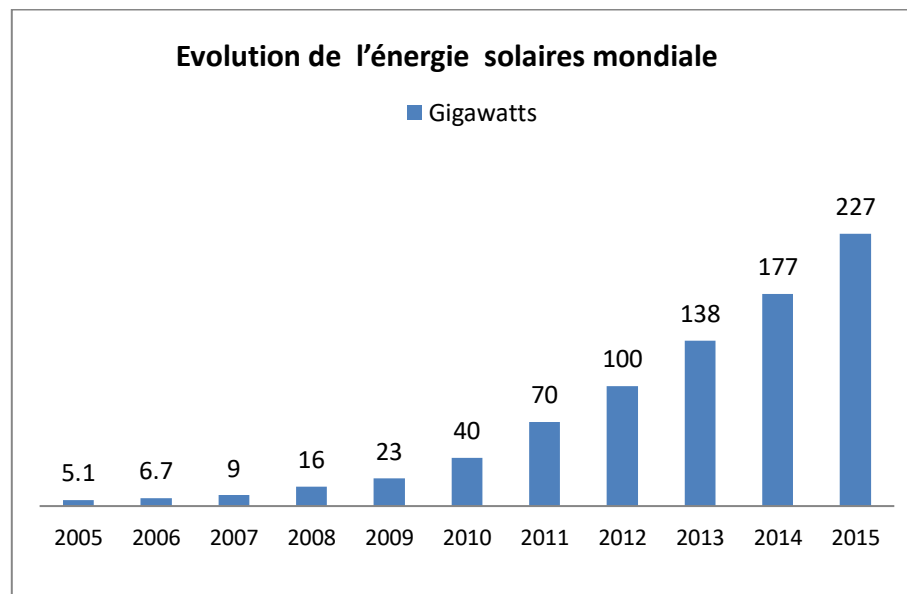


Figure. I.23: Évolution de la production de l'énergie solaire dans le monde [9].

I.9. Le stockage

Le développement des énergies renouvelables et l'évolution du marché de l'électricité ont relancé l'engouement pour le stockage d'énergie et ses applications pour le réseau électrique. Selon la technologie, le stockage propose plusieurs services qu'il convient d'identifier [48]. Le rapport du département de l'énergie du laboratoire Sandia propose une synthèse des applications et des bénéfices que peut apporter le stockage connecté au réseau, quelles que soient les capacités [49].

Dans ce cadre, on souhaite réaliser l'écrêtage de la consommation en optimisant l'utilisation de l'énergie photovoltaïque en intégrant un élément de stockage. Cette application apporte des services autant pour le système de production que, pour le gestionnaire du réseau de distribution. Cela peut également réduire la puissance d'abonnement et donc le coût d'accessibilité au réseau. Pour le distributeur, un appel de puissance moins important pendant les périodes de forte demande réduit les risques de congestions dans le réseau. De plus, l'appel à des centrales de production de pointe, généralement les plus coûteuses et les plus émettrices de gaz à effet de serre, est limité. La production d'électricité d'origine photovoltaïque pour l'écrêtage de la consommation s'inscrit dans une démarche d'efficacité énergétique, de réduction de la consommation et de diminution de l'émission de gaz à effet de serre.

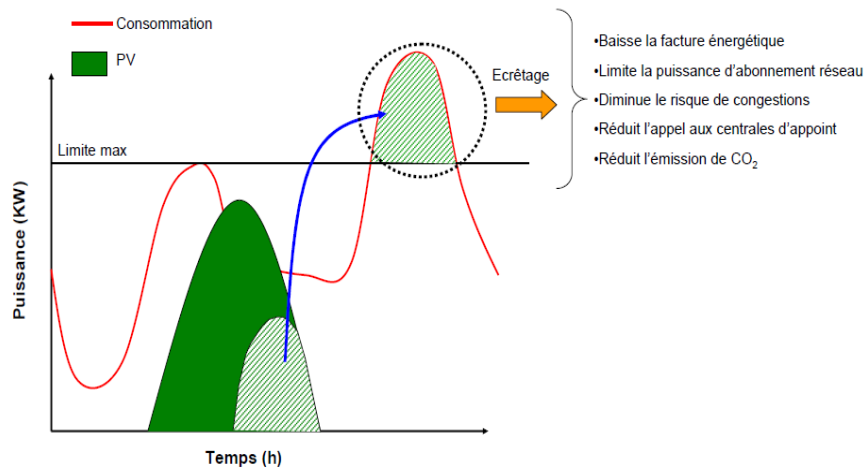


Figure I.24 : Écrêtage de la consommation [48]

I.9.1. Les différentes technologies de stockage

La figure (I.25) présente le classement des moyens et des différentes technologies de stockage pour divers applications [48] et [49].

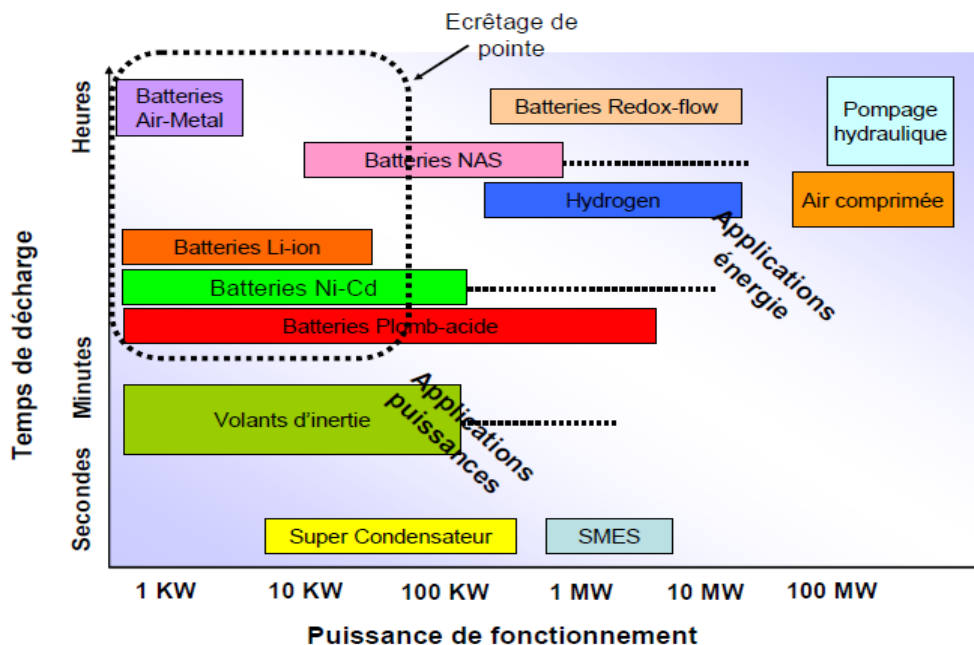


Figure 1.25 : Comparaison des moyens de stockage en fonction de la puissance de fonctionnement et de la durée de la décharge [48]

Dans notre cas, non seulement il faut suffire totalement la charge du site mais aussi injecter le surplus au réseau. D'après la figure(I.25), on constate que les accumulateurs électrochimiques constituent le moyen de stockage le plus adapté à notre application car le temps de décharge est compris entre une minute et plusieurs heures.

Le choix de la technologie d'accumulateur va dépendre du coût d'investissement et de la durée de vie des batteries dans les conditions de fonctionnement correspondent à l'application choisie. Les coûts de chaque technologie sont présentés sur la Figure(I.26) tandis que la durée de vie et les rendements sont illustres sur la Figure(I.27).

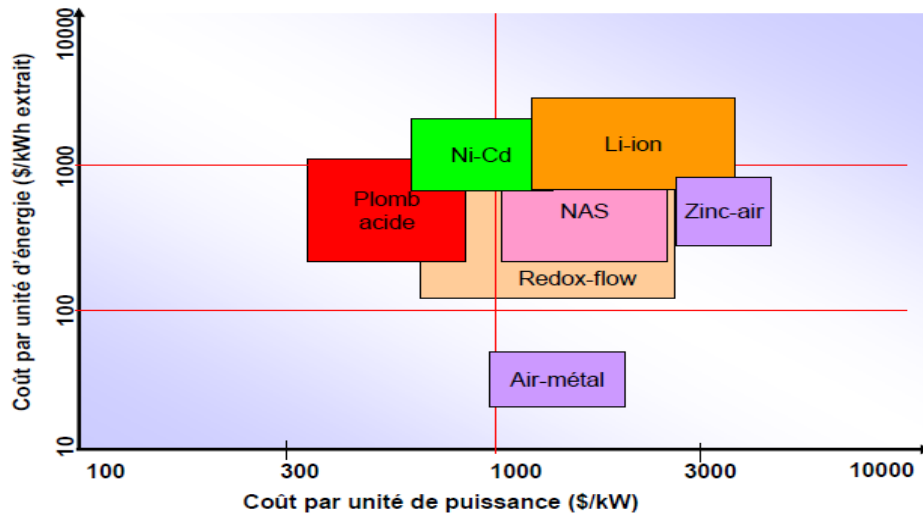


Figure I.26: Coûts des différentes technologies d'accumulateurs électrochimiques [48]

Les batteries « Métal-air » sont les plus compactes mais leurs faibles rendements et durée de vie les éliminent naturellement de notre analyse [49]. Les batteries de technologie Plomb acide sont actuellement les plus utilisées pour les applications photovoltaïques. Elles sont principalement avantageées par leurs faibles coûts pour des rendements satisfaisants. Leur inconvénient majeur est leur durée de vie qui est la plus courte des technologies comparées. La technologie Nickel-Cadium (Ni-Cd) présente un cout plus élevé que les batteries au Plomb, pour une durée de vie supérieure mais un rendement plus faible.

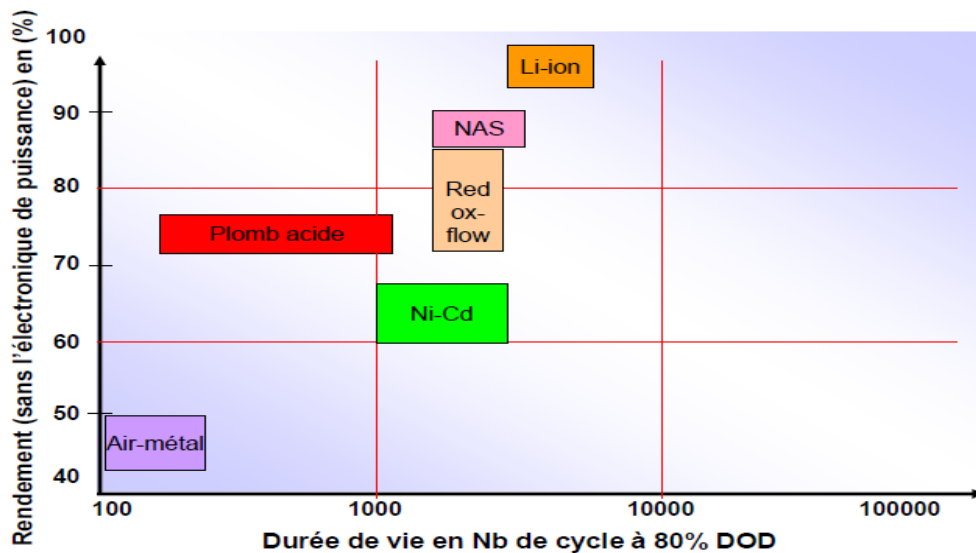


Figure I.27 : Durée de vie et rendement des différentes technologies de batteries [48]

D'après les résultats de comparaison, la technologie Plomb acide est la plus appropriée pour notre application.

I.10. Avenir et intérêts des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie comme tout autre pays a tracé sa feuille de route pour l'usage et la promotion des énergies renouvelables depuis 2004. Motivé par son engagement envers la communauté internationale pour la lutte contre le réchauffement climatique et sa possession de l'un des plus grands gisements solaires au monde, l'état algérien se lance par un programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité. Aujourd'hui, les domaines d'applications des énergies renouvelables ont dépassé celui de l'habitat pour enfoncer celui de l'agriculture, l'industrie et autres. La puissance cumulée des systèmes photovoltaïques installés en Algérie est de 2,35MWc, celle-ci est répartie comme le montre le graphe de la figure I.28, [3], [4] et [7].

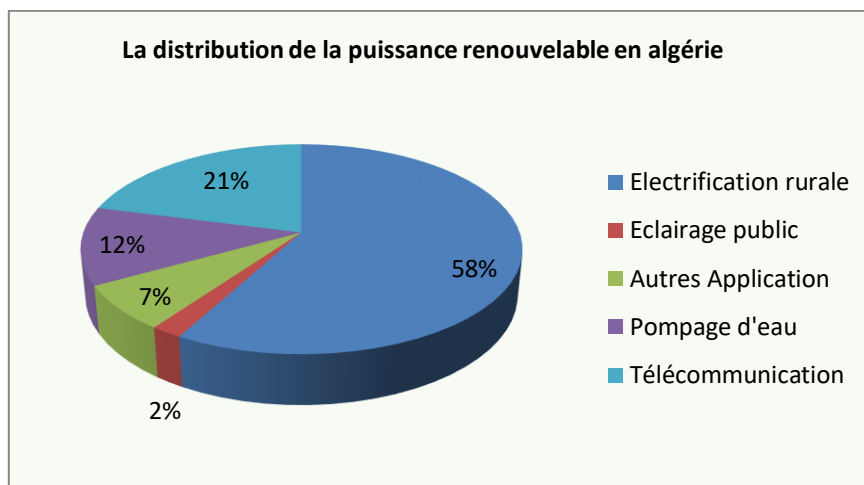


Figure I.28 : La distribution de la puissance renouvelable en Algérie

Une grande partie de cette puissance a été installée dans le sud algérien où 453kWc ont servi à l'électrification de plusieurs villages, réparties sur 4 wilayas. Les conditions naturelles, comme le cas de ces wilayas (éloignement, faible densité de la population, faible consommation, intensité élevée du rayonnement solaire...) ont favorisé considérablement les systèmes photovoltaïques devant les autres modes d'électrification.

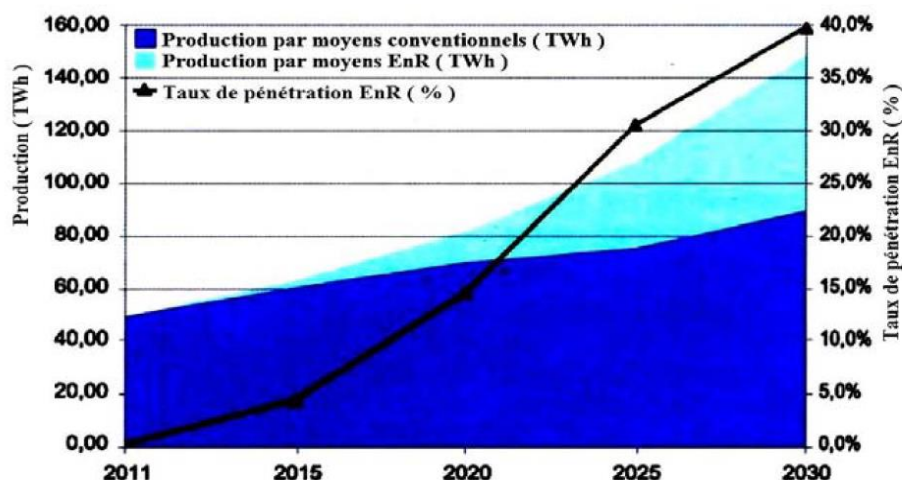


Figure I.29: Prévision des besoins en énergie électrique pour la période 2011-2030, avec intégration de la production des énergies renouvelables.

Le graphe de la figure (I.29) montre clairement la volonté du gouvernement algérien pour améliorer la qualité du service de l'énergie électrique et la préparation d'une économie indépendante des ressources pétrolières. Dans le cadre des systèmes photovoltaïques, le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets d'ici 2020, d'une capacité totale de 800 MW. Durant la période 2021-2030, des centrales PV de 200 MW par an devraient être réalisées [3].

I.11. Description du projet de la thèse

Ce travail de recherche se situe dans une perspective de développement des énergies renouvelables, et représente une valeur ajoutée aux efforts déployés par l'état pour la promotion et le développement des énergies propre à travers le territoire national. Nous nous intéresserons, au dimensionnement du système photovoltaïque relié au réseau tout en faisant un choix judicieux des différents composants de notre système.

L'objectif de cette recherche, est d'une part, la conception et la modélisation d'un système à énergie renouvelable contenant une source photovoltaïque reliée aux réseaux et un système de stockage qui est considéré comme une autre source. Ce dernier sera conçu pour l'alimentation du centre d'ORAVIO de Tiaret (voir annexe I) qui va nous servir comme plateau de recherche et plate forme d'applications et l'amélioration de la qualité de service de distribution d'énergie électrique.

D'autre part l'utilisation de la régulation intelligente par logique flou pour l'optimisation et la gestion de l'énergie du GPV ainsi que pour la commande du climat du bâtiment. Les aboutissements de cette recherche mèneront à une amélioration du gain de production globale de l'entreprise et l'efficacité du service énergétique.

Enfin le travail tracé développera une véritable industrie de solaire photovoltaïque dans un programme de recherche et d'économie nationale qui permettra, à terme, d'employer le génie local algérien.

I.12. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons fait une présentation des sources d'énergies renouvelables les plus utilisées. L'état d'art des formes d'énergies et son développement ont été décrits. Nous avons conclu de ce passage que la production de l'énergie électrique par les bases renouvelable est devenue dans cette dernière décennie une occupation internationale. Poussé par le changement climatique, la pollution et la rationalisation des énergies fossiles, tous les pays consacrent un budget pour la réalisation des centrales d'énergie renouvelable. En plus, nous avons acquis beaucoup de savoir sur l'historique, la technologie et le fonctionnement des énergies renouvelables. Bien que, cette partie contient beaucoup de généralité, mais les compétences obtenus ont appuyées notre orientation de recherche sur le photovoltaïque. De même, nous avons obtenu des renseignements sur les différents sous systèmes d'une centrale photovoltaïque de la production la régulation, le stockage et le raccordement au réseau. En fin un équilibre naturel a attiré curieusement notre intention est la répartition uniforme mondiale des gisements

des énergies renouvelable ce qui permet a tous les pays de participer sans aucune contrainte sauf insuffisance de financement.

Soutenu, par les perspectives et le programme de l'électrification décentralisée tracé par le gouvernement Algérien, relative à la promotion des énergies renouvelables, dans le cadre du développement durable. Dans le chapitre suivant, nous allons accentuer nos recherches sur le dimensionnement des systèmes solaires photovoltaïques connectés au réseau associé à un dispositif de stockage. L'objectif est de poser les bases de l'optimisation du dimensionnement et de l'exploitation optimale d'un tel système photovoltaïque pour alimenter Oravio Tiaret et améliorer l'efficacité du réseau.

Chapitre II

Dimensionnement et optimisation énergétique du système photovoltaïque

II.1 Introduction

La production d'électricité avec un système PV relié au réseau représente un grand intérêt pour les pays en développement et notamment pour les régions qui en souffrent de la qualité du service du réseau électrique. Afin de mieux exploiter une source d'énergie renouvelable et d'optimiser la collecte de rayonnement par les capteurs photovoltaïques, le système photovoltaïque doit être donc correctement dimensionné.

Dans ce contexte, cette étude de conception constitue une contribution pour l'intégration des sources d'énergie renouvelable dans notre réseau électrique national, notamment dans la région des hauts plateaux où est enregistré ces dernières années une dégradation frappante de la qualité de service du réseau électrique.

Pour concrétiser nos travaux de recherche scientifique et orienter leurs résultats à la disposition du développement de l'économie nationale. Nous avons choisi comme exemple d'application pour valider les résultats de la recherche, le dimensionnement et l'optimisation d'une centrale photovoltaïque pour alimenter le campus d'Oravio Tiaret et contribuer à l'amélioration de la qualité du service de réseau. Ce campus est constitué de 40 bâtiments de 960 m² pour poules pondeuses.

Étant donné qu'un tel projet exige une méthodologie très compétente de conception et de dimensionnement de la source d'énergie photovoltaïque et l'optimisation de la consommation de l'énergie électrique pour réduction du coût de l'investissement. Pour cela et en plus de notre travail sur l'organigramme de conception, nous nous sommes intéressés à la régulation des différents sous-systèmes de l'installation de production et l'environnement interne du bâtiment d'élevage.

Afin d'accomplir au mieux cette étude, nous introduisons ce chapitre par une courte présentation de la structure d'accueil et une rapide prospection sur les techniques de conduite des élevages de poules pondeuses. Bien que cette consultation a été élargie sur les modèles du climat du bâtiment d'élevage qui représente un processus non linéaire et à paramètres répartis. Néanmoins, la méthodologie de dimensionnement du système de production photovoltaïque représentera le pivot de notre travail dans cette partie.

Nous achèverons cette partie par l'utilisation d'un logiciel de conception des centrales photovoltaïques pour retenir la configuration optimale, valider les résultats de dimensionnement et confirmer le fonctionnement du générateur photovoltaïque conçu.

II.2 Présentation administrative du site de travail

Le site est constitué de quatre centres, deux pour la préparation (élevage) de la poule pondeuse de cinq mois juste avant le début de la ponte et deux centres pour s'occuper de la ponte. Chaque centre se compose de 10 Bâtiments d'élevage 80x12 m², soit 40 bâtiments pour tout le site. Chaque bâtiment est équipé d'une armoire de commande électrique. Il est situé à 29.5 km au sud de la ville de Tiaret.

II.3 Notions sur l'élevage des volailles

II.3.1 Environnement du bâtiment d'élevage

Le bâtiment permet de créer un environnement propice à l'élevage des volailles, c'est à dire répondant à leurs besoins physiologiques. Ces besoins sont déterminés par la température, la vitesse de l'air et l'humidité. Au démarrage, la poule a besoin de chaleur (35°C) et craint les courants d'air. Le bâtiment doit être correctement chauffé, sans entrées d'air intempestives. Au contraire, les poulets en finition ont besoin de fraîcheur. En saison chaude, une vitesse d'air élevée (environ 1 mètre par seconde) à leur niveau est nécessaire pour lutter contre les températures élevées.

Ainsi, les besoins physiologiques du poulet varient en cours d'élevage selon l'âge et le bâtiment doit répondre à chaque demande. Il est primordial de gérer correctement la ventilation par des systèmes de régulation efficaces.

En Algérie, la plupart des bâtiments sont trop fermés ou trop ouverts car la ventilation n'est pas régulée. Depuis quelques années, la tendance est à la construction de bâtiments très ouverts [51] et [53] (dont les parois latérales sont grillagées à partir de 40 à 60 cm du sol), ce qui permet d'éviter les coups de chaleur. Au démarrage de l'élevage, des bâches en plastique sont utilisés pour limiter les courants d'air. Bien qu'efficace les tout premiers jours, cette technique est rapidement mal adaptée dès qu'il faut commencer à aérer le bâtiment (début de la ponte). En effet la taille des ouvertures est difficile à maîtriser et aucune régulation efficace ne peut être mise en place, sans parler des courants d'air parasites.

II.3.2 La ventilation

Des températures ambiantes supérieures à 30°C entraînent chez les poulets une hausse de la température corporelle. Pour réguler sa température interne, le poulet va évacuer la chaleur grâce à différents mécanismes physiologiques : ses rythmes cardiaque et respiratoire s'accroissent et ses vaisseaux sanguins périphériques se dilatent. Ces mécanismes entraînent une déshydratation importante d'où la nécessité de l'abreuvement. Au delà de 37-38°C, le poulet ne peut plus réguler les excès de chaleur.

Des températures élevées provoquent une baisse de la quantité d'aliment ingéré et une baisse de l'efficacité des échanges gazeux respiratoires. Il en résulte des chutes de productivité : baisse du poids de l'œuf, de sa qualité et du pourcentage de ponte.

La ventilation permet la bonne respiration des volailles : apport en oxygène et élimination du gaz carbonique. Elle permet l'élimination des odeurs et des **gaz** toxiques, surtout l'ammoniac (résultant de la fermentation de la litière) responsable de problème respiratoire lorsqu'il est présent en excès. Elle assure l'élimination des poussières dégagées par les litières lorsqu'elles sont trop sèches, ces poussières provoquent des irritations des voies respiratoires et permettent la dissémination de germes pathogènes. Elle assure également l'évacuation de l'eau éliminée par les oiseaux sous forme de vapeur et dans les déjections, ou celle des abreuvoirs (évaporation et gaspillage). Elle permet enfin l'élimination des calories, c'est à dire de la chaleur dégagée par les animaux ou absorbée par le bâtiment [52] et [53].

II.3.3 Température extérieure

En climat ou saison froide (température de moins de 20°C), si l'isolation du bâtiment est insuffisante et que la température diminue à 15°C par exemple, les besoins en énergie augmentent. La consommation d'aliment augmente également. Pour garder de bons indices de consommation en production de ponte corrects, il faut alors augmenter l'énergie de l'aliment.

En climat ou saison chaude (au delà de 30°C), les besoins énergétiques diminuent et la consommation aussi. Les sous-consommations entraînent des baisses de performances.

Les besoins en nutriments autres que l'énergie (protéine, lysine, méthionine...) sont constants. Pour éviter les inconvénients liés aux sous-consommations, il faut concentrer l'aliment en protéines et autres éléments. Les formules d'aliments doivent être adaptées aux saisons et climats.

Lorsque la formulation ne permet plus de pallier les inconvénients de la chaleur (chaleurs excessives telles celles du Sud et les hauts plateaux d'Algérie), il faut alors choisir des souches plus rustiques adaptées aux conditions difficiles. En cas de températures extrêmes (supérieure à 30 à 35°C), la quantité d'aliment ingérée ne suit plus les besoins : les poules sont en situation de survie et cessent de s'alimenter. Elles cherchent avant tout à maintenir la température de leur corps à un niveau compatible avec leur survie (moins de 41°C) au détriment de la production. Le seuil de température à partir duquel la quantité d'aliment ingérée ne suit plus les besoins en énergie est variable en fonction des souches. Plus ce seuil est élevé, plus la souche est adaptée à la chaleur [51] et [53].

II.3.4 L'humidité et les parasites responsables des coccidioses

Le parasite passe alternativement du milieu extérieur (le poulailler) au poulet. La durée moyenne de présence du parasite chez le poulet est de 6 jours! Le cycle du parasite commence par l'ingestion d'une forme particulière du parasite : l'ookyste sporulé. Puis les coccidies se multiplient et se développent dans la paroi de l'intestin (les cellules épithéliales). Cette multiplication entraîne l'apparition des lésions et symptômes caractéristiques des coccidioses. Les œufs de coccidies ou oocystes sont libérés dans le tube digestif puis évacués dans le milieu extérieur avec les fientes. L'œuf rejeté avec les fientes n'est pas fini, pour se transformer en une forme pouvant infecter les poulets, il doit < sporuler > Les conditions de cette sporulation sont une température élevée (28°C), une forte humidité et la présence d'oxygène. Toutes ces conditions sont réunies dans les poulaillers des zones chaudes et humides. Les oocystes de coccidies sont très résistants dans le milieu extérieur mais ils meurent en absence d'humidité [52].

Par conséquent la commande de climat interne d'un bâtiment d'élevage favorise la croissance et l'amélioration du rendement de ponte.

II.3.5 Conditions de vie de référence

- **Le programme lumineux** : Ce programme économise de l'énergie, de l'aliment et améliore la qualité de l'œuf ;

Les conditions d'ambiance :

L'hygrométrie : < 60%

Vitesse de circulation de l'air : 0,1 à 0,4 m/s

Teneur de l'air en ammoniac : < 10 %

Température : ne nécessite pas de chauffage pendant la ponte mini : 23° maxi : 33°.

- **Alimentation** : L'aliment de référence des pondeuses est préparé en fonction des doses d'énergie (Kcal/kg), de protéines brutes (g/j) et de calcium (g/j) pour deux périodes. La première période appelée démarrage avec un intervalle 19 à 50 semaines, la deuxième période est appelée fin de ponte [52] et [53].

II.4 Modèle du climat du bâtiment d'élevage

Le bâtiment de point de vue de son climat est un processus non linéaire et à paramètres répartis. Il faut distinguer deux grandes classes que l'on utilise dans la conception des bâtiments.

II.4.1. Modèle de connaissances

Les modèles de connaissance qui décrivent le bilan des échanges énergétiques de point de vue des équations de la physique. Ils sont très lourds à mettre en œuvre, ils demandent la connaissance précise de tous les composants matériels du bâtiment tant du point de vue des dimensions, de la conductivité et de l'émissivité. Nous nous référons principalement à deux types de modèles [54].

- **Les modèles de connaissances statiques** décrivent un état stable du bâtiment (régime permanent). Ils sont déterminés à partir du bilan thermique instantané. Ils permettent par exemple de proportionner le chauffage.

- **Les modèles de connaissances dynamiques**, établis à partir des variations énergétiques sont bâtis en utilisant des paramètres répartis en paramètres localisés. Ils sont décrits par des équations différentielles qui décrivent des variations des flux énergétiques. Ils permettent une simulation du détail des évolutions des échanges énergétiques du bâtiment d'élevage. Ils peuvent être difficilement utilisés pour réaliser les algorithmes de commande dans le cas d'une simulation.

Ces modèles seront précis sur une petite échelle de temps pour un bâtiment particulier. Leur mise en œuvre est très difficile car le nombre d'équation est important; difficulté de mesurer les paramètres physiques.

L'intérêt des modèles de connaissance pour l'automaticien est d'en déduire quelles sont les entrées significatives du système. Dans le cas du bâtiment, l'étude des bilans d'énergie permet de déduire par exemple que l'évolution de la température intérieure du bâtiment en fonctions des perturbations dépend principalement de l'écart $T_e - T_i$ entre la température de l'air interne et externe, donc du vent et de l'hygrométrie interne.

L'utilisation de commandes performantes comme la commande optimale, ou la commande adaptative pour le contrôle de climat du bâtiment nécessite d'identifier le mieux possible le système, ce qui est très difficile, vu la variation des paramètres conditionnant la conduite du climat du bâtiment au cours du temps.

II.4.2 Le modèle de simulation identifié par minimisation d'un critère

Ils sont obtenus à partir des modèles de connaissance en globalisant pour chaque variable les paramètres physiques multiplicatifs en un seul paramètre multiplicatif et avec une linéarisation des termes de seconde importance ou lentement variables. Ces modèles prennent en compte les non linéarités et les non stationnarités importantes dans la dynamique.

La validation des paramètres se fait par minimisation de critère quadratique sur horizon de temps qui permet à l'erreur quadratique d'être acceptable. Leur mise en place est aisée si l'on dispose d'enregistrements des variables d'entrées et de sorties du bâtiment.

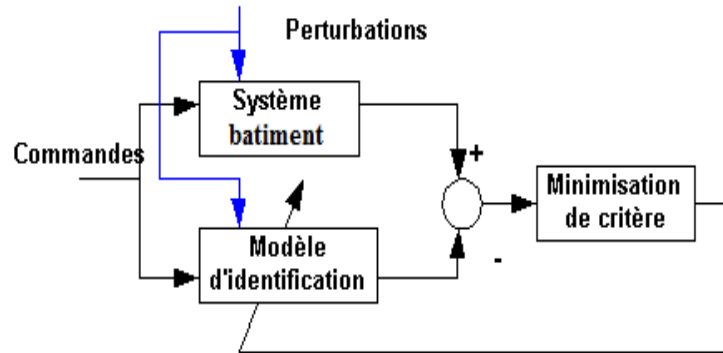


Figure II-1 : Identification par la méthode du modèle

Parmi ces modèles d'identification on cite

II.4.3 Le modèle de simulation flou

La logique floue est un bon compromis de choix pratique pour réaliser une commande multi variable tout en introduisant une supervision qui prend en compte à la fois l'état du processus, son comportement et les perturbations, etc.

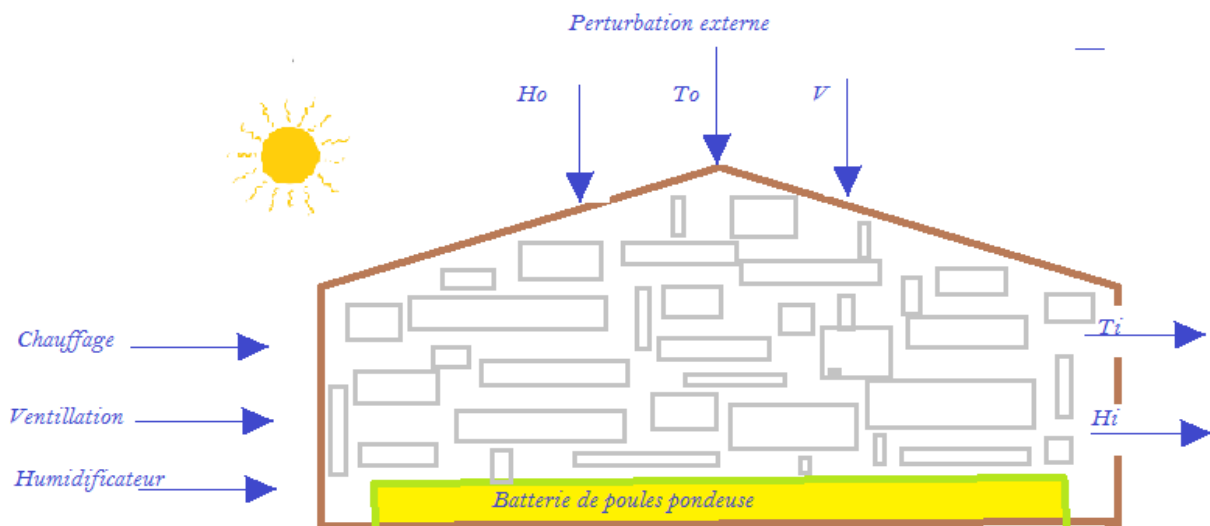


Figure II.2: Mécanismes de transfert énergétique dans le bâtiment d'élevage

Le modèle d'entrée-sortie du bâtiment est décrit par la figure (II.2) où les variables à commander sont T_i et H_i , à travers l'intervention sur le système de chauffage, le système de ventilation et le système humidificateur. Les paramètres de perturbation externe mesurable sont T_0 la température extérieure et H_0 l'humidité extérieure. Nous envisagerons pour résoudre ce problème l'utilisation du régulateur Flou. Parce que ce régulateur améliore le système d'une façon appréciable par une diminution du nombre de

commutations par conséquent l'augmentation de la durée de vie des équipements par conséquent la diminution du temps de fonctionnement par conséquent un gain d'énergie remarquable [42].

Dans ce dernier passage et en plus des impératifs techniques, normatifs, météorologiques, économiques, et stratégiques du dimensionnement, nous avons inventorié tous les paramètres à prendre en charge pour réaliser l'alimentation économique et sécurisée du site par un générateur photovoltaïque.

II.5 Dimensionnement d'un système photovoltaïque

Le dimensionnement d'un champ photovoltaïque est un art difficile dans la mesure où il nécessite beaucoup des compétences et des disciplines. Le travail consiste à élaborer un dimensionnement des installations de la centrale, en prenant en considération tous les paramètres, en gardant aussi le même choix de l'entreprise en ce qui concerne les types des équipements. Le choix des paramètres de projet dépend de la taille du champ photovoltaïque, lui-même déterminé par la puissance de consommation.

II.5.1 Norme et conception

Un système photovoltaïque doit être conçu pour permettre une installation dans des conditions de sécurité optimale. Ainsi, lors de la conception et de l'installation, tous les dangers potentiels pendant et après la phase d'installation doivent être pris en considération. La conception d'un chantier PV est dictée par le guide UTE C15-712 « Installations Photovoltaïques ». Or ce document donne les règles imposées pour le dimensionnement des câbles ainsi que le choix des organes de protection. La figure(II.3) présente le schéma de principe général d'une installation PV [57].

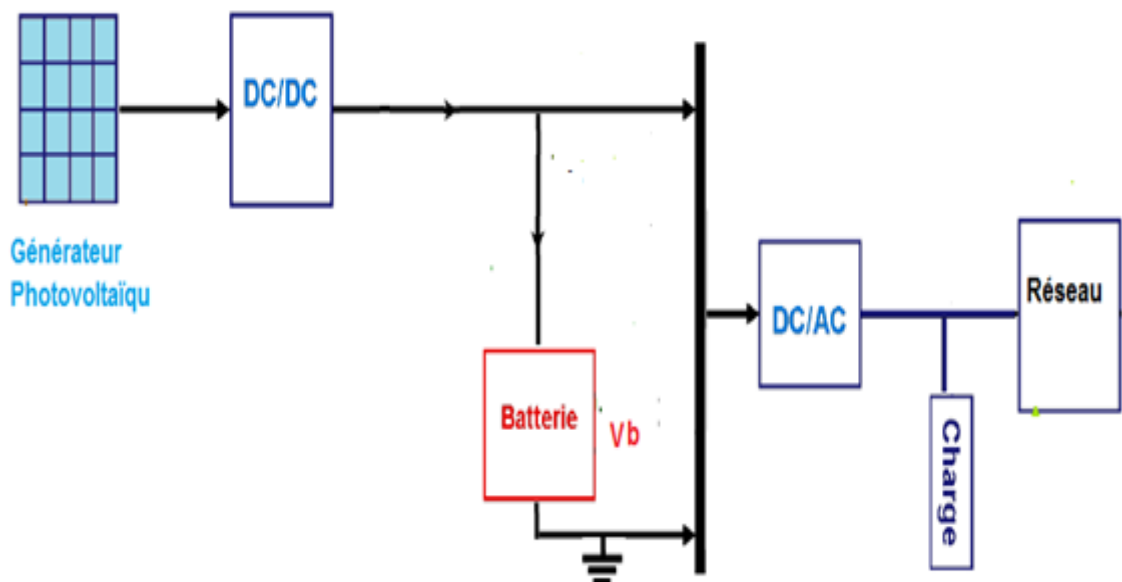


Figure II.3 : Schéma général d'une installation PV.

II.6 Algorithme de la méthodologie de conception

En générale la méthodologie de dimensionnement d'un système photovoltaïque dépend d'un algorithme général. Néanmoins chaque concepteur doit tracer un algorithme propre qui dépend de la nature du système à dimensionner, des relations fonctionnelles entre les composants du système, des

influences externes, et la technologie des appareillages de ce dernier. Les différentes étapes de l'algorithme de cette méthodologie sont présentées ci-dessous.

Étape 1 : Présentation du site et évaluation de la ressource solaire

Cette phase initiale est consacrée à la présentation et détermination des coordonnées géographiques, astronomique et météorologiques du site. Les données climatologiques consiste à vérifier que le site ne pose pas de contraintes d'implantation du système photovoltaïque (ombrage, accès difficile au site, etc.). Un recueil des données climatiques tel que l'ensoleillement minimal journalier, les températures ambiantes moyennes et extrêmes en °C et la latitude du lieu doit être accompli. Lorsque l'ensoleillement est important et la température moyenne est tolérable, plus le site sera propice à l'exploitation du photovoltaïque. Quoique, les données géographique et astronomique déterminent la position optimale des panneaux pour obtenir une bonne puissance.

Étape 2 : Déterminer la consommation électrique totale

C'est une phase qui concerne à la détermination des besoins de l'utilisateur en énergie électrique quelques soient les conditions. Elle peut être limitée suivant la consommation du client ou bien calculée pour avoir un surplus pour l'injecté dans le réseau.

Étape 3 : Définir le type de système à installer

Le concepteur doit savoir le type du système à dimensionner comme cela a été expliqué dans le chapitre I (système raccordé au réseau, système autonome ou système hybride). L'installation choisie dans ce projet représente un système raccordé au réseau avec stockage pour suffire les besoins de l'entreprise et produire un surplus d'énergie à injecté dans le réseau.

Étape 4 : Déterminer la puissance crête pour l'installation.

Bien que cette phase exige la détermination de la technologie du panneau. La puissance crête est la puissance que doit fournir l'ensemble des modules photovoltaïques pour couvrir les besoins en énergie électrique déterminés dans l'étape 2.

Étape 5 : Dimensionnement du stockage

La batterie occupe une place importante dans un système photovoltaïque car, elle stocke l'énergie et la restitue lorsque l'application le nécessite. Il est donc sérieux de bien déterminer sa taille et sa capacité à partir des paramètres de l'installation et de la technologie de la batterie.

Étape 6 : Dimensionnement du régulateur de batterie

Le régulateur protège la batterie contre la surcharge et la décharge profonde engendrée par le consommateur. Le concepteur doit connaître les paramètres, le type et la technologie du régulateur choisi.

Étape 7 : Dimensionnement des convertisseurs

L'onduleur présente le maillon très fort pour les installations raccordées au réseau. Le choix de l'onduleur se fait sur la base des paramètres (tension, courants et puissance) côté générateur

photovoltaïque et les grandeurs côté réseau. Bien que la technologie, le rendement et la fréquence de réseau symbolisent des données catalogue pour ce matériel.

Étape 8 : Câblage et protections

Le choix des types de câbles électriques nécessaires à l'interconnexion des composants doit être entrepris de façon efficace pour maintenir la fiabilité et le bon rendement du système. Le calcul des courants d'emplois et les courants admissibles en tenant compte des facteurs influant sur la pose des câbles et l'utilisation des fiches techniques normalisés sont proposés pour déterminer la bonne section de câble. En général, les fils conducteurs de ces systèmes sont en cuivre et dimensionnés pour produire au maximum 3% de perte en tension dans le câblage.

En ce qui concerne les protections électriques, la mise à la terre, les parafoudres, les disjoncteurs et fusibles sont nécessaires pour isoler et protéger le circuit électrique contre tous les défauts électriques (Surtension, surintensité, fuite de courant, absence momentanée de tension, court-circuit).

II.7 Pré-dimensionnement

Après la détermination et la correction de l'algorithme, l'exécution de dimensionnement sera faite manuellement et confirmée à la fin par un logiciel de conception.

II.7.1 Présentation du site et évaluation de la ressource solaire

Le système PV doit permettre d'alimenter les bâtiments d'élevage de poules pondeuses avec tous leurs accessoires. L'énergie supplémentaire doit être injectée dans le réseau pour améliorer la qualité de service du réseau central de distribution d'énergie électrique et couvrir l'insuffisance des besoins en énergie de la région. Alors avec ce générateur les besoins en consommation d'énergie électrique de la société d'élevage seront gratuits [57] et [66].

- Coordonnées géographiques du site

Latitude : 35 degrés 12 minutes Nord,	Longitude : 1 degrés 15 minutes Est,	Temps : GMT +1:00
---------------------------------------	--------------------------------------	-------------------



Figure II.4. : Vue du site par satellite (Google Earth)

- Étude de l'inclinaison et orientation des panneaux

L'orientation idéale d'un panneau photovoltaïque obéit à une règle qui consiste à l'orienter vers l'équateur. Ce qui donne l'orientation vers le sud dans l'hémisphère nord ou vers le nord dans l'hémisphère

sud. En ce qui concerne l'inclinaison, on tiendra compte de la période de l'année la moins ensoleillée pour optimiser la production de l'énergie. Les panneaux doivent donc récupérer l'énergie d'un soleil dont la hauteur est faible [55]. Cette inclinaison va être fixée par la latitude (distance angulaire d'un point quelconque du globe par rapport à l'équateur) et la périodicité de l'inclinaison, comme illustre par le tableau II.1

Latitude (L)	Inclinaison (α)
$L < 10^\circ$	10°
$10^\circ < L < 30^\circ$	L
$30^\circ < L < 40^\circ$	$L + 10^\circ$
$L > 40^\circ$	$L + 15^\circ$

Tableau II.1.Inclinaison du panneau PV

Puisque latitude de notre installation est 35° donc l'inclinaison sera $\alpha = 35 + 10 = 45^\circ$. Cette inclinaison a été confirmée par l'utilisation du logiciel Psys 6.0.6 qui a donné 45° Est.

- **Ombrage ou repérage des masques**

Il arrive que les modules soient placés face à un type d'obstacle comme les bâtiments, montagnes, arbres.etc, lui masquant le soleil. Ces effets d'ombrage sur le rayonnement reçu sont très difficiles à estimer intuitivement, cependant, il faut faire attention aux ombrages partiels et même ponctuels puisqu'ils influent sur la production d'énergie et provoque un déficit de production important dont il faut tenir compte. Il faut noter que lorsqu'une cellule est ombrée, c'est le courant de toute la chaîne des cellules en série qui est limité et cela peut avoir des graves conséquences si les panneaux ne sont pas équipés de diodes anti-retour. Cependant pour minimiser les contraintes d'ombrage les panneaux sont posés sur les toits des bâtiments comme le montre la figure II.5.

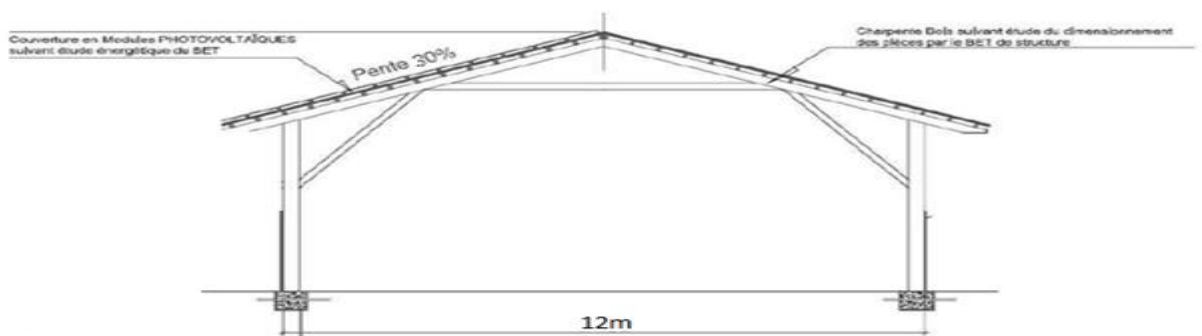


Figure II.5 : Le toit du bâtiment

- **Données météorologiques**

La conception des systèmes photovoltaïques nécessite la connaissance du rayonnement solaire utile sur le site d'installation. Cette connaissance est un des paramètres essentiels de l'étude préalable dans le plan des panneaux solaires. Pour un besoin électrique donné, plus l'énergie solaire reçue est grande, moins on a des panneaux solaires à installer et inversement. En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé au sol. L'influence de l'atmosphère provoque la diffusion et l'absorption d'une partie du rayonnement incident. La modification par l'atmosphère du rayonnement solaire obéit à des phénomènes assez complexes et surtout en grande partie aléatoires. Le flux lumineux reçu au niveau

du sol à un instant donné dépend d'un grand nombre de paramètres tels que le gaz présents dans l'atmosphère, les nuages, Albédo, la température ambiante, le vent ,l'Humidité relative, etc.

