

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE DE BISKRA
FACULTE DES SCIENCES ET DE SCIENCES DE L'INGENIEUR
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

MEMOIRE DE MAGISTER

Spécialité : *ELECTROTECHNIQUE*
Option : *Electricité Industrielle*

Présenté Par

TKOUTI NACIRA

(Ingénieur d'état en Electrotechnique)

THEME

**OPTIMISATION des SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES
CONNECTES au RESEAU
par la LOGIQUE FLOUE**

Soutenu le : 29 / 02 / 2004

Membres de Jury

S. ZOZOU	Maître de conférences, Université de Biskra	Président
A. MOUSSI	Professeur, Université de Biskra	Rapporteur
B. AZZOU	Maître de conférences, Université de Batna	Examineur
A. GOLEA	Maître de conférences, Université de Biskra	Examineur

2003/2004

Introduction Générale

Les sources d'énergie conventionnelles, obtenues de notre environnement, tendent à échapper avec une rapidité relative due à ses utilisations irrationnelles par l'humanité. Cette origine incontrôlée des énergies naturelles, certainement mène à un accord avec notre système écologique à l'instabilité. La diminution des sources de pétrole, gaz naturel et sources naturelle de charbon mènent à faire un effort de trouver des nouvelles sources d'énergie pour permettre une réduction dans l'utilisation des sources naturelles de combustible, c'est le but souhaité des pays industrialisés du monde [1, 2].

Dans ce contexte l'énergie solaire apparaît comme une source importante telle que la quantité d'énergie solaire qui arrive sur la surface de terre dans un jour est dix fois plus que l'énergie consommée [7].

A travers l'effet photovoltaïque l'énergie contenue dans la lumière solaire peut être convertie directement à une énergie électrique. Cette méthode de conversion d'énergie présente quelques avantages parmi lesquelles : la simplicité : en construction modulaire, flexibilité d'utilisation [8], temps court de l'installation et de fonctionnement, régularité élevée et basse maintenance [12]. Dans un autre coté, les systèmes photovoltaïques représentent une source d'énergie électrique silencieuse, sûre, non polluée et renouvelable fortement appropriée pour l'intégration dans les régions urbaines [7].

Les trois genres de systèmes photovoltaïques que l'on rencontre généralement sont les systèmes autonomes, hybrides et connectés à un réseau. Les deux premiers sont indépendants du service public de distribution d'électricité; on les retrouve souvent dans les régions éloignées.

Les systèmes autonomes dépendent uniquement de l'énergie solaire pour répondre à la demande d'électricité. Ils peuvent comporter des accumulateurs – qui emmagasinent l'énergie produite par les modules au cours de la journée – servant la nuit ou lors des périodes où le rayonnement solaire est insuffisant. Ces systèmes peuvent également répondre aux besoins d'une application (par exemple, le pompage de l'eau) sans recours aux accumulateurs.

Les systèmes hybrides : qui sont également indépendants des réseaux de distribution d'électricité, sont composés d'un générateur photovoltaïque combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée, lorsqu'il n'y a pas assez de lumière solaire à certains moments de l'année, ou si on désire diminuer l'investissement dans les champs de modules photovoltaïques et les batteries d'accumulateurs.

Les systèmes connectés au réseau, qui seront traités en détail dans le présent travail. Un certain nombre de pays comme les USA, l'Allemagne, le Japon favorisent l'émergence d'un nouveau marché promoteur de couplage des générateurs solaires au réseau d'électricité.

A cause de la nature non linéaire du système photovoltaïque, il est difficile et compliqué de commander ce système par les régulateurs standards ces derniers nécessitent plusieurs simplifications et linéarisations du système ce qui nous mène loin de notre système vraie, c'est pourquoi on a proposé dans ce projet un régulateur à base de la logique floue.

Dans le cas du réglage par la logique floue, il n'est pas nécessaire d'établir un modèle du système à régler. La conception d'un système flou commence par le choix des variables linguistiques qui déterminent son état, on partitionne ensuite le domaine de chaque variable linguistique en un ensemble de fonctions d'appartenance, qui expriment les valeurs de façon approximative. Puis des règles linguistiques qui établissent les relations d'inférence entre ces variables. En générale les règles sont proposées par un expert.