Or tous ces paramètres dépendent du lieu géographique, de la saison, de l'heure de la journée, des conditions météorologiques du moment ce qui détermine physiquement la taille optimale du système à concevoir. Généralement, on utilise les moyennes mensuelles des données climatiques et / ou une estimation du nombre de jours consécutifs de faible ressource climatique (irradiation solaire) pour déterminer la taille des panneaux photovoltaïques et la capacité des batteries. Or, le comportement dynamique du système vis-à-vis de la nature aléatoire de l'irradiation solaire influe d'une manière remarquable sur la taille du système nécessaire pour une application déterminée [56] et [57].

L'analyse des ressources locales (éclairage), requiert une campagne de mesure et une analyse préalable des spécificités du site. Pour créer une base de référence pour notre étude nous avons choisi d'adopter des données pertinentes des mesures techniques faites données-satellite mondiales de la NASA.

La radiation solaire moyenne journalière de la région tourne autour de 4,72 kWh/m²/jour. De préférence nous prendrons une énergie de 2.25 kWh/m²/jour parce quelle présente une énergie minimal ; ce potentiel est assez important et il est pratiquement exploitable durant toute l'année [55].

Concernant le site la moyenne mensuelle du rayonnement quotidien sur le plan incliné de 45° pour chacun des douze mois de l'année est donnée par le tableau (II-2).

Mois	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil.	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc	Irrad moy
Irradiation [kWh/m ² /j]	2.52	3.48	4.59	5.54	6.4	7.14	7.1	6.2	5.05	3.7	2.66	2.25	4.72

Tableau II.2. L'irradiation moyenne annuelle pour la région de Mallakou Tiaret [kWh/m²/j]

On observe sur le profil annuel d'irradiation solaire pour le lieu envisagé qu'il existe une variation saisonnière marquée au niveau de l'irradiation solaire (plus importante en été).

II.7.2 Déterminer la consommation électrique totale

Le coût de la production solaire est très important, il faut procéder à une économie d'énergie au niveau des récepteurs par une technologie de basse consommation ou remplacer le parc existant par un autre sous tension continue. Même s'ils sont onéreux à l'achat, le coût global sera bien moindre car il faudra minimiser le nombre des modules photovoltaïques et des batteries pour les alimenter.

Cependant ces solution ne sont pas réalisable la seule solution envisageable dans ce travail est bien la production de suffisamment de puissance photovoltaïque pour vendre une partie au réseau.

- Besoin énergétique des applications

Un système bien adapté nécessite l'évaluation du besoin énergétique des applications à alimenter qui se traduit par la puissance à mettre en œuvre. Le calcul de l'énergie nécessaire à l'application nécessite une nette compréhension de la différence existant entre la puissance et l'énergie. Ces deux grandeurs sont donc reliées par le temps.

$$E = P * t \tag{II.1}$$

Où : E : énergie, P : puissance et t : temps d'utilisation

La relation II.1 permet de calculer le besoin journalier. En effet, comme un système PV fournit son énergie le jour, il est naturel de prendre la période de 24 heures comme unité de temps.

L'énergie **E**, est donc l'énergie électrique consommée en 24 h par l'application et s'exprime en Watt- heure par jour (Wh/j). Pour calculer la consommation totale d'une installation, on calcule d'abord l'énergie électrique consommée en 24h par chaque équipement ou chaque fonction électrique et ensuite on les additionne suivant l'équation (II.2).

$$\text{Ou} \quad E_t = \sum_{i=1}^n P_i t_i \quad (\text{II.2})$$

Avec : P_i : puissance électrique d'un appareil exprimée en Watt (W), t_i : durée d'utilisation de cet appareil en heure par jour (h/j)

Lorsque tous les appareils fonctionnent à la même tension, la consommation journalière peut également se compter en Ampère- heure par jour (Ah/j), unité pratique pour tous les systèmes liés à une batterie.

Le dimensionnement d'un tel système de production d'énergie dépend essentiellement du profil de la consommation à satisfaire. La puissance demandée par le site d'élevage n'est pas figée le long de l'année. L'heure d'appel maximale du système énergétique par la charge varie en fonction des saisons conséquence à la variation de la commande et de la durée du jour [57] et [58].

- Détermination de la puissance de dimensionnement

La consommation mensuelle globale du centre d'élevage est représentée dans le tableau (II.3), cette consommation est prise de la facturation SONELGAZ et NAFTAL.

Mois	janv	fev	mars	avril	mai	juin	juillet	Aout	sept	oct	nov	Déc
Actif Kwh	13942	14892	35018	40645	45049	60060	60809	65196,1	57393	51841	37349	14099

Tableau II.3. Consommation pour l'année 2013-2014

Donc la consommation journalière est présentée dans le tableau (II-4).

Mois	janv	fev	mars	avril	mai	juin	juillet	Aout	sept	oct	nov	Déc
Consommation Journalière kWh/j)	384,7	416,4	1087,3	1354,8	1501,6	2002	2027,0	2103,1	1833,1	1648,0	1165,0	390,0

Tableau (II-4) : Consommation journalière du centre global

Tel que les normes de dimensionnement l'indiquent, nous avons choisis la puissance consommée pendant le mois d'Aout comme référence parce qu'elle présente la consommation maximale (2103kwh/j).

Chaque site contient 10 bâtiments le centre global contient quatre sites donc 40 bâtiments. Alors la consommation globale du site est estimée a :

$$E_{\text{site}} = E_{\text{centre}}/4 = 2103,1/4 = 525,75 \text{ kWh/j} \quad (\text{II.3})$$

Pour des raisons de sécurité et pour éviter les coupures total de l'énergie ce qui provoque des grande perturbations d'élevage, chaque site de 10 bâtiments sera répartis en cinq zones chaque zone contient deux bâtiments. Avec cette méthodologie nous réalisons une installation simple avec un matériel léger et facile à mettre en place. Donc la consommation de chaque zone sera :

$$E_{\text{zone}} = E_{\text{site}} /5 = 105,15 \text{ kWh/j} \quad (\text{II.4})$$

Cependant chaque deux bâtiment d'élevage seront alimentés par une installation indépendante contenant un générateur photovoltaïque, un système de stockage, un onduleur et un système de

protection. La petite centrale de chaque site contient cinq installations de zone et la centrale photovoltaïque globale du centre d'ORAVIO doit contenir quatre (04) centrales sites donc vingt installations de zone reliées avec un poste transformateur connecté au réseau comme le montre la figure II.6.

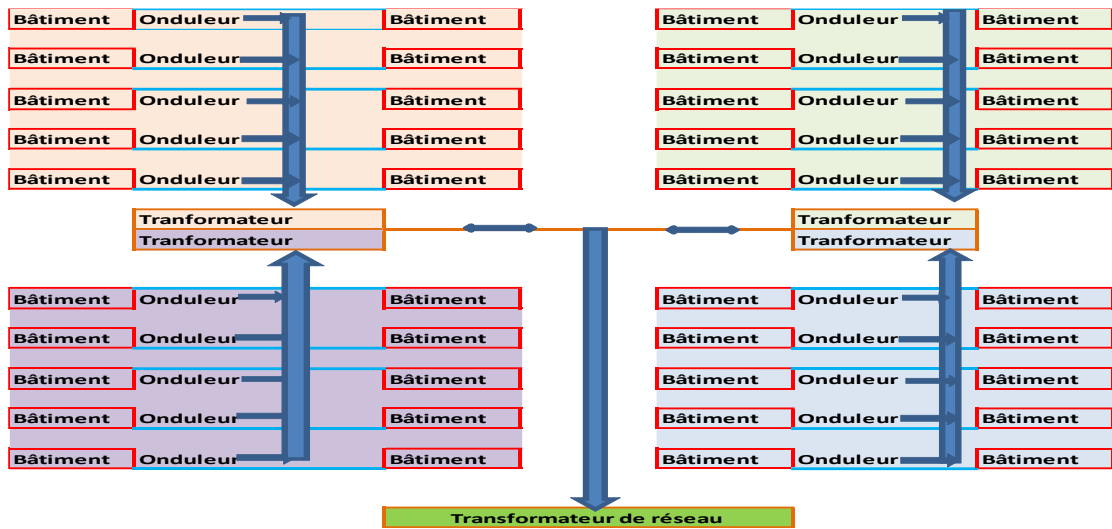


Figure II.6 : Le plan de masse de la centrale

II.7.3 Définir le type de système à installer

La configuration choisie représente un système photovoltaïque raccordé au réseau pour alimenter les bâtiments et fournir l'électricité excédentaire au réseau électrique. Le système contient un générateur photovoltaïque, un système de stockage avec des régulateurs de charge, des onduleurs et des transformateurs et l'ensemble des accessoires de connexion et de protection comme le montre la figure II.7.

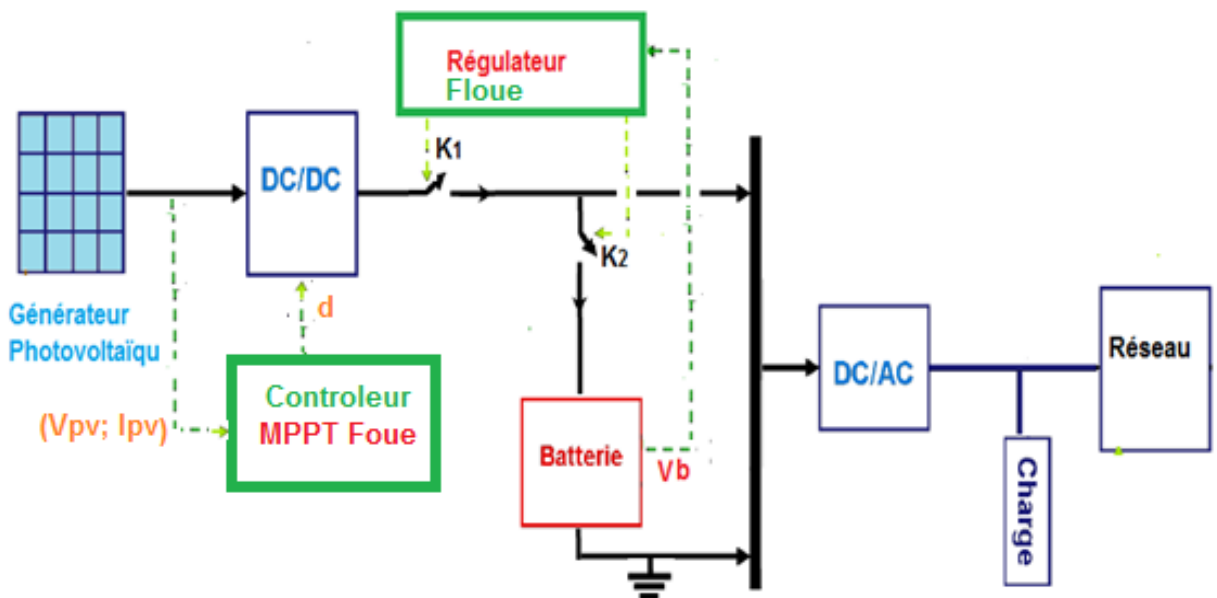


Figure II.7. La configuration prévue

II.7.4 Déterminer la puissance photovoltaïque crête pour l'installation.

La puissance des modules photovoltaïques est obtenue grâce aux données comme le nombre d'heures équivalentes, la période d'ensoleillement, le coefficient de perte.

- Le nombre d'heures équivalent

La notion d'heures équivalentes exprime la durée où l'ensoleillement maximal se produit au cours de la journée malgré la variation du rayonnement solaire [57] et [59]. Donc sa valeur N_e est obtenue suite à la connaissance de l'ensoleillement dont grâce aux données du Meteonorm 6.1(PVsyst), on obtient douze valeurs moyennes E_{sol} du rayonnement solaire.

$$E_{sol} = N_e * 1000 \text{ (Soit } N_e = \frac{E_{sol}}{1000} \text{)} \tag{II.5}$$

Avec : E_{sol} : L'ensoleillement du site (Wh/m²/jour)

N_e : Nombre d'heures équivalentes (h/jour)

Soit
$$N_e = \frac{E_{sol}}{1000}$$

- La période d'ensoleillement

Le choix de la période d'ensoleillement utilisée dans ce travail est celle du mois le plus défavorable en se basant sur le principe que la puissance du système photovoltaïque sera suffisante en toute saison même s'il est relié au réseau vue la grande disponibilité de surface. Donc l'ensoleillement du mois de décembre semble la plus adéquate comme en le constate Tableau II.2.

- La détermination du coefficient de perte

Les pertes inhérentes à tout processus de conversion d'énergie sont nombreuses et doivent être réduites au minimum. Les systèmes photovoltaïques doivent fournir l'énergie nécessaire et compenser les pertes prévisibles. Ces pertes ont plusieurs origines et affectent certains paramètres du système. Ces pertes doivent être intégrées au calcul de la puissance à l'installer [57]. On distingue les pertes en courant, les pertes en tension, les pertes thermiques, les pertes de dispersion et les pertes de réflexion. Le **tableau II. 5**, résume les principales pertes énergétiques [57].

Nature de perte		Perte (%)	Observations
Perte par salissure		05-oct	Pertes dépendant de l'inclinaison des panneaux et de la fréquence d'entretien
Pertes liées aux composants électriques	Régulateur	2	Pertes dépendant des caractéristiques internes des composants et de la technologie utilisée (en série, MPPT,...)
	Onduleur	10	
	Diode en série (par branche de modules)	03-juin	Pertes en fonction du nombre de branches
Pertes ohmiques liées aux câbles		<3 voire 1	Pertes à réduire au minimum en réalisant un dimensionnement du câblage adéquat
Pertes thermiques		0.5%/°C	Pertes (affectant surtout les systèmes des pays chauds) à minimiser par une ventilation adaptée
Pertes de dispersion de la puissance nominale d'un module		03-oct	Pertes selon les fabricants difficiles à vérifier
Pertes d'appairage (série)		3	Pertes à réduire au minimum en réalisant le bon tri des modules
Pertes liées à la batterie		10	Pertes dépendant des caractéristiques internes et de la technologie utilisée (tubulaire, plaques, etc.)
Pertes liées au faible éclaircissement		Faible	Pertes à minimiser en fonction de la technologie des modules

Tableau II. 5 : Différentes types de pertes énergétiques rencontrées dans le photovoltaïque

Finalement on prendra comme valeur de C_p , la somme de toutes les pertes intervenant dans le système, donc :

$$C_p = 0.6$$

- La puissance crête des panneaux

La puissance crête est l'une des caractéristiques d'un panneau dans les conditions STC (ensoleillement de $1000W/m^2$, température $25^\circ C$ sous un spectre AM1.5) [57], [59] et [64].

Donc la puissance crête des panneaux est obtenue par :

$$E_{zone} = N_e * P_c * C_p \tag{II.6}$$

$$P_c = \frac{E_{zone}}{N_e * C_p} \tag{II.7}$$

On prend $C_p = 0.6$, la puissance totale demandée de $105kw$ et le potentiel de $E_{sol} = 2.25 kWh/m^2/jour$ d'où $N_e = 2.25h$. Alors la puissance crête est donnée par l'équation (II .7) [53]:

$$P_c = 77777W = 77,77 kW$$

La puissance de notre installation est classée parmi les grandes centrales. Pour le dimensionnement on utilisera le panneau de type monocristallin SPR 305WHT (voir tableau II. 6), produit par la société Sun Power. Ce choix s'explique par les nombreux avantages qu'offre le monocristallin surtout pour l'efficacité du panneau cité (un rendement global de 18,1%) et sa puissance crête.

Caractéristiques électriques du SPR 305WHT	
I_{max}	5.58A
V_{max}	54.7V
V_{co}	64.2V
I_{cc}	5.96 A
P_{max}	305.22W
P_c	305Wc
η	0,181

Tableau II. 6 : La caractéristique du panneau PV

Puisque notre puissance photovoltaïque est bien établie, on compose un champ de modules en série/ parallèle. Bien entendu, il faut arrondir le nombre de modules à la valeur entière supérieure, et parfois au nombre pair supérieur quand il faut les câbler deux à deux.

- Le nombre de module pour fournir la puissance de l'installation

$$P_c = P_{max} * N_T \tag{II.8}$$

Or

$$P_{max} = V_{mpp} * I_{mpp} = 305.22W \tag{II.9}$$

$$P_c = 77.77 KW$$

$$N_T = \frac{P_c}{P_{max}} \tag{II.10}$$

Et finalement, on trouve $N_T = 260$ panneaux.

II.7.5 Dimensionnement du stockage

La technologie de stockage la plus répandue actuellement dans les systèmes photovoltaïques, est la technologie électrochimique Plomb-Acide, sa modélisation, étant largement traitée dans [65]. Depuis

son invention en 1859 par Gaston Planté, l'utilisation des accumulateurs Plomb-Acide s'est largement développée.

II.7.5.1. Les principaux domaines d'application

Leurs principaux domaines d'application actuels sont les suivants :

- **Batteries de démarrage de véhicules thermiques** : Il s'agit de leur domaine d'application le plus important.
- **Ecrêtage des pointes de consommation** : Des systèmes de stockage de forte puissance (plusieurs centaines de kW) ont été installés dans plusieurs pays depuis les années 90 pour fournir au réseau une réserve de puissance nécessaire pour passer les pointes de consommation [65] et [66].
- **Alimentation de secours** : Les alimentations sans interruption (ASI) permettent d'assurer la fourniture des charges électriques sensibles lors des défaillances du réseau principal. Les batteries Plomb-Acide font partie des technologies employées dans ces systèmes.
- **Traction électrique** : Dans ce type d'application, les batteries Plomb-Acide stockent la réserve d'énergie nécessaire à la propulsion du véhicule électrique (ou hybride).
- **Systèmes photovoltaïques** : Les batteries Plomb-Acide sont étaient utilisées en stockage tampon dans les systèmes stationnaires autonomes.

Cependant, les technologies employées diffèrent en fonction de l'application visée. En ce qui concerne les électrodes de la batterie, il est possible de distinguer les plaques planes des plaques tubulaires. Dans le cas des plaques planes, les électrodes positives et négatives sont constituées par un ensemble de plaques parallèles reliées entre elles par une barrette (Figure II.7(a)). Les plaques tubulaires sont utilisées uniquement pour l'électrode positive. Dans ce cas, l'électrode est constituée par un ensemble de tubes remplis de matière active (Figure II.7(b) [45]).

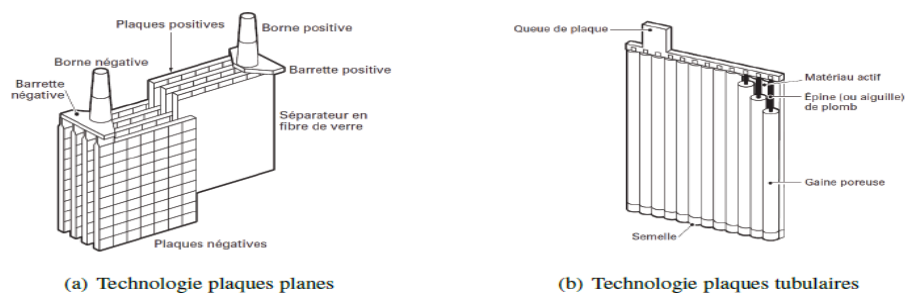


Figure II.7 – Technologies principales d'électrodes [45]

Il est possible de distinguer les accumulateurs en fonction de la nature de leur électrolyte électrolytes liquides où électrolytes gélifiés (technologie GEL). On désigne par batterie sans entretien les technologies à électrolyte gélifié, la plus connue étant la technologie VRLA. Bien que le choix entre ces différentes technologies se fera en fonction de l'application visée. On s'orientera vers des technologies à longue durée de vie et avec le moins de maintenance possible.

La Figure II.8 représente le schéma théorique d'un accumulateur Plomb acide. L'électrode positive en dioxyde de plomb et l'électrode négative en plomb spongieux sont plongées dans une solution

aqueuse d'acide sulfurique composant l'électrolyte. La f.e.m standard d'un élément Plomb-Acide est égale à 2,042 V. Des éléments sont reliés en série de façon à obtenir la tension continue souhaitée.

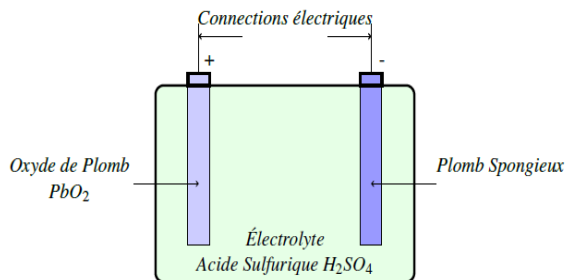


Figure II.8 – Vue schématique d'un accumulateur Plomb-Acide

Dimensionner une batterie, c'est choisir un stockage tampon permettant de s'affranchir des variations climatiques temporaires de la journée et des quelques jours de mauvais temps. Il assure aussi le fonctionnement nocturne. La capacité de stockage peut se diviser en deux termes, un stockage à court terme et un stockage à long terme. Le premier, appelé « effet tampon » de la batterie, représente l'énergie à satisfaire lors de passage nuageux. Le second, quant à lui, représente l'énergie à stocker pour assurer la charge durant les périodes sans ou à faible ensoleillement et vendre le surplus au réseau. Les accumulateurs électrochimiques requis pour niveler la charge doivent avoir les caractéristiques suivantes, hauts rendements (70 – 85 %), durée de vie élevée (3000 – 4000 cycles), et faible coût. Comme on la mentionne au chapitre 1 le stockage électrochimique par l'intermédiaire de batteries au plomb remplit d'une manière satisfaisante ces critères.

II.7.5.2. Caractéristiques des accumulateurs

Les caractéristiques principales d'un accumulateur sont la tension et la capacité :

- La tension aux bornes d'un élément d'accumulateur au plomb est voisine de 2 V. Sa valeur varie entre 1,7 V et 2,4 V suivant l'état de charge dans les conditions normales de fonctionnement.
- Capacité est fournie par les constructeurs pour un régime de décharge de 10 heures (C10). Cependant, dans le cas d'applications photovoltaïques pour lesquelles les durées de charge et de décharge sont plus longues, les capacités sont exprimées en C20 ou C100.

II.7.5.3. Profondeur de décharge

Une batterie ne doit pas être déchargée en dessous d'un certain seuil, sinon on risque de l'endommager. Le paramètre qui caractérise l'énergie inutilisable d'une batterie est appelé profondeur de décharge P_d [48] et [49]. Ce paramètre définit la quantité totale d'énergie que l'on peut décharger, en considérant qu'initialement l'accumulateur est à sa capacité nominale. Une batterie est en état de surcharge lorsqu'elle a atteint ou dépassé sa capacité nominale. Lors d'une surcharge, une forte élévation de la température s'accompagne d'une électrolyse de l'eau par évaporation de ce dernier. De la même façon, poursuivre la décharge de l'accumulateur sans limitation, sans déterminer l'arrêt de celle-ci conduirait dans un premier temps, à l'impossibilité de recharger les accumulateurs et dans un second temps, à la destruction des plaques due à la variation importante des volumes de matières. Afin de ne pas endommager les batteries, il faut donc fixer un seuil de décharge maximal ou P_d . Selon les auteurs [49] et

[50], la valeur de la P_d est prise égale à 70 % ou 80 % de la capacité nominale de batterie. En ce qui concerne notre travail, ce paramètre sera égal à 70 %. Il faut, cependant, que la profondeur de décharge soit telle qu'elle puisse assurer complètement un pic de charge [48].

II.7.5.4. Effet de la température

La température ambiante influence la capacité de la batterie. Pour des basses températures, la capacité diminue rapidement. En fonction de la température minimale que la batterie va rencontrer sur le site et de la tension minimale que le système peut accepter, on détermine un coefficient réducteur de capacité par la température R_t .

- Nombre des jours d'autonomie sans apport solaire

On appelle, la durée de quelques jours pendant laquelle la batterie peut alimenter seule l'installation à toute période de l'année N_{ja} . C'est sur cette base qu'on dimensionne une batterie.

- La capacité utile

La capacité utile pour un fonctionnement de N_{ja} jours et un besoin électrique journalier E_{cons} est de :

$$C_U = N_{ja} \times E_{cons} \quad (II.11)$$

Avec : C_U : capacité utile de la batterie en Wh

N_{ja} : nombre des jours d'autonomie sans apport solaire

E_{cons} : consommation journalière du site en Wh/j

Cette capacité utile C_U est la capacité réellement disponible sur le terrain à tout moment, mais est différente de la capacité nominale C_{nom} .

II.7.5.5. Détermination de la capacité nominale

Le calcul de la capacité à installer dépend des paramètres spécifiques de l'utilisation (consommation, site d'installation), mais aussi de la technologie de construction des batteries. Dans des conditions normales d'utilisation, la durée de vie dépend principalement de la température et de la profondeur de décharge de la batterie.

En prenant l'ensemble de coefficient $P_d \times R_t$ égale à 0.65 pour une batterie en plomb, donc on obtient la capacité nominale suivante :

$$C_{nom} = N_{ja} \times E_{cons} / P_d \times R_t \quad (II.12)$$

$$C_{nom} = 2 \times 105.15 \times 10^3 / 0.65 = 323538.46Wh$$

D'après les caractéristiques des batteries que nous avons choisi (1KWh, 12 V) et qui sont données par voir annexe. Le nombre total des batteries est égale à 324 unités de batteries solaire ce donne 42 batteries en série et 8 branches en parallèle car la tension bus continu est 500 V, d'où le nombre final des batteries a installées est de 336 unités.

II.7.6 Dimensionnement du régulateur

Les batteries doivent être impérativement protégées contre les surcharges et les décharges profondes, aussi il est-nécessaire d'y adjoindre un régulateur. Le régulateur est un élément central d'un système photovoltaïque. Car il contrôle les flux d'énergie et protège la batterie contre les surcharges et

décharges profondes dues à l'utilisation [50]. Le régulateur sera dimensionné en fonction de la tension du champ photovoltaïque et le courant de charge maximale. Pour estimer le courant, on prendra 1,5 fois le courant total maximal (I_m) au point de puissance maximale. Quoique le développement de la technologie de régulation a connus dans ces derniers temps un grand essor, la régulation intelligente reste la plus efficace aujourd'hui.

II.7.7 Dimensionnement des convertisseurs

II.7.7.1. Dimensionnement du Convertisseur Continu- Continu (Les Hacheurs)

Les hacheurs sont des convertisseurs statiques continus-continus permettant de générer une source de tension continue variable à partir d'une source de tension continue fixe. Permettant de contrôler la puissance électrique dans les circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé. D'un point de vue circuit, le hacheur apparaît comme un quadripôle figure (II.9.a), dont le rôle est la liaison entre deux parties d'un réseau [60]. Les convertisseurs jouent un rôle clé pour l'efficacité énergétique et la fiabilité de l'installation. Dans le cas d'un générateur photovoltaïque leur rôle ne se limite pas à adapter le courant continu généré par le panneau PV, mais consiste également à exploiter le champ PV à son point de puissance maximal [59] [67].

II.7.7.2. Convertisseur Boost (survolteur)

Le convertisseur Boost connu par le nom d'élévateur de tension - abaisseur de courant est représenté par la figure II.9.b. Il est caractérisé par son rapport cyclique d compris entre 0 et 1, qui donne les temps d'ouverture et de fermeture du transistor [60].



Figure II.9. a : Convertisseur DC/DC

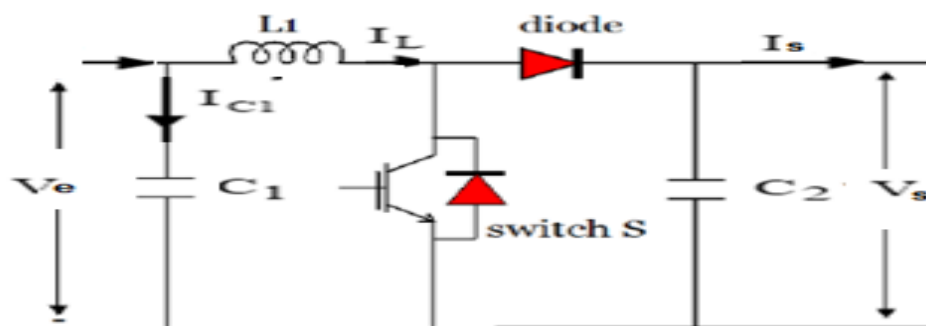


Figure II.9.b : Circuit électrique équivalent du convertisseur Boost

En effet, sous les conditions changeantes, la puissance extractible est variable en fonction de la tension (ou du courant) imposée aux bornes du panneau photovoltaïque. Il est donc nécessaire que le système d'exploitation s'adapte pour extraire le plus de puissance possible d'où la création du principe de MPPT [68]. Dans laquelle, un convertisseur est utilisé, permettent ainsi de construire une valeur d qui est

le rapport cyclique du convertisseur DC-DC. Cette valeur d aboutit à la détermination de la valeur MPPT à chaque instant.

Cependant, puisque la puissance de sortie du GPV voisine les 80 kW nous avons décidé d'installé deux convertisseurs en parallèle. Alors pour le calcul et la détermination du convertisseur DC-DC, nous avons utilisé les données catalogue de la fabrication Tame-Power Tronico et nous avons choisi un hacheur de type Smart DC/DC converter boost- Bidirectionnel avec les caractéristiques nominales suivantes :

La puissance : $P = 50 \text{ kW}$

La tension d'entrée : $U_{he} = 300 \text{ v}$

La tension de sortie : $U_{hs} = 500\text{v}$

.Calcul des courants de l'hacheur

$$I_{\text{entrée}} = \frac{P}{U_{he}} = \frac{50000}{300} = 167\text{A} \quad (\text{II.13})$$

$$I_{\text{sortie}} = \frac{P}{U_{hs}} = \frac{50000}{500} = 100 \text{ A} \quad (\text{II.14})$$

Nombre de panneau par branche

$$N_s = \frac{U_{he}}{U_{ccpv}} = \frac{300}{64.2} = 4.67 \text{ panneaux} \quad (\text{II.15})$$

Donc en prend **5** panneaux par string

Nombre de string total du GPV calculé ;

$$N_{\text{strings}} = \frac{\text{Nombre de panneaux total}}{\text{Nombre par branche}} = \frac{260}{5} = 52 \text{ strings} \quad (\text{II.16})$$

Alors **52** string en totale

Nombre de string par hacheur

$$N_{sh} = \frac{I_{\text{entrée}}}{I_{ccpv}} = \frac{167}{5.96} = 28 \text{ strings} \quad (\text{II.17})$$

Le nombre de string par Hacheur est fixé au maximum à **28** strings

Donc, pour le cas de notre installation deux convertisseurs DC/DC seront connectés en parallèle avec un onduleur avec 26 strings chacun.

II.7.7.3. Dimensionnement des onduleurs avec l'hacheur

Puisque le hacheur utilisé dans cette étude est un hacheur survolteur qui permet d'élever la tension des panneaux solaires V_{pv} à la tension du bus DC, Donc, il est nécessaire que la tension du bus continu (V_{dc}) soit supérieure ou égale au double de la valeur crête des tensions simples apparaissant du côté du filtre installé après cet onduleur (car $V_a = r V_{dc}/2$).

Où : V_{dc} : représente dans ce cas la tension de la sortie de ce convertisseur DC/DC qui représente la tension d'entrée de l'onduleur.

r : représente l'indice de modulant et V_s : représente la fondamentale d'harmonique

Si la tension désirée est $V_a = U_{ab} / \sqrt{3} = 400 / \sqrt{3}$ avec $r = 1$. A ce moment la tension V_{dc} a la sortie du convertisseur boost est $V_{dc} = 2V_a \approx 461.88 \text{ V}$.

Cependant la tension continue d'entrée de l'onduleur doit être supérieure pour respecter les limites que peuvent supporter les interrupteurs statiques. Bien que cette valeur représente le premier critère du choix de l'onduleur. Encore il faut que la somme du courant des deux convertisseurs branchés en parallèle calculés par avant égale doit être supérieure à 200 A et la puissance transférée supérieure ou égale à 80 kW.

En conséquence, parmi les technologies existante, l'onduleur choisi et qui vérifie ces trois critères est un REFUhybrid 100 de la technologie REFU Energy (Annexe) avec les spécifications techniques suivantes :

Entrée DC	
Puissance PV max. (kW)	100
Tension max PV en circuit ouvert (V)	500-800
Courant PV max. (A)	210
Plage d'entrée MPPT (V)	450-850
Sortie AC	
Puissance nominale (kW)	100
Tension nominale (V)	400
Courant AC (A)	146
Fréquence nominale (Hz)	50
Rendement max.	96,40%

Tableau II.7. Les spécifications techniques de l'onduleur

Les résultats de calculs du générateur photovoltaïque en utilisant la structure PV à bus continu en intermédiaire sont résumés comme suit :

- Puissance de panneau en STC (Wc)	305	W
- Nombre total des panneaux	260	
- Branches en parallèle (string)	26 x2	
- Panneaux en série	5	
- Rendement de panneau en STC (%)	18.1	
- Puissance installée (kWc)	79.3KW	
Les deux convertisseurs DC/DC en parallèle	100 kW	300 V 500V
L'onduleur côté DC	100 kW	800V 210 A

II.7.7.4. Dimensionnement des onduleurs raccordé directement au champ PV

Au sein d'un système PV, l'onduleur occupe une place importante, il permet la transformation du courant continu délivré par les panneaux en courant alternatif compatible avec les paramètres du réseau de distribution. Le dimensionnement des onduleurs repose sur trois critères, la compatibilité en tension, la compatibilité en courant et la compatibilité en puissance.

- **Compatibilité en tension**

Un onduleur est caractérisé par une tension d'entrée maximale admissible U_{max} . Si la tension délivrée par les modules PV est supérieure à U_{max} , l'onduleur choisi risque d'être endommagé. La valeur de U_{max} permet de déterminer le nombre maximum de modules en série pour une branche. Cela dépend

de la tension délivrée par les modules PV. Dans le calcul d'un dimensionnement, on considère que la tension délivrée par un module est sa tension à vide notée U_{CO} . La formule suivante permet de déterminer le nombre maximum de modules PV en série si et seulement si l'onduleur est branché directement avec la sortie du PV :

$$N = \text{Ent}\left(\frac{U_{\max}}{1.15 \cdot U_{CO}}\right) \quad (\text{II } 18)$$

N : Nombre maximum de modules PV en série

Ent : Partie entière de la fraction

U_{\max} : Tension d'entrée maximale admissible

U_{CO} : Tension à vide d'un module

1,15 : Coefficient de sécurité imposé par la norme UTE C15-712

Les onduleurs à utiliser sont de fabrication REFU hybrid 100 est spécialement conçu pour batteries lithium-ion haute tension et à acide plomb. Avec une puissance de 100 kW, il est parfaitement adapté pour les dernières applications commerciales telles que l'optimisation de l'autoconsommation ou l'écrêtage des points de pic de puissance, permettant ainsi d'importantes économies de coûts d'électricité.

- **Compatibilité en courant**

Un onduleur est caractérisé par un courant maximal admissible en entrée. Le courant débité par le groupe PV ne devra pas dépasser la valeur du courant maximal admissible I_{\max} par l'onduleur. Lors du dimensionnement, le courant délivré par la chaîne PV est égale au courant de court-circuit des modules PV, noté I_{cc} et indiqué sur la fiche technique des modules PV, il détermine le nombre des branche de module en parallèle.

- **Compatibilité en puissance**

Les onduleurs sont également caractérisés par une puissance maximale admissible. Il faut veiller que la puissance du groupe PV ne dépasse pas la puissance maximale admissible en entrée. Étant donné que la puissance délivrée par le groupe PV varie en fonction de la luminosité et de la température, on prendra en compte la puissance crête des modules pour le calcul de dimensionnement. Il faudra alors s'assurer que la somme des puissances crêtes de tous les modules du groupe PV soit inférieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur. Idéalement, la puissance délivrée par le groupe PV doit être sensiblement égale à la puissance maximale admissible de l'onduleur. La détermination de la configuration « champ photovoltaïque/onduleur » permet de proposer pour chaque puissance considérée, une installation qui valorise au mieux sa production énergétique. Il est en effet important de respecter la relation admettant le fait que la puissance d'onduleur soit comprise entre 0.7 fois et 1.2 fois la puissance crête du champ. De ce fait, une étude de la Deutsch Gesell a montré que le ratio entre la puissance de l'onduleur P_0 et la puissance du champ photovoltaïque P_c doit être compris entre ces deux limites [60] et [67]. Une vérification de la condition précédente confirme notre choix comme est montré si dessous.

$$\frac{P_0}{P_c} = \frac{93.6}{80} = 1.17 \quad (\text{II } 19)$$

Avec :

Po : Puissance maximale de l'onduleur ; Pc : la puissance crête du GPV

$$0.7 < \frac{P_o}{P_c} = 1.17 \leq 1.2$$

Ce rapport confirme que la puissance de l'onduleur choisi est supérieure à la puissance crête du champ photovoltaïque. Donc,

Le nombre maximal de module en série :

$$N = \text{Ent} \left(\frac{U_{\text{ond.max}}}{U_{\text{co}*1,15}} \right) = 10 \text{ panneaux} \quad (\text{II.20})$$

Il faut que la tension des modules en série soit inférieure à la tension de l'onduleur

Vérification de la tension de l'onduleur

$$U_{\text{DC}} \text{ branche} = 10 \times 64.2 = 642 \text{ v} < U_{\text{ond.max}} ;$$

Donc le nombre final des modules série par branche est N = 10 modules

Nombre de module en parallèle (chaînes) :

$$N_p = \frac{N_t}{N} = \frac{260}{10} = 26 \text{ Chaînes de PV en parallèles} \quad (\text{II.21})$$

- Vérification du courant de l'onduleur

$$I = N_p * I_{\text{ccpv}} = 26 * 5.96 = 154.96 \text{ A} < 210 \text{ A (le courant max de l'onduleur)}$$

Alors le courant des branches parallèle est inférieur au courant maximal de l'onduleur ce qui évite le risque de détérioration de ce dernier. Les résultats de calculs du générateur photovoltaïque en utilisant la structure PV connectée directement au réseau sont résumés comme suit :

- Puissance de panneau en STC (Wc)	305	W
- Nombre total des panneaux	260	
- Branches en parallèle (string)	26	
- Panneaux en série	10	
- Rendement de panneau en STC (%)	18.1	
- Puissance installée (kWc)	79.3	KW
L'onduleur côté DC	100 kW	800V 210 A

II.7.8 Câblage et protection

II.7.8.1. Détermination des câbles

Les câbles sont considérés comme l'âme d'une installation électrique, en outre un surdimensionnement engendre des surcoûts dans la réalisation du projet, par contre un sous dimensionnement peut engendrer des échauffements et causer un dysfonctionnement de l'installation électrique, d'où la nécessité d'un dimensionnement optimal pour cela la détermination des sections des câbles permettra de minimiser les pertes lors du transport de l'électricité. Pour faire ce dimensionnement, nous avons besoin de connaître l'intensité du courant qui circule dans chaque partie de l'installation dont le courant d'emploi et le courant admissible [57]. Alors dans les paragraphes suivants nous allons exposer brièvement la méthodologie de calcul et choix des câbles.

II.7.8.2. Le courant d'emploi :

Le courant d'emploi I_B est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normal. Il est déterminé à partir du courant absorbé et corrigé par un facteur de

surcharge 1,25 selon les normes C 15 712.433 de dimensionnement des installations PV, ainsi qu'une chute de tension de la partie continue $\Delta U \leq 3\%$.

II.7.8.3. Le courant admissible :

Le courant admissible I_z d'un conducteur est le courant susceptible de passer dans les conditions normales sans préjudice de dysfonctionnement ou dégradation du câble. En pratique I_z est calculé à partir du courant I_B en tenant compte des contraintes du milieu ou sont posées les canalisations. Le courant d'emploi (I_B) est lié au courant admissible par la relation:

$$I_z > \frac{I_B}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3} \tag{II.22}$$

Avec : Le facteur de correction K_1 prend en compte le mode de pose.

Le facteur de correction K_2 prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte

Le facteur de correction K_3 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant.

II.7.8.4. Câble DC de chaîne solaire (appelé combineur en T) :

C'est le câble qui relie les deux strings solaires, chaque chaîne constituée de plusieurs modules avec les caractéristiques technique du module :

Ce qui implique que le courant circulant dans une chaîne est :

$$I_B = I_{cc} * 1.25 = 5.96 * 1.25 = 7.45 \text{ A} \tag{II.23}$$

- **Calcul du courant d'emploi I_B :**

Le premier courant d'emploi calculé représente le courant de sortie de deux chaînes ensemble

$$I_B = I_{cc} * 1.25 * 2 = 7.45 * 2 = 14.90 \text{ A} \tag{II.24}$$

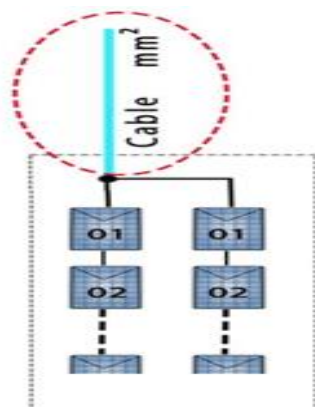
- **Calcul du courant admissible sortant des deux chaînes I_z :**

$$I_z > \frac{I_B}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3} = \frac{14.90}{0.9 \cdot 0.65 \cdot 0.5} = 50.94 \text{ A} \tag{II.25}$$

D'après les tableaux (annexe) les valeurs de K_1 , K_2 et K_3 sont :

$$K_1 = 0.90, K_2 = 0.65, K_3 = 0.5$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant admissible, on se réfère à la figure II.10 qui présente un tableau de référence entre le courant admissible et la section du câble en fonction de la pose. Alors, si la valeur du courant calculé ne se trouve pas sur le tableau on choisit la valeur supérieure la plus proche pour des câbles posés sur une surface sans de contact entre eux et détermine la section admissible.



Ambient temperature 30° C / 86° F Current rating 120° C / 248° F				
Construction	Exposed	On surfaces without opposite contact	On surfaces with opposite contact	In conduit, casing, duct
mm²	A	A	A	A
2.5	51	48	34	27
4	68	65	45	36
6	88	84	59	47
10	121	115	80	64

Figure II.10 : Câble électrique de la chaîne

- **Câble électrique collecteur :**

Le câble électrique collecteur est un câble qui regroupe plusieurs ensembles appelés tables, chaque table est constitué de deux chaînes, le regroupement de plusieurs tables est considéré comme un générateur photovoltaïque. La section de ce câble est calculée par la même technique que précédemment en tenant compte du mode de pose de ce dernier.

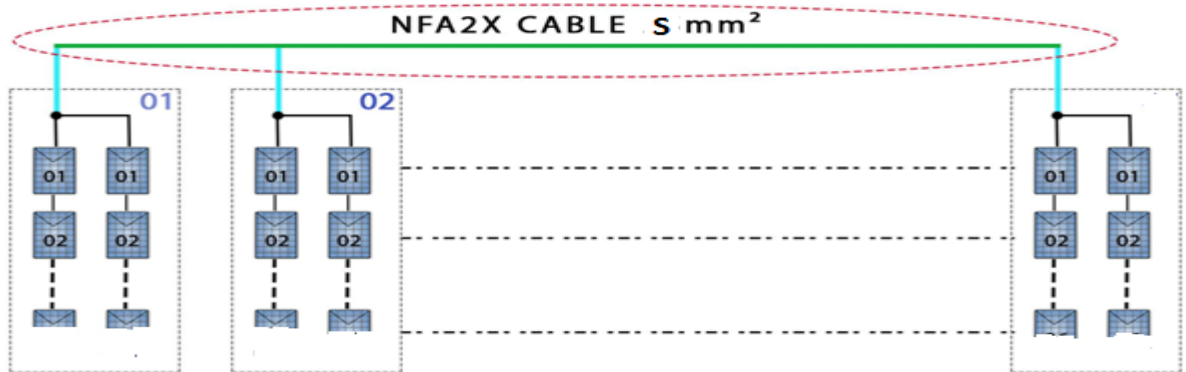


Figure II.11 : Câble électrique collecteur d'une section supérieure au câble de la chaîne

- **Câble DC Principal :**

La puissance des générateurs photovoltaïque sera transmise vers une boîte de raccordement avec l'onduleur la section de ce câble est plus supérieure que les autres tronçons. Tenant compte des critères cité par avant ainsi du matériau du câble la section sera déterminée de la même façon.

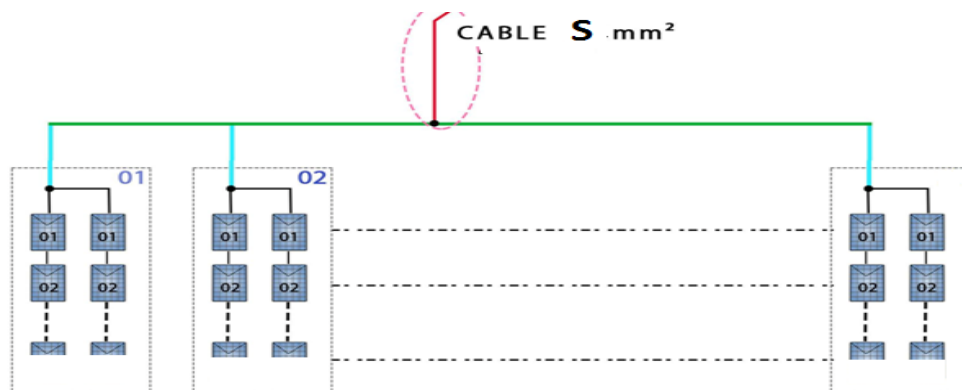


Figure II.12 : Câble DC Principal

- **Câble onduleur vers transformateur:**

La chute de tension maximale autorisée est de 10% de la tension nominale autorisée de sortie du convertisseur.

- **Le courant alternatif d'emploi I_B :**

$$I_B = \frac{2 \times P_{\text{coté pv}}}{\sqrt{3} \times \Delta U} \quad (\text{II.26})$$

- **Courant alternatif admissible I_z :**

$$I_z > \frac{I_b}{k_1 \times k_2 \times k_3} \quad (\text{II.27})$$

Pour trouver la section du câble qui correspond au courant en se réfère au catalogue technique. Avec les mêmes façons la section des autres tronçons de câbles cotés alternatif seront déterminés. Une

vérification de tout le calcul peut être réalisée par le calcul de la chute de tension admissible pour chaque partie de l'installation.

- **Exemple de la configuration de l'installation PV du site**

Le schéma de la figure (II.13) représente les cheminements des câbles du panneau au réseau électrique d'une installation standard d'une centrale photovoltaïque. Il faut bien notée que l'installation est constituée de plusieurs étages. Chaque deux bâtiment sont reliés à un onduleur, chaque deux onduleur sont reliés à un transformateur connecté avec une armoire. Toutes les armoires sont branchées en artère et le tout est connecté au transformateur de réseau. La protection et le système de mesure de chaque armoire de liaison est pris en charge.

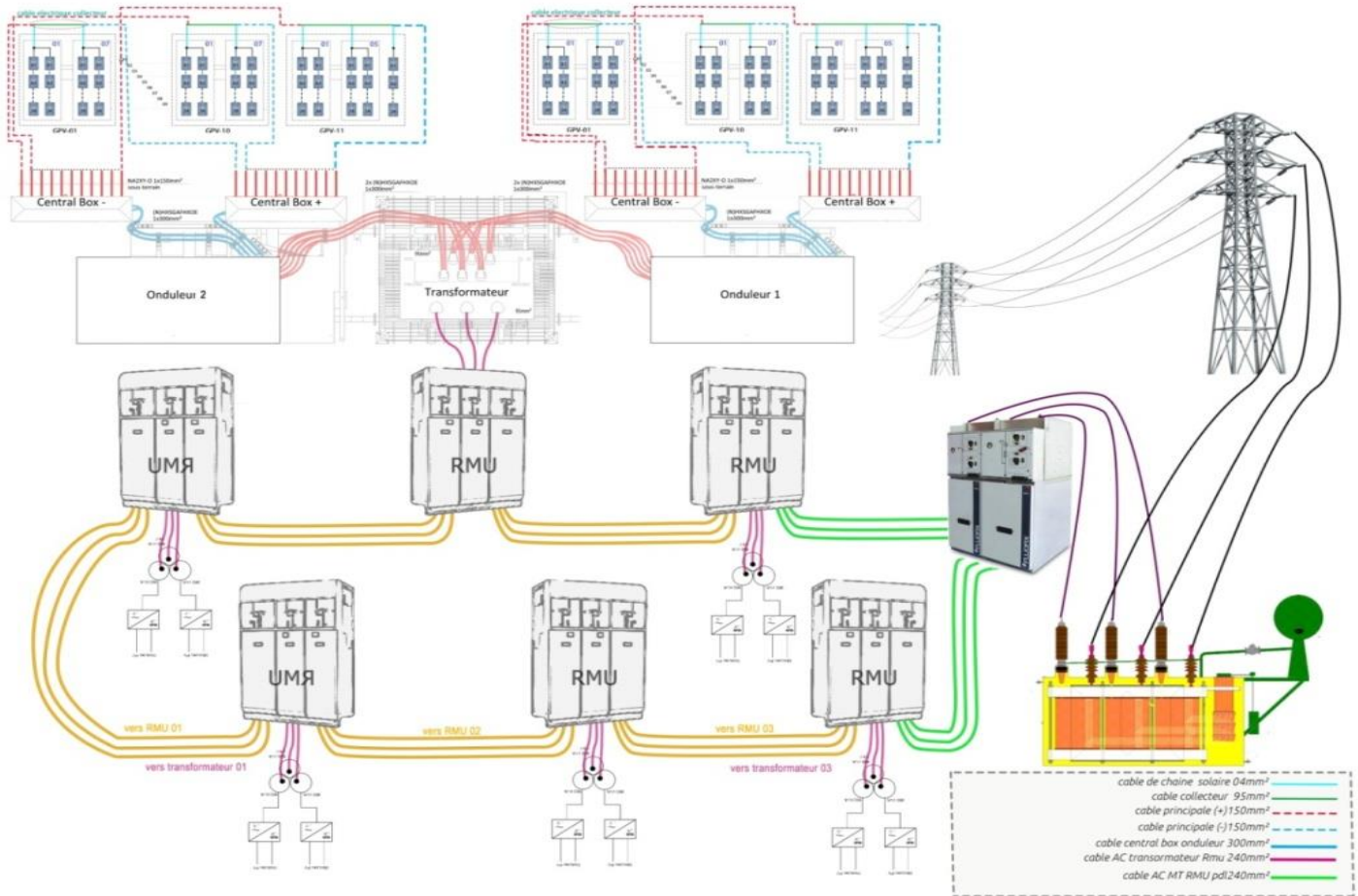


Figure II.13 : Schémas unifilaire des cheminements des câbles [57]

II.7.8.5 Protection d'une installation PV

De la même façon que pour le dimensionnement des câbles, le choix des organes de protection peut être classé en deux groupes : la partie courant continu et la partie courant alternative. Le choix des protections est régi par le guide UTE C15-712 énoncée précédemment. Ces organes de protection sont présents sur le schéma de principe d'une installation PV figure II.13.

- **Partie courant continu**

Tous les éléments décrits ci-après sont intégrés à un coffret de protection DC qui prend place entre les modules PV et l'onduleur.

Fusible : Dans une installation PV, les fusibles ont pour rôle de protéger les modules PV contre les risques de surintensité.

Parafoudre DC : Les parafoudres permettent de protéger les modules PV contre les risques de surtensions induites dans le circuit de la partie continue. Les parafoudres peuvent contenir différents composants internes tels que des éclateurs, des varistances ou des diodes d'écrêtage. La norme NF EN 61643-11 définit deux catégories de parafoudres qui dépendent de la localisation.

Les parafoudres de type 1 : ils sont utilisés sur des installations où le risque de foudre est très important, en particulier si le site comporte un paratonnerre.

Les parafoudres de type 2 : ils sont destinés à être installés sur des installations où le risque de foudre est faible. Le choix entre un parafoudre de type 1 et de type 2 dépend du niveau kéraunique fixé par la norme solaire UTE C15-712 [57].

Coupage et Sectionnement : La norme C15-712 exige la mise en place d'un interrupteur général en amont de l'onduleur, remplissant la fonction de coupure en charge préalable à tout sectionnement. Certains onduleurs intègrent un interrupteur DC qui permet d'isoler électriquement le champ PV afin de permettre des opérations de maintenance en sécurité.

- **Partie courant alternatif**

La même norme impose côté alternatif la mise en place d'un interrupteur-sectionneur de tête, d'un dispositif de protection différentielle, d'une protection magnétothermique ainsi que de parafoudres AC.

Interrupteur-sectionneur général : Il est prévu pour supporter le courant d'une phase. Le dimensionnement consiste à choisir le calibre normalisé directement supérieur.

Disjoncteur différentiel : Il a pour rôle de réaliser la protection des biens et des personnes en protégeant notamment l'onduleur contre les surcharges et en éliminant les risques de contact indirect. Il existe 3 types de blocs différentiels : type AC, type A, type B. La norme solaire préconise l'utilisation d'un différentiel de type AC ou A qui protègent contre les déclenchements intempestifs tel qu'un coup de foudre par exemple.

Parafoudre AC : Pour des raisons équivalentes au parafoudre DC, le parafoudre côté alternatif doit être de type 2 et de courant nominal égale à 20kA.

- **Choix des coffrets**

Le choix des coffrets DC et AC dépendent essentiellement de leur localisation. En effet, le degré de protection n'est pas le même selon si le coffret sera placé en intérieur ou l'extérieur. Ainsi, en intérieur les degrés minimums requis sont IP20 et IK00, tandis qu'en extérieur la norme impose au minimum IP44 et IK07. Le second critère de choix est la dimension. Les différents éléments qui sont en réalité des modules montés sur rail doivent pouvoir être intégrés dans le coffret en respectant une réserve d'espace de 25% minimum par sécurité et en prévision d'éventuelles interventions.

II.8 Logiciels de conception

La conception et le contrôle d'une centrale photovoltaïque doivent viser non seulement la productivité énergétique mais aussi l'efficacité économique. La conception consiste à faire le pré-dimensionnement de l'ensemble des constituants, et à choisir l'architecture du réseau, alors que le contrôle consiste à piloter les échanges d'énergie en fixant la contribution de chaque source. La solution retenue doit être optimale au sens du rendement, des objectifs (coût minimal de l'énergie produite, minimisation du taux de CO₂, disponibilité, temps de réponse, rejet des perturbations, ...). On peut donc constater que c'est un système complexe avec des constituants de nature et des constantes de temps très différentes (de la milliseconde pour les convertisseurs statiques à l'heure pour les charges). Donc l'étude doit nécessairement s'appuyer sur des outils logiciels

II.8.1 Recensement des outils logiciels

Pour mettre en œuvre un projet, chercheurs, ingénieurs et décideurs s'appuient sur des outils logiciels. Ces outils logiciels permettent de dimensionner, d'optimiser, d'analyser et de simuler des systèmes. Ainsi, on peut les classer comme suit :

- Les logiciels d'étude de faisabilité
- Les logiciels de dimensionnement, de simulation et d'analyse

Dans le cas qui nous occupe, nous souhaitons concevoir (dimensionner les constituants et choisir l'architecture) et contrôler les flux d'énergie entre la charge, les sources et les dispositifs de stockage. Alors, nous avons choisi deux logiciels **Homer** et **Matlab** qui seront utilisés pour concevoir, modéliser, simuler, analyser et optimiser l'installation.

II.8.2 Aperçu sur le logiciel Matlab

Matlab est un logiciel développé par The MathWorks depuis 1984. Il dispose d'une imposante bibliothèque de boîte à outils de calcul et de modèles. Il offre également un environnement de programmation qui permet de développer ses propres modèles ou algorithmes de calcul. Associé à Simulink, une interface graphique de programmation, il permet de modéliser, d'optimiser, de contrôler et d'analyser des systèmes de nature très diverse. En plus de l'ingénierie, Matlab/Simulink dispose également d'autres outils de modélisation et de simulation, conçus pour résoudre des problèmes d'ordre économétrique et financier. Pour notre étude, il constitue un outil idéal aussi bien pour l'optimisation que pour le contrôle du système.

II.8.3 Aperçu sur le logiciel HOMER

HOMER (Hybrid Optimisation Model for Electric Renewable) est un logiciel initialement développé dès 1993 par le National Renewable Energy Laboratory pour les programmes d'électrification rurale. Depuis 2009, il est disponible sous la licence Homer Energy. C'est un outil pour la conception et l'analyse des systèmes d'alimentation hybrides. Il permet de déterminer la faisabilité économique d'un système d'énergie hybride, d'optimiser la conception du système et permet aux utilisateurs de comprendre comment fonctionne un système hybride d'énergies renouvelables. Il est utilisé pour effectuer des simulations de différents systèmes énergétiques, comparer les résultats et obtenir une projection réaliste

de leur capital et les dépenses d'exploitation. C'est un outil intéressant au service des décideurs publics, des intégrateurs de systèmes, et de nombreux autres types de développeurs de projets, afin d'atténuer le risque financier de leurs projets de centrales hybrides [61] , [62] et [64].

Pour notre cas, il pourrait bien servir au dimensionnement optimal du système. Cependant, il ne propose pas de solution pour la commande du système.

II.9 Application du logiciel HOMER

La mise en place de systèmes réels est généralement précédée d'un ensemble d'études théoriques de faisabilité technique et de calcul manuel. Après avoir déterminé la configuration finale de notre projet, alors, le modèle du système défini est introduit dans le logiciel en précisant les options de disponibilité technologique, le coût des composants et la disponibilité des ressources [62]. En conséquence, les résultats du logiciel nous permettra d'avoir la configuration du système afin d'assurer le meilleur compromis de faisabilité technique et de rentabilité économique [62] et [64].

II.9.1 Construire le schéma de conception du système :

Sur l'environnement HOMER, nous avons défini chaque élément de notre installation, en se basant sur toutes les données et les caractéristiques fournis. En amont de l'installation, on définit le potentiel renouvelable disponible (solaire) en utilisant les données fournies. D'autres données sont notamment nécessaires tel que [64]:

Les coordonnées du site (longitude, latitude, le temps)

Les durées de vie des composants, ainsi que leurs coûts,

La durée de vie du projet,

Les paramètres du réseau de connexion,

Afin de répondre à des objectifs définis dans la proposition du sujet et de démontrer la faisabilité de la mise en œuvre de la configuration choisie. Nous présentons sur la figure suivante l'interface du logiciel qui nous permet de positionner le site de travail sur la carte géographique pour vérifier les coordonnées relatives au site et choisir les composants de l'installation et leurs caractéristiques techniques comme l'indique la figure ci-dessous.

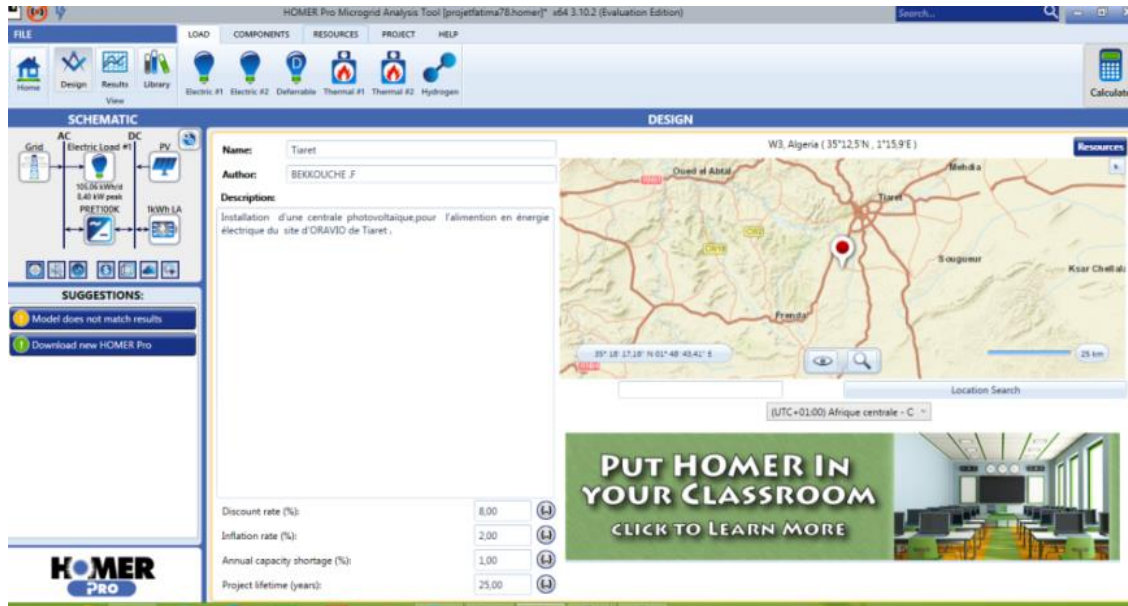


Figure II.14 : Architecture de l’installation PV

Cette première étape nous confirme les points suivants :

- **La position du site**

Latitude : 35 degrés 12 minutes Nord, - **Longitude** : 1 degrés 15 minutes Est, - **Temps** : GMT +1:00.

L’installation des différents composants de la centrale et leurs caractéristiques techniques

II.9.2 Détails de l’énergie rayonnement solaire :

L’étape essentielle dans la conception d’un système couplé est la détermination de sa taille optimale qui dépend principalement des données climatiques du site.

- **Potentiel Solaire**

Concernant la variation de l’irradiation solaire moyenne confirme une excellente compatibilité avec le changement des saisons de la région le maximum d’irradiation pendant l’été et le minimum pendant l’hiver comme l’indique la figure II.15.

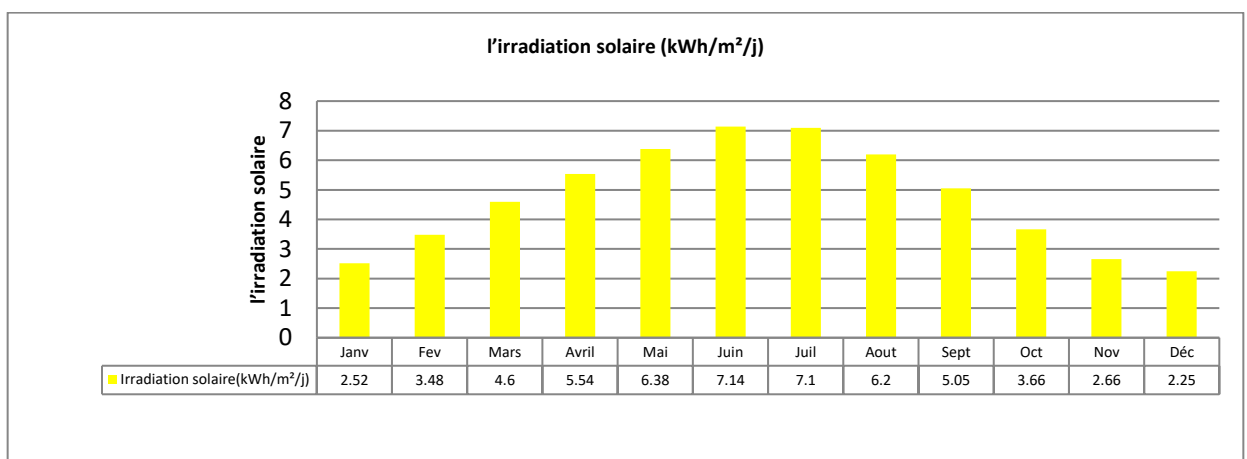


Figure II.15 .L’irradiation moyenne annuelle pour la région de Malakou Tiarret

II.9.3 Les détails de la température

Le fonctionnement des cellules est affecté considérablement par la température donc il est nécessaire de vérifier la variation de cette dernière pour maîtriser son impact sur le rendement des

panneaux photovoltaïques. Le graphe de la figure II.16 indique clairement que la température maximum pendant les mois d'été ne dépassera jamais la température influente sur le rendement des cellules [12].

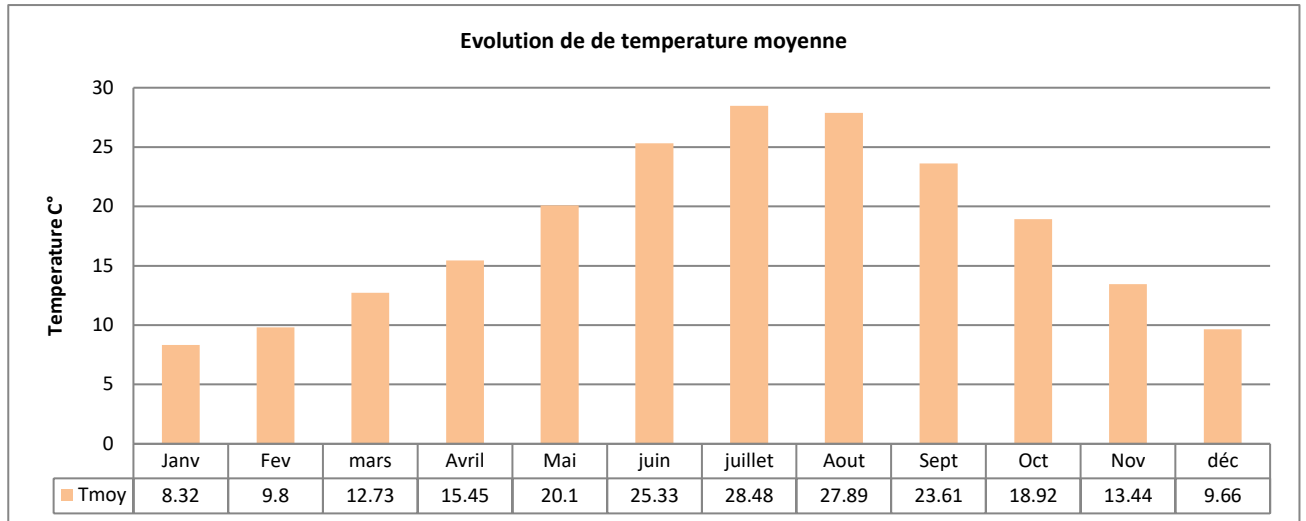


Figure II- 16 : l'évolution des températures mensuelles moyennes de la région

II.9.4 Énergie solaire globale

L'analyse des courbes de l'énergie solaire globale, présente un indice très fort de l'importance du gisement de la région ainsi que l'influence de l'inclinaison des panneaux.

La figure II.17 montre bien la récupération de l'énergie solaire due aux techniques d'inclinaison pendant une durée très importante de l'année.

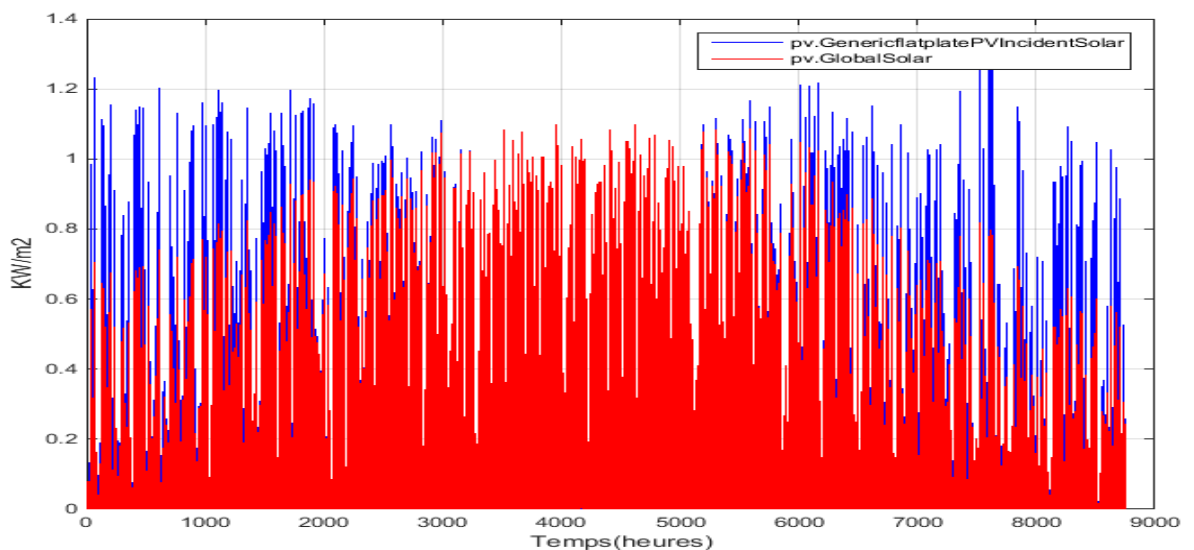


Figure II.17 : Répartition annuelle de l'énergie solaire globale sur le plan incliné et horizontal

II.9.5 Les détails de la charge

Le but de la centrale PV est d'alimenter en énergie électrique les bâtiments et d'injecter le surplus dans le réseau. Les détails de la charge sont introduit dans le logiciel sous forme de tableau des besoins énergétiques mensuelle de deux bâtiments mentionnés heure par heure selon la journée et la saison en tenant compte des périodes de pointes et creuses.

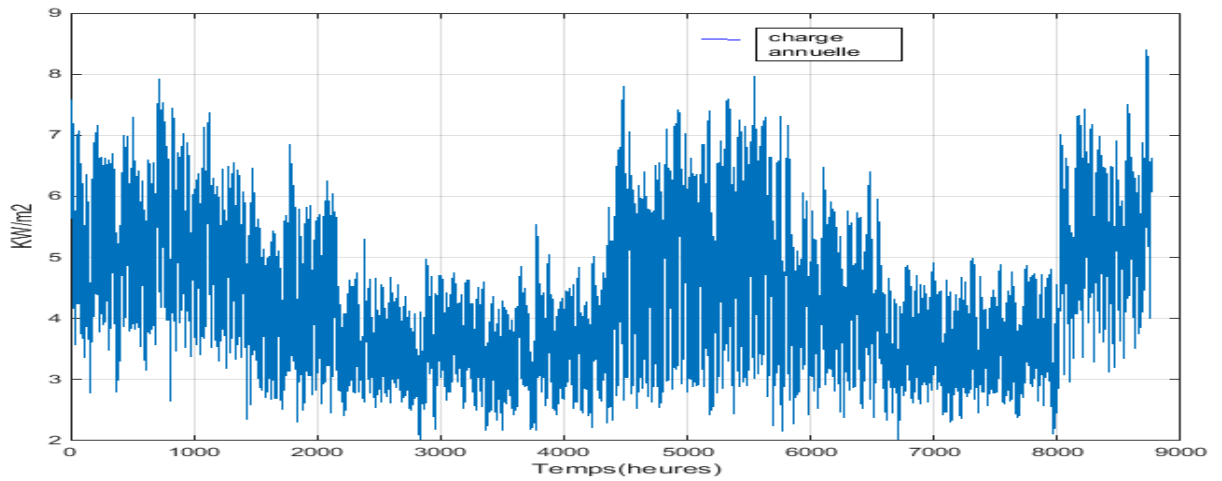


Figure II- 18 : Les distributions de la charge

D’après la figure II-18 on remarque que la variation de la charge reflète correctement la consommation de l’énergie. Cette dernière est très importante pendant les mois d’hiver et d’été à cause de la climatisation et la régulation de la température. Alors que macroscopiquement la charge varié aléatoirement jour après jour et heure après heure, a cause des changements météorologiques. Les énergies mises en jeu dans le système durant une année de fonctionnement, présente un caractère continu de la disponibilité de l’énergie photovoltaïque produite tout au long de l’année, il ne peut-être que satisfaisant pour l’atténuation de la part allouée au stockage.

II.9.6 La production du champ PV et la consommation réelle des bâtiments

La figure II.19 montre que (100 %) des besoins énergétique du site sont fournis par les générateurs photovoltaïque. Cette production est satisfaisante, vue la répartition annuelle de l’énergie solaire globale comme a été indiqué sur la figure II.17.

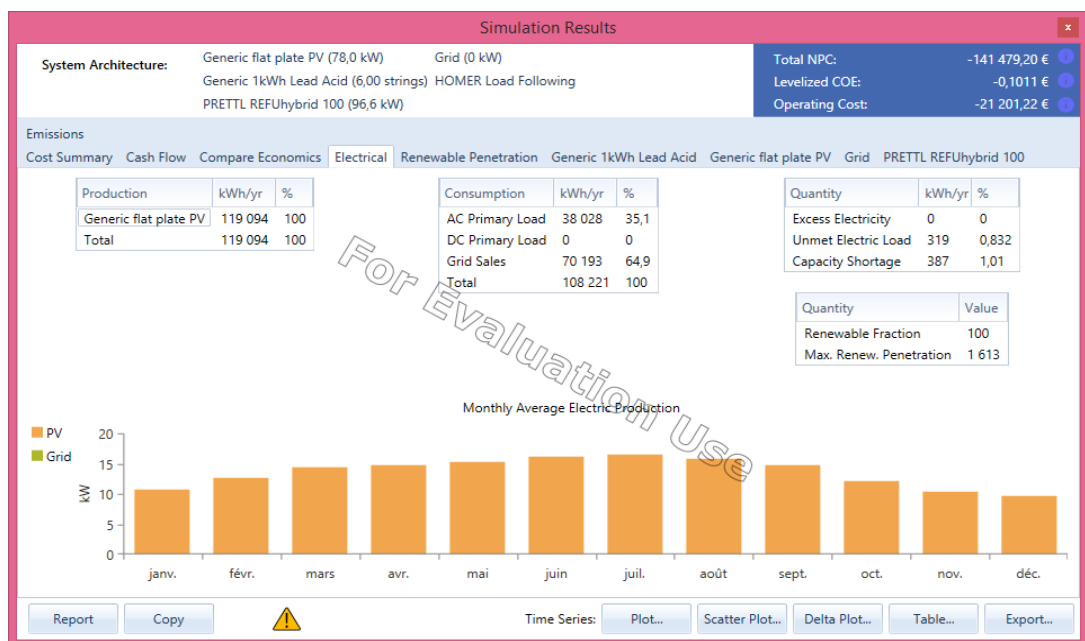


Figure II.19: Représentation des puissances moyennes mensuelles du PV

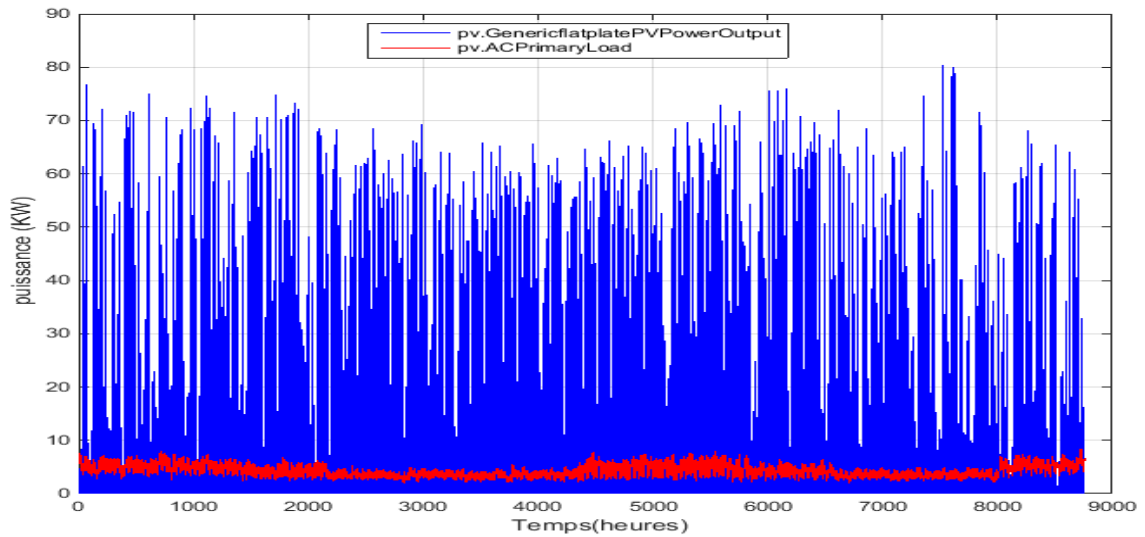


Figure II 20 : La production du champ PV et la consommation réelle des bâtiments

Après l’analyse des résultats obtenus pour les des puissances moyennes du PV, on remarque que cette dernière est faible durant les mois d’hiver, a cause de la durée d’ensoleillement qui est limitée à 9 heures par jours (Novembre, Décembre et Janvier) et inversement pour la période d’été. Malgré cette fluctuation de la production du générateur, elle reste très satisfaisante pour les besoin de la charge comme cela a été dimensionné précédemment comme le montre la figure II.20. La production par PV est nulle, aux périodes du pic de consommation électrique (entre 20 h et 22 h), ce qui nécessite le recours à l’énergie stockée. Cela justifie l’importante capacité du parc des batteries à utiliser.

Les représentations mensuelles et annuelles des figures II.19 et II.20 présentent des indices clés du fonctionnement normal du générateur PV conçu. Le convertisseur représente le maillon le plus fort dans ce système par sa fonction de conversion et de connexion avec la charge et avec le réseau. Ce pendant son dimensionnement exige beaucoup de précision.

II.9.7 La puissance d’entrée et de sortie du convertisseur

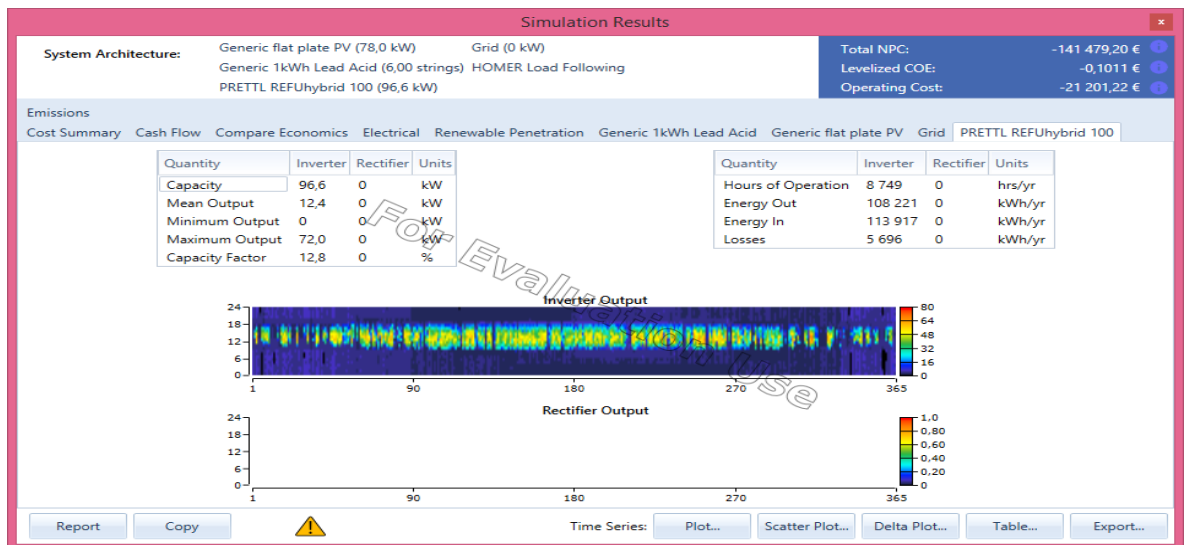


Figure II.21: Indications puissance de l’onduleur

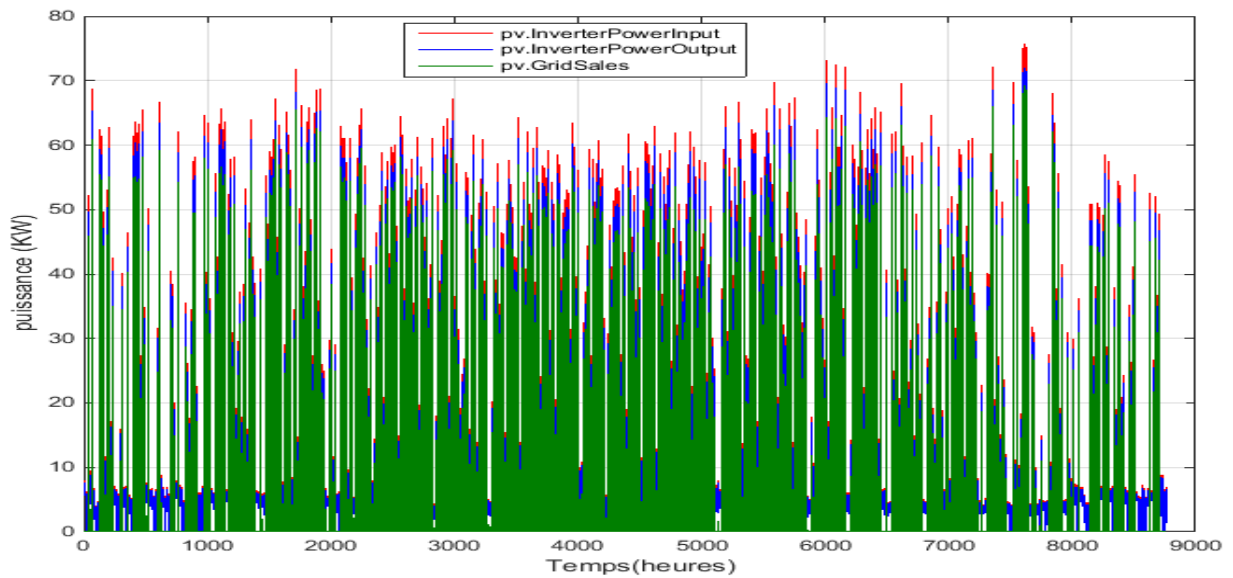


Figure II.22 : la puissance d'entrée et de sortie du convertisseur

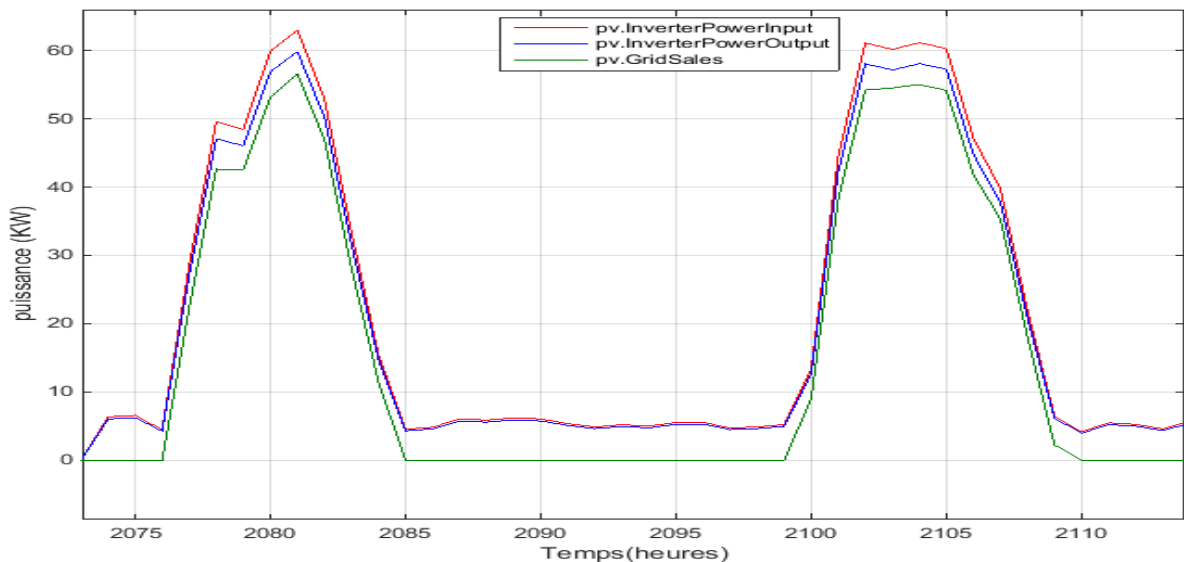


Figure II.23 : La puissance d'entrée et de sortie du convertisseur pour un jour

Les figures II.21, 22 et 23 montrent que les pertes annuelles de l'onduleur ne dépassent pas 5% ce qui est équivalent à un rendement de 95%. Les deux dernières figures montre que le surplus de l'énergie à injecté au réseau malgré qui est important mais il n'est plus stable, il varie suivant les saisons et l'ensoleillement. Le plus fructueux est sa valeur moyenne annuelle qui peut représenter une source revenue pour l'entreprise.

II.9.8 Le stockage d'énergie

Le stockage d'énergie constitue un levier technique inévitable pour l'intégrer aux moyens de production intermittents renouvelables pour limiter le dégagement du CO₂.

Il représente également une opportunité économique et d'assurance de l'alimentation des consommateurs. Le parc de batterie utilisé pour ce site couvre l'alimentation du site pendant la nuit et pendant les perturbations climatologiques. La taille du champ de stockage prévue ainsi que la variation du cycle de charge et de décharge sont indiqués sur les figures II.24, II.25 & II.26.

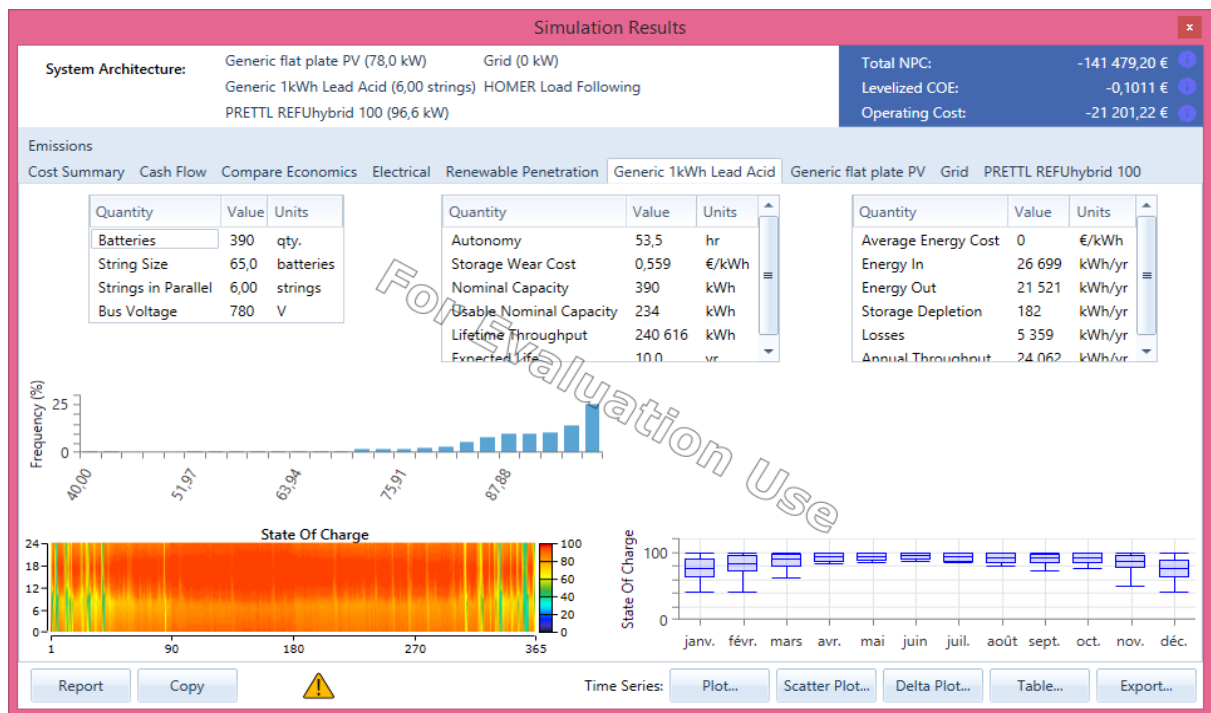


Figure II 24 : Indications sur les batteries

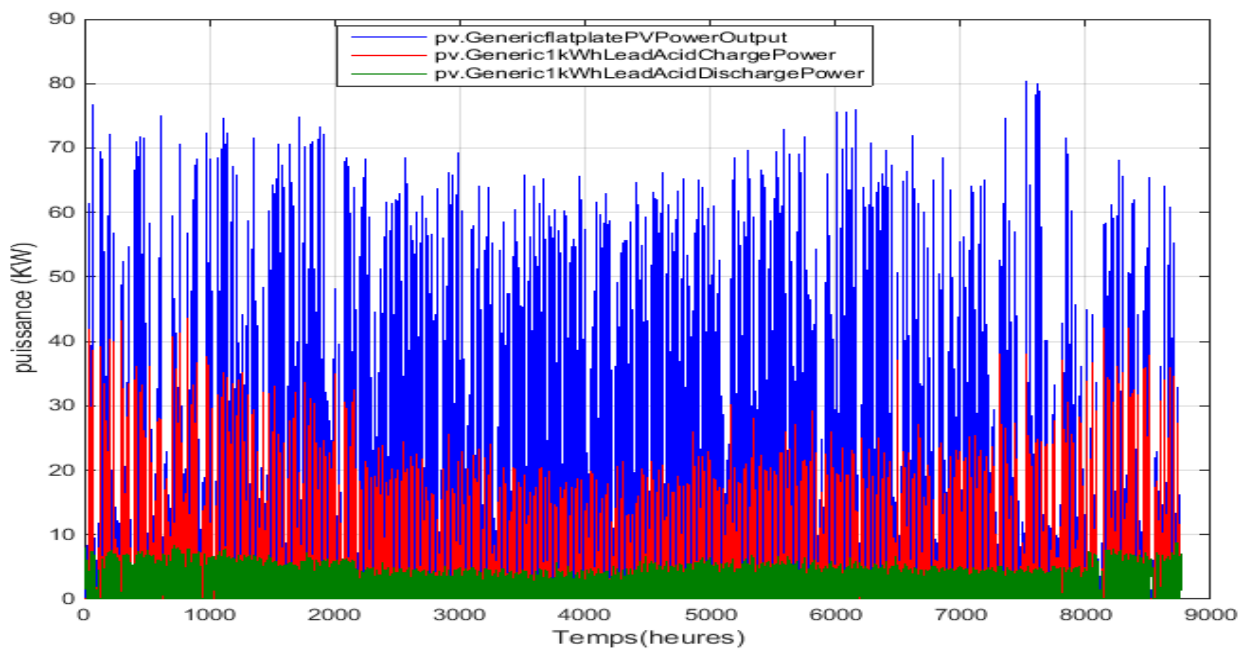


Figure II.25 : Le cycle de charge et de décharge de la batterie

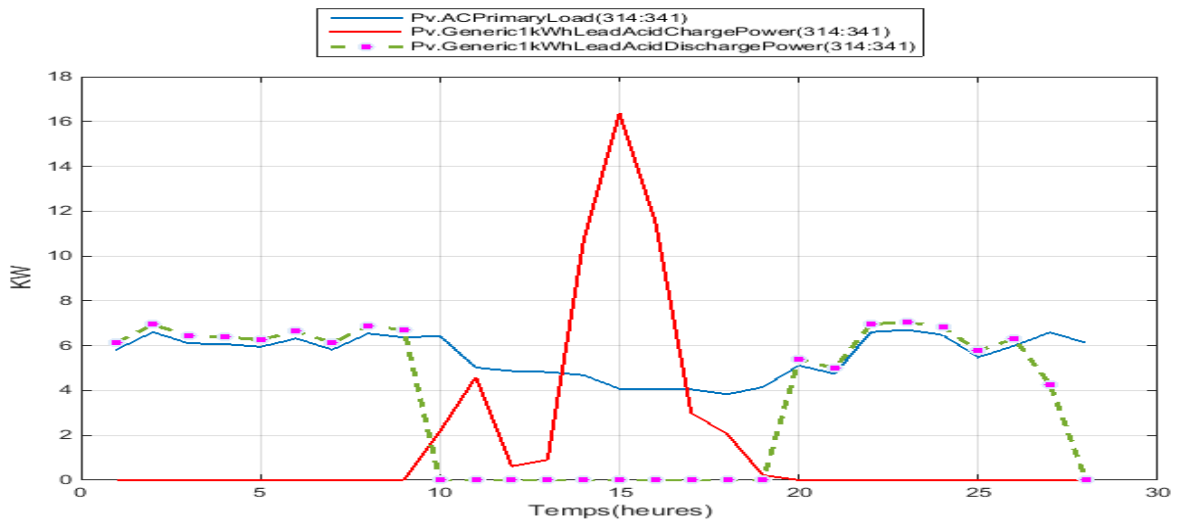


Figure II.26 : Le cycle de charge et de décharge de la batterie et les variations de la consommation pendant une journée

On remarque sur les figures II.25 & II.26 que la disponibilité de l'énergie produite par le champ couvre totalement pendant le jour le chargement des batteries et alimentation de la charge comme a été indiquée sur la figure II.20. Le réseau public pour cette installation PV connectée représente un point de secours très faible, tout le surplus d'énergie est injecté dans le réseau pour améliorer la qualité et alimenter d'autre région.