Ainsi, l'objectif du présent travail est de développer un contrôleur à base de la logique floue pour commander un convertisseur intermédiaire qui permettra au générateur photovoltaïque de délivrer sa puissance maximale à n'importe quel éclairement à température constante dans tous le temps d'une manière rapide et précise cela sans avoir le modèle mathématique exacte du système photovoltaïque.

Le mémoire est subdivisé en cinq chapitres :

Où le premier chapitre expose un aperçut sur le rayonnement solaire.

Le deuxième chapitre parle sur la production d'énergie photovoltaïque ainsi les caractéristiques du générateur photovoltaïque

Le troisième chapitre explique les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux.

Le quatrième chapitre est consacré aux concepts fondamentaux et la théorie des ensembles flous.

Le cinquième chapitre présente le système étudié et les résultats de la simulation de l'ensemble générateur – onduleur – réseau pour une température constante et un éclairage variable.

En fin une conclusion générale résume le travail réalisé et les perspectives futures.

I. Rayonnement Solaire

I.1 Introduction

Le soleil, bien que distant de plus de 150 millions de kilomètres de nous, demeure notre plus grande source d'énergie même si elle est intermittente. La température intérieure du soleil, supérieure à 10 millions de degrés permet aux réactions nucléaires de fusion de transformer à chaque seconde environ 6 millions de tonnes de sa masse en énergie rayonnée dans l'espace. La surface de la terre reçoit 180.10^6 GW de la puissance totale émise par le soleil qui est 390.10^{15} , le reste est renvoyé dans l'Univers par réflexion et rayonnement [1, 4, 5].

Les rayonnements solaires concernés par le photovoltaïque sont des rayonnements électromagnétiques (ultraviolet, rayonnement visible et infrarouge). Ils peuvent être divisés en trois types : rayonnement direct, rayonnement diffus provenant de l'atmosphère et rayonnement réfléchi provenant du sol. L'œil humain nous renseigne de ce fait très mal sur l'énergie apportée par le rayonnement solaire à cause de la partie invisible (les infrarouges), qui représente plus de la moitié de ce rayonnement. Par ailleurs, lorsque le soleil est voilé (nuage, vent de sable) une grande partie de l'énergie solaire n'arrive pas au niveau du sol (de l'ordre de 50 à 70%) [1, 2].

I.2 Influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire

Sur la surface terrestre, le rayonnement solaire subit des modifications considérables, dues principalement aux phénomènes d'absorption et/ou de diffusion causés par les aérosols (poussière de diverses origines), ainsi que par les molécules d'eau et les différents gaz (azote, oxygène, gaz carbonique...etc) présents dans la couche atmosphérique enveloppante.

I.3 Rayonnement solaire au niveau du sol

Après avoir traversé l'atmosphère, une partie du rayonnement incident parvient directement au sol, l'autre sera diffusé. Une autre composante du rayonnement est mise en évidence, c'est la partie renvoyée vers l'atmosphère après réflexion diffusée par le sol. Cette partie s'appelle l'ALBEDO, et qui varie en fonction du sol et de son état.

- **Rayonnement global** est défini comme étant la somme du rayonnement direct et diffus qui est le rayonnement émis par le soleil incident sur une surface donnée.
- **Rayonnement direct** est le rayonnement solaire incident sur un plan donné, et provenant d'un petit angle solide centré sur le disque solaire.
- **Rayonnement diffus** est le rayonnement solaire global à l'exception du rayonnement direct. Il comprend la plus grande partie du rayonnement diffusé par l'atmosphère ainsi qu'une partie du rayonnement réfléchi par le sol, suivant l'inclinaison de la surface réceptrice.

I.4 Mesure du rayonnement solaire

On mesure le rayonnement solaire par deux appareils les plus utilisés [2, 4] qui sont :

I.4.a Le pyranomètre

Cet appareil est utilisé pour la mesure du rayonnement global et diffus. Dans le premier cas, on mesure le rayonnement incident sur une surface horizontale, et dont le spectre se situe approximativement entre $0.3\mu\text{m}$ et $3\mu\text{m}$ (lumière visible et proche-infrarouge); par contre dans le deuxième cas, la surface réceptrice se compose de deux anneaux concentriques en argent. L'anneau intérieur est recouvert en noir, celui de l'extérieur est recouvert en blanc. La différence de température entre ces anneaux, mesurée par des thermocouples est proportionnelle au flux lumineux incident. Ce type d'instruments possède une grande sensibilité telle que la tension de sortie pour l'éclairement maximal est de l'ordre du millivolt [4, 2].

I.4.b L'héliographe

Cet instrument mesure la durée d'ensoleillement journalière. L'instrument actuel enregistre l'irradiation au dessus d'un seuil de 210w/m^2 (soit un cinquième du maximum possible), et dont le plus répandue est celui de Campbell-stockes. Il se compose d'une sphère en verre d'environ 10cm de diamètre permettant de concentrer les rayons solaires sur une bande de carton bleu foncé, où le rayonnement laisse une trace de brûlure [2, 4, 17].

I.5 Modèle simplifié de l'éclairement

Ce modèle quantifie le flux lumineux pour une journée claire, et qui fait simuler la forme en cloche de l'éclairement à une fonction « sinus » du temps solaire vrai [2].

L'expression mathématique du modèle est :

$$E = E_M \cdot \sin h \quad (I.1)$$

Avec:

$$t = t_{sr} + \frac{h}{15} \quad (I.2)$$

où

E_M : est la valeur maximale de l'éclairement sur site (obtenue à midi).

t_{sr} : est le temps solaire correspondant au levé du soleil (en heures).

t et h : désignent respectivement le temps solaire vrai et l'angle (en degrés), sont définis par :

a. Temps solaire vrai (TSV)

Le temps solaire vrai à un lieu et à un instant donné est l'angle horaire du soleil en ce lieu et à cet instant. C'est une notion qui traduit à la fois le mouvement de rotation de la terre et de son mouvement de translation. Par définition, le temps solaire vrai (TSV) est évalué par :

$$\text{TSV} = 12 + \frac{h}{15} \quad (I.3)$$

b. Angle horaire

C'est l'angle que font sur le plan équatorial les projections de la direction du soleil et de la direction du sud pour un lieu donné. Il est lié directement au temps solaire vrai par la relation :

$$h = \frac{360^\circ}{24} (\text{TSV} - 12) \quad (I.4)$$

Où une heure de temps correspond à 15° d'angle horaire.