II.9.9 Évaluation

D'après l'évaluation de la figure II.27 qui tient compte du coût du projet, des frais de maintenance et des frais de remplacement des matériels, l'entreprise d'élevage aura un gain significatif.

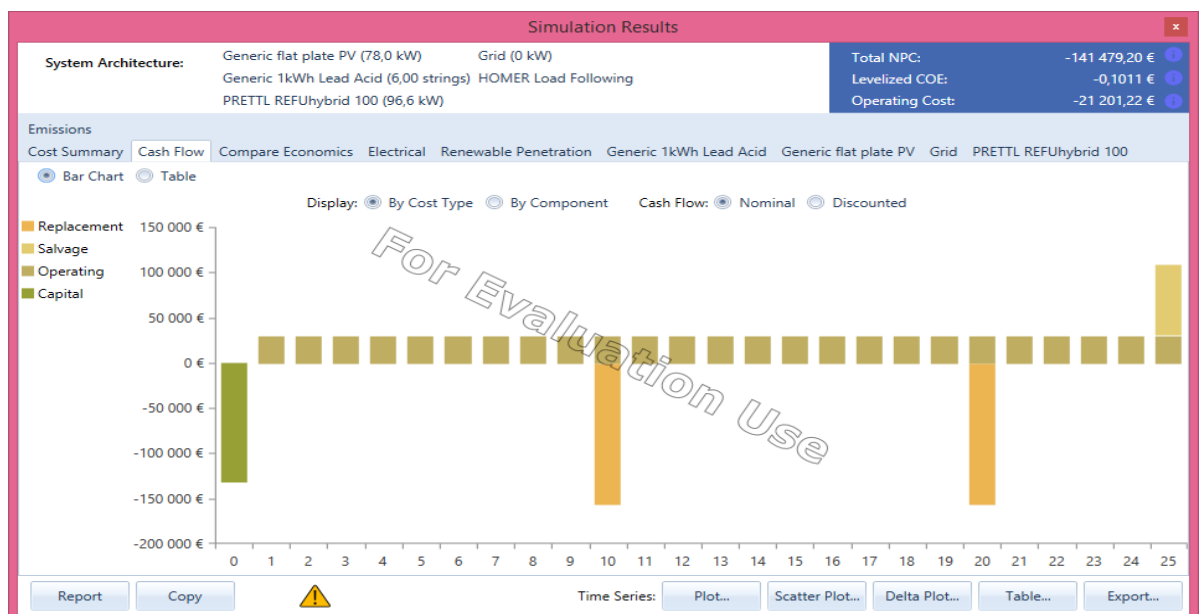


Figure II.27 : Le gain de la durée de vie

II.9.10 Commentaire

Avec le logiciel HOMER on détermine la configuration optimale du système, or cette installation serve largement la charge électrique demandée. Ce qui confirme les étapes de pré dimensionnement réalisé au début de ce chapitre. En effet le choix des équipements suivant leur efficacité énergétique,

permet de tirer le meilleur bénéfice du système. Un dimensionnement optimisé des batteries est critique et permet de maximiser le rapport coût/performance du système sur sa durée de vie (c.-à-d. performance optimisée et durée de vie des batteries d'accumulateurs prolongée). Le remplacement inutile des batteries d'accumulateurs est coûteux.

Bien que l'application et l'implémentation des systèmes d'énergie renouvelable pour l'application dans un site non autonome dépend principalement de la disponibilité des ressources renouvelables et sur l'emplacement du système, il y'a un certain nombre de considérations économiques et de conception à prendre pour optimiser le coût et la performance. Une analyse complète des conditions d'emplacement et de l'identification de la limitation d'emplacement est exigée pour optimiser la conception et l'implémentation d'un système d'énergie photovoltaïque.

De façon générale, cette étude met en évidence l'existence d'un couplage fort entre les composants de système PV non autonome : gisement – structure – dimensionnement – gestion d'énergie – mission de consommation, ce qui justifie également une approche systématique de la conception au sein de laquelle l'optimisation énergétique de l'ensemble est nécessaire.

II.10 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons utilisé une méthode détaillée pour dimensionner le système photovoltaïque d'alimentation du site d'ORAVIO. Nous avons conclu de cette étude de conception qu'il est indispensable de continuer à améliorer la réalisation de ces systèmes sur le territoire national a cause de leurs avantages et impact économique. L'approche de calcul manuel utilisée dans ce chapitre nous a permis d'avoir un grand savoir faire dans le domaine de conception en générale des générateurs PV, comme nous avons acquis des règles pratiques pour ajuster les paramètres réelles.

Nous avons acquis des compétences sur le dimensionnement des installations électriques et le calcul des sections pour le choix des câbles ainsi que la protection. Le travail de compréhension et de manipulation manuel des équations a été validé par des outils numériques spécialisés qui vont nous permettre de prendre la décision finale sur la méthodologie de conception de la configuration choisie de la centrale d'énergie renouvelable qui alimentera le site d'Oravio de Tiaret.

Finalement nous avons conclu que les installations photovoltaïques doivent être dimensionnées pour qu'elles fournissent de l'énergie dans les conditions les plus défavorables, afin d'aboutir à une meilleure optimisation des installations photovoltaïques qui demeure l'objectif principale de tout installateur.

Appuyé par les bons indices donnés par les différents résultats obtenus et particulièrement les confirmations du logiciel HOMER sur le fonctionnement du générateur conçu. Donc, dans le but d'améliorer les rôles des sous systèmes et de la normalisation de la consommation de l'énergie, le chapitre suivant sera consacré à la régulation et la commande de chaque étage de la centrale, ainsi que la régulation du climat interne du bâtiment. La modélisation et la simulation sera réalisé sous MATLAB/Simulink.

Chapitre III

Modélisation et simulation

III.1. Introduction

Les résultats du dimensionnement du générateur photovoltaïque accompli dans le chapitre précédent et la confirmation de la configuration optimale par le logiciel Homer matérialisent un bon indicateur de fonctionnement de l'installation conçue. Néanmoins, la régulation et la commande des différents sous systèmes doivent être obligatoirement travailler pour éviter les divergences et les défaillances de l'installation. Alors, ce chapitre présente une modélisation et une simulation de l'ensemble des éléments définis pour la centrale photovoltaïque raccordée au réseau de SONELGAZ pour alimenter le campus d'Oravio. Pour connaître l'influence et l'impact de changement des paramètres climatiques une simulation du module photovoltaïque et du générateur (GPV) à éclairement et température variables est demandée. L'adaptation de la tension des panneaux avec celle de l'onduleur sollicite une modélisation et simulation du hacheur survolteur (Boost) utilisé.

Étant donné que ce processus est composé de plusieurs sous systèmes pluridisciplinaires et de nature non linéaire, son modèle mathématique est caractérisé par une grande complexité et une forte non linéarité. Ainsi, la commande, d'un tel système exige une linéarisation de son modèle mathématique. A cet effet, des contrôles seront effectués pour la poursuite de la puissance maximale du générateur photovoltaïque [3, 7], pour l'état de la charge de la batterie, ainsi que pour la commande des variables du climat du bâtiment d'élevage. Les modèles contiennent d'une part, les différents types de la commande MPPT, le contrôleur flou du MPPT, le convertisseur (DC-DC) (*boost*) avec une commande *MPPT* flou, la batterie avec le régulateur de charge à logique floue, l'onduleur de tension (DC-AC) commandé par MLI, un filtre anti perturbations, et le réseau électrique central. D'autre part, pour rationaliser l'énergie consommée par le bâtiment et rentabiliser la production des œufs, un modèle de régulation de climat interne de l'hangar d'élevage reste à contraindre. Donc l'utilisation des contrôleurs flous pour la commande des variables climatiques tels que la température et l'humidité permet de répondre à ces exigences. La modélisation et la simulation seront effectuées sous le logiciel Matlab/Simulink

III.2. Présentation de la structure du système photovoltaïque

Comme exemple d'étude, on a pris l'alimentation d'une seule zone contenant deux bâtiments du campus d'Oravio Tiaret pour la modélisation et la simulation (voir le chapitre II)

Le modèle global de la centrale photovoltaïque représenté par la figure (III.1) est constitué de:

- Un générateur (PV) ;
- Un convertisseur *Boost* (Continu- Continu) avec régulateurs ;
- Un convertisseur Continu-Alternatif ;
- Des batteries de stockage avec régulateur de charge;
- Une charge équilibrée. (RL) ;

Le réseau électrique de tension $V_r = 380V$ et de fréquence $f = 50Hz$.

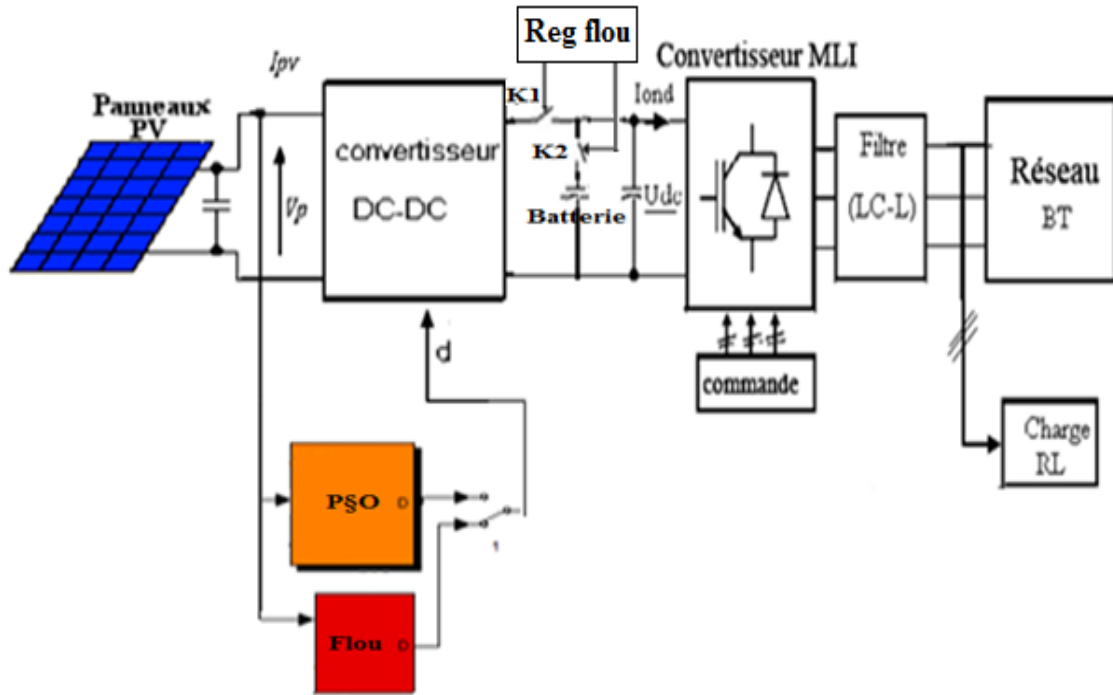


Figure III.1 : Schéma synoptique de la structure du système photovoltaïque relié au réseau électrique

Cependant pour éliminer les effets indésirables des harmoniques de découpage et pour pouvoir connecter l'onduleur de tension en parallèle avec le réseau et le faire travailler comme une source de courant il est nécessaire d'utiliser des filtres. Ils sont très variés, leur choix dépendra de la nature des problèmes rencontrés et du niveau de performance attendu [43] et [69].

La fonction du filtre choisi permet d'une part de convertir le compensateur en un dipôle de courant du point de vue du réseau, et d'autre part de réduire la dynamique du courant, de façon à le rendre plus facile à contrôler. Le filtre de type (L) permet de diminuer les harmoniques autour de la fréquence de commutation. Pour obtenir cela, la valeur de cette inductance doit être relativement élevée, cependant cette augmentation peut mettre en risque la capacité de compensation du système. Le filtre (LCL) est l'autre alternative de raccordement. Pour des fréquences plus petites que la fréquence de coupure, le comportement de ces deux filtres est similaire, et la principale différence est la meilleure atténuation en haute fréquence du filtre (LCL) et le déphasage supplémentaire qu'il introduit.

III.3. Modélisation et simulation du générateur photovoltaïque

III.3.1 Modélisation du générateur GPV

Le module photovoltaïque (**Sun Power SPR-305-WHT**) (*Annexe*), est choisi pour la modélisation puis la simulation. Il contient (96) cellules solaires et fournit une puissance maximum nominale de 305W. Les caractéristiques physiques et électriques de ce panneau photovoltaïque sont données par le tableau suivant :

Caractéristiques physiques	P210-60
Nombre de cellules en série (Ns)	12
Nombre de cellules en shunt (Np)	8
Caractéristiques électriques	(G= 1000 W/m ² . AM 1,5. 25±2 °C)
Puissance maximale (Pmax)	305 Wc
Courant de court-circuit (Icc)	5.96 A
Tension di circuit ouvert (Voc)	64.2 V
Courant (Im) au point de MPPT	5.58 A
Tension (Vm) au point de MPPT	54.7 V

Tableau III.1: Caractéristiques physiques et électriques du générateur PV .

Plusieurs modèles mathématiques sont utilisés pour simuler le fonctionnement d'un module photovoltaïque [70] et [71]. Ces modèles se différencient par la méthode de calcul et le nombre des paramètres intervenants dans la caractéristique courant - tension.

Dans ce cas, nous avons choisi un modèle simple nécessitant que les paramètres donnés par le fabricant. L'équation du courant photo-généré I_{ph} ramenée aux conditions de référence ($G = 1000W/m^2$ et $T_a = 25^\circ C$) est donnée par l'équation (III.1) :

$$I_{ph} = \left[I_{cc} \frac{G}{G_r} + I_t(T_c - T_r) \right] N_p \quad (III.1)$$

Avec :

- I_{ph} : le courant photo-généré [A].
- G_r : Éclairement ou flux de référence $1000W/m^2$.
- I_t : dI_{cc}/dT : Coefficient de température du courant de court-circuit [$I_t = 23 \times 10^{-4} A$]
- I_{cc} : courant de court-circuit
- T_c : Température de la cellule [kelvin]
- T_r : Température de référence [$300^\circ K$]
- N_p : Nombre de cellules connectées en parallèle.

Le courant de conduction de la diode dans le cas d'un module [43] est donné par l'équation suivante:

$$I_d \approx -I_{sat}(T) \left[e^{\left(\frac{q(V + \frac{R_s I}{N_s})}{nkT} \right)} - 1 \right] N_p \quad (III.2)$$

Le courant de saturation de la diode est donné par l'équation suivante:

$$I_{sat} = I_o \left(\frac{T_c}{T_r} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_g}{nk} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T_c} \right) \right]} \quad (III.3)$$

Avec :

- q : la charge de l'électron [$1.6 \times 10^{-19} C$];
- V : tension aux bornes de la charge ;
- k : constante de Boltzmann [$1.38 \times 10^{-23} j/^\circ K$];
- n : Facture de non idéalité de la jonction comprise entre 1 et 5 dans la pratique.
- N_s : nombre de cellules connectées en série ;
- I_o : courant de saturation inverse de la diode à la température de référence ;
- E_g : le gap d'énergie du semi-conducteur, $E_g = 1.1 eV$ pour le silicium cristallin.

L'équation représentant la température de la cellule dépend fortement de l'éclairement et de la température ambiante. Le modèle mathématique de la température de la cellule résulte de la notion de

NOCT, par définition le « NOCT » (Nominal Operating Cell Température) est la température de la cellule fonctionnant sous 800W/m² d'éclairement à 20°C de température ambiante et 1m/s de circulation d'air ambiant [70].

Le NOCT est donné par l'équation suivante:

$$T_c - T_a = \left(\frac{NOCT - 20}{60} \right) G \tag{III.4}$$

Avec : T_a : température ambiante en °C
 G : éclairement en W/m²

Où :

$$T_c = 276 + \frac{G}{4} + 0.9.T_a \tag{III.5}$$

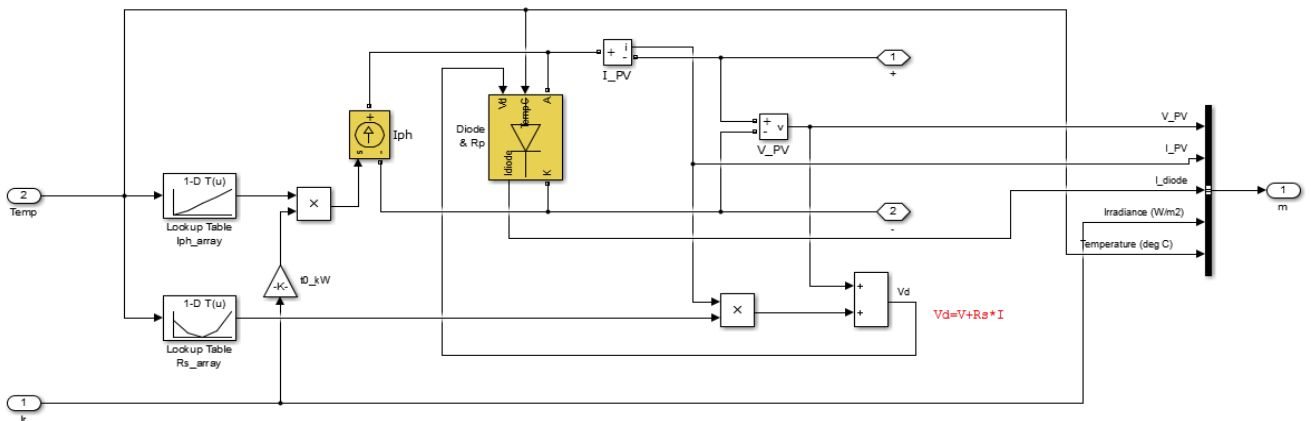
L'équation du courant d'un module photovoltaïque est donnée comme suit :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{Rsh} \tag{III.6}$$

Avec : I_{Rsh} : le courant traversant la résistance parallèle du circuit électrique équivalent d'une cellule PV.

Le schéma représentatif du modèle mathématique courant-tension d'un module PV sous Matlab-Simulink est donné par la figure (III.2) :

Modèle PV ;



Modèle Diode ;

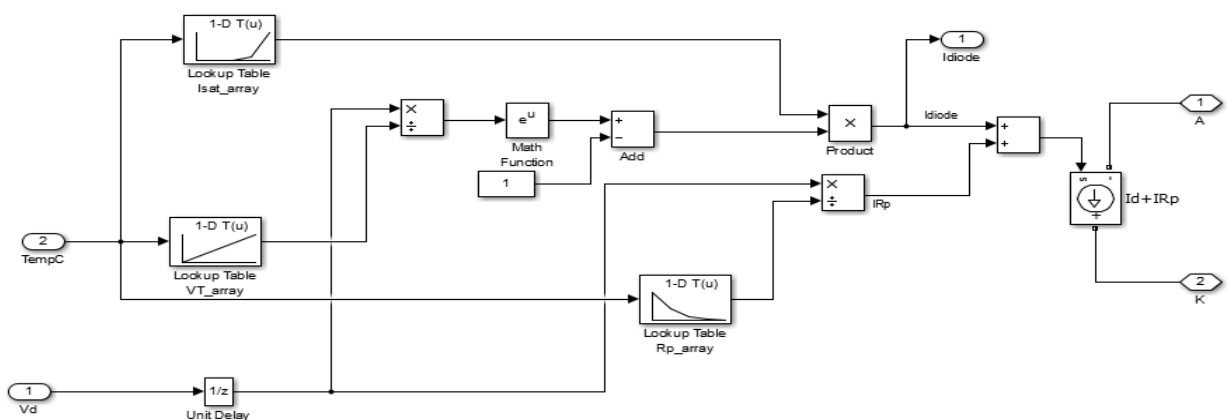


Figure III.2 : Schéma du module photovoltaïque sous Matlab-Simulink

III.3.2. Simulation du générateur (GPV)

III.3.2.1. Simulation d'un module à éclairement variable et température constante

La modélisation d'un module, qui contient des cellules connectées en série et en parallèle, sera basée sur les caractéristiques d'une cellule, en considérant le même ensoleillement et la même température pour toutes les cellules. Les courbes de la figure III.3 montrent clairement que le courant $I_{pv}=f(V_{pv})$ et la puissance $P_{pv}=f(V_{pv})$ varient proportionnellement avec la variation de l'éclairement lorsque la température est constante par contre les variations de la tension restent minimales et limitées. En conclusion d'après l'allure des courbes que le courant du module est suffisamment stable pour un éclairement donné et que la puissance atteint son maximum au voisinage de la tension de fonctionnement.

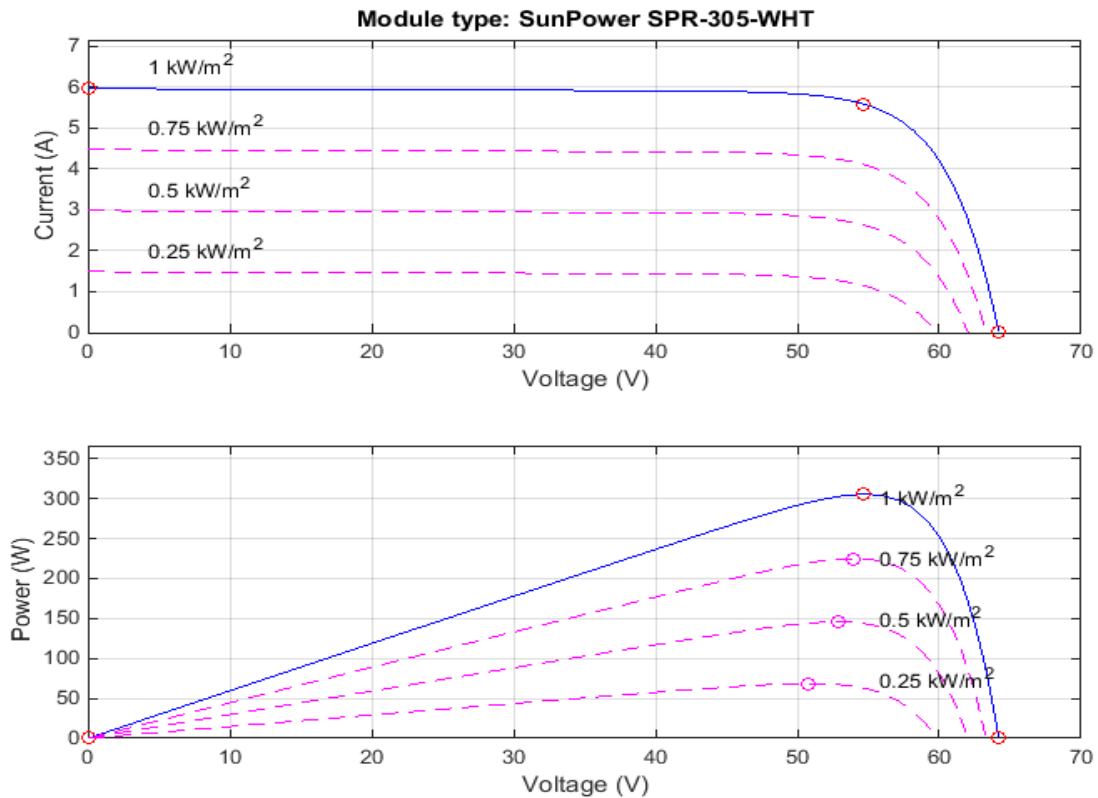


Figure III.3. Caractéristiques $I_{pv}=f(V_{pv})$ et $P_{pv}=f(V_{pv})$ d'un module photovoltaïque

III.3.2.2. Simulation du générateur (GPV) à éclairement et température variable

La modélisation d'un (GPV), qui contient des modules connectés en série et en parallèle, sera basée sur les caractéristiques d'un module, en considérant le même ensoleillement et la même température pour tous les modules. Afin de constater l'influence des conditions externes, de l'éclairement et de la température (G, T_a) sur les caractéristiques $I_{pv}=f(V_{pv})$ et $P_{pv}=f(V_{pv})$, nous avons procédé comme suit:

- Pour visualiser l'influence de l'éclairement, on fixe la température ambiante ($T_a = 25^\circ\text{C}$) et on fait varier l'éclairement dans une gamme suffisante.
- Pour un éclairement constant ($G=1000\text{W/m}^2$), nous ferons varier la température afin de voir l'influence de celle-ci par rapport aux caractéristiques du générateur PV.

a- L'influence de l'éclairement sur les caractéristiques $I_{pv}=f(V_{pv})$ et $P_{pv}=f(V_{pv})$

On suppose que les cellules fonctionnent toujours dans une température ambiante constante ($T_c = 25^\circ\text{C}$). Alors, les caractéristiques électriques du panneau photovoltaïque ne dépendent que de l'ensoleillement. Les courbes $I_{pv} = f(V_{pv})$ et $P_{pv} = f(V_{pv})$ du module photovoltaïque utilisé pour différentes valeurs d'ensoleillement G à une température constante $T_a = 25^\circ\text{C}$ sont données par la figure III.4.

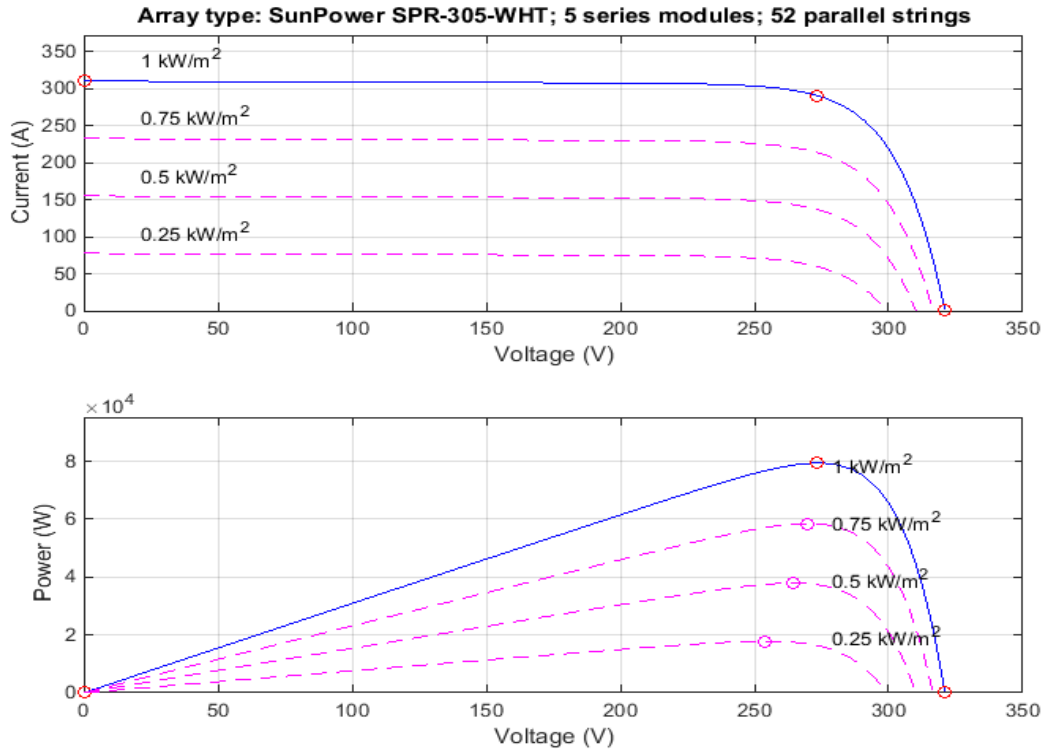


Figure III.4 : Les caractéristiques ($I_{pv} = f(V_{pv})$ et $P_{pv} = f(V_{pv})$) d'un générateur photovoltaïque

En faisant varier l'éclairement (G) de 250 à 1000W/m^2 , avec un pas de 250, on remarque que l'augmentation de l'éclairement est directement proportionnelle à l'intensité du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement, car le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement alors que la tension de circuit ouvert est une fonction logarithmique. Pour la caractéristique $P_{pv} = f(V_{pv})$ on remarque que, l'éclairement influe proportionnellement sur la puissance maximale. Les courbes de figure III.4 présentent les mêmes évolutions que les courbes du module lors de changement de l'éclairement ce qui donne un bon indice de fonctionnement du générateur.

b- L'influence de la température sur les caractéristiques $I_{pv} = f(V_{pv})$ et $P_{pv} = f(V_{pv})$

En faisant varier la température ambiante (T_a) entre (0°C et 75°C) avec un pas de 25°C , l'influence de celle-ci sur les caractéristiques est donné par la figure (III.5), avec un éclairement ($G=1000\text{W/m}^2$). On constate que l'effet de l'augmentation de la température influe négativement sur la tension. Il fait diminuer la tension du circuit ouvert du générateur PV, contrairement au courant de court-circuit qui dépend peu de la température puisque le courant augmente légèrement à mesure que la

température augmente, et il fait diminuer légèrement la puissance. Par conséquent la puissance maximale du générateur subit une diminution.

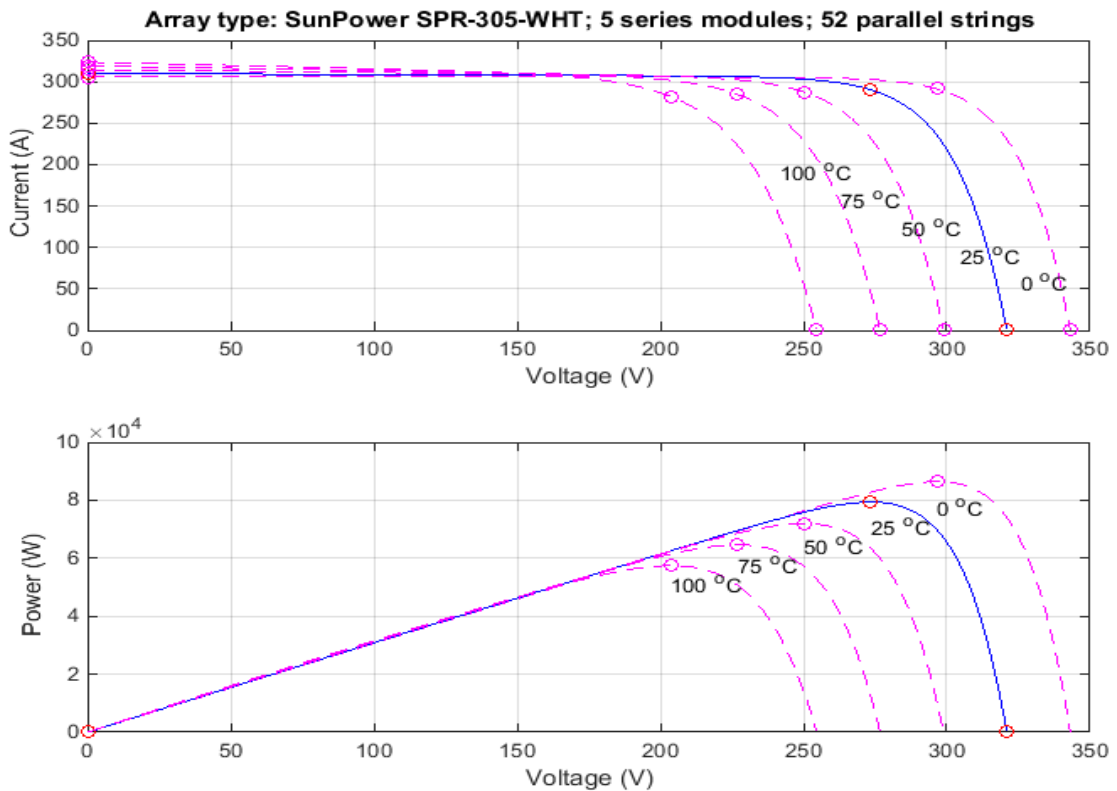


Figure III.5 : Les caractéristique $I_{pv}=f(V_{pv})$ et $P_{pv}=f(V_{pv})$ du générateur photovoltaïque

En résumé les résultats obtenues par le modèle choisi indique une bonne concordance avec ceux obtenus dans la littérature et reflète bien le comportement physique du générateur photovoltaïque vis-à-vis aux variations de la température et de l'éclairement ce qui valide le modèle conçu.

III.4. Convertisseurs

III.4.1. Convertisseurs DC/DC

Pour la conversion de la puissance, il est essentiel que le rendement soit maintenu élevé pour éviter la dissipation de la puissance et pour éviter les échauffements excessifs dans les composants électroniques. Pour cette raison toute la conversion de la puissance échangée doit être réalisée autour des composants de stockage d'énergie du convertisseur (inductance et condensateurs) et les commutateurs. Les commutateurs de puissance utilisés dépendent du niveau de la puissance à convertir. Les transistors à effet de champ d'oxyde de métal (MOSFETS) sont habituellement utilisés à la puissance relativement basse (quelques kW) et les transistors bipolaires à gâchette isolée (IGBTs) à des puissances plus élevées. Les thyristors ont été généralement utilisés et acceptés dans les plus hauts niveaux de puissance. Le principe du hacheur consiste à établir puis interrompre périodiquement la liaison source- charge à l'aide de l'interrupteur électronique. Celui ci doit pouvoir être fermé ou ouvert à volonté afin d'avoir une tension de sortie continue réglable. Les convertisseurs DC-DC (ou hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source DC variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante.

III.4.2. Modélisation et simulation du hacheur survolteur (Boost)

III.4.2.1. Modélisation du hacheur survolteur

Le convertisseur Boost est connu par le nom d'élevateur de tension. Le schéma de la figure(III.6), représente le circuit électrique du Boost. Cette structure est composée principalement d'une inductance L , deux interrupteurs électroniques $K2$ (transistor) et $k1$ (diode) et un condensateur C .

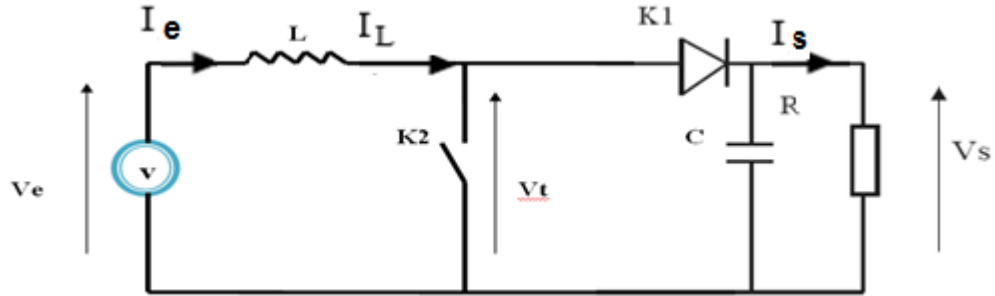


Figure III.6 : Circuit électrique équivalent du convertisseur (Boost)

Dans l'étude qui suit, nous ferons les hypothèses suivantes :

- La tension d'alimentation $V_e = V_{PV}$ est continue et constante.
- La valeur du condensateur C est suffisamment grande afin de pouvoir considérer la tension de sortie V_s comme continue.
- Les composants sont idéaux.

Dans cette partie, nous considérons qu'un dispositif MPPT est intégré à la commande du hacheur et permet de maintenir la tension des panneaux PV à la tension V_{mpp} (tension au point de puissance maximale). Dans les paragraphes suivants, nous décrivons le fonctionnement du hacheur boost.

Le schéma de principe d'hacheur boost est donné par la figure III.6. En mode de conduction continue, quand l'interrupteur k_2 est ferme, la diode D ne doit faire passer aucun courant, V_e est alors appliqué à travers l'inductance L . Lorsque k_2 s'ouvre, le courant s'accumule dans l'inducteur passe par D en direction de la charge R , entraînant ainsi une tension de sortie V_s supérieure à la tension d'entrée.

La durée de conduction T_{ON} est comprise entre 0 et T donc, le rapport cyclique (d) est compris entre 0 et 1. On peut exprimer la durée de conduction et de blocage de l'interrupteur k_2 en fonction de d et T :

- Durée de conduction : $T_{ON} = d . T$
- Durée de blocage : $T_{OFF} = (1 - d) . T$

Les équations électriques du hacheur boost s'écrivent :

$$L \frac{dI_L}{dt} = V_e - (1 - d)V_s \quad (III.7)$$

$$C \frac{dV_s}{dt} = (1 - d)I_L - \frac{V_s}{R} \quad (III.8)$$

En valeurs moyennes, la tension de sortie est fonction de la tension d'entrée et du rapport cyclique d . Son expression est donnée par l'équation (III.9). La régulation de la tension de sortie se fait alors en contrôlant le rapport cyclique d .

$$V_s = \frac{V_e}{1-d} \quad (III.9)$$

$$\begin{cases} I_L = I_e \\ I_s = (1 - d)I_L \\ V_e = (1 - d)V_s \end{cases} \quad (\text{III.10})$$

Alors, les grandeurs électriques de sorties (V_s et I_s) dans le convertisseur survolteur sont liées à celles d'entrées (V_{pv} et I_{pv}) en fonction du rapport cyclique d du signal qui commande l'interrupteur du convertisseur (Figure(III.6)) par le système d'équations:

$$\begin{cases} V_s = \frac{V_e}{1-d} = \frac{V_{pv}}{1-d} \\ I_s = (1 - d)I_e = (1 - d)I_{pv} \end{cases} \quad (\text{III.11})$$

A partir du système d'équations (III.11), on peut déduire la résistance à la sortie du panneau PV (R_{pv}) en fonction de d et R_s (résistance de charge)

$$R_{pv} = \frac{V_{pv}}{I_{pv}} = \frac{(1-d)V_s}{I_s/(1-d)} = R_s (1-d)^2 \quad (\text{III.12})$$

Alors, le rapport cyclique d s'écrit en fonction des résistances R_{pv} et R_s :

$$\frac{R_{pv}}{R_s} = (1-d)^2 \Rightarrow d = 1 - \sqrt{\frac{R_{pv}}{R_s}} \quad (\text{III.13})$$

Puisque le rapport d vérifie l'inégalité $0 < d < 1$, le convertisseur ne joue le rôle d'un élévateur que si la charge R_s remplit la condition suivante :

$$R_s > R_{pv} \quad (\text{III.14})$$

Dans les conditions optimales et pour une charge R_s donnée, la résistance interne du panneau ($R_{pv} = R_{opt}$) et le rapport cyclique ($d = d_{opt}$) obéissent donc à l'équation suivante:

$$R_{opt} = (1-d)^2 R_s \quad (\text{III.15})$$

La relation (III.15) montre que, pour une puissance incidente P , la puissance optimale transférée à la charge ne pourrait être maximale que pour un rapport cyclique bien défini (d_{opt}) (point PPM).

III.5. Poursuite du PPM pour un panneau photovoltaïque

III.5.1. Définition du MPPT

L'exploitation de l'énergie solaire présente un potentiel énorme. C'est dans cette optique que sont conçus les panneaux photovoltaïques. Le fonctionnement d'un panneau photovoltaïque dépend fortement des conditions atmosphériques (température ambiante, ensoleillement) et des caractéristiques de la charge connectée. En effet, pour une charge, avec sa résistance interne, l'adaptation optimale ne se produit qu'à un point de fonctionnement, appelé point de puissance maximale (PPM). Ainsi, quand une connexion directe est réalisée entre la source et la charge, la sortie du panneau photovoltaïque est rarement maximale et le point de fonctionnement n'est pas optimal, donc il faut bien choisir la tension d'utilisation de batterie pour être le plus proche de la tension du point maximum de la puissance (V_{ppm}), de même pour une source de courant, comme le montre la figure III.7 [81].

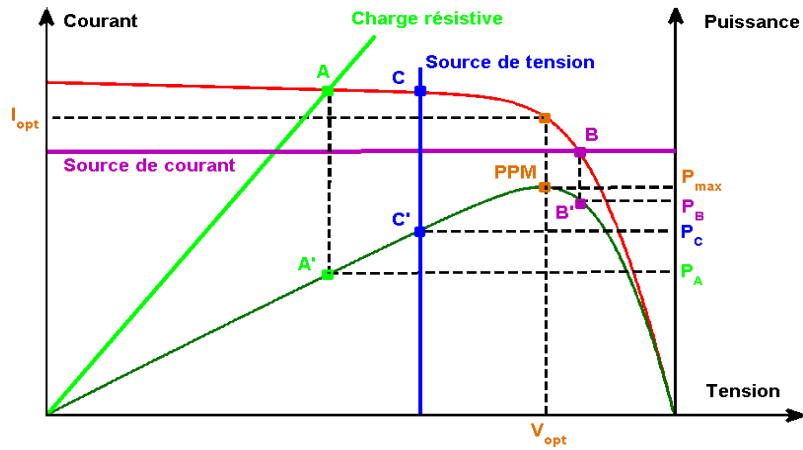


Figure III.7 : Poursuite du PPM pour un panneau photovoltaïque

Alors, quand ces conditions changent (la variation température ambiante, ensoleillement peut être rapide), on va fonctionner loin du point de puissance maximale. Pour surmonter ce problème et augmenter le rendement énergétique du système, un convertisseur DC-DC est intercalé entre le générateur photovoltaïque et la charge. Le maintien de ce point de fonctionnement au point de puissance maximale est assuré par le contrôle continu du rapport cyclique de ce convertisseur de puissance[80] et [83].

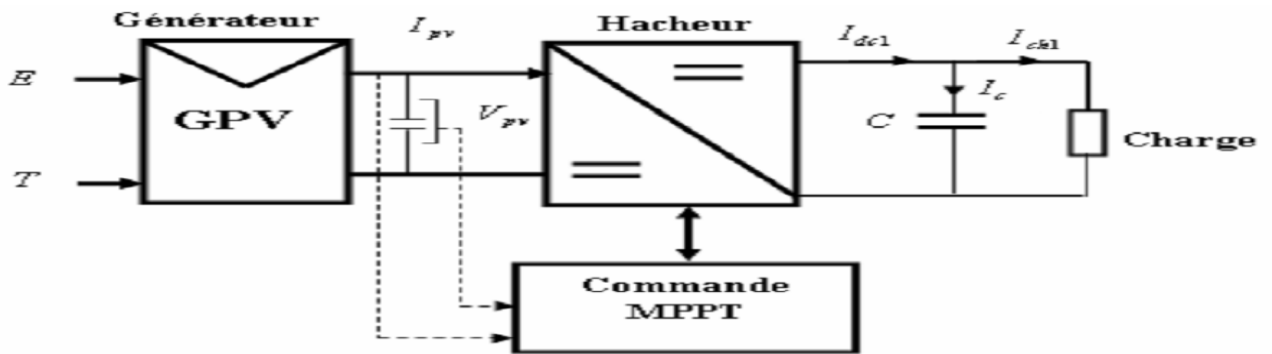


Figure III.8 : Chaîne de conversion d'énergie solaire comprenant une commande MPPT.

III.5.2. Principe de MPPT d'un panneau photovoltaïque

La réaction de la tension du panneau selon le changement du rapport cyclique peut prendre deux variantes : une augmentation du rapport cyclique implique une diminution de la tension du panneau et inversement, une diminution du rapport cyclique augmente la tension du panneau.

La poursuite du point de puissance maximale (MPPT) est basée sur ce principe, elle force le panneau à fonctionner au PPM en variant le rapport cyclique du convertisseur selon les variations de la charge ou des conditions atmosphériques, ainsi la puissance délivrée est toujours à la valeur maximale [78]. Actuellement il existe plusieurs solutions MPPT disponibles.

III.5.3. Différents types de la commande MPPT

Les différents types d'algorithmes effectuant la recherche du PPM publiés [96] et [71] sont classés selon leur principe de fonctionnement en deux principales catégories, les méthodes indirectes et les méthodes directes.

a- Méthodes indirectes

Dans cette catégorie le PPM est estimé à partir de la courbe de puissance du générateur photovoltaïque, elles sont basées sur la connaissance de la caractéristique non linéaire de ce dernier qui n'est pas disponible avec précision. Parmi ces méthodes, on peut citer :

- La méthode d'ajustement de courbe ;
- La méthode « look-up table » ;
- La méthode de la tension de circuit ouvert du générateur ;
- La méthode de court circuit.

Elles ont besoin aussi de mesurer et de comparer plusieurs grandeurs comme l'ensoleillement, la température ambiante et la tension. Leurs algorithmes nécessitent une grande capacité de mémoire pour le stockage des données et il faut mettre à jour des données pour chaque panneau [78] et [89].

b- Méthodes directes

Dans ces méthodes le réglage du PPM est obtenu à partir de la mesure de la puissance instantanée du générateur photovoltaïque. Elles n'ont pas besoin de connaître des grandeurs préalables, la détermination de leur point de fonctionnement est indépendant des conditions climatiques [80] et [89]. Parmi ces méthodes, on peut citer :

- La méthode nommée "algorithme d'incrément de conductance", qui se base sur la dérivée de la conductance du générateur ($dG = \frac{dI}{dV}$) pour connaître la position relative du PPM et enfin pour appliquer une action de contrôle adéquate au suivi de ce PPM [89] et [90].
- La méthode de la capacité parasite [97], qui est basé sur l'effet de la capacité parasite de la cellule photovoltaïque.
- La méthode perturbe et observe son principe consiste à perturber une tension de sortie du GPV d'une faible amplitude au voisinage de sa valeur initiale et observer le comportement de la puissance.

III.5.4. Principe de la méthode P&O

D'après les recherches scientifiques, la méthode Perturbe & Observe (P&O) est la plus adaptée dans le domaine du photovoltaïque [71], [75] et [88]. Son principe tel que son nom l'indique consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude au voisinage de sa valeur initiale et observer le comportement de la puissance P_{pv} . Ainsi, comme l'illustre la figure III.9, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre une augmentation de la puissance P_{pv} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM, donc on devrait continuer dans la même direction pour atteindre le PPM. Si au contraire, cela implique que le système a déjà dépassé le MPP, donc la perturbation devrait être inversée. Un raisonnement similaire peut être effectuée lorsque la tension décroît. Il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande adapté. Le premier inconvénient de cette méthode est que l'on impose toujours une oscillation autour du PPM. En effet, cette oscillation est nécessaire pour connaître les variations de la puissance de sortie du générateur et ainsi réajuster le rapport cyclique du convertisseur en faisant en

sorte que le point de fonctionnement oscille le plus près possible du PPM, même si les conditions de fonctionnement sont inchangées.

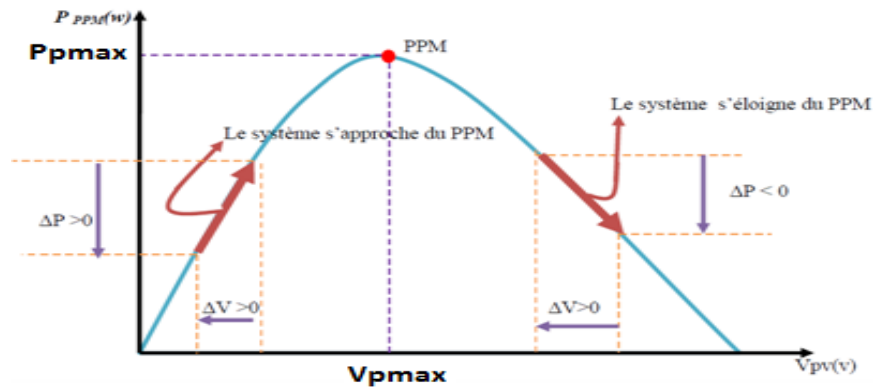


Figure III.9 : principe de la méthode P&O [34]

La puissance du PV doit être déterminée à chaque instant dans ce type de commande. La P&O est aujourd'hui largement utilisée de part sa facilité d'implémentation. Il est connu que ce type de commande permet d'obtenir un rendement plus important durant une journée relativement ensoleillée, où le PPM évolue lentement et proportionnellement avec le soleil. Par contre, pour une journée avec de forts et fréquents changements d'irradiations, cette commande présente beaucoup plus de pertes, en raison du temps de réponse de la commande pour atteindre le nouveau PPM [34] et [74].

De plus, cette méthode peut échouer sous l'évolution rapide des conditions atmosphérique comme illustré dans la figure III.10. A partir d'un point de fonctionnement A, si l'ensoleillement reste constant, une perturbation dV dans la tension V va amener le point de fonctionnement à B et elle sera annulée en raison d'une diminution de puissance.

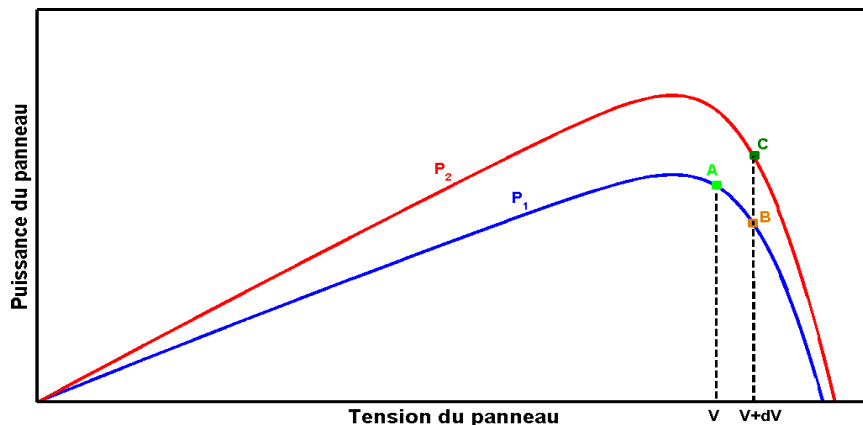


Figure III.10 : Fonctionnement de la méthode P&O sous l'évolution rapide de l'ensoleillement

Toutefois, si l'ensoleillement augmente, la courbe de puissance change de P_1 à P_2 au sein d'une période d'échantillonnage, le point de fonctionnement se déplacera de A à C. Cela représente une augmentation de la puissance et la perturbation est maintenue dans la même direction. En conséquence, le point de fonctionnement est loin du PPM et restera de plus en plus loin si l'ensoleillement augmente régulièrement.

D'après les recherches scientifiques publiées, cette méthode a connu un déploiement très important au niveau de la qualité de fonctionnement (optimisation et précision) lors de changements rapides de l'ensoleillement. Dans ce contexte d'autres algorithmes ont été développés pour rapprocher

le point de fonctionnement le plus près possible du PPM [92] et [91]. La figure III.11, représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT du type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension.

Telle que :

Si $\Delta P = P_{pv_n} - P_{pv_{n-1}} < 0$ et si $\Delta V = V_{pv_n} - V_{pv_{n-1}} < 0$, on augmente V_{pv_n} ; Si $\Delta V > 0$, on diminue V_{pv_n} .
 Si $\Delta P > 0$ et si $\Delta V < 0$, on diminue V_{pv_n} ; si $\Delta V_{ref} > 0$, on augmente V_{pv_n} .

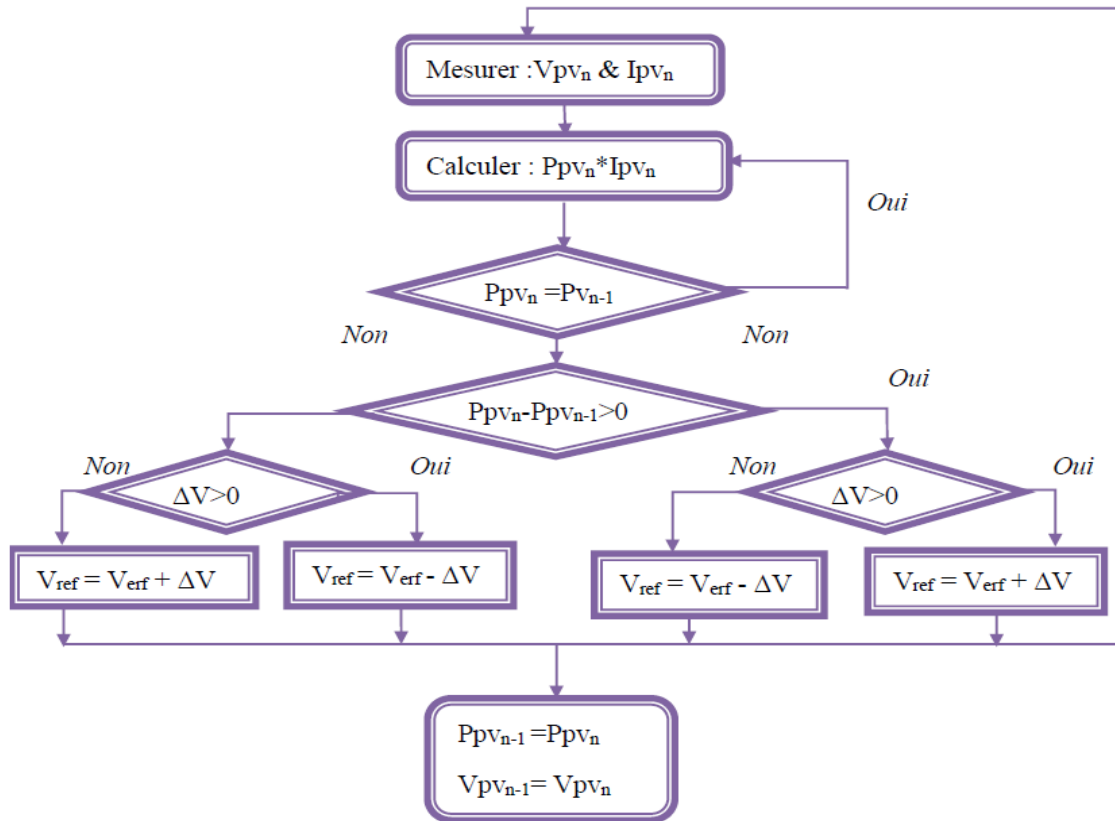


Figure III.11 Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation (P & O)

III.6. Le contrôleur flou

Pour la commande de système non-linéaire, on ne dispose pas de solution universelle pour la conception de ses contrôleurs. L'analyse et la commande de ces systèmes ne sont pas des tâches faciles. La plupart des travaux dans la littérature proposent des approches qui sont limitées à des formes bien particulières des systèmes. De plus, les performances dépendent de la complexité du schéma de commande et du développement théorique utilisé. Parmi les systèmes non-linéaires, les systèmes de conversion d'énergie représentent une classe très complexe. Plusieurs approches ont été développées par la recherche scientifique pour commander et gérer ces systèmes. Les commandes classiques du type PI, PID sont les plus utilisées au plan industriel pour leur simplicité et leur faible coût [72], mais ces stratégies de commande nécessitent la connaissance complète ou partielle du modèle et ne permettent pas de maintenir de bonnes performances que dans le cas où les paramètres du système sont fixés et on travaille autour de certains points de fonctionnement. Si des paramètres changent, il faut recalculer les coefficients PI pour que le contrôleur fonctionne bien. Pour résoudre ce problème, d'autres lois de commandes peuvent être utilisées

pour avoir de meilleures performances, comme les modes glissants [73], la commande non linéaire par retour d'état statique ou dynamique [79], la commande multi-modèles ou encore la commande LQ. Cependant, les commandes basées sur l'expertise humaine peuvent être une alternative. Elles présentent l'avantage de tolérer l'incertitude du modèle et compensent son effet. Ainsi, en 1965 le professeur Lotfi A.Zadeh de l'Université de Californie de Berkeley a établie les bases théoriques de la logique floue [82] et [85]. Or A cette époque, la théorie de la logique floue n'a pas été prise au sérieux. Initialement, cette théorie a été appliquée dans des domaines non techniques, comme le commerce, la jurisprudence ou la médecine, dans le but de compléter les systèmes experts, et afin de leur donner l'aptitude de prise de décision. Quoiqu'en 1975, les premières applications au niveau des systèmes de réglage ont été effectuées [45]. A partir de 1985, les japonais ont commencé à utiliser la logique floue dans des produits industriels pour résoudre les problèmes de réglage et de commande. Quoique, après cette date, en Europe, une intense activité de recherche a été amorcée afin d'introduire le principe de réglage par la logique floue. L'un des principaux intérêts de l'utilisation de la logique floue consiste à pouvoir faire passer, simplement par l'intermédiaire de règles linguistiques, l'expertise que l'on peut avoir du processus vers le contrôleur. Il est ainsi possible de transformer le savoir de l'expert en règles simples que le contrôleur peut mettre en œuvre. Une facilité d'implantation des solutions pour des problèmes complexes est alors associée à une robustesse vis-à-vis des incertitudes et la possibilité d'intégration du savoir de l'expert. L'utilisation d'un contrôleur flou n'est envisageable que s'il existe un savoir-faire humain qui peut être exprimé sous formes de règles floues. Les règles floues sont donc inutiles si l'on ne connaît pas parfaitement le fonctionnement du système que l'on veut commander ou si l'on est incapable de le piloter manuellement [83].

Le système étudié dans ce travail se compose d'éléments non-linéaires qui ont besoin d'une modélisation complexes et lourdes (panneaux photovoltaïques, système électronique de puissance ; batterie ; climat des Hangars...). Pourtant, la plupart des approches de commande non linéaires exige la disponibilité d'un modèle mathématique du système. Les performances assurées seront directement liées à l'exactitude du modèle utilisé. C'est pourquoi nous avons choisi d'utiliser un contrôleur flou pour le contrôle du PPM la régulation de la gestion de batterie ainsi que la commande du climat des bâtiments d'élevage . Ce choix est motivé par le fait que la logique floue permet d'exploiter les connaissances linguistiques, émanant de l'expert humain, décrivant le comportement du système ou la stratégie de commande pour assurer de meilleures performances et d'avoir de la flexibilité lors de la conception du contrôleur.

III.6.1. Contrôleur flou proposé pour la poursuite de PPM

III.6.1.1 Méthode de contrôle proposée

D'après le paragraphe précédent III.4.1.3 , on reconnaît que la méthode Perturbe & Observe est largement utilisée en raison de sa structure simple et le fait qu'elle nécessite moins de paramètres mesurés, mais leur vitesse de convergence est variable. De plus, le système va osciller en permanence autour du PPM. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur du

pas d'incrément. Cependant, une faible valeur d'incrément ralentit la recherche du PPM, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité. En outre, il s'agit d'une méthode inadaptée à l'évolution rapide des conditions atmosphériques. Cet algorithme peut avoir des erreurs d'interprétation au niveau de la direction à suivre pour atteindre le PPM lorsque des variations brusques au niveau des conditions climatiques ou/et de charge apparaissent.

On sait aussi que les contrôleurs MPPT flous sont bien adaptés à ce type de problème et se sont bien comportés dans diverses conditions atmosphériques. Ils convergent rapidement, bien que pouvant travailler avec des entrées imprécises, et ne nécessitent pas un modèle mathématique connu parfaitement [98]. De plus, la commande floue est connue pour sa robustesse et sa nature adaptative, ce qui lui donne des grandes performances dans la variation des paramètres du système et des perturbations. Donc, notre concept est de combiner la méthode P&O dans un contrôleur flou en prenant en compte le sens de variation des perturbations. Comme a été montré sur la figure III.9, nous pouvons déduire que si une augmentation positive de la tension V crée un accroissement de la puissance P , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM ($\frac{dP}{dV} > 0$). De plus, si sa dérivé $\frac{d^2P}{dV^2} < 0$, c'est-à-dire on approche vers le PPM, alors on continue dans cette direction. Si $\frac{d^2P}{dV^2} > 0$, on est parti loin du PPM, alors il faut augmenter la tension V pour atteindre le PPM.

Au contraire, si la puissance décroît lors d'une augmentation de la tension, cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à droite du PPM ($\frac{dP}{dV} < 0$).

Ainsi, si la variation $\frac{d^2P}{dV^2} > 0$, c'est-à-dire que l'on approche vers le PPM, alors on continue dans cette direction. Si $\frac{d^2P}{dV^2} < 0$, on est parti loin du PPM, alors il faut diminuer la tension V pour atteindre le PPM. Si on est proche du PPM ($\frac{dP}{dV} \approx 0$), on arrête la perturbation.

III.6.1.2. Choix des éléments du contrôleur flou

Pour mettre en œuvre cet algorithme dans un contrôleur flou, nous avons besoin de deux entrées $\left\{ \left(\frac{dP}{dV} \right) \text{ et } \left(\frac{d^2P}{dV^2} \right) \right\}$, la sortie est la variation du rapport cyclique Δd du convertisseur DC/DC. Cette valeur permet d'aboutir à la détermination de la valeur V_{MPPT} à chaque instant. La figure III.12, montre la configuration du contrôleur flou choisi avec ces trois phases.

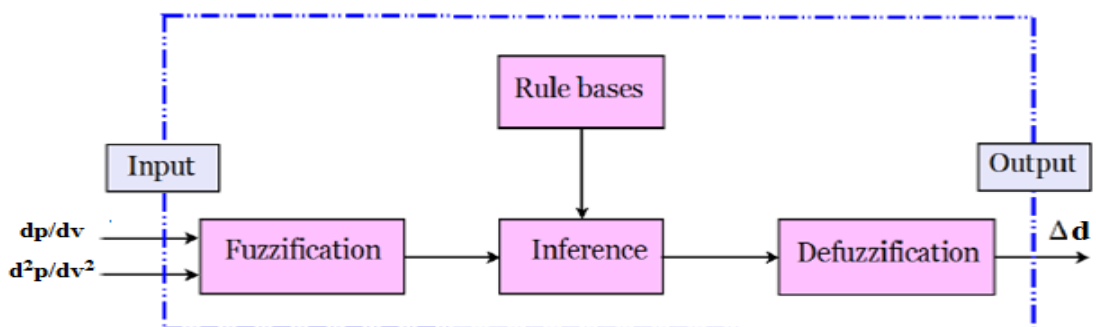


Figure III.12 : Contrôleur de la poursuite du PPM d'un panneau photovoltaïque [88]

- **Fuzzification**

La phase de fuzzification permet de passer du domaine réel au domaine flou. Elle consiste à déterminer le degré d'appartenance d'une variable d'entrée pour une fonction d'appartenance donnée. Le premier élément est le choix de la nature des fonctions d'appartenance en entrée. Afin de faciliter les réglages du contrôleur flou, nous utiliserons des formes triangulaires et trapézoïdales, ce qui permet de traiter très simplement des fonctions linéaires par morceaux en entrée. Les fonctions d'appartenance sont placées de telle manière qu'à tout moment il n'y ait que deux fonctions d'appartenances activées pour chaque entrée. Ce choix apporte plusieurs avantages. Tout d'abord, en limitant les interactions entre les paramètres, la commande est ainsi considérablement simplifiée. De plus, une action très localisée sur la surface de commande est ainsi rendue possible.

Enfin, en limitant le nombre de fonctions actives simultanément, le temps de calcul nécessaire au traitement flou sur le calculateur est également réduit, en vue de rendre possible une implantation sur microcontrôleur. Ayant choisi le type de fonction d'appartenance en entrée, il faut maintenant déterminer leur nombre, c'est-à-dire la couverture de l'univers du discours. Plus ce nombre sera important, plus le nombre de sous-ensembles flous sera conséquent, et plus la sensibilité de la commande floue augmentera. Cependant, une telle augmentation se traduit aussi par un nombre de paramètres à régler de plus en plus important, ce qui peut s'avérer problématique en termes de temps et difficulté de réglage. Nous fixons alors cinq fonctions d'appartenance, afin d'obtenir un bon compromis entre la sensibilité de la commande et la difficulté de réglage [88]. Alors, les ensembles de termes linguistiques utilisés sont : $\frac{dP}{dV}$ [Très Négatif, Négatif, Zéro, Positif, Très Positif]. & $\frac{d^2P}{dV^2}$ [Très Négatif, Négatif, Zéro, Positif, Très Positif].

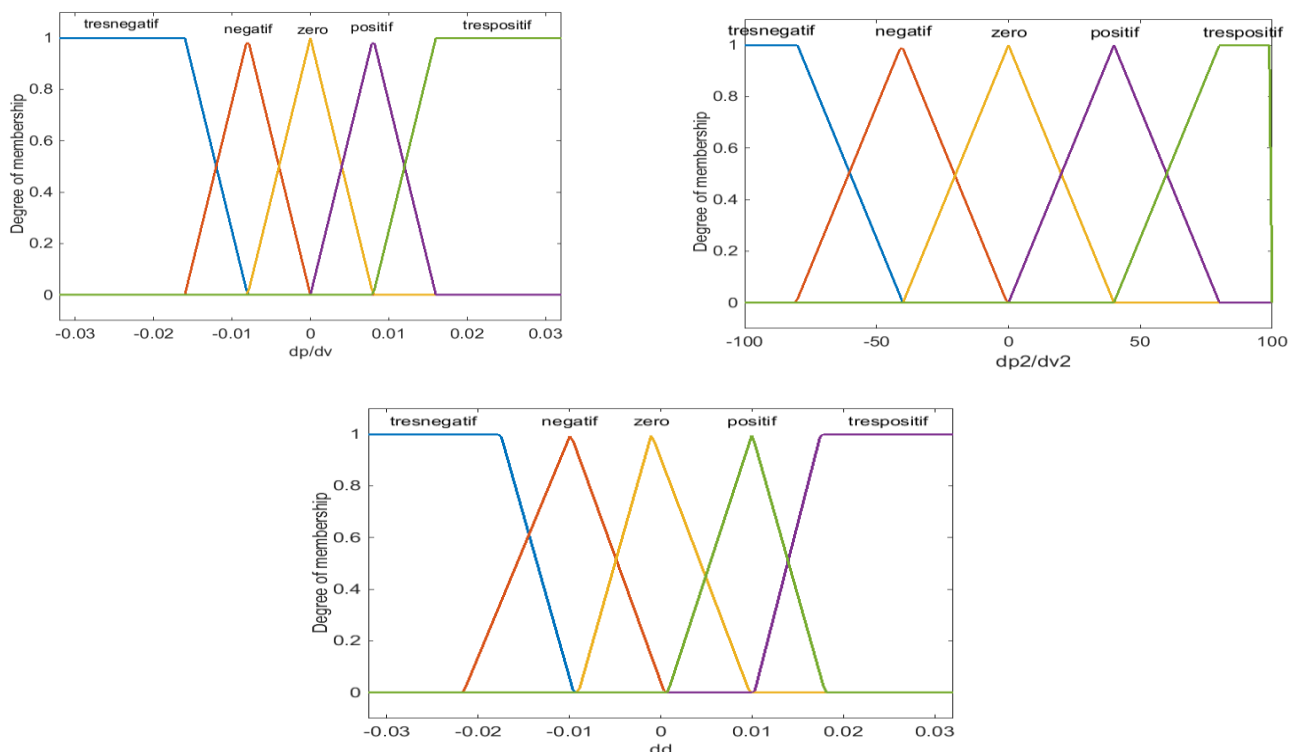


Figure III.13 : Fonction d'appartenance des entrées « $\frac{dP}{dV}$ », « $\frac{d^2P}{dV^2}$ » et « $dd=\Delta d$ »

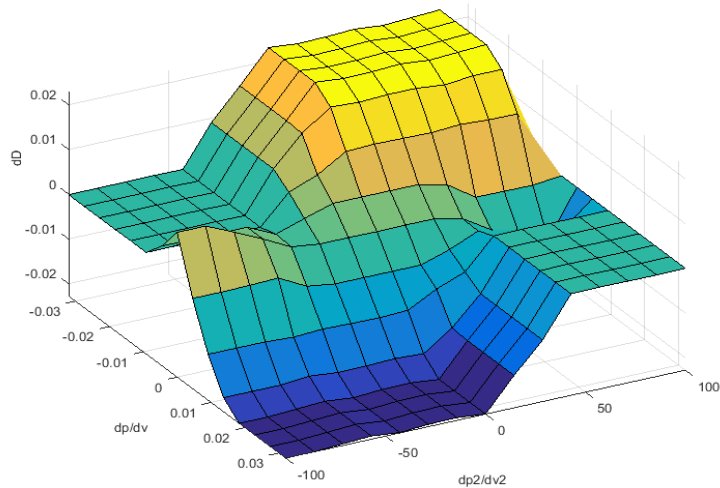


Figure III .14: Représentation tridimensionnelle de l'évolution du coefficient d'adaptation en fonction des entrées

La grandeur $\mu(x)$ définit le degré d'appartenance au sous-ensemble flou considéré. Le degré d'appartenance représente le degré de vérité de la fonction d'appartenance. Afin de garantir une réponse du système identique pour les sollicitations positives et négatives, une symétrie par rapport à zéro est mise en place pour les fonctions d'appartenance, ce qui conduit à fixer la fonction d'appartenance centrale. De plus, afin de pouvoir agir sur l'ensemble l'univers du discours sélectionné par les gains de normalisation, les fonctions d'appartenance extrêmes sont fixées aux limites de l'intervalle $[-0.03, 0.03]$ pour $\frac{dP}{dV}$. Et $[-100, 100]$ pour $\frac{d^2P}{dV^2}$ comme le montre la figure III.13.

- **Moteur d'inférence**

Pour la mise en œuvre des règles, nous avons eu recours aux règles floues de type de Mandani. Par exemple si $\frac{dP}{dV}$ est « Très Positif » et $\frac{d^2P}{dV^2}$ est « Zéro », alors, $dd = \Delta d$ est Très Nég. La perception humaine de la commande du procédé est ainsi traduite, c'est-à-dire que lorsque le point de fonctionnement est éloigné à gauche du PPM ($\frac{dP}{dV} \gg 0$) et que ($\frac{d^2P}{dV^2} \approx 0$), Alors il faut diminuer le rapport cyclique (Δd) pour augmenter la tension en conséquent rediriger le point de fonctionnement vers le PPM.

Pour la sortie Δd nous utiliserons des formes triangulaires et trapézoïdales pour les fonctions d'appartenance leurs limite extrêmes sont fixées aux intervalle $[-0.03, 0.03]$ qui sont choisies après plusieurs essais, pour avoir non seulement un résultat stable mais aussi un temps de réponse convenable. Si on choisit un intervalle plus grande, on peut atteindre le PPM très vite mais on risque de dépasser le PPM, alors il y a des oscillations autour du PPM, et à l'inverse, si on choisit un intervalle trop petit, le temps de réponse de notre contrôleur est très grand, mais on peut atteindre le PPM plus facilement. Pour ce faire le tableau III.2, va être utilisé.

Δd		$\frac{d^2 P}{dV^2}$				
		Très Nég	Négatif	Zéro	Positif	Très Pos
dP/dV	Très Négatif	Zéro	Zéro	Très Pos	Très Pos	Très Pos
	Négatif	Zéro	Zéro	Positif	Positif	Positif
	Zéro	Positif	Zéro	Zéro	Zéro	Négatif
	Positif	Négatif	Négatif	Négatif	Zéro	Zéro
	Très Positif	Très Nég	Très Nég	Très Nég	Zéro	Zéro

Tableau III.2 : Matrice d'inférence

- **Défuzzification**

La troisième phase des calculs est l'opération de défuzzification qui permet de passer du domaine flou au domaine réel. La méthode la plus utilisée est celle de la détermination du centre de gravité de la fonction d'appartenance résultante $\mu_{RES}(x_R)$ qui estime l'incrément du rapport cyclique (Δd) qui est donné par la relation suivante:

$$\Delta d = \frac{\int_{-1}^1 x_R \mu_{RES}(x_R) dx_R}{\int_{-1}^1 \mu_{RES}(x_R) dx_R} \tag{III.16}$$

La figure III.14 montre l'évolution tridimensionnelle de la valeur de Δd en fonction de la variation des d'entrées. Une méthode d'inférence floue avec l'opération (**max-min**), consiste à utiliser l'opérateur **min** pour le **ET** et l'opérateur **max** pour le **OU** [86] et [87].

Après avoir obtenu la valeur de la sortie Δd au moment k nous calculons le nouveau rapport cyclique pour l'appliquer au convertisseur DC/DC :

$$d(k) = d(k-1) + \Delta d(k) \tag{III.17}$$

III.6.2. Simulation du hacheur survolteur (Boost) avec MPPT flou

On applique l'outil de simulation MATLAB/Simulink pour évaluer le système PV, comme le montre le schéma fonctionnel de la figure III.15. Deux méthodes de poursuite MPPT sont étudiées, la méthode de poursuite utilisant le contrôleur flou et la méthode (P & O). Le système est simulé avec un convertisseur DC/DC hacheurs Boost. L'opération a été faite sous les conditions STC stables et avec changement climatique, avec température constante et éclairnement variable pour un premier scénario et un deuxième scénario avec une température variable et un éclairnement constant. La figure III.15, illustre le schéma de commande flou et celui du contrôleur à base de la méthode P&O, dans le but de réaliser des comparaisons entre les deux méthodes de contrôle [77].

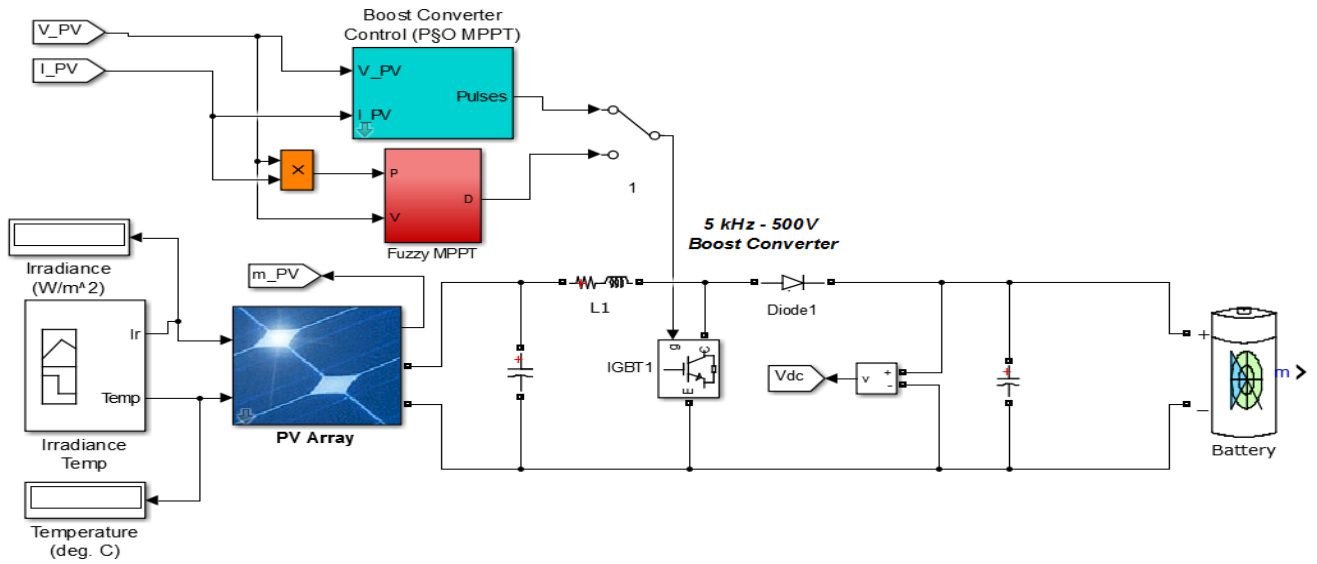


Figure III.15 : Schéma de simulation du générateur (GPV) et le hacheur (Boost) sous MATLAB-Simulink

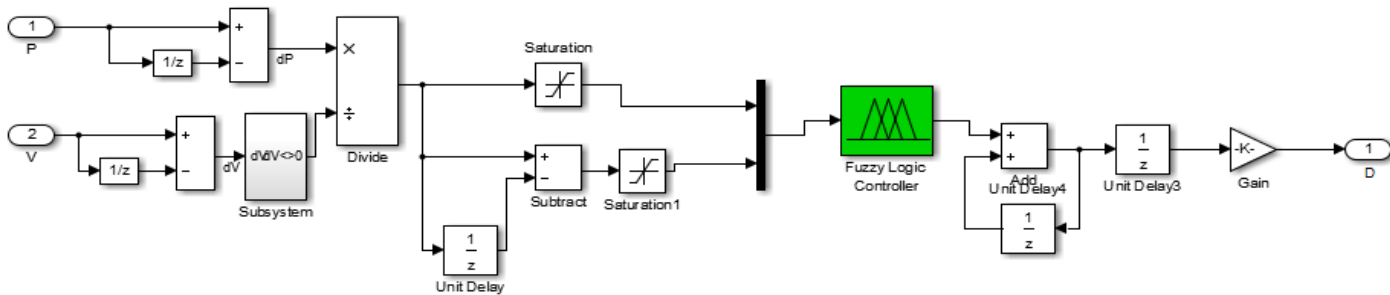
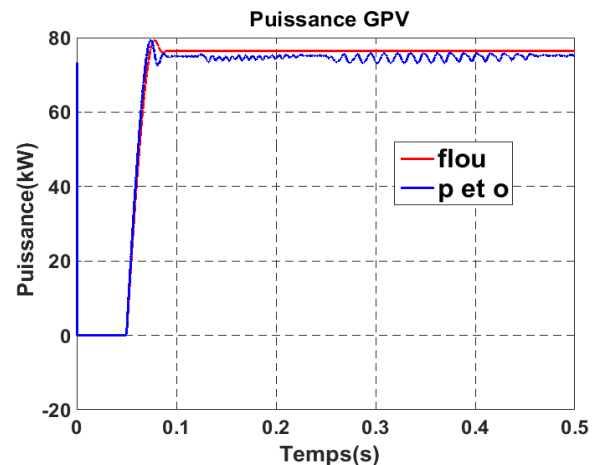
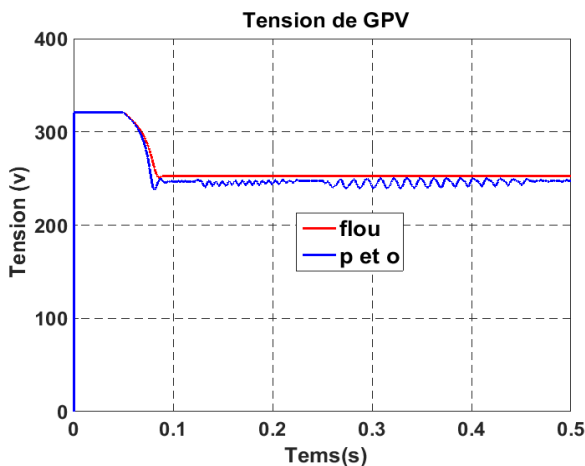


Figure III.16 : Schéma du contrôleur Flou

III.6.2.1. Fonctionnement sous des conditions constantes

Dans ce test la température et l'ensoleillement sont maintenus aux conditions STC. Le but de ces simulations est de tester la robustesse du contrôleur flou.

Premièrement, nous comparons, l'influence des deux contrôleurs P&O et flou sur la puissance de sortie et la tension du système PV, pour une température T fixée à 25 °C, et un éclairement G égal à 1000 W/m². Les résultats des simulations obtenues pour cet essai sont représentés par la Figure III.17.



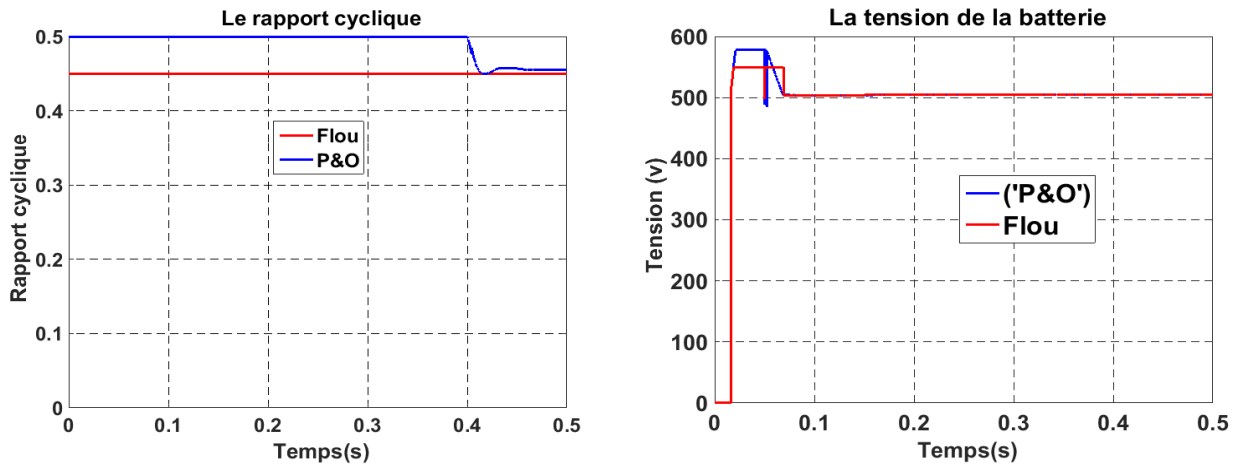


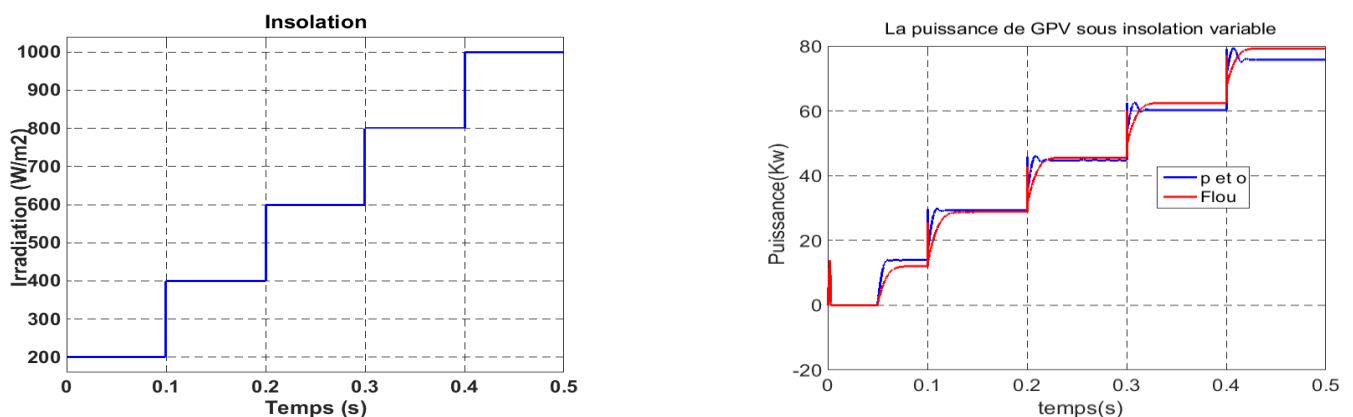
Figure III.17. Résultats de simulation du hacheur survolteur (Boost) avec MPPT flou comparé à P & O

Pour valider cette constatation, les résultats obtenus par les deux contrôleurs ont été comparés. Donc, des gains supplémentaires de puissance (GPV) et de tension de sortie sont obtenues, lors de l'utilisation du flou notamment au régime transitoire par apport à celle du conventionnel (P&O) et cela pour des conditions constants. Les résultats montrent bien l'efficacité du contrôleur flou choisi. Les temps de réponse des régimes transitoires sont très acceptables.

III.6.2.2. Fonctionnement sous des conditions variables

- **Éclairement variable et température constante**

Pour valider notre algorithme, nous avons testé notre contrôleur pour diverses valeurs d'insolation sous forme d'escalier avec des fronts montants de durées assez courtes. Lorsque l'ensoleillement change rapidement de 200W/m^2 à 1000W/m^2 avec un pas de 200W/m^2 , la puissance du GPV augmente proportionnellement avec l'augmentation de l'éclairement cependant, la puissance extraite par le contrôleur flou est plus importante que celle extraite par le contrôleur P&O comme le montre la figure III.18, concernant la tension quant les échelons d'ensoleillement augmentent cette dernière augmente aussi, mais le contrôleur la diminue pour extraire la puissance maximale. Ainsi les variations de tension sont rapidement stabilisées par contre le P&O passe par plusieurs oscillations pour se stabiliser. Nous constatons que la tension de la batterie reste constante par rapport au changement de l'ensoleillement et les deux contrôleurs auront le même impact.



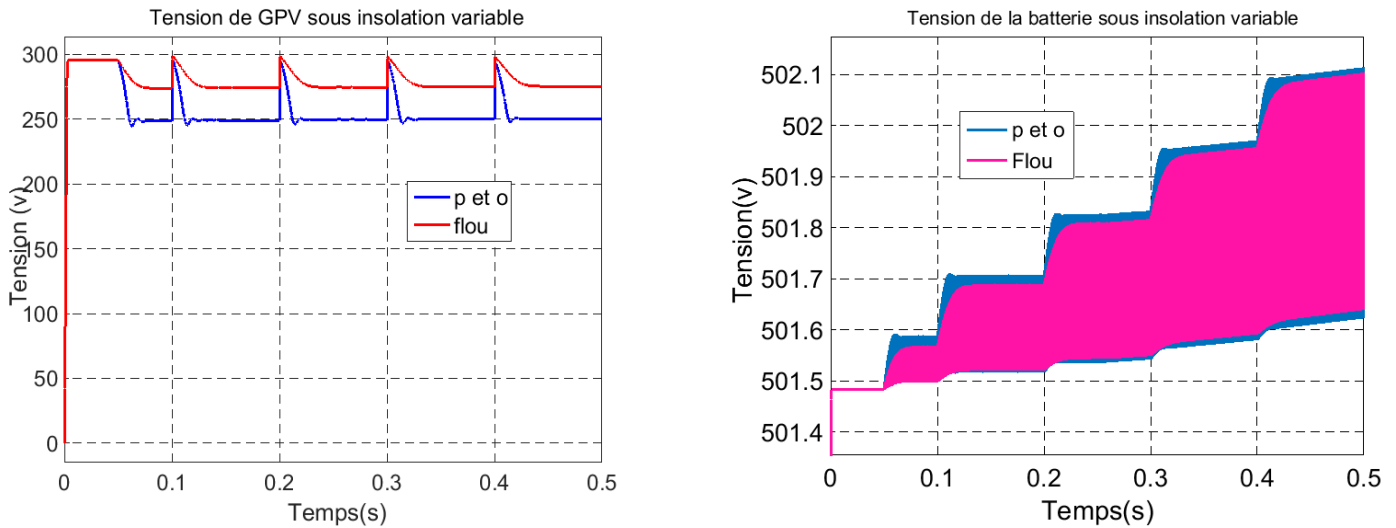
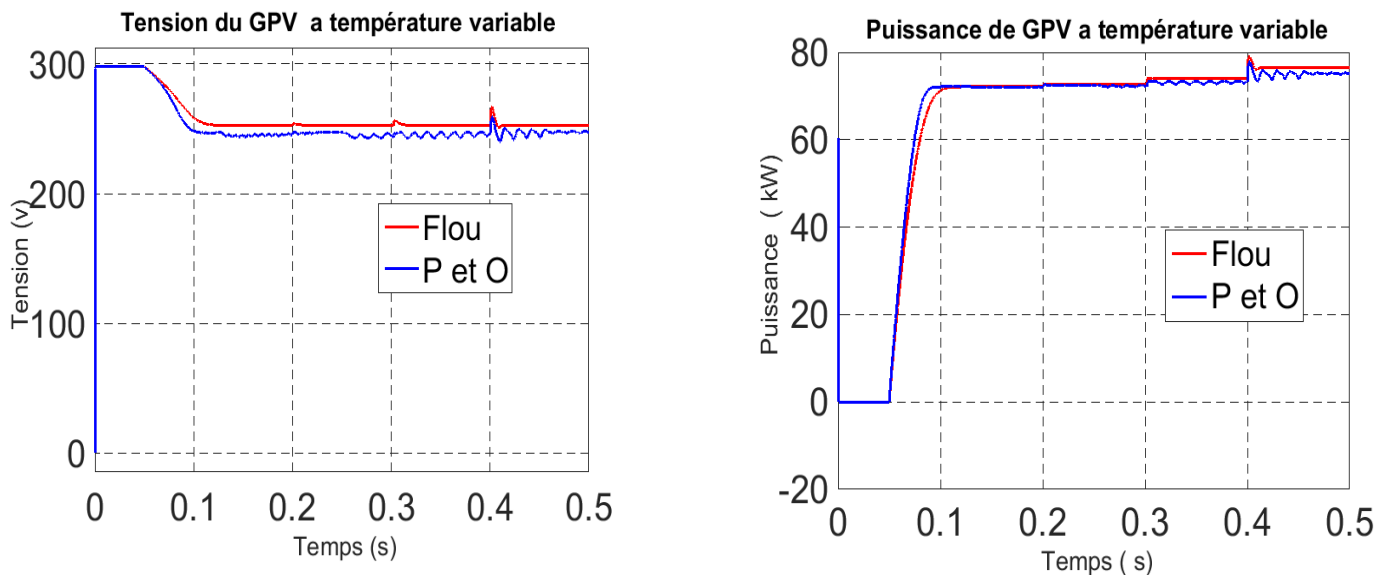


Figure III. 18: Résultats de simulation du (Boost) avec MPPT flou pour différentes valeurs d'insolation

- **Température variable et éclairage constant**

Ensuite, nous avons recommencé le même test avec une irradiation G fixée à 1000 W/m^2 tout en faisant varier rapidement la température T sous forme d'escalier avec des fronts descendants de durées assez courtes. Notant, que l'influence de la température sur la puissance et la tension du GPV est faible en comparant avec la variation de l'éclairage, cependant, le contrôleur flou reste toujours le plus efficace pour minimiser les oscillations et maintenir la stabilité de l'amplitude du signal comparé au contrôleur P&O comme le montre la figure III.19. Néanmoins, pour la tension de la batterie et le rapport cyclique les deux contrôleurs ne présentent aucune dissimilitude dans leurs objectifs.



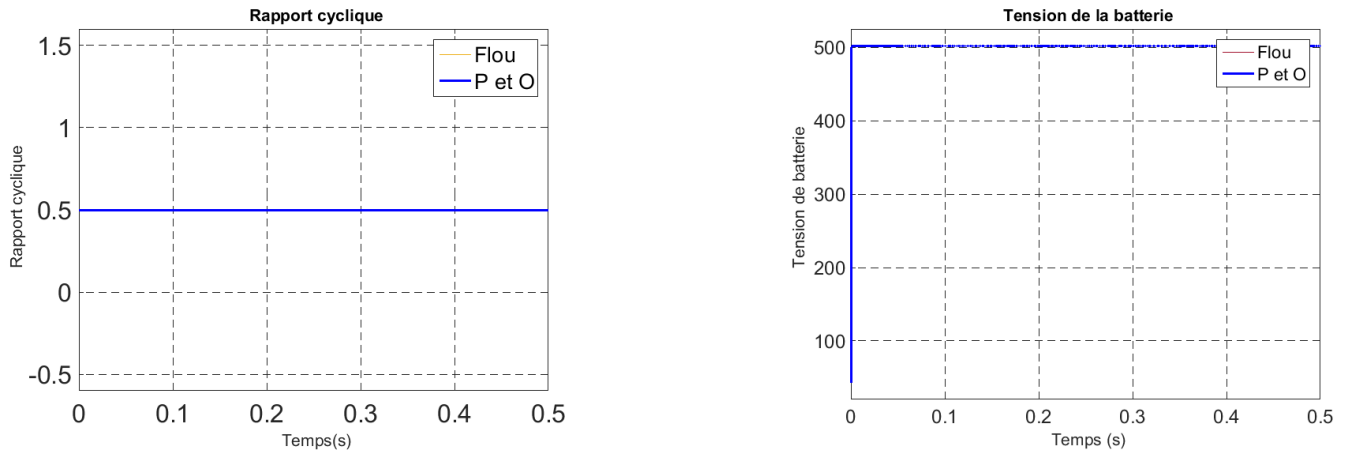


Figure III. 19: Résultats de simulation du (Boost) avec MPPT flou pour différentes valeurs de température

III.6.3. Interprétation des résultats de simulation du hacheur survolteur (Boost) avec MPPT

Pour les conditions STC, les résultats obtenus ont été comparés, le contrôleur flou présente un gain supplémentaire de puissance (GPV) et une stabilité dynamique par rapport au contrôleur conventionnel (P&O) comme le présente les graphes de simulation de la figure.III.17. Donc ce premier test nous donne un bon indice d'efficacité et de performance du contrôleur MPPT flou choisi. Quoique, les temps de réponse des régimes transitoires sont très acceptables pour les deux contrôleurs.

Pour le fonctionnement sous des conditions variables, les remarques et interprétations ci-dessous, concernant le comportement du système PV vis-à-vis des deux contrôleurs MPPT types P&O et flou sont illustrés par les figures III.18 et III.19. Alors, pour ces deux contrôleurs, nous remarquons l'effet de l'augmentation de la puissance produite par le système PV, causée par une augmentation de l'éclairement G si la température est fixe, ou encore causé par une diminution de la température T si l'éclairement est fixe ; mais pour les deux variations la tension reste presque constante avec des perturbations lors des changements de ces paramètres climatiques. Les résultats de simulations obtenus confirment l'efficacité et la robustesse de notre contrôleur pour la production de la puissance maximale par le générateur photovoltaïque. Les formes des signaux du contrôleur flou sont nettement meilleurs, stables et lisses que celle du P&O qui contient beaucoup d'oscillations. En plus, le temps de convergence ou temps de réponse du contrôleur flou est plus rapide que celui du contrôleur "P&O".