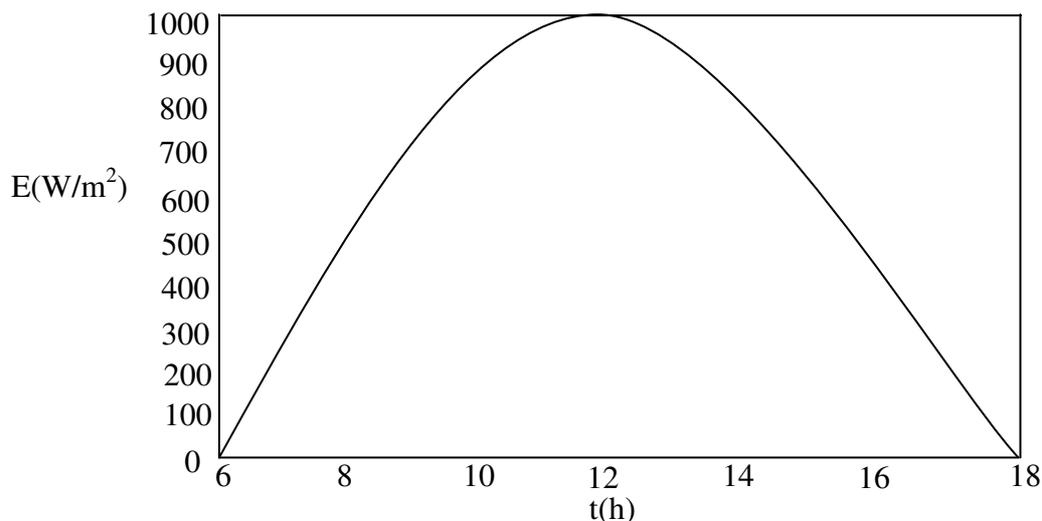


Figure I.1 : Modèle de l'éclairage

II. Energie Photovoltaïque

Le terme « photovoltaïque », a été formé à partir des mots « photo », un mot grec signifiant lumière, et « Volta », le nom du physicien italien Alessandro Volta, qui a inventé la pile électrochimique en 1800 [11, 12, 24].

Les systèmes photovoltaïques ne contiennent aucune pièce mobile. Ils sont fiables, requièrent peu d'entretien, silencieux et ne produisent aucune émission de polluants. Ce sont des systèmes modulaires : les éléments de base (modules de cellules solaires) sont vendus dans un vaste éventail de capacités d'alimentation électrique qui vont d'une fraction de watt (par exemple les montres et les calculettes à pile solaire) à plus de 300 watts. L'interconnexion des modules permet d'obtenir la puissance qu'exige notre application. Certaines centrales photovoltaïques de démonstration produisent une puissance allant jusqu'à plusieurs mégawatts, bien que la plupart des systèmes installés soient de dimension beaucoup plus modeste. Le développement de la production d'électricité photovoltaïque est beaucoup au niveau domestique en particulier dans les pays où les problèmes environnementaux sont pris au sérieux (Japon, Allemagne, Suisse...) et dans les pays en voie de développement [7, 25, 27].

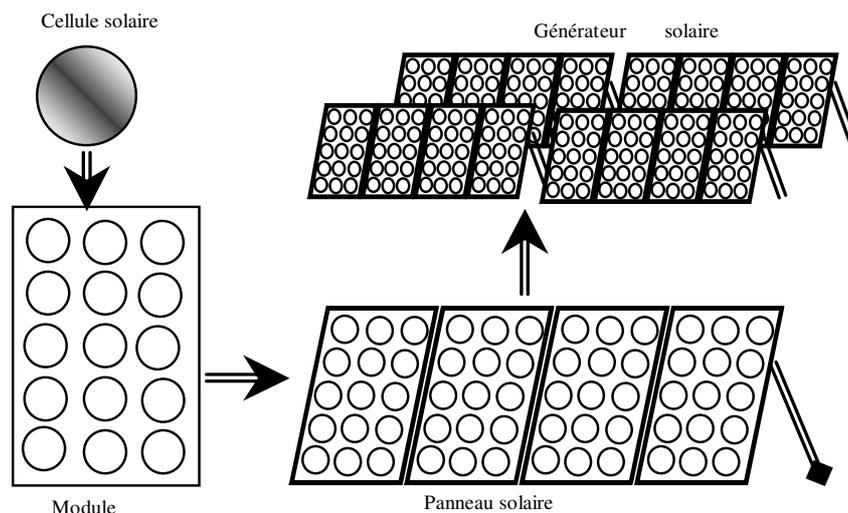


Figure I.2 : Structure d'un générateur photovoltaïque

II.1 Fonctionnement

En général, les cellules photovoltaïques sont constituées de matériaux semi-conducteurs spéciaux qui permettent aux électrons, qui sont excités lorsque le matériel est exposé à la lumière du soleil, d'être libérés de leurs atomes c'est une jonction semi-conductrice P-N. Une fois libérés, ils se déplacent dans le matériau et forment un courant électrique. Le courant circule dans une seule direction (comme aux bornes d'une pile) et c'est pourquoi on dit que cette électricité est à courant continu (c.c). Cette conversion directe de l'énergie lumineuse (flux de photons) en énergie électrique s'appelle l'effet photovoltaïque [17, 20].