III.7. Tests de performance des contrôleurs MPPT

Afin d'estimer les performances des deux types des contrôleurs étudiés, nous avons comparé deux critères, à savoir :

III.7.1. Le rendement

Le critère du rendement η_{MPPT} d'un contrôleur MPPT défini par [88] :

$$\eta_{MPPT} = \frac{\int_0^t P_{pvm}(t)dt}{\int_0^t P_{pvm\max}(t)dt} \quad (III.18)$$

Avec:

P_{pvm} : Puissance mesurée que le panneau PV produit sous le contrôle MPPT.

P_{pvmax} : Puissance maximale qu'ils pouvaient produire sous la même température et le même ensoleillement sans MPPT.

III.7.2. L'erreur quadratique

En générale, l'objectif d'un système de commande est de minimiser l'écart entre la sortie d'un système et une valeur de consigne désirée. Cet écart peut être dû, soit à un changement de consigne, soit à des perturbations agissant sur le système. A partir de ces constatations on considère le critère d'erreur quadratique donnée par

$$E(t) = \sum_{t=0}^{\Delta t} [e(t)]^2 \tag{III.19}$$

Où $e(t) = \frac{\Delta P_{pv}}{\Delta V_{pv}}$ est la variation de la puissance par rapport aux variations de la tension de sortie du panneau PV. La valeur de $e(t)$ montre si le point de fonctionnement utilisée à l'instant t , se situe du côté gauche ou du côté droit du point de puissance maximale au niveau de la caractéristique $P-V$.

Le critère d'erreur quadratique est évalué dans l'intervalle d'étude $[0, t]$ pour les deux contrôleurs. D'après les définitions indiqués ci-dessus par les équations III.17 et III.18, concernant les deux critères η_{MPPT} et Le critère d'erreur quadratique, nous constatons que plus η_{MPPT} est grande et plus l'erreur quadratique est faible, plus la commande MPPT sera efficace et rapide. Dans le cas de nos investigations, pour les deux contrôleurs MPPT traités, la figure (III.20) ci-dessous résume les résultats des variations concernant le rendement η_{MPPT} et Le critère de l'erreur quadratique.

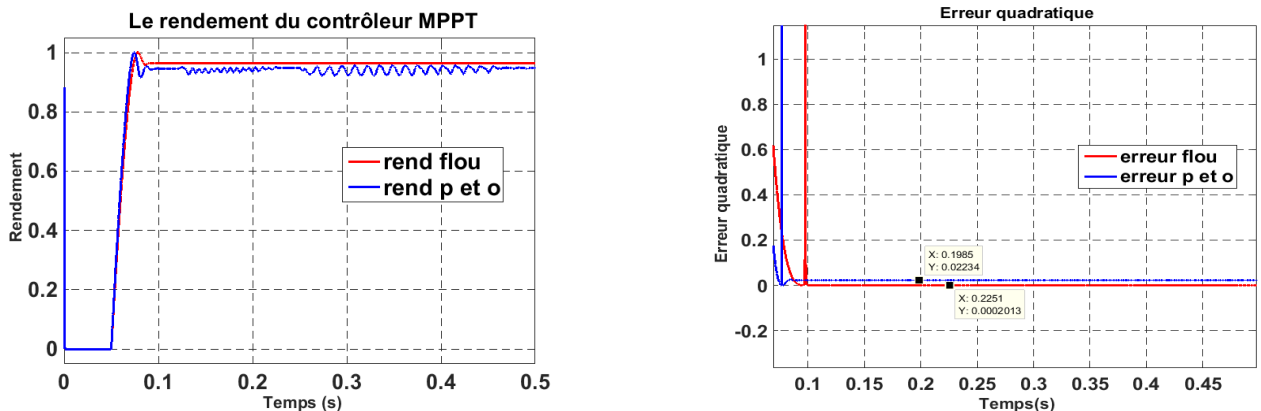


Figure III.20 : Les courbes de performance des contrôleurs MPPT

III.7.3. Interprétation et comparaison

La comparaison entre ces résultats nous permet de constater que la commande Flou a un rendement meilleur que celui de la commande "P&O". Ainsi le critère de l'erreur quadratique correspondant au contrôleur flou est largement inférieur -environ 100 fois- à la commande "P&O". Cela justifie la rapidité du contrôleur flou.

Les résultats obtenues avec un contrôleur flou sont meilleurs que ceux obtenus avec des algorithmes de contrôle conventionnels le contrôleur flou a prouvé qu'il a de meilleures performances, temps de réponse rapide, erreur à l'état permanent très faible, et qu'il est robuste aux différentes variations des conditions atmosphériques.

III.8. Batteries de stockage

III.8.1. Modèle mathématique

Les batteries au plomb choisis sont génériques de capacité (1Kwh, 48V) connectées en série ou en parallèle selon le besoin et la configuration requise, la modélisation du circuit électrique de la batterie plomb-acide qui est proposée, est la suivante [67]:

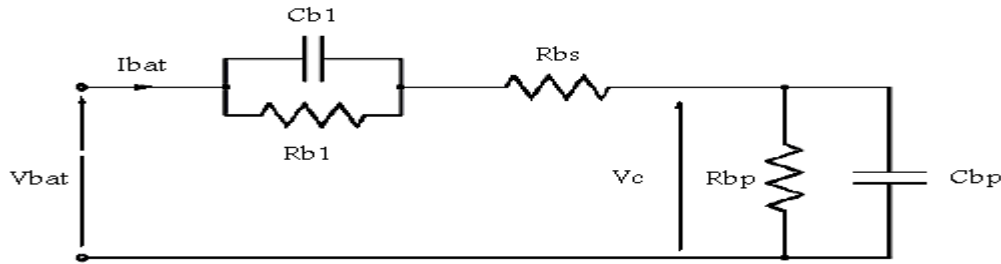


Figure III.21. Schéma électrique équivalent d'une batterie de stockage [67]

C_{bp} : est la capacité électrochimique de la batterie ; elle est donnée par l'expression générale de l'énergie :

$$E_c = \frac{1}{2} C V_c^2 \quad (III.20)$$

C étant la capacité et V_c la tension du condensateur. Seulement à la différence d'un condensateur, la tension d'une batterie ne sera pas égale à zéro à son plus bas état de charge. C'est équivalent à un condensateur ayant un niveau minimum de charge égale à l'énergie $E_{c,min}$. La capacité entièrement chargée de la batterie est représentée par un niveau maximum de charge. Ceci est indiqué par l'équation suivante :

$$E_b = E_{c,max} - E_{c,min} = \frac{1}{2} C V_{max}^2 - \frac{1}{2} C V_{min}^2 = \frac{1}{2} C_{bp} (V_{max}^2 - V_{min}^2) \quad (III.21)$$

L'énergie E_b est donnée par le constructeur de la batterie directement en kilowatt par heure (kWh).

Les tensions V_{max} et V_{min} sont la tension maximale et la tension minimale de la batterie en circuit ouvert respectivement. La conversion de l'équation (III.21) mène finalement à l'expression (III-22) qui représente la capacité de la charge de la batterie :

$$C_{bp} = \frac{2 \cdot E_b}{V_{max}^2 - V_{min}^2} \quad (III-22)$$

La résistance interne de la batterie est représentée par les deux résistances R_{b1} et R_{bs} en série. La résistance du bloc d'électrolyte et de la plaque est représentée par la résistance (R_{bs}) tandis que la résistance (R_{b1}) représente la diffusion d'électrolyte. Ceci représente la tension du circuit ouvert de la batterie dès qu'une charge sera reliée. De même, on peut observer un saut soudain de tension avec l'application d'un courant de remplissage. En utilisant la notation indiquée sur la figure (III.21), on peut exprimer la tension de la batterie en fonction de la tension de la batterie en circuit ouvert et des autres composants : R_{b1} , R_{bs} et C_{b1} avec la constante $\tau = R_{b1} \cdot C_{b1}$

$$V_{bat} = V_c + R_{b1} \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) i_b + R_{bs} \cdot i_b \quad (III.23)$$

III.8.2. Régulateur de charge batterie de type flou

Pour gérer l'énergie électrique, on doit optimiser l'utilisation de l'énergie produite et celle de la batterie. Si le GPV ne donne pas suffisamment de puissance et si la capacité de la batterie est suffisante,

la batterie fournira alors la puissance manquante à la charge. Si la puissance du GP dépasse la demande de la charge, l'excédent sera stocké dans la batterie et si celle-ci est pleine, le surplus sera injecté au réseau électrique. Ainsi, la batterie, son taux de charge/décharge est réduit, et donc la durée de vie de la batterie est prolongée. Cependant, pour répondre à toutes ces exigences de qualité, un régulateur de charge est associé avec les batteries, son rôle est protégé cette dernière d'une décharge totale ou d'un dépassement de la charge maximum. La figure (III.22) montre le principe de fonctionnement du régulateur de charge.

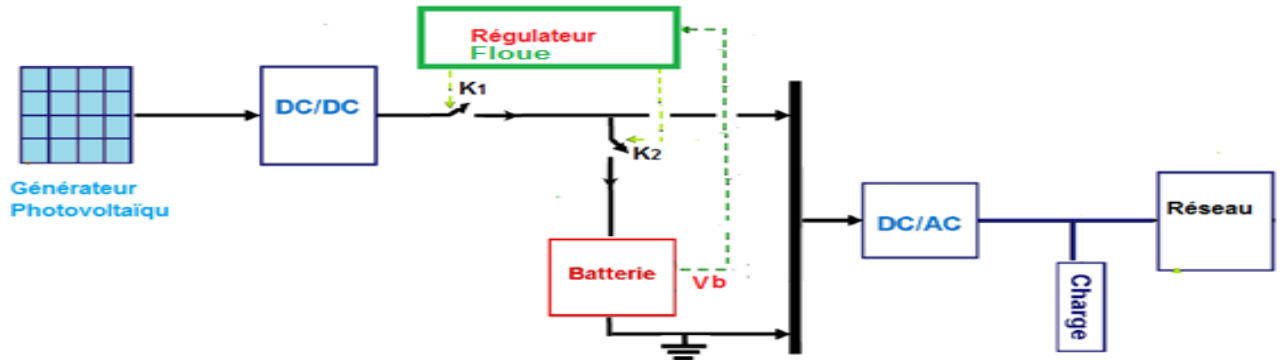


Figure III.22 : Schéma synoptique du régulateur de tension de batterie

III.8.3. Commande Floue de type Takagi-Sugeno

Pour la commande du régulateur de charge et décharge de la batterie on a choisit un modèle flou de Takagi-Sugeno [87] et [88] qui présente une technique efficace. Ce type de modèle est, comme celui de Mandani, construit à partir d'une base de règles de type "Si ... Alors ...", dans laquelle si l'entrée est toujours exprimée linguistiquement, la sortie utilise des variables numériques plutôt que des variables linguistiques. La sortie peut s'exprimer par exemple, sous la forme d'une constante, d'un polynôme ou de manière plus générale sous forme d'une fonction ou d'une équation différentielle dépendant des variables associées à l'entrée [84]. Dans ce régulateur, l'entrée est la tension de la batterie [Déchargée, Moyenne, Chargée], les sorties sont la commande de l'interrupteur K1 pour l'utilisation de la batterie (rechargement) ; et la commande de l'interrupteur K2 pour la décharge (alimentée la charge ou injecter le surplus dans le Réseau).

- l'état de l'interrupteur k1 et k2 [Ouvert, Ferme], qui est représentée par des constantes [0, 1].

La fonction d'appartenance de la tension V_b de batterie et les signaux de commande des sorties des interrupteurs K1 et K2 sont les suivants :

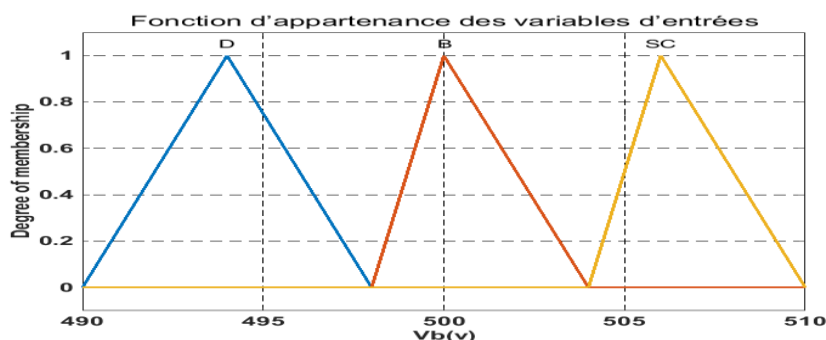


Figure III.23 : Fonction d'appartenance des variables d'entrées

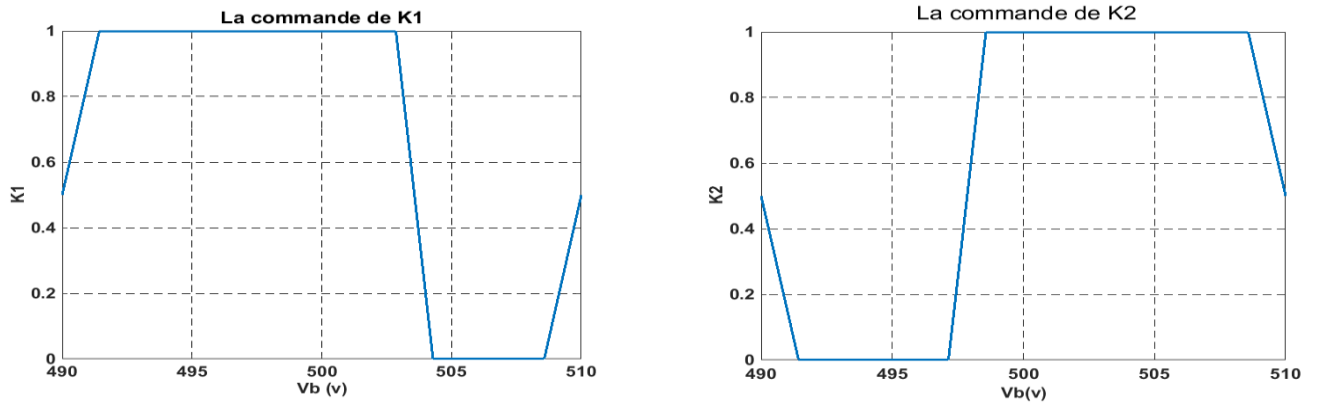


Figure III.24 : Les sorties du régulateur flou K1 et K2

Les ensembles flous adoptés pour mettre en œuvre ce régulateurs sont résumée dans le tableau III.3 comme suit :

<i>Vb</i>	<i>Déchargée</i>	<i>Moyenne</i>	<i>Chargée</i>
<i>K1</i>	<i>Fermée</i>	<i>Fermée</i>	<i>Ouvert</i>
<i>K2</i>	<i>Ouvert</i>	<i>Fermée</i>	<i>Fermée</i>

Tableau III.3 : Règles de K1 et K2 pour la charge et la décharge de la batterie

Dans la modélisation Takagi-Sugeno [99], l’obtention de la sortie du modèle est réalisée à partir d’une combinaison des opérations d’inférence et de défuzzification. La sortie finale se calcule comme la moyenne des sorties correspondants aux règles R_i , pondérées par le degré d’accomplissement normalisé, w_i selon l’expression III.24:

$$(k2, k1) = [\sum_{j=1}^n k1(i) * W_i] / [\sum_{j=1}^n W_i] \tag{III.24}$$

III.8. 4. Simulation du régulateur flou de batterie

La figure(III.25) présente le schéma de simulation avec le régulateur de batterie intelligent de type flou, où l’entrée V_b , est la tension de la batterie et les sorties sont **K1** , signal de commande du Switch 1 entre le GPV et la batterie [0,1] et **K2** , signal de commande du Switch 2 entre la batterie et la charge et le réseau [0,1],

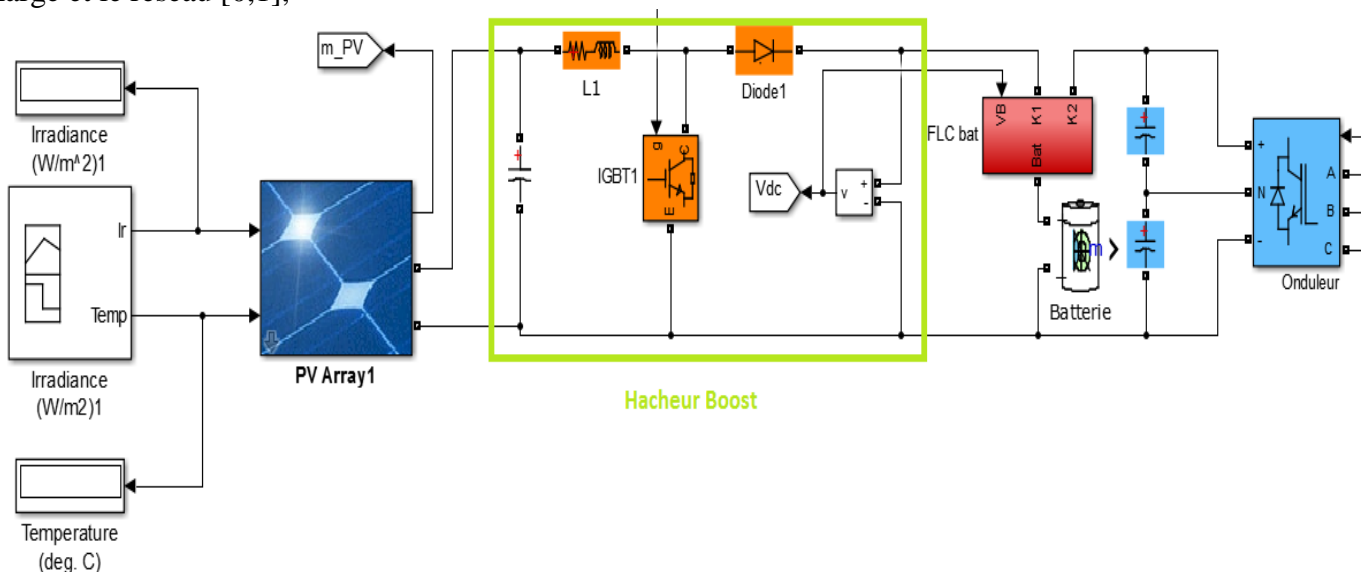


Figure III.25: Schéma globale de (charge et décharge) de la batterie sous Matlab simulink

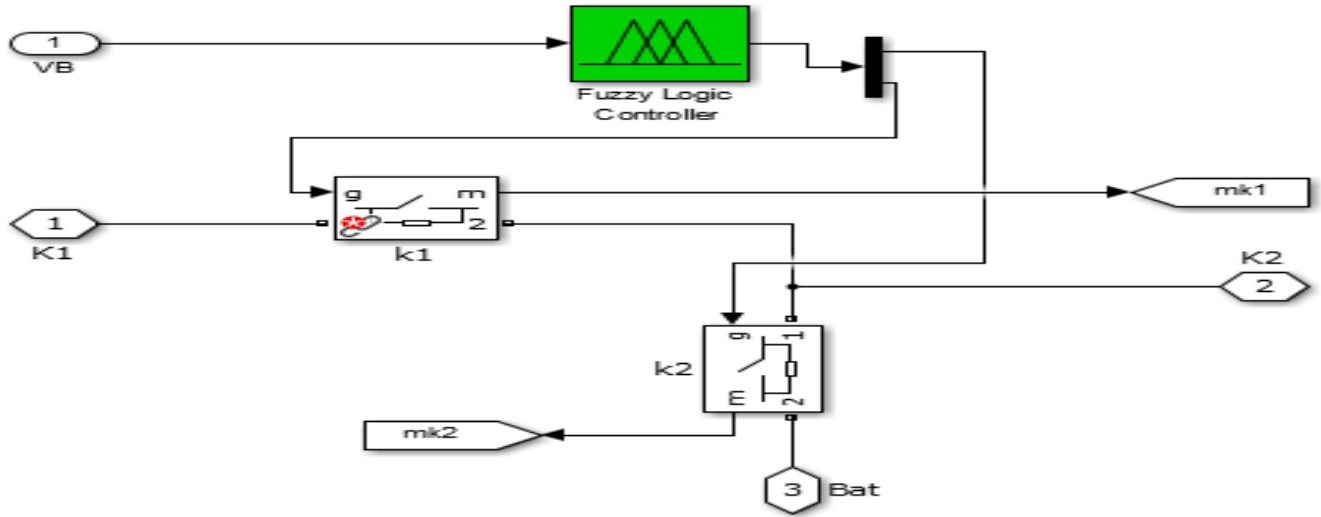


Figure III.26: Le régulateur flou de charge batterie

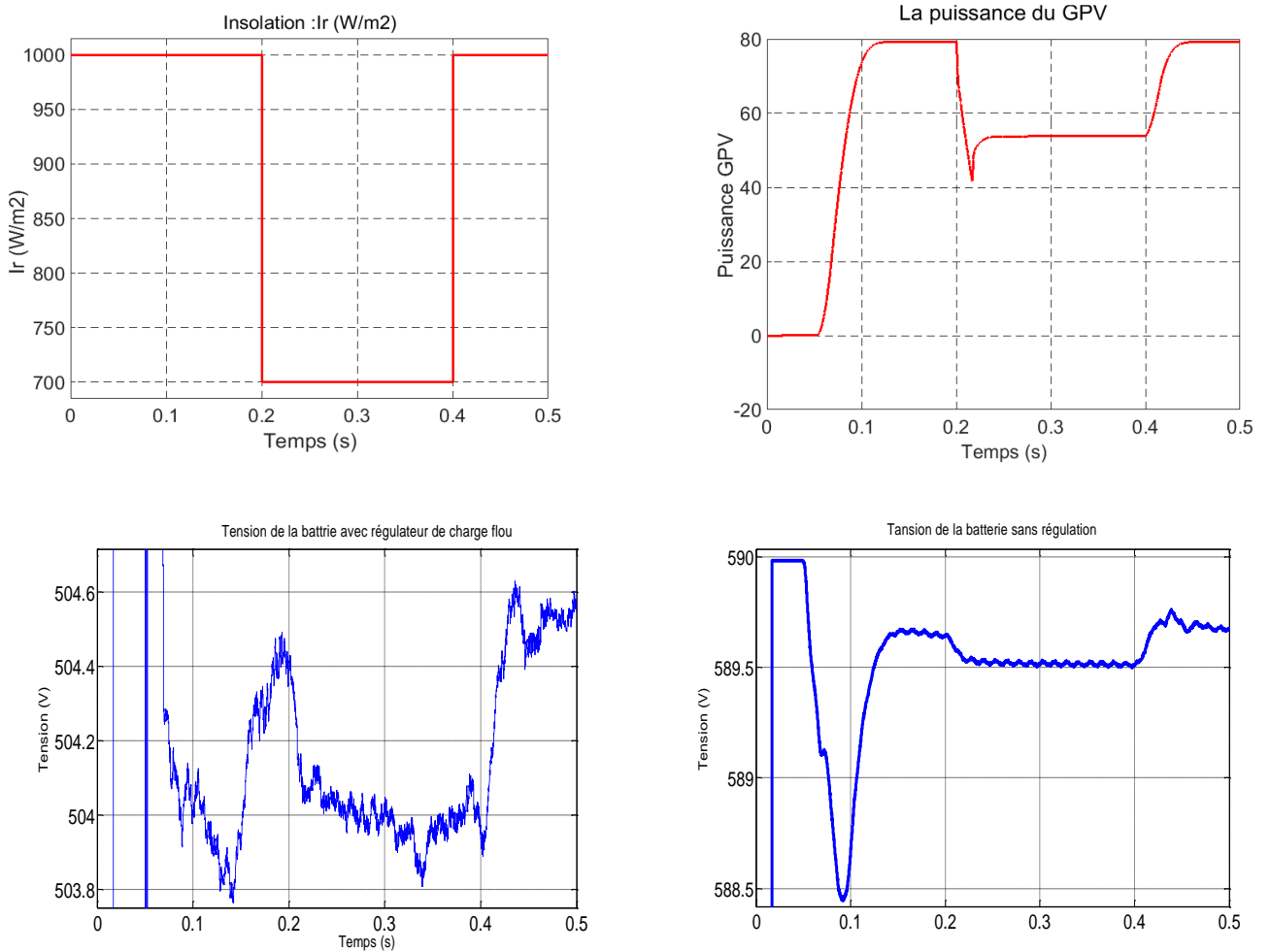


Figure.III 27: Résultats de simulation (régulateur flou)

III.8. 5. Interprétation des résultats de simulation du régulateur flou

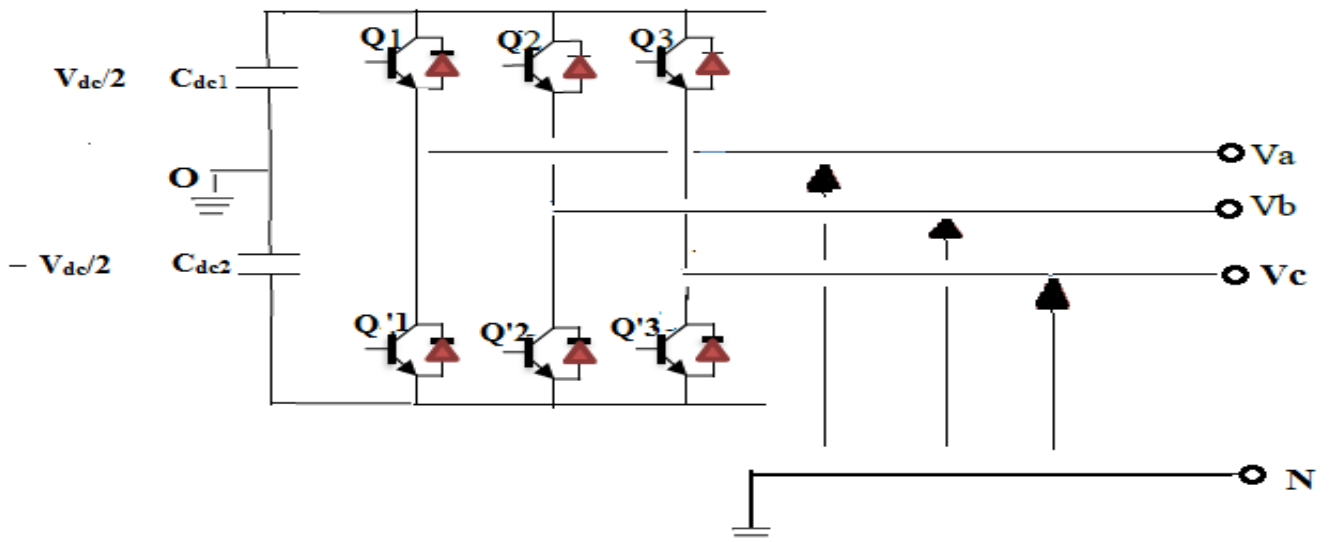
D’après les graphes de la figure III .27 on remarque que lorsque l’ensoleillement change, la tension délivrée à la charge avec le régulateur flou varie dans une plage bornée de valeur comprise entre 503.8 et 504.6 V, et n’atteint jamais une valeur destructive de la batterie. Toutefois, lorsque la batterie fonctionne sans régulateur sa valeur peut accéder une tension de 589.5 volts ce qui représente un risque d’endommagement de cette dernière. Nous déduisons de cette analyse que le régulateur flou assure pour la batterie un vrai intervalle de confiance puisqu’il maintient la tension dans une plage qui protège la

batterie. Concernant la puissance on constate qu'elle est proportionnelle avec le changement d'éclairage, mais sa variation reste très stable grâce au contrôleur flou associé à la MPPT.

III.9. Modélisation et commande d'un l'onduleur MLI de tension

III.9.1. Principe de fonctionnement

Les onduleurs sont des convertisseurs statiques d'énergie électrique qui permettent d'obtenir une tension alternative réglable en fréquence et en valeur efficace à partir d'une tension continue donnée. Les onduleurs point milieu alimentée par deux condensateurs (C_{dc1}, C_{dc2}), sont les plus utilisés dans les raccordements des systèmes d'énergies renouvelables au réseau (figure III.28). Les deux condensateurs servent à établir aux bornes de ce dernier une tension V_{dc} continue sans fluctuations. Chaque branche de l'onduleur est constituée de deux éléments de commutation et de deux diodes en parallèles. Les éléments de commutation doivent pouvoir travailler en commutation forcée. Les diodes en parallèles avec les éléments de commutation servent à assurer la continuité du courant lors d'utilisation de charge inductive [93] et [76].



La figure III.28 : Onduleur avec point milieu

La relation entre la tension continue et les tensions alternatives varie en fonction de l'état des interrupteurs Q_i . On suppose que les interrupteurs sont parfaits, A chaque bras de l'onduleur est associée une fonction logique de connexion qui correspond aux signaux de commande des interrupteurs S_j ($j = 1; 2; 3$), définis comme suit :

- $S_j = 1$ si Q_j fermé; Q'_j ouvert
- $S_j = 0$ si Q_j ouvert; Q'_j fermé

La tension de sortie de l'onduleur est donnée par :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} * \frac{V_{dc}}{6} \quad (III.25)$$

III.9.2. Commande MLI triangulo-sinusoidale

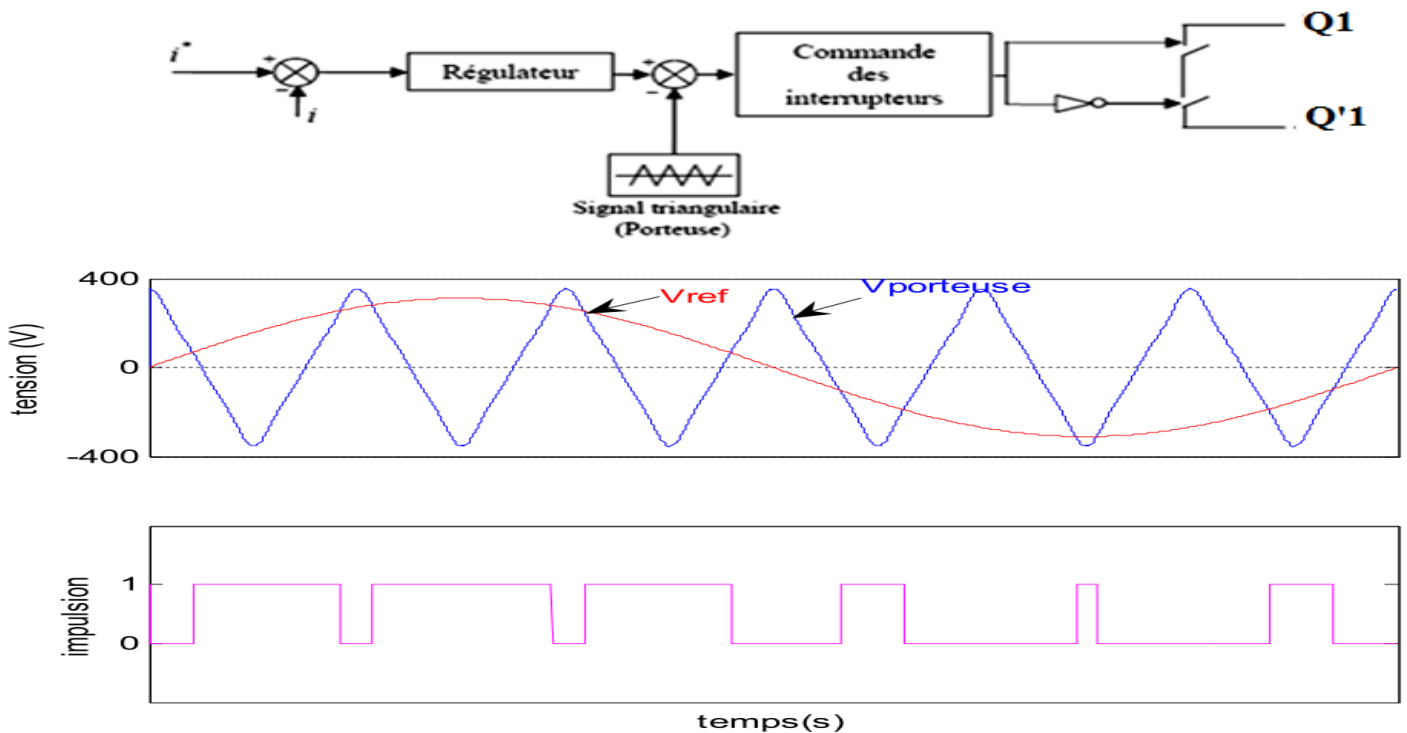
Pour avoir des tensions sinusoïdales a la sortie de l'onduleur, on utilise la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI) qui consiste à former de chaque alternance de la tension de sortie d'une succession de créneaux de largeur convenable en adoptant une fréquence de commutation supérieure à celle des grandeurs de sortie de l'onduleur, Cette stratégie est obtenue par la comparaison d'un signal de la tension de référence sinusoïdale d'amplitude V_r et de fréquence f_r , a un signal triangulaire (porteuse) d'amplitude V_p et de fréquence f_p . Le taux de réglage est égal au rapport de l'amplitude de la tension de référence à la valeur crête de l'onde de modulation. La sortie du comparateur permet, par l'intermédiaire de transistors de puissance, le pilotage d'une phase de l'onduleur. Les autres phases sont pilotées par des ensembles identiques, déphasées de 120° . Le principe de cette commande est illustré sur la figure III.29. La technique MLI est caractérisée par :

- ✓ L'indice de modulation m égal au rapport de la fréquence f_p de la porteuse à la fréquence f_r de la référence :

$$m = f_p / f_r \tag{III.26}$$

- ✓ Le coefficient de réglage en tension r (Taux de modulation) égal au rapport de l'amplitude V_{rm} de la référence à tension crête V_{pm} de la porteuse :

$$r = V_{rm} / V_{pm} \tag{III.27}$$



La figure III.29 : Le principe de cette commande MLI

Cette commande (MLI) offre les possibilités suivantes :

- Commande en temps réel des cellules de commutations ;
- Facilité de contrôle de la valeur efficace, la fréquence, ainsi que la phase ;

Le pouvoir du rejet des harmoniques indésirables vers les hautes fréquences, nous facilite l'opération du filtrage.

Nous avons opté pour la commande MLI triangulo-sinusoïdale car les puissances mises en jeu sont importantes. Cela nécessite en effet un bon contrôle de la fréquence des commutations.

III.10. Raccordement au réseau de distribution de Sonelgaz

III.10.1. Interface de raccordement

Généralement, l'interface de raccordement au réseau contient plusieurs éléments. L'onduleur et son dispositif de régulation et de synchronisation avec le réseau forme le maillon fort de cette chaîne. Le transformateur reste indispensable pour l'adaptation de la tension à la tension du réseau de raccordement ou bien pour l'isolation galvanique et la distribution du neutre. Bien que, il ya plusieurs filtre utilisés pour remédier contre les perturbations de courant, la connexion du filtre de puissance au point de raccordement avec la source se fait principalement par l'intermédiaire d'un filtre de nature inductive R-L comme le montre la figure III.30. Son rôle est l'amélioration de la qualité d'énergie injectée au réseau, pour éliminer les harmoniques de découpage [95]. Pour avoir clorre une interface de raccordement il faut prévenir la protection conte les surtensions et les surintensités.

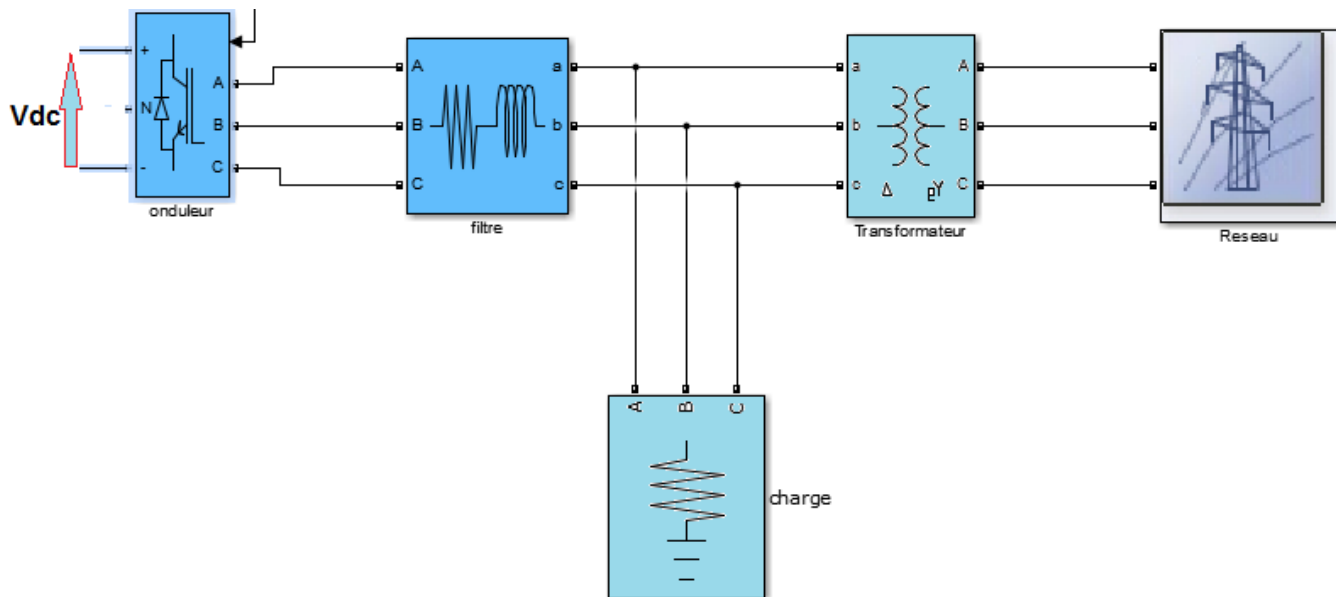


Figure III.30 : Schéma simplifié de la liaison au réseau

III.10. 2. Modélisation du réseau

Le réseau de distribution électrique est basé sur un système triphasé de tensions. On peut généralement considérer que (V_a, V_b, V_c) est un système de tensions triphasé équilibré [69]:

Relations pour un système triphasé équilibré :

$$\begin{cases} V_a = V_m \sin(\omega t) \\ V_b = V_m \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_c = V_m \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (III.28)$$

$$\begin{cases} U_{ab} = V_a - V_b \\ U_{bc} = V_b - V_c \\ U_{ca} = V_c - V_a \end{cases} \quad (\text{III.29})$$

$$\begin{cases} V_m = \sqrt{2}V_{eff} \\ U_m = \sqrt{3}V_m \\ U_{eff} = \sqrt{3}V_{eff} \end{cases} \quad (\text{III.30})$$

Où :

- V_m = la valeur maximale de la tension simple;
- U_m = la valeur maximale de la tension composée;
- V_{eff} = la valeur maximale de la tension simple;
- U_{eff} = la valeur maximale de la tension composée.

III.10.3. Régulation de l'ensemble du système PV

Après avoir modélisé les différents composants du système photovoltaïque comme il est cité précédemment, cependant, la connexion au réseau nécessite une régulation du bus continu de l'onduleur et la synchronisation de la source photovoltaïque avec le réseau dans le paragraphe suivant nous rappelons brièvement la régulation du bus continu et le principe de la commande MLI des interrupteurs de l'onduleur. Ainsi que la synchronisation du convertisseur sur le réseau en utilisant la PLL triphasé dans le domaine de Park. La figure III.32 résume le schéma global adapté de la connexion au réseau du générateur photovoltaïque conçu avec sa commande [43].

III.10.3.1. Régulation du bus continu

La régulation des transits de puissance permet d'imposer le courant capacitif au bus continu. La régulation du bus continu est alors réalisée au moyen d'une boucle de régulation, permettant de maintenir une tension constante du bus continu V_{dc} , avec un correcteur PI générant la référence du courant à injecter dans le condensateur C.

III.10.3.2 Référence de la MLI dans le repère d-q

Les composantes du courant (d-q) émanant du réseau sont comparées avec ses références. Les écarts entre elles, passent par les régulateurs. Les sorties des régulateurs donnent les composantes de la tension de référence de la MLI dans le repère d-q. Passant par la transformation inverse de Park, nous obtenons les références du signal de l'onduleur.

III.10.3.3 Synchronisation du convertisseur sur le réseau

Le principe de la PLL dans le domaine de Park est rappelé sur la figure III.31. Le principe de base de la PLL triphasée consiste à appliquer une transformation inverse de Park sur les tensions triphasées du réseau [79], [93] et [94]. La composante d'axe q générée par cette transformation est asservie à zéro par action sur l'angle du repère de Park θ_{est} . Cette PLL a pour objectif de pouvoir également mesurer la fréquence du signal d'entrée. En régime établi l'angle (θ_{est}) est égale à l'angle (θ_r) du réseau ; $v_{qr} = 0, v_{dr} = V_m$ et $\theta_r = \theta_{est}$.

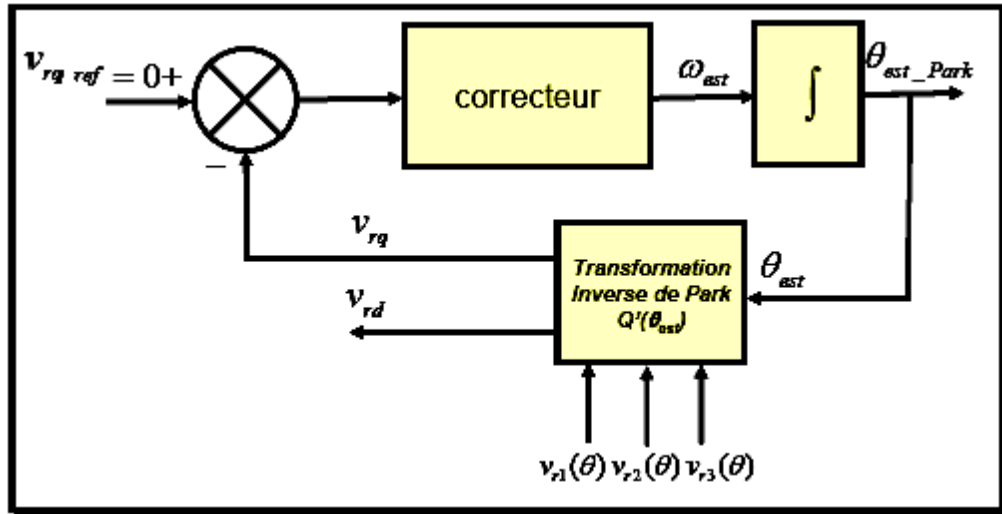
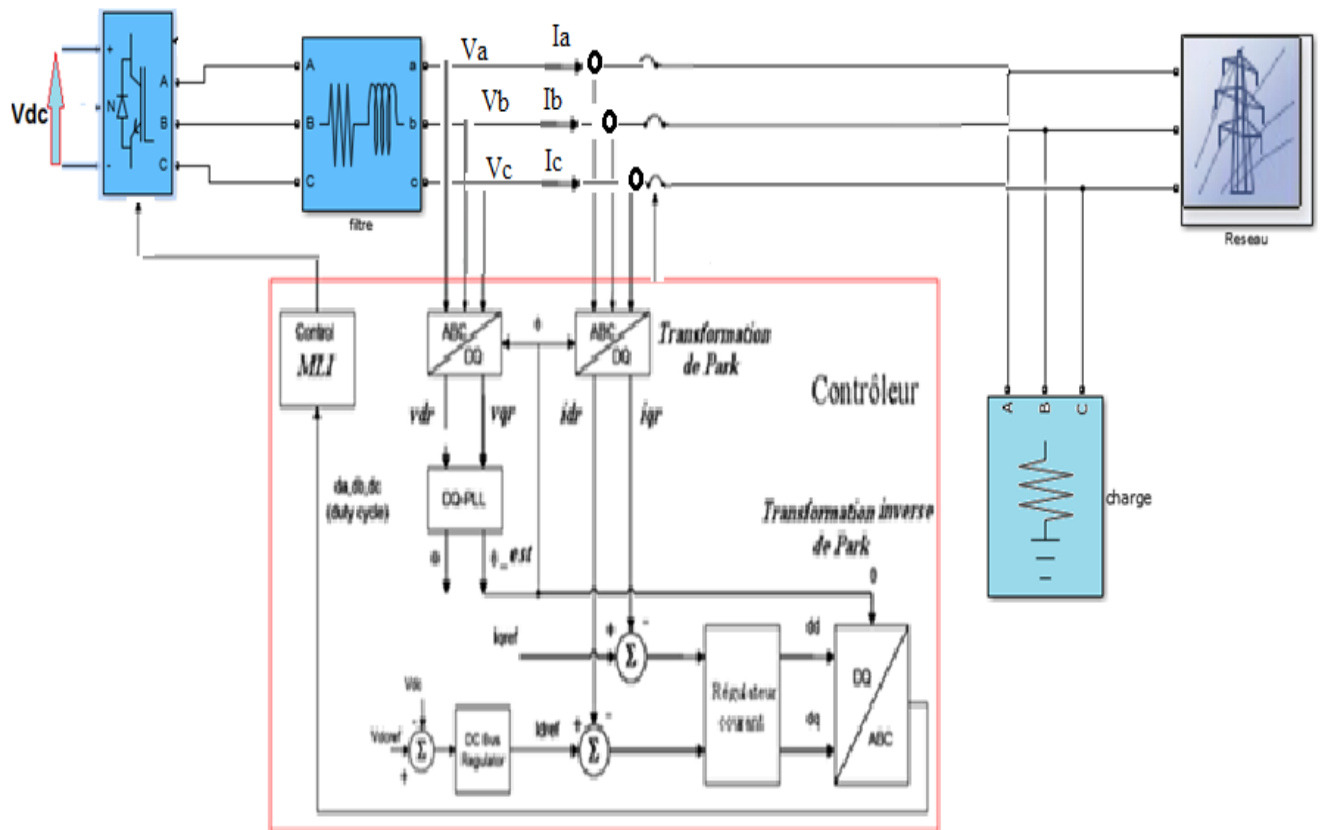


Figure III.31. Principe de la PLL dans le domaine de Park [43]



La Figure III.32 : Schéma de commande côté réseau

III.10.3.4 Simulation global sous MATLAB-Simulink

Toutefois pour confirmer le fonctionnement du générateur raccordé au réseau avec la simulation des sous système essentiel du GPV exécutée par avant et l'interprétation des résultats de chaque phase. Comme, les indices obtenus étés très acceptables, notamment avec l'utilisation du régulateur flou renommé par la simplicité d'application, la robustesse et la rapidité.