II.1.1 Schéma équivalent d'une cellule solaire

Le schéma d'une cellule solaire est représenté sur la (Fig. I.3). Sous un éclairement, la caractéristique d'une cellule peut être représentée par les relations suivantes [16, 17, 20].

$$I(V) = I_p - I_d - \frac{V_j}{R_{sh}} \quad (I.5)$$

$$I_d = I_o \cdot \left[\exp \left[\frac{q \cdot V_j}{(a \cdot K \cdot T)} \right] - 1 \right] \quad (I.6)$$

$$V_j = V + R_s I \quad (I.7)$$

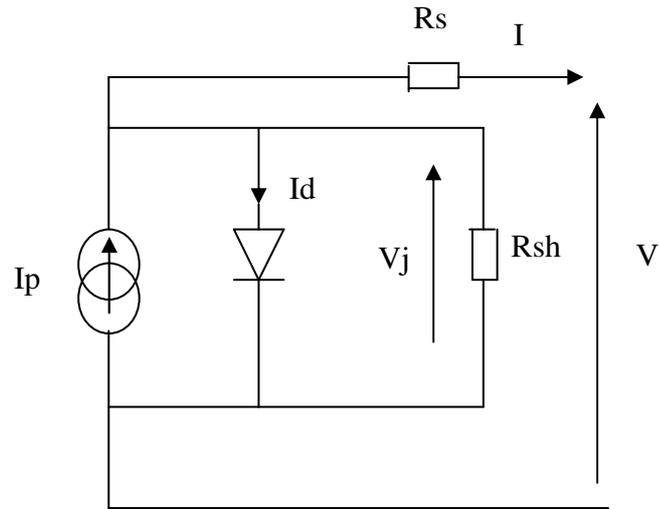


Figure I.3 : Circuit équivalent d'une cellule solaire

Dans notre étude nous allons supposé que R_{sh} est assez grande pour qu'on puisse négligé son courant de fuite [16, 17, 20]. Dans ce cas nous allons réécrire les équations précédentes comme suit :

$$I(V) = I_p - I_d(V_j) \quad (I.8)$$

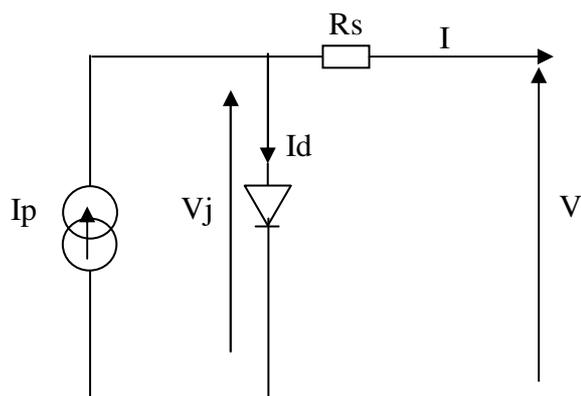
$$I_d = I_o \cdot [\exp\left[\frac{q \cdot V_j}{(a \cdot K \cdot T)}\right] - 1] \quad (I.9)$$

$$V_j = V + R_s I \quad (I.10)$$

L'expression donnant la relation tension-courant est donnée par :

$$V = -R_s I + \left(\frac{a \cdot K \cdot T}{q}\right) \ln\left(1 + \frac{I_p - I}{I_o}\right) \quad (I.11)$$

Et le circuit équivalent de la cellule sera réduit à celui de la (Fig. I.4)


Figure I.4 : Circuit simplifié de la cellule

Si la charge est infinie (circuit ouvert), la cellule présentera à ses bornes la tension à vide V_o dont la valeur est donnée comme suit :

$$V_o = (a.K.T/q) \cdot \ln\left(1 + \frac{I_p}{I_o}\right) \quad (\text{I.12})$$

Comme l'ordre de grandeur de (I_p/I_o) est environ $10^{10} : 10^{14}$, l'équation précédente devient :

$$V_o = \left(\frac{1}{A}\right) \cdot \ln\left(\frac{I_p}{I_o}\right) \quad (\text{I.13})$$

avec :

$$A = \frac{q}{(a.K.T)} \quad (\text{I.14})$$

II.2 Module photovoltaïque

A la base, une cellule photovoltaïque fournit un courant sous une faible tension (de l'ordre de 0.6V en circuit ouvert). Pour obtenir une tension plus importante il est nécessaire de raccorder plusieurs cellules en série. Cet ensemble de cellules est encapsulé de façon étanche afin de les protéger de l'humidité et des chocs [16, 19, 24], l'assemblage constitue un module Photovoltaïque.

a- Association des cellules photovoltaïques en série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. la caractéristique résultante (I_{sc}, V_{sc}) obtenue en associant en série n_s cellules identiques (I_{cc}, V_{co}) :

$$I_{sc} = I_{cc} \quad \text{et} \quad V_{sco} = n_s V_{co} \quad (\text{I.15})$$

b- Association de cellules photovoltaïques en parallèle

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. La caractéristique résultante (I_{pcc} , V_{pco}) obtenue en associant en parallèle n_p cellules identiques (I_{cc} , V_{co}) :

$$I_{pcc} = n_p I_{cc} \quad \text{et} \quad V_{pco} = V_{co} \quad (\text{I.16})$$

Pour obtenir une énergie électrique exploitable, plusieurs modules peuvent être raccordés ensemble pour former un panneau Photovoltaïque. Ces modules sont généralement composés de 33 à 72 cellules connectées en série et/ou en parallèle assurant une tension adaptée en général à la charge des batteries (12 ou 24V).

c. Caractéristiques d'un module solaire

c.1 Caractéristique courant -tension (I-V)

C'est une caractéristique fondamentale du module solaire définissant cet élément comme générateur. Elle est identique à celle d'une jonction P-N avec un sens bloqué, mais décalé le long de l'axe du courant d'une quantité directement proportionnelle à l'éclairement [16, 17, 20]. Elle se trace sous un éclairement fixe et une température constante (Fig. I.5).

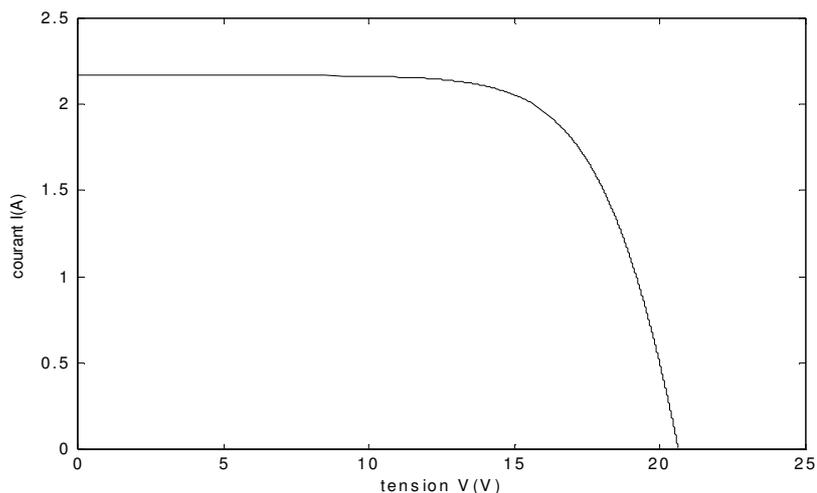


Figure I.5 : Caractéristique courant-tension

c.2 Caractéristique puissance-tension (P-V)

La puissance débitée par le module dépend de son point de fonctionnement. Le point M représente la puissance maximale débitée par le module qui est donnée par :