En conséquence, pour garantir une production de l'énergie électrique du générateur photovoltaïque compatible a celle du réseau, nous avons décidé de faire une simulation sous MATLAB Simulink de

tout les étages du système regroupé sur le schéma global de la figure III.33 en tenant compte des paramètres du réseau électrique de Sonelgaz.

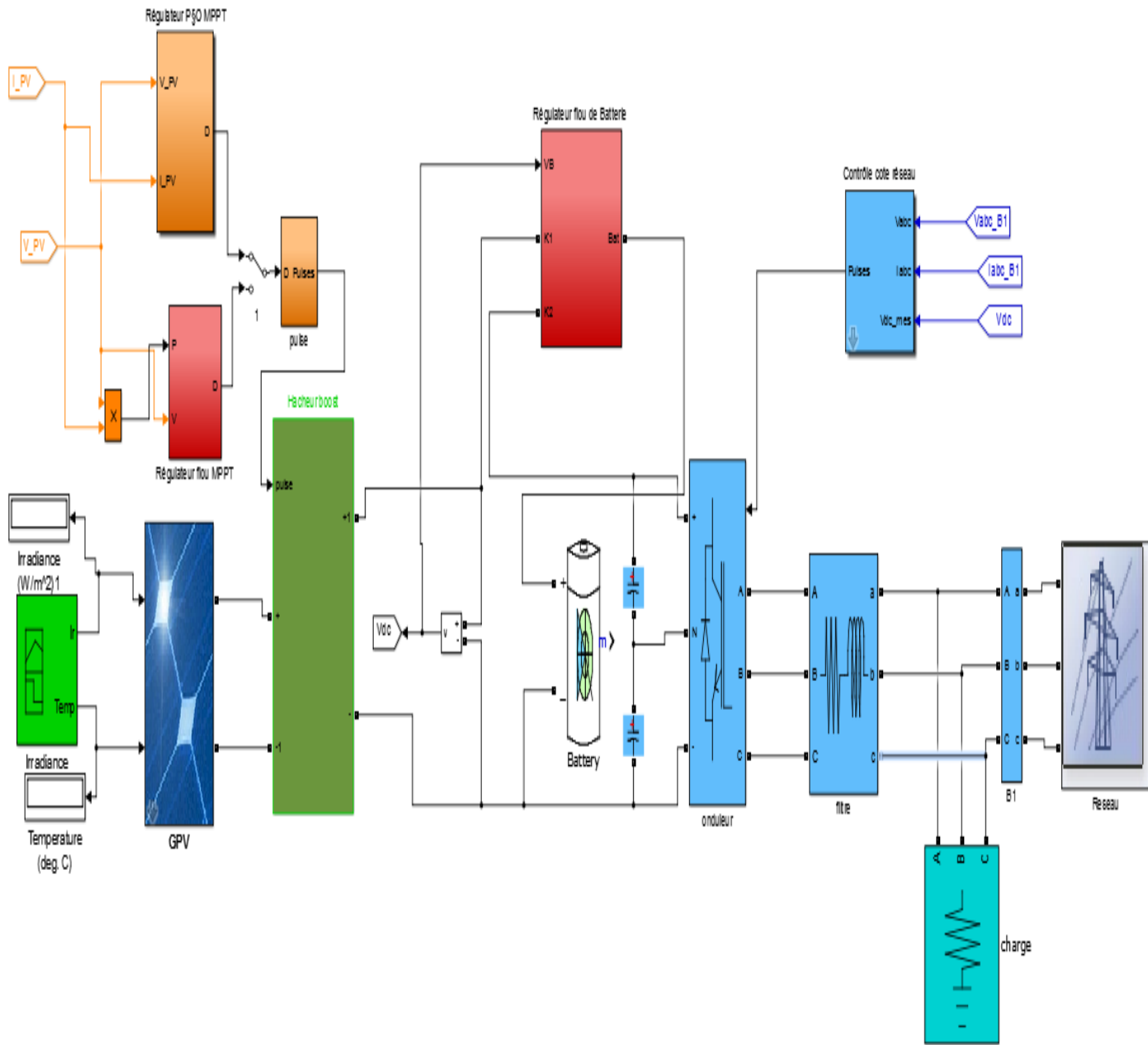


Figure III.33 : Schéma global de simulation du système photovoltaïque raccordé au réseau

Les résultats de simulation des grandeurs de fonctionnement du générateur relié au réseau, sont donnés par les courbes de la figure (III.34).

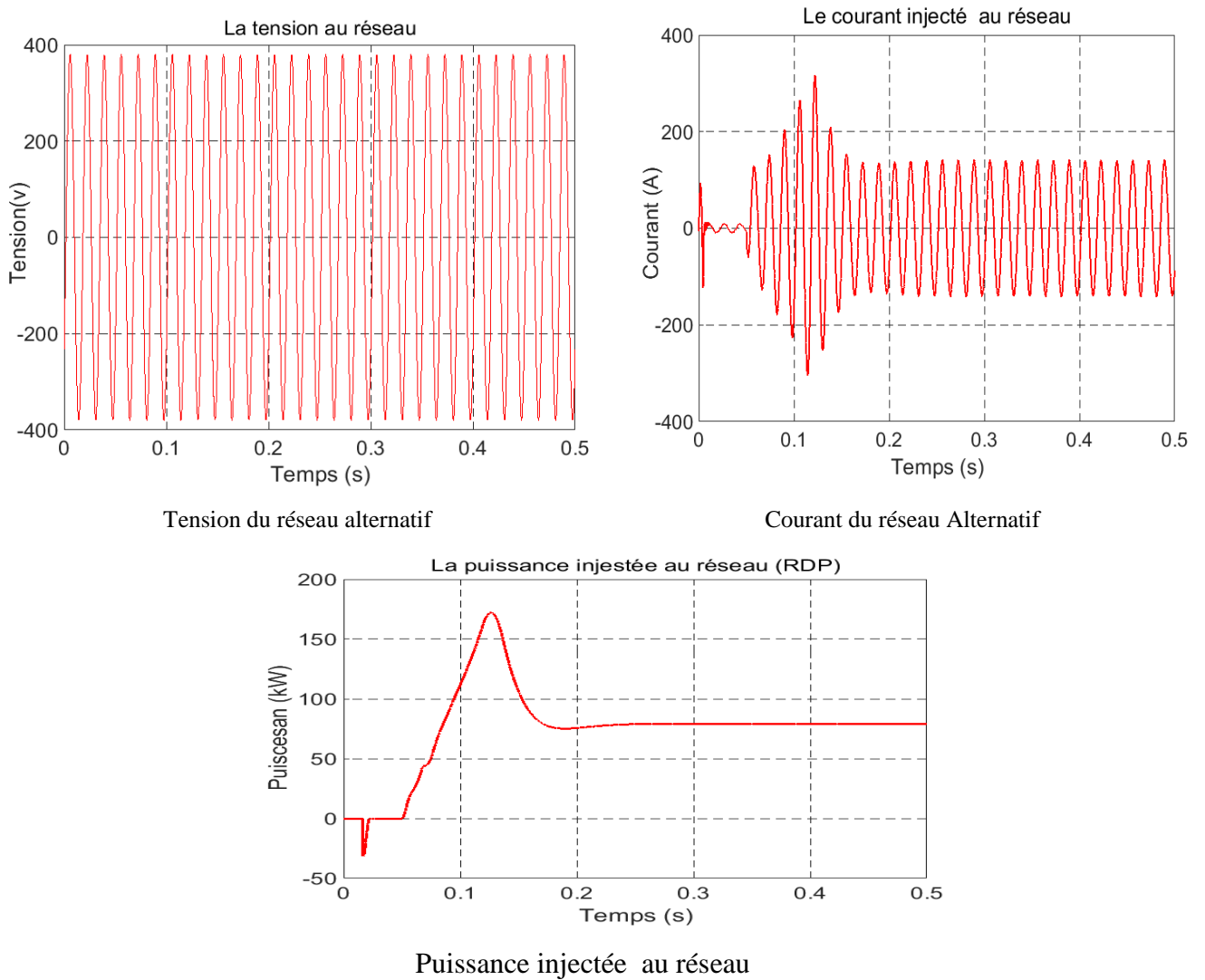


Figure III.34 : Caractéristiques des Puissances active et les caractéristiques de la tension et du courant injectés au réseau

III.10.3.5 Interprétation des résultats de simulation globale

Les résultats de simulation présentent une grande concordance avec les résultats de base de la conception réalisée en chapitre II. Donc, ils semblent être très acceptables notamment au régime établi (permanent) où la fréquence de 50 HZ est respectée, l'amplitude est de l'ordre de 380V entre phase et un courant de 145A avec des formes d'onde parfaitement sinusoïdale suite à l'ajustement du filtre RL de raccordement. Quoique ce dernier atteigne la valeur de 300 A en régime transitoire pendant le démarrage.

La puissance active atteint en régime transitoire la valeur de 158Kw qui est la somme des deux puissances du GPV et la batterie avant la réaction du régulateur flou de la charge batterie, cela confirme d'avantage l'efficacité du régulateur flou choisi et elle se stabilise au voisinage de la valeur 78 kW. Les résultats obtenus des tensions et courants présentent un manomètre de fonctionnement du générateur photovoltaïque conçu pour l'alimentation de l'Oravio étudié.

III.11. Contrôle du climat du Bâtiment d'élevage

Étant donné que nous avons assuré une bonne efficacité de service d'alimentation par une méthodologie de conception et de régulation des différents paramètres de la centrale photovoltaïque en utilisant la commande flou dans tous ces sous systèmes. Toutefois pour une optimisation de la

consommation de l'énergie électrique et la réduction du coût de l'investissement en même temps. Nous nous sommes intéressés dans cette recherche à une gestion de la production d'énergie électrique par optimisation de l'énergie consommée par le client par la régulation intelligente du climat des bâtiments d'élevage destinés pour l'élevage des poules pondeuses et la production des œufs. Quoique, la centrale PV conçue a été surdimensionnée dans l'objectif d'avoir un surplus de l'énergie pour l'injecter dans le réseau central afin de préserver une marge de gain pour l'entreprise. Cependant, l'automatisation et la commande des variables climatiques tels que la température et l'humidité ne permettent pas seulement de réduire l'énergie consommée mais aussi d'influencer sur le rendement total de production des œufs et de diminuer la propagation des maladies de volailles citées dans le chapitre I. La commande floue est particulièrement intéressante dans le cas, des grandeurs climatologiques du bâtiment d'élevage qui ne disposent pas de modèle mathématique précis des processus à commander et ils présentent de fortes non linéarités ou imprécisions [54].

III.11.1. Modélisation et simulation du Contrôleur du climat du Bâtiment

Le bâtiment de point de vue de son climat est un processus non linéaire. Puisque le site choisi présente une importante variation des conditions climatiques (les hauts plateaux d'Algérie) donc, la régulation du climat est une nécessité pour la rentabilité des éleveurs de poules pondeuses ce qui exige une haute stabilité d'alimentation électrique.

Le bâtiment est caractérisé par deux paramètres climatologiques principaux résumés dans la température et l'humidité ce qui sollicite l'installation de deux régulateurs flous de type Mandani. Le premier pour la température et le second pour l'humidité [95], les différentes étapes d'élaboration de cette régulation ont été citées au paragraphe III.4. Le schéma de principe est illustré par la figure III.35.

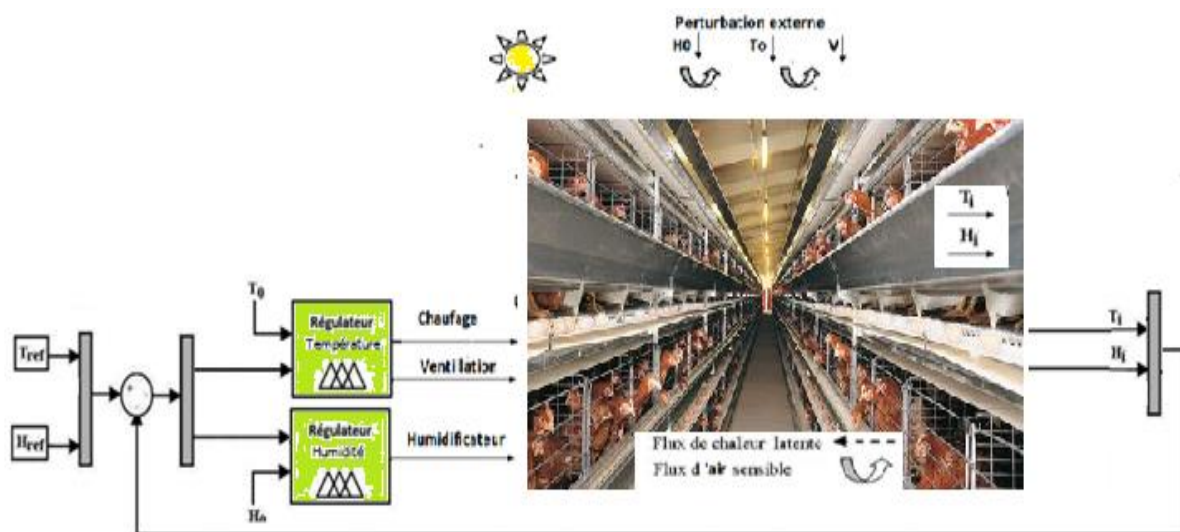


Figure III.35 : Régulation de climat par logique floue

III.11.2. Modèle du contrôleur flou de température

Le modèle du régulateur de la température à deux entrées, erreur de température ($T_{ref}-T_i$) et la température extérieure, ainsi que deux sorties, commande du chauffage et commande de la ventilation. Pour la fonction régulation chauffage, les ensembles de termes linguistiques utilisés sont l'erreur de la température [NG, NP, EZ, PP, PG] et la température extérieure [TF, F, T, C, TC]. Leurs fonctions d'appartenance extrêmes sont fixées aux limites de l'intervalle [-8, 8] pour l'erreur de la température et [16, 32] pour la température extérieure. Pour la sortie (chauffage) les ensembles de termes linguistiques utilisés sont [PC, AC, AL]. Nous avons utiliser des formes triangulaires et trapézoïdales pour les fonctions d'appartenance leurs limite extrêmes sont fixées aux intervalle [0, 100] sont indiqués par les figure III.36.

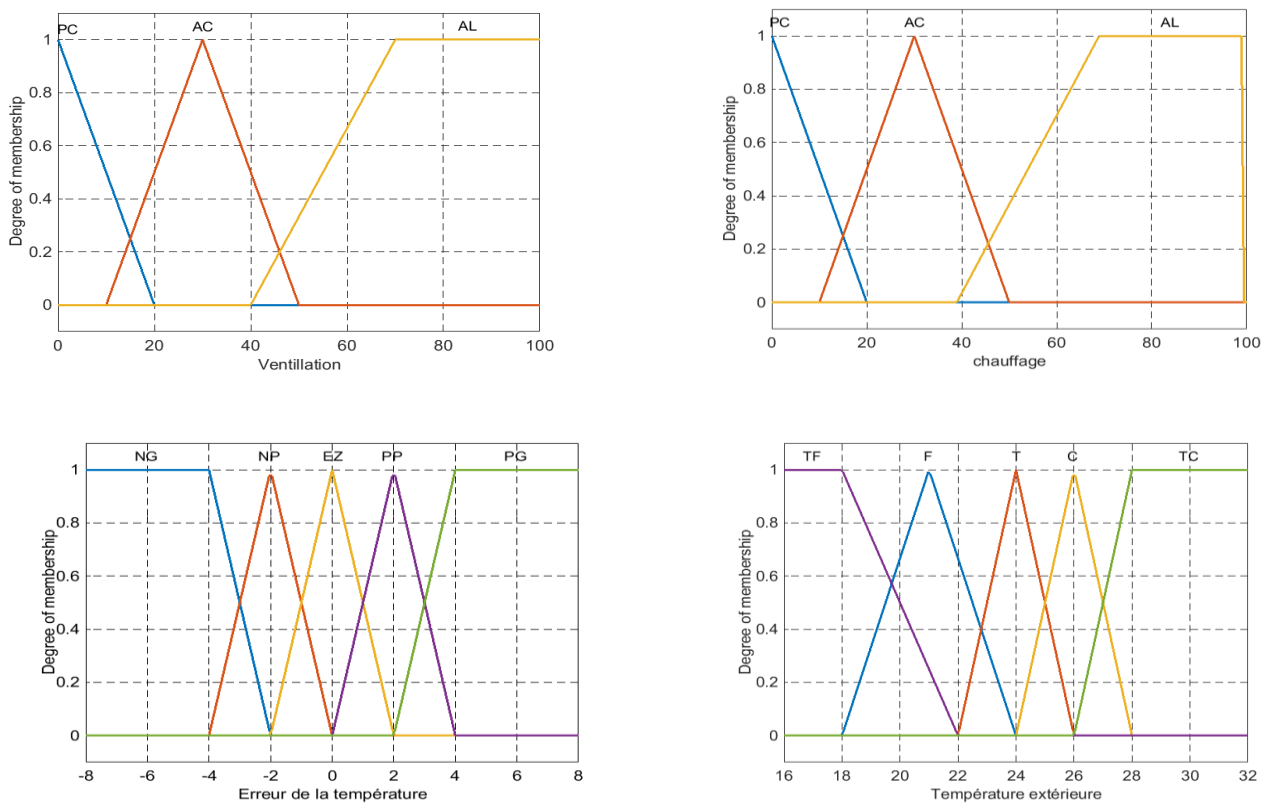


Figure III.36 : Fonction d'appartenance des variables d'entrées et sorties

Pour la mise en œuvre des règles, nous avons eu recours aux règles floues de type de Mandani, ainsi pour cela le tableau III.4, va être utilisé. La troisième phase des calculs est l'opération de défuzzification qui consiste de passer du domaine flou au domaine réel. A partir des fonctions d'appartenance représentant notre valeur de sortie, il faut donc calculer une valeur numérique pour la sortie finale, par la méthode du centre de gravité qui estime la quantité de chauffage a mettre en œuvre.

chauffage		Erreur de la température				
		NG	NP	EZ	PP	PG
Température extérieure	TF	PC	PC	PC	PC	AC
	F	PC	PC	PC	AC	AC
	T	PC	PC	AC	AC	AC
	C	PC	AC	AC	AL	AL
	TC	AC	AC	AL	AL	AL

Tableau III.4 : Inférences chauffage

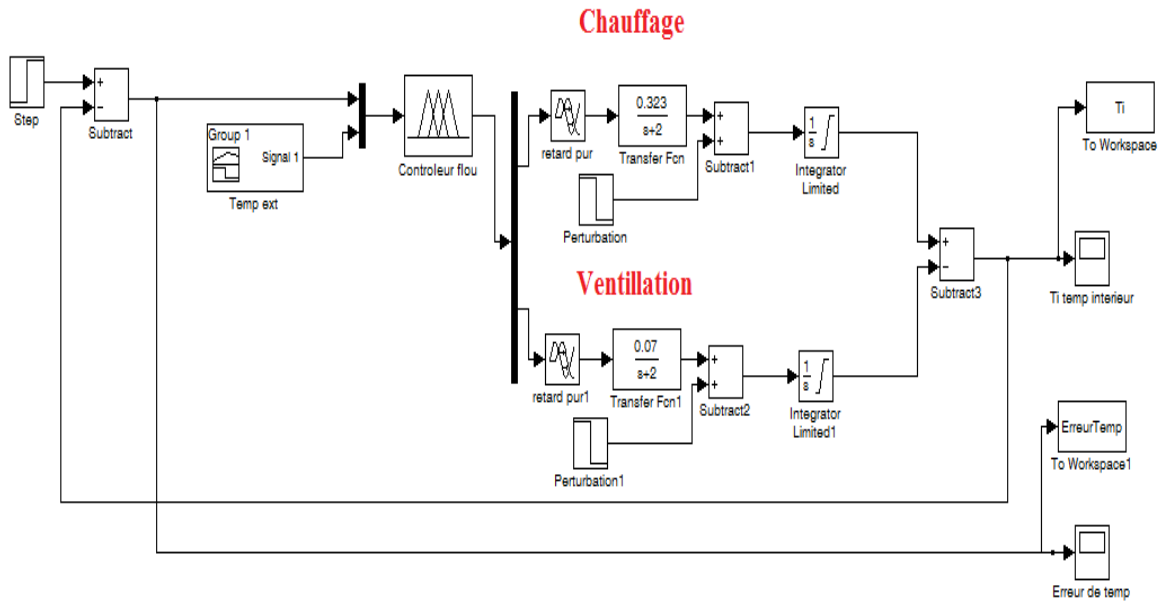


Figure.III. 37. Le contrôleur de la température

III.11.3. Modèle du contrôleur flou d'humidité

Le modèle du régulateur d'humidité à deux entrées, erreur d'humidité ($H_{ref} - H_i$) et l'humidité extérieure, ainsi qu'une seule sortie pour la commande d'humidificateur comme le montre la figure III.38. Leurs fonctions d'appartenance sont élaborées de manière que ceux du premiers régulateur.

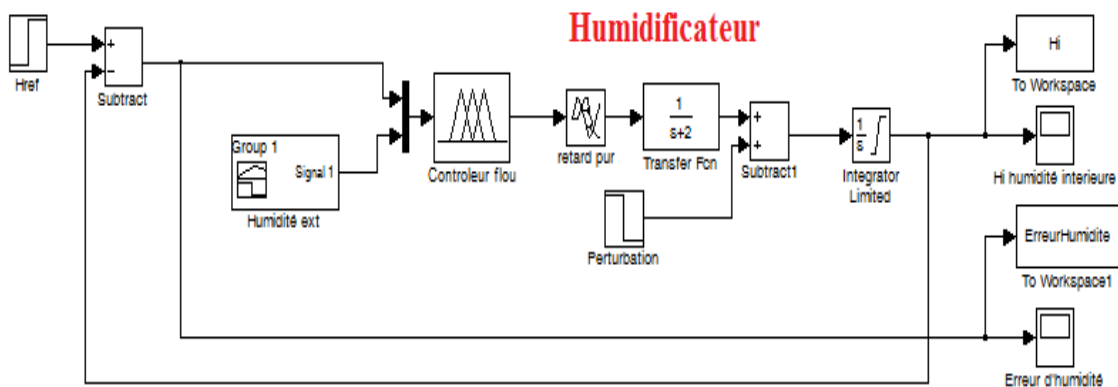
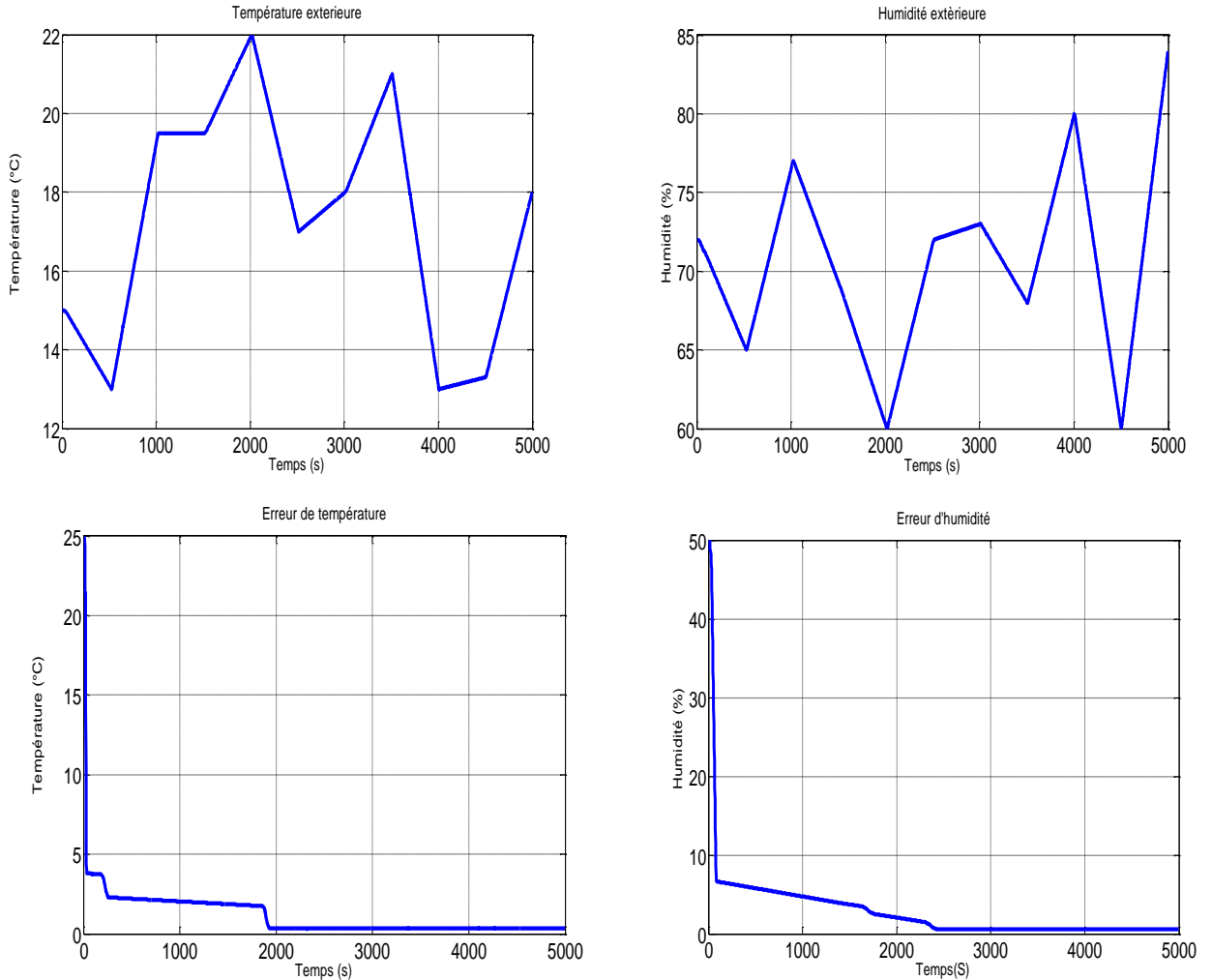


Figure.III.38 : Le contrôleur d'humidité

III.11.4. Simulation et résultats

La figure (III.39) ci-dessus représente les deux entrées de chacun des deux contrôleurs du système. Les deux graphes du haut représentent les perturbations externes de la température et l'humidité respectivement, et ceux du bas l'erreur entre la référence et la valeur à commander de la température ($T_{ref} - T_i$) et l'humidité ($H_{ref} - H_i$).

Dans notre simulation, nous avons choisi un pas de 500 s (≈ 9 minutes), parce que les variations de la température et de l'humidité T_i et H_i sont assez lentes en réalité.



;

Figure III.39 :.Entrées des régulateurs

Donc à 1000 s pour une température et humidité extérieures de 19.2°C et 77%, les erreurs par rapport à des références de 25°C et 60% sont de 2.4°C pour la température et 5% pour l'humidité

Dans notre simulation, nous avons choisi un pas de 500 s (≈ 9 minutes), parce que les variations de la température et de l'humidité T_i et H_i sont assez lentes en réalité.

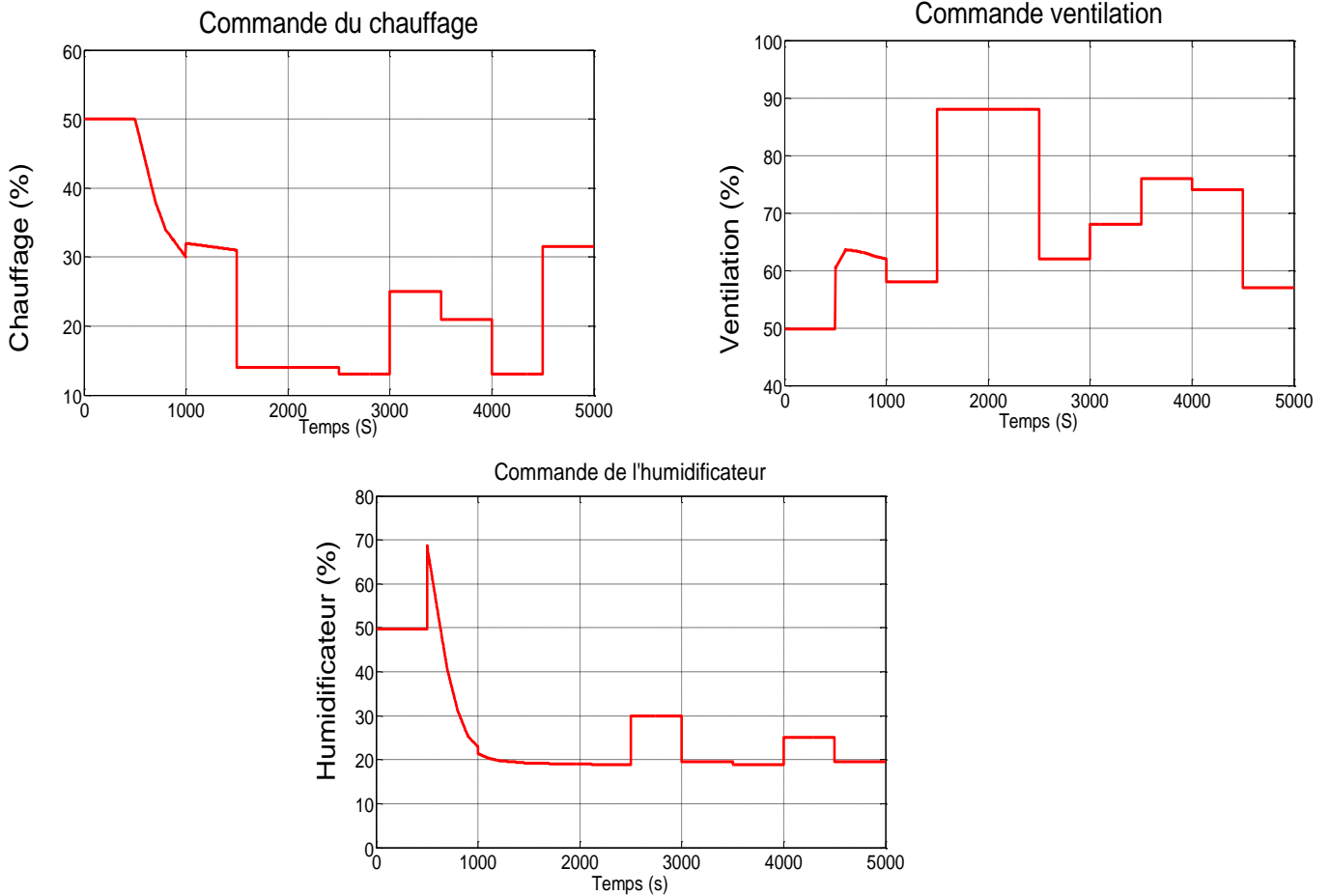


Figure III.40: Sorties des régulateurs

La figure III.40 : Représente les trois sorties des régulateurs flous, chauffage, ventilation et humidificateur.

Les variations observées dans les courbes de ces régulateurs montrent qu'elles contrecarrent l'effet des perturbations introduites à travers la température externe et l'humidité externe. La figure ci après représente les courbes de la température et de l'humidité interne du bâtiment d'élevage.

La figure (III.41) représente les courbes de la température et de l'humidité interne du bâtiment d'élevage.

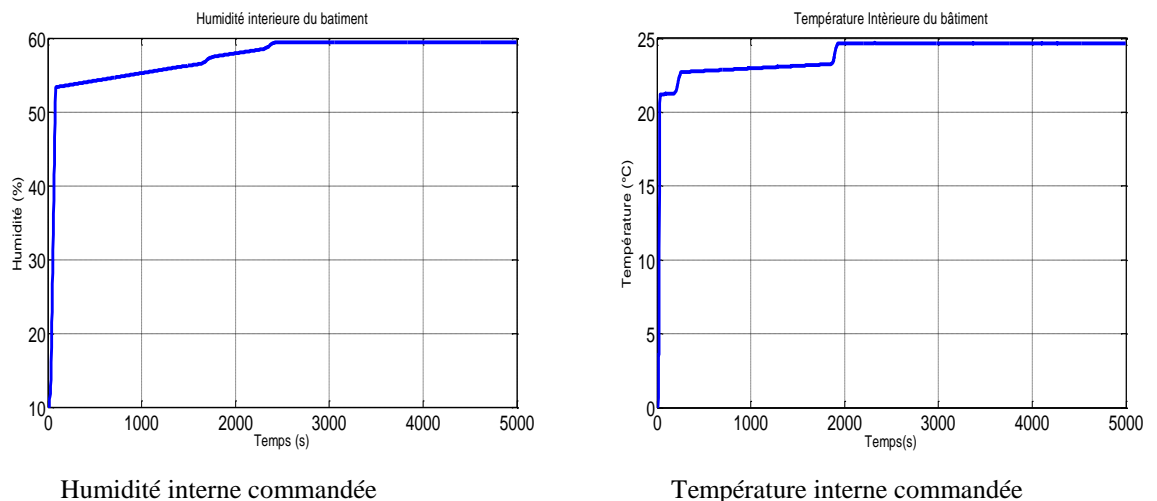


Figure III.41 : Température et humidité interne (commandées)

A partir des résultats de la figure III.41, nous remarquons que, sans l'effet du régulateur, la réponse serait non seulement lente, mais aussi trop importante, ce qui aurait un effet néfaste sur les

poules (santé et alimentation), par conséquent le poids des œufs et notamment sur le rendement de la ponte en général. En ce qui concerne l'humidité, l'effet de notre régulateur est assez rapide et répond correctement à la consigne.

Enfin nous avons déduit que ce régulateur améliore le système d'une façon appréciable en diminuant le nombre de commutations par conséquent l'augmentation de la durée de vie des équipements et en réduisant le temps de fonctionnement par conséquent un gain en énergie remarquable.

III.12. Impact sur le rendement d'Oravio

En plus de l'autonomie d'énergie que peuvent bénéficier les éleveurs ainsi que l'amélioration de la qualité de service (manque des perturbations de réseau centrale) par la conception d'un GPV.

La régulation du climat a un impact supplémentaire sur le bilan économique d'Oravio, elle va générer une marge bénéficiaire complémentaire du fait que les conditions de vie des poules reste dans les normes [51] ($16 \leq \text{Température de l'intérieur du bâtiment} \leq 26$), donc leur consommation en aliment et en eau reste dans les normes qui limité la consommation de l'aliment à 32% des charges. La figure.III.42 résume l'analyse économique de production de l'œuf.

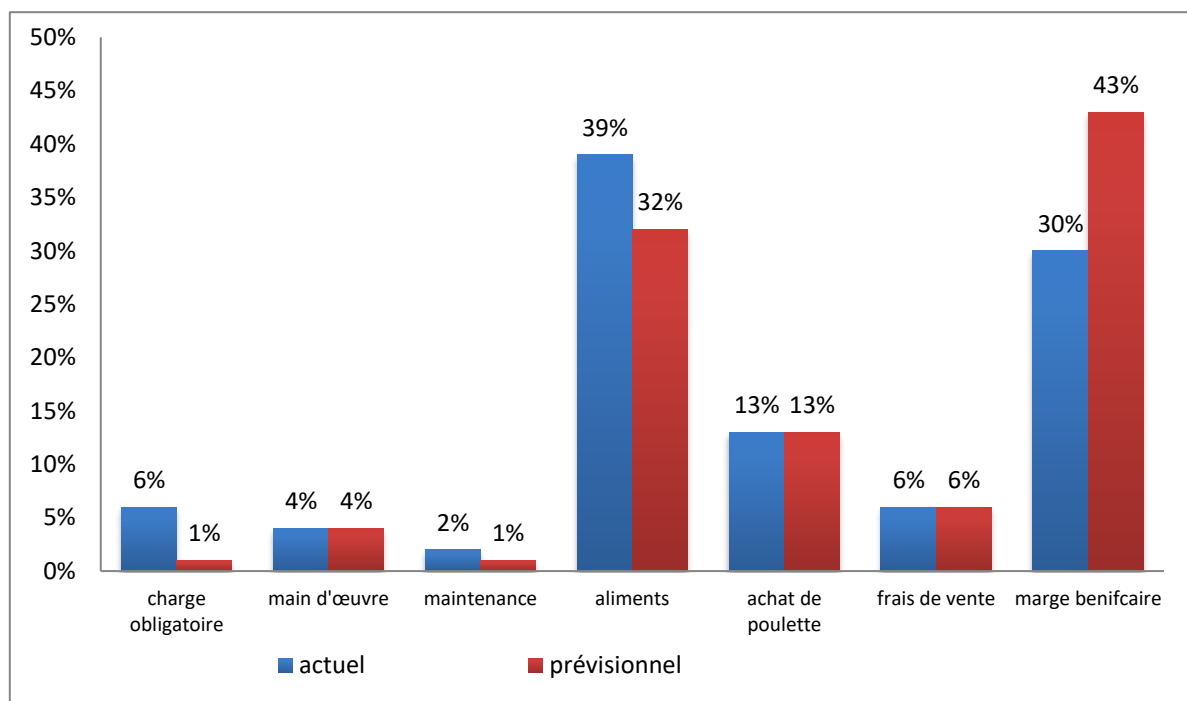


Figure.III.42 : Analyse économique de production de l'œuf

Si Oravio envisage notre scénario de passer vers le photovoltaïque et une régulation intelligente du climat de ces bâtiments d'élevage trois portions des charges de production de l'œuf vont être réduit :

- **Impact de la régulation du climat :**

Aliment de 39% des charges à 32% (Norme de l'élevage)

Maintenance de 2% à 1% par la régulation intelligente

- **Apport du photovoltaïque :**

Électricité de 6% à 1% la consommation énergétique par du système photovoltaïque. La marge bénéficière augmente de 30% à 43% avec une marge bénéficière supplémentaire de 13.00% du prix de l'œuf qui va être consacré au début à l'amortissement du coût de notre projet de l'installation photovoltaïque.

III.13. Conclusion

Dans ce chapitre, les techniques pour améliorer le processus de production d'énergie électrique photovoltaïque ont été abordées. L'amélioration de la puissance fournie par le générateur avec le convertisseur boost ayant pour fonction la recherche du point de puissance maximale et l'onduleur ainsi que le système de stockage a été défini. Les principales caractéristiques et les verrous technologiques des éléments constitutifs du processus ont été analysés.

Une étude comparative des approches utilisées pour la poursuite du point de puissance maximale (MPPT) a été présentée. Cependant, cette analyse a permis d'apercevoir les besoins d'un contrôleur intelligent performant, robuste et flexible. Toutefois, le contrôleur devrait assurer un fonctionnement aux caractéristiques maximales quelques soient les comportements aléatoires de la source et de la charge et avec un rendement acceptable.

Dans ce contexte, le contrôleur flou proposé a été décrit. L'idée est la combinaison de la recherche de l'extremum par une approche conventionnelle et la logique floue. Alors, la simplicité de la méthode perturbe & observe et sa flexibilité ainsi que l'intelligence de la logique floue ont été ordonnées pour avoir un contrôleur robuste, éviter les défauts des méthodes P&O sous l'évolution rapide des conditions atmosphériques.

Finalement, des résultats de simulation obtenus ont montrés que le contrôleur conçu été très efficace. Il a assuré une bonne poursuite de PPM, malgré les variations de conditions climatiques et de la charge avec un temps de réponse rapide. Encore que, des tests de performance des contrôleurs MPPT, basés sur le rendement et l'erreur quadratique ont montrés l'avantage du contrôleur flou. La comparaison entre ces résultats indique que la commande floue a un rendement meilleur que celui de la commande "P&O", avec une erreur quadratique largement inférieure à la commande "P&O".

Cependant, pour la protection des batteries de stockage de la décharge profonde ou bien de la surcharge, nous avons utilisé le même contrôleur. Donc, nous avons déduit de cette simulation que le régulateur flou assure pour la batterie un vrai intervalle de confiance puisqu'il maintient la tension dans une plage qui protège la batterie. Toutefois tous les résultats obtenues avec le contrôleur flou dans les différentes simulations sont meilleurs que ceux obtenus avec les algorithmes de contrôle conventionnels. Ainsi le contrôleur flou a prouvé qu'il a de meilleures performances, temps de réponse rapide, erreur a l'état permanent très faible, et qu'il est robuste aux différentes variations des conditions atmosphériques.

Or, pour confirmer le fonctionnement du générateur raccordé au réseau et pour garantir une production de l'énergie électrique compatible a celle du réseau. Nous avons décidé de faire une simulation sous MATLAB Simulink de tous les étages du système regroupé sur le schéma global en tenant compte des paramètres du réseau électrique de Sonelgaz. Les résultats de simulation obtenus ont

présentés une grande concordance avec les résultats de base de la conception réalisée en chapitre II. Donc, ils semblent être très acceptables notamment au régime établi avec des formes d'onde parfaitement sinusoïdale suite à l'ajustement du filtre RL de raccordement.

Bien que, la centrale PV conçue a été surdimensionnée dans l'objectif d'avoir un surplus de l'énergie pour l'injecter dans le réseau centrale a fin de préserver une marge de gain pour l'entreprise. Mais, nous sommes intéressés à la gestion de la production d'énergie électrique par optimisation de l'énergie consommée par le client par la régulation intelligente du climat interne des bâtiments.

A la lumière de la modélisation et la simulation de la température et de l'humidité, nous avons conclu, d'une part que la commande floue est particulièrement intéressante dans le cas, des grandeurs climatologiques du bâtiment d'élevage qui ne disposent pas de modèle mathématique précis des processus à commander et ils présentent de fortes non linéarités. D'autre part, que l'automatisation et la commande des variables climatiques tels que la température et l'humidité ne permet pas seulement de réduire l'énergie consommée, mais aussi d'influencer sur le rendement total de production.

Finalement, une brève étude comparative entre la commande par la logique floue et la commande classique du climat interne de l'hangar d'élevage a montré que la commande floue est plus avantageuse dans la durée de la commande et le nombre de commutations, en perspective les détails de cette dernière approche peuvent dévoiler des bons indicateurs sur les technologies intelligentes.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Le travail présenté dans cette thèse est un projet constitué de deux parties. Une première visant la contribution au soulagement du réseau électrique national dans la région des haut-plateaux par le dimensionnement d'une centrale photovoltaïque reliée au réseau avec stockage pour alimenter le centre d'Oravio Tiaret. Une seconde visant la modélisation et la simulation des différents sous systèmes de la centrale conçue et le climat interne des bâtiments d'élevage de poules pondeuses avec un contrôle intelligent, dans le but d'améliorer le rendement de l'élevage, et la réduction du coût de l'investissement de l'installation photovoltaïque. Cependant, nous avons introduit cette recherche par une présentation des sources d'énergies renouvelables les plus utilisés dans le monde. Des brefs états d'arts des formes d'énergies et son développement ont été présentés. Alors, nous avons conclu que la production de l'énergie électrique par les bases renouvelable est devenue dans ces dernières décennies l'occupation de tous les pays du monde, à cause de la pollution, le changement climatique et la volonté de la politique mondiale. Par conséquent, actuellement la majorité des pays consacrent un budget pour la réalisation des centrales d'énergie renouvelable. Un ordre naturel a attiré curieusement notre intention est la répartition uniforme mondiale des gisements des énergies renouvelable. Encore fois, à travers l'analyse des cartes des gisements on constate des zones riches en soleil, d'autres régions possèdent un important gisement de vent et d'autre contient une disponibilité hydraulique énorme, donc une fortune en déchets agricoles et des fumiers de bétails ...etc.

Appuyé, par les perspectives et le programme des énergies renouvelables tracé par le gouvernement Algérien, nous avons accentué nos recherches sur les systèmes solaires photovoltaïques connectés au réseau et associé à un dispositif de stockage pour l'alimentation d'un campus d'élevage des poules pondeuses. L'objectif est de poser les bases de l'optimisation du dimensionnement et de l'exploitation optimale d'un tel système. Néanmoins, pour avoir des notions sur l'élevage des volailles, nous avons menés une consultation scientifique sur les conditions de vie des volailles et environnement du bâtiment d'élevage ou nous avons déduits que ces animaux ont besoin d'une source d'alimentation efficace et permanente ainsi d'un climat interne des bâtiments très stable et normatif. Toutefois, la réalisation d'un générateur photovoltaïque avec une régulation est bien pour améliorer la qualité énergétique mais aussi il faut l'adossé par un système de contrôle du climat interne de l'hangar.

Alors, pour la méthodologie de conception, nous avons élaboré un algorithme très détaillée qui prend en considération tous les principes scientifiques et économiques pour dimensionner le système photovoltaïque d'alimentation du site d'ORAVIO. Les étapes de ce derniers ont été considérées comme un cahier de charge de cette partie du projet. Nous avons conclus de cette étude de conception

qu'il est obligatoire de continuer à améliorer la réalisation de ces systèmes sur le territoire national a cause de leurs avantages et impact économique.

Toutefois, cette approche de prédimensionnement manuel utilisée nous a permis d'acquérir un grand savoir faire dans le domaine de conception en générale des générateurs PV, comme nous avons acquis des règles pratiques pour ajuster les paramètres réelles des installations industrielles. De même, nous avons eues des compétences sur les technologies et l'emplacement des différents matériels des installations photovoltaïques et le calcul des sections pour le choix des câbles en tenant compte des influences réelles du lieu, de la pose des câbles. Le choix des composants de l'installation a partir des données catalogue comparés à la théorie scientifiques ainsi que l'étude de la protection ont été fait.

Le travail de conception et de manipulation manuel des équations a été validé par un outil numérique « la version d'essai du logiciel Homer » spécialisé dans la conception des centrales d'énergie renouvelable. A partir des données transmises au logiciel nous avons obtenus la configuration optimale de la centrale reliée au réseau avec le stockage qui peut répondre à tous les besoins de l'entreprise avec un surplus pour l'injecter au réseau. L'interprétation des résultats obtenus a indiqué que l'algorithme utilisé pour la conception été fiable. Bien que, de façon générale, cette étude met en évidence l'existence d'un couplage très fort entre les composants de système PV non autonome : gisement – structure – dimensionnement – gestion d'énergie – mission de consommation, ce qui justifie également une approche systématique de la conception au sein de laquelle l'optimisation énergétique de l'ensemble est nécessaire. Alors ces aboutissements nous a permis de prendre la décision finale sur la méthodologie de conception de la configuration choisie de centrale d'énergie renouvelable. Finalement nous avons accomplis que les installations photovoltaïques reliées au réseau avec stockage doivent être dimensionnées pour qu'elles fournissent de l'énergie dans les conditions les plus défavorables, afin d'aboutir à une meilleure optimisation qui demeure l'objectif principale de tous les installateurs pour couvrir les besoins locaux et vendre le surplus au réseau central.

La dernière partie de notre travail de recherche présente des modèles de simulation effectués sous le logiciel Matlab/Simulink de l'ensemble des éléments de la centrale photovoltaïque d'Oravio raccordée au réseau de sonelgaz, ainsi que la simulation de la commande du climat des bâtiments d'élevage de poule pondeuse.

Ces modèles contiennent une représentation détaillée du générateur photovoltaïque, du convertisseur (DC-DC) (boost) avec une MPPT floue, de la batterie son régulateur de charge, de l'onduleur de tension (DC-AC) commandé par la MLI, un filtre, une charge équilibrée du côté (AC) et le réseau électrique, ainsi que le contrôle du système de chauffage, de ventilation et le système humidificateur.

Bien que, l'étude justificative du choix du contrôleur flou a été résumé par plusieurs chercheurs, nous avons fait une comparaison entre le contrôleur flou et le contrôleur P&O. Cependant les résultats obtenus ont montré l'avantage technique du contrôleur flou. Encore fois, pour la conception du générateur (PV), les résultats obtenus par simulation des tensions, des courants et des

puissances de la centrale montrent plusieurs indices de bon fonctionnement de la centrale conçue. La comparaison de ces résultats avec ceux présentés dans la littérature nous a permis de valider les étapes de notre travail. Quoique la simulation de la régulation du climat par le flou a donné des résultats très satisfaisants car sans l'effet du régulateur, les réponses seraient non seulement lentes, mais aussi présentent des fluctuations très importantes, ce qui aurait un effet néfaste sur les poules pondeuses.

La réalisation du générateur conçu permettra à l'entreprise de réduire les frais d'électricité et de gaz. Elle doit avoir une puissance supplémentaire à injecter dans le réseau central pour des revenus supplémentaires. Son service d'alimentation en énergie durable et gratuit sera amélioré.

La régulation du climat permet d'améliorer le rendement d'élevage d'Oravio par le respect des normes et le retour à la consommation réglementaire d'aliment ce qui réduit le prix de revient de l'œuf. Elle améliore la maintenance et l'augmentation de la durée de vie de l'appareillage par la diminution du nombre de commutations de l'appareillage.

Hors en plus de tous ces avantages, cette régulation du climat va engendrer un gain d'énergie par l'optimisation de fonctionnement des systèmes de chauffage, de ventilation et humidificateur ; ce qui va avoir un impact important sur la puissance totale consommée par les bâtiments ; par conséquent l'investissement du photovoltaïque va être réduit.

Enfin, Oravio Tiaret est devant un projet très promoteur avec un coût d'investissement très abordable grâce à l'énergie renouvelable et la régulation intelligente, ceci peut être amorti dans les meilleurs délais à cause de la marge bénéficiaire supplémentaire induite par le projet (facture d'énergie éliminée, surplus de production d'électricité et le gain de régulation du climat interne du bâtiment).

Recommandations

- Il est recommandé dans l'étude et la réalisation des grands projets nationaux de prendre en charge l'emplacement des générateurs PV pendant l'étude technique de la même manière de la prise en charge de la source du gaz naturelle et d'eau.
- Les bâtiments d'élevage agricole doivent avoir des toits inclinés et sans ombrage en respect des normes d'emplacement des panneaux pour récupérer le maximum d'énergie solaire.

Perspectives

- L'utilisation de la logique floue dans la gestion de l'énergie électrique dans le cas d'un système multi sources peut être envisagée.
- L'utilisation des réseaux de neurones, neuro-flou, algorithmes génétiques, dans le but de développer des résultats de ce projet.
- Étude d'un système hybride à multi sources pour réduire les investissements du stockage.

CONCLUSION GENERALE

En fin nous tenons a remercié la société nationale d'électricité et de gaz, l'entreprise d'élevage de poule pondeuse de Tiaret ORAVIO et les chercheurs biologistes pour leur contribution précieuse.

Références bibliographiques

- [1]- Kamaruzzaman Sopian et al, "Renewable Energy: Resources and Applications in Malaysia", Pusat Tenaga Malaysia, pp 2, ISESCO, Science and Technology Vision, volume 01 may 2005.
- [2]- M. Dédier, G. Coléda "Évaluation socio-économique du programme de production d'électricité éolienne et photovoltaïque", Coe-Rexecode, Octobre 2009
- [3]- Le programme des énergies renouvelables en Algérie www.maghrebemergent.info/.../algerie/59413-algerie-le-programme-des-energies-renouvelable
- [4]- Site de Ministère de l'Énergie - des énergies renouvelables- Algérie www.energy.gov.dz/francais/.../2016/...du...2016/Plaquette_PNEREE_2016_Fr.pdf
- [5]- A. Catana, L. de Schoulepnikoff, « Quelle source d'énergie pour les vingt prochaines années ? Le solaire une solution ». Gymnase Auguste Piccard, Novembre 2009.
- [6]- J.R.Vaillant, « Des recours immédiats à l'énergie solaire contre la pénurie d'énergie et la hausse des prix », Ed. Eyrolles, France, 1980.
- [7]- Potentiel et développement des énergies renouvelables en Algérie www.enp-oran.dz/wp-content/uploads/2017/11/article-10.pdf
- [8]- Rapport de la Commission mondiale sur l'environnement et le développement, CMED de l'ONU, présidée par Madame Gro Harlem Brundtland Avril 1987
- [9]- Renewable Energy policy network for the 21st century 2016 Rapport sur le statut mondial des énergies renouvelables 2016, www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_KeyFindings_French.pdf
- [10]- Ressources naturelles et croissance pro - pauvres enjeux économiques et politiques ISBN 978-92-64-04189-7-recueil d'Organisation de Coopération et de Développement Économique - OCDE 2009
- [11]- Labouret A, « Énergie solaire photovoltaïque », Dunod, 3 e éditions, Paris 2006. Ch1
- [12]- bencherif Mohamed "Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension » thèse de doctorat soutenu en 2012 à université de tlemcen
- [13]- Albertazzi S and al., "The technical feasibility of biomass gasification for hydrogen production", Catalysis Today, vol. 106, pp. 297-300, 2005
- [14]- Ramadhas AS, Jayaraj S, Muraleedharan C, "Power generation using coir-pith and wood derived producer gas in diesel engines," Fuel Processing Technology 2006; 87:849-853.
- [15]- Recherche ECRIN entreprise (2002). "L'Electronique de Puissance Vecteur d'Optimisation Pour les Energies Renouvelables", Paris, Rapport de synthèse, ISBN 2- 912154-8-1
- [16]- Boulenger P., Gallouin Y. 2009. Biological Anaerobic treatment of industrial effluents. Technologies de l'eau, (W3), pp. G1305.1 - G1305.27
- [17]- France Agrimer, 2012, La méthanisation état des lieux et perspectives de développement, n° 1 « Biomasse », 12 p., disponible sur : <http://www.franceagrimer.fr/content/download/16180/122245/file/methanisation-en-france.pdf>.
- [18]- F.Z. Kedaid « Développement de la base de données géothermiques de l'Algérie par un système d'information géographique » revue Centre de Développement des Énergies Renouvelables, accepté le 21 Novembre 2006)
- [19]- Michel Bernier, Patrice Pinel, Richard Labib et Raphaël Paillot : A multiple load Aggregation algorithm for annual hourly simulations of GCHP systems. HVAC&RR Research, 10(4):471_487, 2004.
- [20]- Centre d'Information sur l'Énergie et l'Environnement, Les énergies renouvelables, la géothermie. Rapport d'activité 2005.
- [21]- www.ciel.org. Revue des Énergies Renouvelables Vol. 9 N°4 (2006) 253 – 258
- [22]- Gergaud, " Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », thèse soutenue au ENS Cachan, le 9 décembre 2002.
- [23]- Hydro power, Alternative Energy News, 2010, [réf de janvier 2013], disponible sur: <http://www.alternative-energy-news.info/technology/hydro/>
- [24]- H Kanchev, " Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain », thèse soutenue à l'école centrale de lille, le 24 janvier 2014.
- [25]- Vaughn Nelson, "Wind energy, Renewable Energy and the Environment", CRC Press 2009, pp 45
- [26]- GWEC, "perspectives mondiales de l'énergie éolienne 2006 ", Septembre 2006, pp 8
- [27]- Nachida Kasbadji Merzouk "Évaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie". Thèse de doctorat, Soutenue le 02 Mai 2006, université de Tlemcen

- [28]-Khattache Laid. "Étude et Commande d'un Système Éolienne à Base d'une Machine Électrique Double Alimentée", Thèse de Magister de l'université de Batna (LEB) en 2007
- [29]-Georges Sallou. "Contribution a la commande robuste de la machine asynchrone a double alimentation". Thèse de Doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse, 13 Mars 2007.
- [30]-Kaddour Abdelmadjid, "Modélisation et simulation d'un concentrateur parabolique solaire " these soutenus en 2013
- [31]-Emeric Tapachès « Estimation du Potentiel de la Technologie Solaire Thermodynamique à Concentration en Climat Non Désertique »_ thèse Doctorat soutenus en Avril 2015
- [32]-G.M. Elsaket, "Simulating the IntegratedSolar Combined Cycle for Power Plants Application in Libya", Master of Science thesis, university of CRANFIELD, 2007, Libya.
- [33]- Bilel Bouassida "Simulation d'une centrale solaire à concentrateur cylindro- parabolique sous TRNSYS " École nationale d'ingénieur - Ingénieur en génie énergétique 2013. energie thermique
- [34]- Melle BRIHMAT Fouzia «Étude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Éolien». Mémoire de magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, 2012.
- [35]-N. Saïd; «Influence de la température sur les paramètres électriques, caractéristique des photopiles au silicium poly cristallin : modélisation et analyse par thermographie infrarouge », Thèse de Doctorat d'Aix-Marseille 3, 1986.
- [36]-F. Bouchtouche cherfa «Étude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique BT». Mémoire de magister, École National Polytechnique El-Harrach, 2004.
- [37]-Mark Hankins « installations solaires photovoltaïques autonomes »Traduit de l'anglais par Daniel Gouadec, Ed Dunod, Paris 2012
- [38]-P. Eveillard and J.-M. Tesseron. « La production décentralisée vue de l'exploitation des réseaux de transport et de distribution ». Journée d'études SEE : Conditions techniques d'insertion de la production décentralisée sur les réseaux de transport d'énergie, 1997.
- [39]-Clément Brossard, Clément Joulain « Systèmes-Autonomes-Photovoltaïques -Couplage-DC-ou-AC-System-Off-Grid», le 10/07/2014
- [40]- Thi Minh Chau Lé « Couplage onduleurs photovoltaïques et réseau, aspects contrôle / commande et rejet de perturbations » Thèse de Doctorat de L'université De Grenoble, 2012
- [41]-Mr Mehdi Merad-Boudia « Injection de l'électricité produite par les énergies renouvelables dans le réseau électrique ». Mémoire De Magister " École Doctorale " Université Abou Bekr Belkaïd, Tlemcen soutenue, 2010
- [42]-Makhloufi Salim « contribution a l'optimisation des installations photovoltaïques par des commandes intelligentes » thèse de doctorat en sciences de l'Université Hadj, Lakhdar Batna ,2013.
- [43]-Abbassen Lyes «Étude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque». Mémoire de magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, 2011.
- [44]-M. Angel Cid Pastor « conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques » Thèse Docteur de l'institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006
- [45]-A. T.Singo « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome » Thèse de doctorats, université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010
- [46]-Y. PANKOW, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque, » Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Thèse de Doctorat, 2004.
- [47]-Meddah Mohamed « synthèse des convertisseurs statiques dc/dc/ac pour les systèmes photovoltaïques: étude et simulation » mémoire de magister, soutenus en 2010, USTO
- [48]-Pierre Haessig. « dimensionnement et gestion d'un stockage d'énergie pour l'atténuation des incertitudes de production éolienne ». énergie électrique. école normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2014
- [49]-Abdoul Karim Traoré « gestion d'un système autonome hybride photovoltaïque éolien pour applications agricoles », unIversité du Québec, juillet 2016
- [50]-H. Bayem, « apport des méthodes probabilistes aux études d'insertion des énergies renouvelables dans les systèmes électriques », thèse de Doctorat en physique, Université Paris-sud 11, soutenue le 23 Novembre 2009.
- [51]-Techniques de conduite des élevages de poules pondeuses d'œufs de consommation Source : www.avicultureaumaroc.com
- [52]-guide d'élevage aviculture fermière Institut technique de l'aviculture
- [53]- Cahier technique produire des œufs biologique –Techn ITAB-
- [54]-Jean Marie Paillat « combinaison d'approches analytiques et systémiques » Habilitation à diriger des recherches université de la Réunion, soutenue le 15/03/2011.

- [55]-Document, RETScreen International Centre d'aide à la décision sur les énergies propres, « Analyse de projets d'installation photovoltaïque », Ministère de Ressources Naturelles, Canada 2001-2004.
- [56]- M. Capderou, « Atlas Solaire de l'Algérie, modèles théoriques et expérimentaux », Vol. 1, T1, Office des Publications Universitaires, Algérie, 1987.
- [57]- Centrale photovoltaïque, « guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets ». A l'usage des bureaux d'ingénieurs. PACER, 1996.
- [58]-Valérie Acquaviva « analyse de l'intégration des systèmes énergétiques à sources renouvelables dans les réseaux électriques insulaires » thèse de doctorat, l'université de corse, soutenue le 11 juillet 2009
- [59]-S. Petibon, «Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques». Thèse de doctorat de l'université de Toulouse, Janvier 2009.
- [60]-S. E. Evju «Fundamentals of Grid Connected Photovoltaic Power Electronics Converter Design». Norwegian University of Science and Technology (NTNU) Département of Electric Engineering, January 2007.
- [61]-Nitin Agarwal, Anoop Kumar, and Varun. "Optimization of grid independent hybrid PV–diesel–battery system for power generation in remote villages of Uttar Pradesh, India". *revue Energy for Sustainable Development*, 17(3):210 – 219, 2013.
- [62]-B. Said, B.M. Seghir, B. Mahmoud, C. Alberto, D. Belkacem, and H. Messaoud. "Environmental evaluation of typical house situated in the south of algeria by using photovoltaic system". In *Environment Friendly Energies and Applications (EFEA)*, 2012 2nd International Symposium on, pages 641–645, 2012. doi:10.1109/EFEA.2012.6294030
- [63]-M.A. Hamouda1, M. Saïdi1, A. Louchene1, C. Hamouda2 et A. Malek3 « Étude et Réalisation d'un système intelligent d'alimentation en énergie électrique d'une habitation en milieu urbain avec injection dans le réseau » *revue des énergies renouvelables* vol. 14 n°2 (2011) 187 – 202
- [64]-C. Cabal 'Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque ', Thèse de doctorat université de Toulouse III ,2008.
- [65]- Jérémy Lagorse, " Systèmes électriques hybrides à énergie renouvelable Dimensionnement, modélisation et simulation ", *Journée Technique Énergie Problématiques et méthodologies*, Université de Technologie de Belfort Montbéliard, p4 ,28/05/2009.
- [66]-Dhaker Abbes. « Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome » [En ligne]. Thèse Génie électrique. Poitiers : Université de Poitiers, 2012. Disponible sur Internet <http://theses.univ-poitiers.fr>
- [67]-S.Ait cheikh, «Étude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques». Thèse de doctorat, École National Polytechnique El-Harrach, Décembre 2007.
- [68]- M. Seddik Bacha, «Les systèmes de l'électronique de puissance dédié à la distribution électrique-application à la qualité de l'énergie». Thèse de doctorat Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble Ikerlan (Mondragon, Espagne), septembre 2003
- [69]- G. Haizea, «Etude de structure d'intégration des systèmes de génération décentralisés : application au micro réseaux». Thèse de doctorat dans le cadre de l'École Doctorale de Grenoble, 15 Décembre 2006.
- [70]-Ikegami, T., Maezono, T., Nakanishi, F., Yamagata, Y., and Ebi-hara, K. (2001). "Estimation of equivalent circuit parameters of pv module and its application to optimal operation of pv system". *Solar energy materials and solar cells*, 67(1) :389–395.
- [71]-Esram, T. and Chapman, P. (2007). "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *Energy conversion*", *IEEE transactions on*, 22(2) :439–449.
- [72]-H.J. Zimmermann, « Fuzzy sets Theory and its applications », Kluwer Academic Publishers, Boston, dortrecht, London, 1991.
- [73]-H.P. Geering, « Introduction to fuzzy Control », Institut für Mess-und Regeltechnik, ETH, IMRT-Bericht 24, Zurich, 1992.
- [74]-J.Prasanth Ram unN. Rajasekar unMasafumi Miyatak "Conception et aperçu des techniques de suivi de point de puissance maximum dans les systèmes éoliens et solaires photovoltaïques" *revue examen énergétiques renouvelables et durables*, Volume 73 ,juin 2017, pages 1138-1159
- [75]-Vijayan Sumathi unR. Jayapragash a Abhinav Bakshi b Praveen Kumarv Akella b "Méthodes de suivi solaire pour maximiser la sortie du système PV" *Revue examen énergétiques renouvelables et durables*, Volume 74 ,juillet 2017, pages 130-138
- [76]-K. Gopalakrishnan, 2E. Prasannakumar "Design of Γ -Source Inverter with Finite Step Model Predictive Control Strategy" *International Journal of Electrical and Electronics Research* ISSN 2348-6988 (online) Vol. 3, Issue 2, pp: (594-602), Month: April - June 2015,
- [77]-J. Liu et al., "Suivi maximum des points de puissance des systèmes PV utilisant un contrôleur flou avec un convertisseur DC / DC Boost", *revue Advanced Materials Research*, vol. 347-353, pp. 956-962, 2012

- [78]-Salas, V., Olias, E., Barrado, A., and Lazaro, A. (2006). “ Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems”. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(11) :1555–1578.
- [79]-Nopporn Patcharaprakiti and al ”Suivi de point de puissance maximal à l'aide d'une commande logique floue adaptative pour un système photovoltaïque connecté au réseau” revue *Énergie renouvelable* Volume 30, numéro 11 ,septembre 2005, pages 1771-1788
- [80]-Ying-Yi Hong unAngelo A. Beltran Jr. b cArnold C. Paglinawan c d ”Une conception robuste du suivi de point de puissance maximum en utilisant la méthode Taguchi pour un système PV autonome” *Revue Énergie appliquée* Volume 211 ,1er février 2018, Pages 50-63
- [81]-L.Protin, S.Astrier, « Convertisseurs photovoltaïque », *Techniques de l'Ingénieur*, Doc. D 3360.
- [82]-Zadeh, L. (1965). “Fuzzy sets. *Information and control*,” 8(3) :338–353.
- [83]- F. Bekkouche « *Commande robuste des Moteurs Asynchrones* » application de la logique flou et les réseaux de neurone, mémoire de magister soutenue à E.N.S.E.T mars 2006
- [84]-L.Vaijayanti¹ , Bibhuti bhusan rath² , B.Srikanth³ “A Fuzzy Logic Based Improved Maximum Power Point Tracking for Grid Integrated Solar Photovoltaic Power” *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology* Vol. 5, Issue 12, December 2016
- [85]-Nopporn Patcharaprakiti and al “Maximum power point tracking using adaptive fuzzy logic control for grid-connected photovoltaic system” *Conference Paper · February 2002*
- [86]-M.Firas Sharaif, C. Alonso, A. Martinez, “A simple and robust maximum power point control (mppc) for ground photovoltaic generators”, *LAAS Report 00621* April 2000.
- [87]- H. Buhler, “*Réglage Par Logique Floue*”, Presses Polytechniques et Universitaires Romandes CH-1015 Lausanne. 1994
- [88]- M. Ajaamoum, M. Kourchi, B. Bouachrine, A. Ihlal, and L. Bouhouch « Comparaison du contrôleur flou Takagi-Sugeno et de la commande P & O” pour l'extraction de la puissance maximale d'un système photovoltaïque » *International Journal of Innovation and Applied Studies* ISSN 2028-9324 Vol. 10 No. 1 Jan. 2015, pp. 192-206
- [89]-, D. and Ropp, M. (2003). “Comparative study of maximum power point tracking algorithms. *Progress in photovoltaics*” : *Research and Applications*, 11(1) :47–62.
- [90]- Hussein, K., Muta, I., Hoshino, T., and Osakada, M. (1995). “Maximum photovoltaic power tracking : an algorithm for rapidly changing atmospheric condition”s. In *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, volume 142, pages 59–64. IET.
- [91]-Tse, K., Ho, B., Chung, H., and Hui, S. (2004). “A comparative study of maximum-power-point trackers for photovoltaic panels using switching-frequency modulation scheme”. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 51(2) :410–418.
- [92]- Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., and Vitelli, M. (2005). “Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *Power Electronics*”, *IEEE Transactions on*, 20(4) :963–973.
- [93]- J. Svensson, “Synchronisation methods for grid connected voltage source converter”., *IEE- Proceedings, Generation Transmission & Distribution*, Vol.148, No. 3, May 2001, pp. 229-235.
- [94]- E. F. Mogos, X. Guillaud, “A Voltage Regulation System for Distributed Generation”., *IEEE Power Systems Conference and Exposition, IEEE- PSCE'04*, 10-13 October 2004, New York, USA.
- [95]- F. Bekkouche, H. Ait Mimoun, B. Bekkouche, « Designing a photovoltaic generator with intelligent controllers applied to a breeding Building Hens Layers » *International Journal of Applied Engineering Research* ISSN 0973-4562 Volume 10, Number 24 (2015) pp 43983-43992
- [96]- Brunton, S., Rowley, C., Kulkarni, S., and Clarkson, C. (2009). “Maximum power point tracking for photovoltaic optimization using extremum seeking”. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE*, pages 000013– 000016. IEEE.
- [97]- Brambilla, A., Gambarara, M., Garutti, A., and Ronchi, F. (1999). “New approach to photovoltaic arrays maximum power point tracking”. In *Power Electronics Specialists Conference, 1999. PESC 99. 30th Annual IEEE*, volume 2, pages 632–637. IEEE.
- [98]- Veerachary, M., Senjyu, T., and Uezato, K. (2003). “Neural- network-based maximum-power-point tracking of coupled-inductor interleaved- boost-converter-supplied pv system using fuzzy controller”. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 50(4) :749–758.
- [99]- Takagi, T., Sugeno, M., “Fuzzy identification of systems and its application to modeling and control,” *IEEE Trans. on Systems, Man and Cybernetics*, vol.15, n1, pp.116-132, 1985.
- [100]- F. Bekkouche et M.zerikat « *Commandes des moteurs à induction triphasée par orientation du flux rotoriques* » *Communication CIGE'2004 au Centre Universitaire de Béchar*

(Positionnement du cite de travail)

Mallakou Tiaret Algérie



(Paramètre du site)

[SSE Homepage](#)[Find A Different Location](#)[Abstract](#)[Methodology](#)[Parameters \(Units & Definition\)](#)

NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables



Latitude 35.2 / Longitude 1.25 was chosen.

Geometry Information

Elevation: 686 meters
taken from the
NASA GEOS-4
model elevation

Northern boundary
36

Western boundary 1 Center
Latitude 35.5
Longitude 1.5 Eastern boundary 2

Southern boundary
35

Parameters for Solar Cooking:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat 35.2 Lon 1.25	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	2.52	3.48	4.59	5.54	6.38	7.14	7.10	6.20	5.05	3.66	2.66	2.25

[Parameter Definition](#)

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Direct Normal Radiation (kWh/m²/day)

Lat 35.2 Lon 1.25	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	3.95	4.82	5.45	5.71	6.34	7.46	7.60	6.65	5.78	4.61	3.89	3.66	5.50

Minimum And Maximum Difference From Monthly Averaged Direct Normal Radiation (%)

Lat 35.2 Lon 1.25	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Minimum	-23	-20	-18	-9	-23	-6	-8	-13	-6	-13	-20	-22
Maximum	40	33	27	36	9	13	7	10	16	16	28	23

NOTE: Diffuse radiation, direct normal radiation and tilted surface radiation are not calculated when the clearness index (K) is below 0.3 or above 0.8.

[Parameter Definition](#)

Solar Geometry:

Monthly Averaged Daylight Hours (hours)

Lat 35.2 Lon 1.25	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	10.0	10.9	11.9	13.0	14.0	14.5	14.2	13.4	12.4	11.3	10.3	9.83

[Parameter Definition](#)

Parameters for Sizing Battery or other Energy-storage Systems:

Minimum Available Insolation Over A Consecutive-day Period (%)

Lat 35.2 Lon 1.25	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Min/1 day	12.6	16.3	4.56	14.4	14.8	21.8	34.3	10.4	24.7	14.7	4.51	4.44
Min/3 day	30.4	27.8	31.9	24.6	33.4	51.9	64.4	41.7	40.8	37.7	38.4	16.2
Min/7 day	54.3	53.6	47.8	54.9	55.5	75.4	80.5	64.5	55.0	54.3	59.0	37.9
Min/14 day	60.1	61.1	63.4	72.9	66.5	79.2	85.7	74.2	73.7	69.1	68.5	64.7
Min/21 day	66.3	67.2	72.6	76.1	71.4	84.3	89.2	80.0	83.2	80.2	76.5	75.7

ANNEXE

Min/Month	76.1	75.8	79.3	83.3	81.0	90.3	90.7	86.4	90.2	87.7	81.9	81.3
-----------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Parameter Definition

Equivalent Number Of NO-SUN Or BLACK Days (days)

Lat 35.2 Lon 1.25	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1 day	0.87	0.83	0.95	0.85	0.85	0.78	0.65	0.89	0.75	0.85	0.95	0.95
3 day	2.08	2.16	2.04	2.25	1.99	1.44	1.06	1.74	1.77	1.86	1.84	2.51
7 day	3.19	3.24	3.64	3.15	3.11	1.72	1.36	2.47	3.14	3.19	2.86	4.34
14 day	5.57	5.43	5.12	3.79	4.68	2.89	1.99	3.60	3.67	4.32	4.40	4.93
21 day	7.07	6.88	5.74	5.00	5.99	3.28	2.25	4.18	3.51	4.15	4.93	5.08
Month	7.38	6.75	6.40	4.98	5.87	2.89	2.88	4.20	2.91	3.81	5.41	5.78

Parameter Definition

Meteorology (Temperature):

Monthly Averaged Air Temperature At 10 m Above The Surface Of The Earth (°C)

Lat 35.2 Lon 1.25	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	8.32	9.80	12.7	15.4	20.1	25.3	28.4	27.8	23.6	18.9	13.4	9.66	17.8
Minimum	4.54	5.35	7.66	9.96	14.7	20.1	23.2	22.4	18.7	14.6	9.72	6.24	13.1
Maximum	12.7	14.6	18.1	20.9	25.5	30.7	34.2	33.6	28.6	23.5	17.5	13.8	22.8

Parameter Definition

Average Daily Temperature Range (°C)

Lat 35.2 Lon 1.25	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	8.16	9.34	10.4	11.0	10.8	10.5	11.0 *	11.2	9.94	8.83	7.81	7.61

* Warmest month

Parameter Definition

Meteorology (Other):

Monthly Averaged Relative Humidity (%)

Lat 35.2 Lon 1.25	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	62.3	57.0	50.7	44.9	41.6	34.5	31.4	35.9	45.1	50.0	57.6	62.2	47.7

Parameter Definition

Monthly Averaged Humidity Ratio At 10 m Above The Surface Of The Earth (%)

Lat 35.2 Lon 1.25	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	0.004650	0.004593	0.004832	0.005078	0.006166	0.007049	0.007736	0.008490	0.008505	0.007229	0.006004	0.005104


Parameter Definition



[Back to SSE Data Set
Home Page](#)

Responsible NASA Official: John M. Kusterer
 Site Administration/Help: NASA Langley ASDC User
 Services (users-astdsc@lists.nasa.gov)
 [Privacy Policy and Important Notices]
 Document generated on Mon Apr 22 04:41:50 EDT 2013

(Module PV choisi)




BENEFITS

Highest Efficiency
Panel efficiency of 18.7% is higher than any commercially available competitor panel.

More Power
SunPower 305 delivers 50% more power per unit area than conventional solar panels and 100% more than thin film solar panels.

Reduces Installation Cost
More power per panel means fewer panels per install. This saves both time and money.

Reliable and Robust Design
Proven materials, tempered front glass, and a sturdy anodized frame allow panel to operate reliably in multiple mounting configurations.



SPR-305-WHT

305 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE



The SunPower 305 Solar Panel provides today's highest efficiency and performance. Utilizing 96 next generation SunPower all back-contact solar cells, the SunPower 305 delivers an unprecedented total panel conversion efficiency of 18.7%. The 305 panel's reduced voltage-temperature coefficient and exceptional low-light performance attributes provide outstanding energy delivery per peak power watt.

SunPower's High Efficiency Advantage - Up to Twice the PowerComparable systems covering 1000 m² / 10,750 ft²

	Thin Film	Conventional	SunPower
Watts / Panel	65	165	305
Efficiency	9.0%	12.0%	18.7%
kWs	90	120	187



SUNPOWER

305 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE

Electrical Data

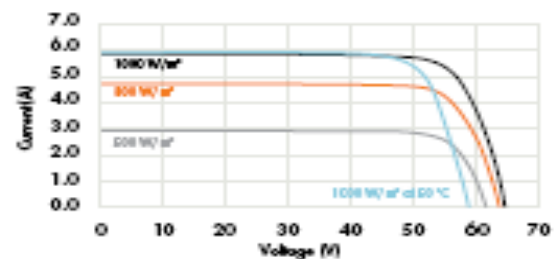
Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000 W/m², air mass 1.5, and cell temperature 25°C

Peak Power (+/-5%)	P _{max}	305 W
Rated Voltage	V _{mp}	54.7 V
Rated Current	I _{mp}	5.58 A
Open Circuit Voltage	V _{oc}	64.2 V
Short Circuit Current	I _{sc}	5.96 A
Maximum System Voltage	IEC, UL	1000 V, 600 V
Temperature Coefficients	Power	-0.38% / °C
	Voltage (V _{oc})	-176.6 mV/°C
	Current (I _{sc})	3.5 mA/°C
Series Fuse Rating		15 A
Peak Power per Unit Area		187 W/m ² , 17.4 W/ft ²

Mechanical Data

Solar Cells	96 SunPower all back-contact monocrystalline
Front Glass	4.0 mm (5/32 in) tempered
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes
Output Cables	900 mm length cables / Multi-Contact connectors
Frame	Anodized aluminum alloy type 6063
Weight	14 kg, 31 lbs

IV Curve



Current/voltage characteristics will depend on irradiance and module temperature.

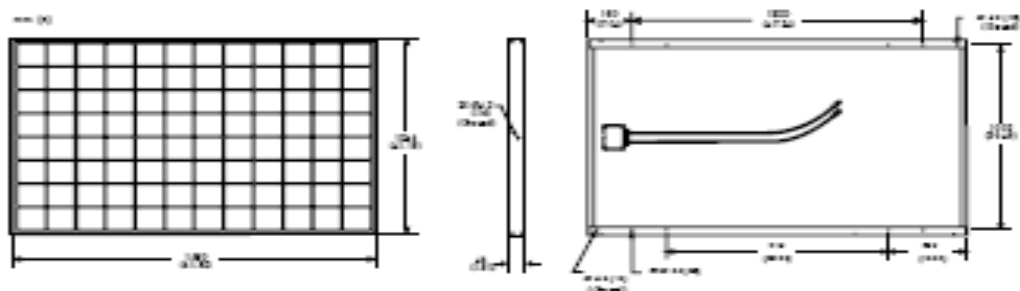
Tested Operating Conditions

Temperature	-40° C to +85° C (-40° F to +185° F)
Max load	240 kg/m ² (2400 Pascals) front and back
Impact Resistance	Hail - 25mm (1 in) at 23 m/s (52 mph)

Warranty and Certifications

Warranty	25 year limited power warranty 5 year limited product warranty
Certifications	IEC 61215, Safety listed IEC 61730; UL listed (UL 1702), Class C Fire Rating

Dimensions



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT. Go to www.sunpowercorp.com/panels for details

About SunPower

SunPower designs, manufactures and delivers high-performance solar electric technology worldwide. Our high-efficiency solar cells generate up to 30 percent more power than conventional solar cells. Our high-performance solar panels, roof tiles and trackers deliver significantly more energy than competing systems.

© January 2014 SunPower Corporation. All rights reserved. Specifications subject to change without notice.

DocuSunP01402014 Rev 11.04_en

Printed on recycled paper

sunpowercorp.com

ANNEXE

Exemple de tableau qui indique les courants admissibles (en ampère) par les sections

Lettre de sélection	Isolant et nombre de conducteurs chargés								
	B	PVC 3	PVC 2		PR 3		PR 2		
C		PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2		
E			PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2	
F				PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2
Section (mm ²) <i>Cuivre</i>									
1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	
2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	
4	28	32	34	36	40	42	45	49	
6	36	41	43	48	51	54	58	63	
10	50	57	60	63	70	75	80	86	
16	68	76	80	85	94	100	107	115	
25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
150		299	319	344	371	395	441	473	504
185		341	364	392	424	450	506	542	575
240		403	430	461	500	538	599	641	679
300		464	497	530	576	621	693	741	783
400					656	754	825		940
500					749	868	946		1083
630					855	1005	1088		1254
Section (mm ²) <i>Aluminium</i>									
2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	
4	22	25	26	28	31	32	35	38	
6	28	32	33	36	39	42	45	49	
10	39	44	46	49	54	58	62	67	
16	53	59	61	66	73	77	84	91	
25	70	73	78	83	90	97	101	108	121
35	86	90	96	103	112	120	126	135	150
50	104	110	117	125	136	146	154	164	184
70	133	140	150	160	174	187	198	211	237
95	161	170	183	195	211	227	241	257	289
120	186	197	212	226	245	263	280	300	337
150		227	245	261	283	304	324	346	389
185		259	280	298	323	347	371	397	447
240		305	330	352	382	409	439	470	530
300		351	381	406	440	471	508	543	613
400					526	600	663		740
500					610	694	770		856
630					711	808	899		996

Les coefficients de foisonnement**Facteur de correction K1**

lettre de sélection	cas d'installation	K1
B	● câbles dans des produits encastrés directement dans des matériaux thermiquement isolants	0,70
	● conduits encastrés dans des matériaux thermiquement isolants	0,77
	● câbles multiconducteurs	0,90
	● vides de construction et caniveaux	0,95
C	● pose sous plafond	0,95
B, C, E, F	● autres cas	1

Facteur de correction K2

lettre de sélection	disposition des câbles jointifs	facteur de correction K2														
		nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20			
B, C, F	encastrés ou noyés dans les parois	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40			
C	simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles.					
	simple couche au plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64						
E, F	simple couche sur des tablettes horizontales perforées ou sur tablettes verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72						
	simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc.	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78						

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, appliquer en plus un facteur de correction de :

- 0,80 pour deux couches
- 0,73 pour trois couches
- 0,70 pour quatre ou cinq couches.

Facteur de correction K3

températures ambiantes (°C)	isolation		
	élastomère (caoutchouc)	polychlorure de vinyle (PVC)	polyéthylène réticulé (PR) butyle, éthylène, propylène (EPR)
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,06	1,04
30	1,00	1,00	1,00
35	0,93	0,94	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55	-	0,61	0,76
60	-	0,50	0,71

(convertisseur DC/DC)

TAME-POWER
TRONICO
DC/DC energy converters

COMET SERIE
kW range, general purpose DC/DC converters

Smart DC/DC Converter Buck - Boost - Bidirectional

COMET productline - Liquid cooled version

FEATURES

- Programmable DC/DC Smart Converter as current or voltage source
- Multiple regulation modes
- Liquid cooled
- Insulated CAN 2.0B connectivity
- Parallelizable modules for higher power delivery without limitations (in current source mode only)
- Easily stackable

APPLICATIONS

- Fuel cell power
- Electrical vehicles range extenders
- Solar panels
- Super capacitors
- Battery systems

SPECIFICATIONS

POWER - EFFICIENCY - REFERENCE

Min Power = 250 W for SINGLE units and 500 W for DOUBLE units



ANNEXE

		Vhighside				Eff.	Type	Main reference	Type terminaison		
		70 ... 110 V	300 ... 450 V	500 ... 700 V	600 ... 1200 V				BUCK	BOOST	BIDIR
Vlowside	40 - 60 V	7 kW				95%	SINGLE	CONV-DCDC-07KW-ABBC-01	-F	-G	-H
		14 kW					DOUBLE	CONV-DCDC-14KW-ABBC-01	-I	-J	-K
	35 - 70 V		6 kW			92%	SINGLE	CONV-DCDC-06KW-ABFI-01	-F	-G	-H
			12 kW				DOUBLE	CONV-DCDC-12KW-ABFI-01	-I	-J	-K
	50 - 100 V			6 kW		91%	SINGLE	CONV-DCDC-06KW-ABJN-01	-F	-G	-H
				12 kW			DOUBLE	CONV-DCDC-12KW-ABJN-01	-I	-J	-K
	80 - 150 V		10 kW			95%	SINGLE	CONV-DCDC-10KW-BCFI-01	-F	-G	-H
			20 kW				DOUBLE	CONV-DCDC-20KW-BCFI-01	-I	-J	-K
	150 - 250 V			18 kW		96%	SINGLE	CONV-DCDC-18KW-CEJN-01	-F	-G	-H
				36 kW			DOUBLE	CONV-DCDC-36KW-CEJN-01	-I	-J	-K
	300 - 400 V			30 kW		97%	SINGLE	CONV-DCDC-30KW-FHJN-01	-F	-G	-H
				60 kW			DOUBLE	CONV-DCDC-60KW-FHJN-01	-I	-J	-K
	350 - 450 V				20 kW	97 %	SINGLE	CONV-DCDC-20KW-GILX-01	-F	-G	-H
					40 kW		DOUBLE	CONV-DCDC-40KW-GILX-01	-I	-J	-K

REGULATION MODES

	LOW SIDE	HIGH SIDE
Current	Available	Available
Voltage	Available	Available
Power	Available	Available
MPPT	Under development	Under development

COMMUNICATION AND MONITORING

	MIN	TYP.	MAX	UNITS
CAN 2.0B bus speed	125		500	Kb/s
CAN periodicity		100		ms
Measured voltages accuracy		±0.7	±2	% of full scale
Measured Low Side current accuracy		±1.9	±3	% of full scale
Measured High Side current accuracy		±1.7	±2.5	% of full scale
Measured internal temperature accuracy		±1	±3	°C
Service connection - Voltage	10.5		32	V
Service connection - power consumption (SINGLE / DOUBLE)	2		6 / 12	W

(Onduleur)

Power factor range	0 – 1 ind./cap.
Max. efficiency (%)	96.4
Self consumption idle/operation (W)	400/1,100

AMBIENT CONDITIONS

Cooling type/Required air flow (m ³ /h)	Air cooling/1,500
Ambient temperature at nominal power (°C)	0 ... + 40
Storage temperature (°C)	-25 ... + 55
Permitted max. humidity (%)	95 (non-condensing)
Max. altitude (m)	2,000
Environmental classification (IEC 60721-3-3)	3K3
Pollution degree (IEC 62109-6-3)	2
Type of protection (IEC 60529)	IP20

GENERAL DATA

Dimensions Wx DxH (including base/plinth) (mm)	1,000 x 600 x 1,800 (2,000)
Weight (kg)	550
Inverter design	Transformerless
Compliance with standards	BDEW MV directive, VDE-AR-N 4105, Tor D4, ÖVE/Önorm, EN61000-6-2, EN61000-6-4, EN62109-1
Interfaces/Protocols	CAN, Ethernet (optional) / CANopen, Modbus TCP (optional)

TECHNICAL DATA



Art. No. REFUhybrid 100
410P100.0

DC DATA

DC voltage range at nominal power (V)	500 ... 800
DC start voltage (V)	300
Max. DC voltage (V)	800
Max. DC operational current (A)	+/- 210
Number of DC inputs	1 x Plus, 1 x Minus

AC DATA

AC nominal power (kW)/AC apparent power (kVA)	100/100
Max. AC current (A)	+/- 146
Max. short circuit current grid (A)	206
AC grid connection	3~/N/PE
Nominal AC voltage/AC voltage range (V)	400/320 ... 460
Nominal frequency/Frequency range (Hz)	50, 60/45 ... 65
Max. THD (%)	< 1.5

ANNEXE

Power factor range	0 – 1 ind./cap.
Max. efficiency (%)	96.4
Self consumption idle/operation (W)	400/1,100

AMBIENT CONDITIONS

Cooling type/Required air flow (m³/h)	Air cooling/1,500
Ambient temperature at nominal power (°C)	0 ... + 40
Storage temperature (°C)	-25 ... + 55
Permitted max. humidity (%)	95 (non-condensing)
Max. altitude (m)	2,000
Environmental classification (IEC 60721-3-3)	3K3
Pollution degree (IEC 62109-6-3)	2
Type of protection (IEC 60529)	IP20

GENERAL DATA

Dimensions W x D x H (including base/plinth) (mm)	1,000 x 600 x 1,800 (2,000)
Weight (kg)	550
Inverter design	Transformerless
Compliance with standards	BDEW MV directive, VDE-AR-N 4105, Tor D4, ÖVE/Önorm, EN61000-6-2, EN61000-6-4, EN62109-1
Interfaces/Protocols	CAN, Ethernet (optional) / CANopen, Modbus TCP (optional)

(Différents Types Batteries avec prix)

Type de batteries	Capacité Ah	Tension V	Prix €
Batterie solaire Surette à décharges profondes	530 Ah	12 V	738
	770 Ah	4 V	403
	1557 Ah	4 V	768
	1900 Ah	4 V	924
	770 Ah	6 V	640
	963 Ah	6 V	820
	156 Ah	6 V	889
	770 Ah	8 V	840
	1156 Ah	8 V	1480
	460 Ah	6 V	290
	530 Ah	6 V	320
2491 Ah	2 V	660	
3435 Ah	2 V	920	
Batterie solaire Lead acide East Penn à décharges profondes	84 Ah	12 V	99
	105 Ah	12 V	113
	115 Ah	12 V	150
Batterie solaire scellée Deka type AGM, sans entretiens, à décharges profondes	58 Ah	12 V	170
	38 Ah	12 V	110
	85 Ah	12 V	194
	105 Ah	12 V	215
	112 Ah	12 V	228
	210 Ah	12 V	347
265 Ah	12 V	485	
Batterie solaire scellée Deka type GEL, sans entretiens, à décharges profondes	58 Ah	12 V	165
	85 Ah	12 V	212
	100 Ah	12 V	244
	112 Ah	12 V	275
	210 Ah	12 V	467
265 Ah	12 V	577	

Résumé

Le travail présenté dans cette thèse est un projet à deux objectifs. Le premier visant la contribution au soulagement du réseau électrique national dans la région des haut-plateaux par dimensionnement d'une centrale photovoltaïque reliée au réseau avec stockage pour alimenter le centre d'Oravio Tiaret. Le second vise la modélisation et la simulation des différents sous systèmes de la centrale conçue et le climat interne des bâtiments d'élevage de poules pondeuses avec un contrôle intelligent, dans le but d'améliorer le rendement de l'élevage, et la réduction du coût de l'investissement du système photovoltaïque.

Alors, pour la méthodologie de conception, nous avons élaboré un algorithme très détaillée qui prend en considération tout les principes scientifiques et économiques pour dimensionner le système photovoltaïque. La conception manuelle a été validé par le logiciel Homer où nous avons obtenus la configuration optimale de la centrale reliée au réseau avec le stockage qui répondre à tout les besoin de l'entreprise avec un surplus pour l'injecté au réseau.

Les modèles de simulation de la structure choisie, ainsi que la commande du climat des bâtiments d'élevage ont été présentés. Dans ce contexte, un contrôleur flou pour suivre le point de puissance maximale du générateur a été comparé avec la méthode Perturbe & Observe. Les résultats obtenus ont montrés l'avantage de la technique du contrôleur flou pour l'optimisation de l'énergie électrique sous divers conditions climatiques. Également, pour la protection de charge de la batterie un contrôleur flou a été conçu. Pour le contrôle du système de chauffage, de ventilation et le système humidificateur un superviseur flou est réalisé pour obtenir les conditions des normes de vie des volailles. Une simulation du système globale a été fournie pour valider l'efficacité de son fonctionnement.

Enfinement un bref bilan montrant l'amélioration du rendement de l'entreprise a été présenté.

MOTS CLÉS

Photovoltaïque, stockage, relie au réseau, dimensionnement, modélisation, MPPT, contrôleur flou, P&O, le climat de bâtiment d'élevage de poules.

Abstract

The work presented in this thesis is a project with two objectives. The first aimed at contributing to the relief of the national electricity grid in the high-plateau region by dimensioning a photovoltaic power plant connected to the grid with storage to supply the center of Oravio Tiaret. The second is the modeling and simulation of the different sub-systems of the designed plant and the internal climate of the laying hen buildings with intelligent control, with the aim of improving the yield of the livestock, and the reduction of the cost of the photovoltaic system investment.

So, for the design methodology, we have developed a very detailed algorithm that takes into account all the scientific and economic principles for sizing the photovoltaic system. The manual design has been validated by the Homer software where we have obtained the optimal configuration of the grid-connected power plant with the storage that meets all the needs of the company with a surplus for injected into the network.

Simulation models of the chosen structure, as well as climate control of livestock buildings were presented. In this context, a fuzzy controller to monitor the generator's maximum power point has been compared with the Perturb & Observe method. The results obtained showed the advantage of the fuzzy controller technique for the optimization of electrical energy under various climatic conditions. Also, for the charge protection of the battery a fuzzy controller has been designed. For the control of the heating, ventilation and humidification system a fuzzy supervisor is realized to obtain the conditions of the norms of life's poultry. A simulation of the overall system has been provided to validate the effectiveness of its operation.

Finally a brief report showing the improvement of the company's performance was presented.

KEYWORDS

Photovoltaic, livestock building, sizing, MPPT, battery, modeling, fuzzy logic, connects to grid, building climate control.