$$P_{\max} = I_{op} \cdot V_{op} \tag{I.17}$$

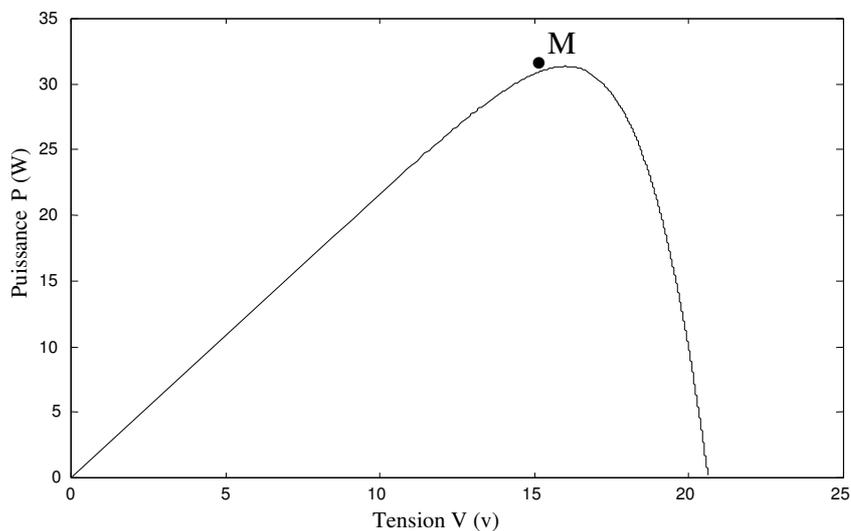


Figure I.6 : Caractéristique puissance-tension

c.3 Le rendement

Ce facteur définit le taux de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique, il représente le rapport de la puissance fournie rapportée à celle du rayonnement incident [14, 16, 17, 20].

$$\eta = \frac{I.V}{E.A_1} \quad (\text{I.18})$$

A_1 : surface effective du module.

E : l'éclairement.

c.4 Facteur de forme

C'est un facteur de performances des cellules solaires, plus il s'approche de l'unité, plus les cellules sont meilleurs.

$$FF = \frac{P_{\max}}{I_{sc}.V_{oc}} \quad (\text{I.19})$$

c.5 Zones de fonctionnement du module solaire

Ce fonctionnement est caractérisé essentiellement par trois zones comme il est montré sur la (Fig. I.7).

- fonctionnement comme générateur de courant : Dans ce cas le point de fonctionnement appartient à la zone AB.
- fonctionnement comme générateur de tension : le point de fonctionnement appartient à la zone CD. La tension est proche de la tension à vide V_{oc} et le courant est faible.
- fonctionnement optimal : quand le point de fonctionnement appartient à la zone BC, l'exploitation d'énergie est maximale et la puissance délivrée est maximisée par rapport aux deux autres zones(AB,CD).

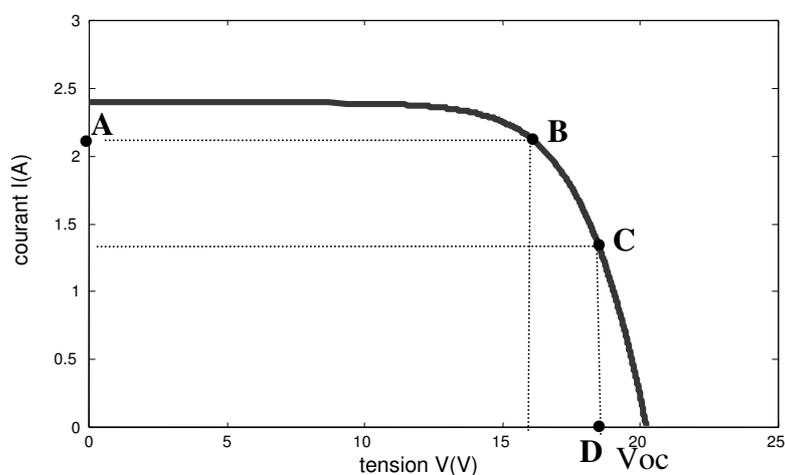


Figure I.7 : Zones de fonctionnement d'un module

d. Effet de l'éclairement

L'augmentation du flux lumineux se traduit en somme par le déplacement de la caractéristique (I-V) suivant l'axe des courants. L'accroissement du courant de court-circuit est beaucoup plus important que celui de la tension à circuit ouvert étant donné que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement, alors que celle de la tension à circuit ouvert est logarithmique [16, 17, 20].

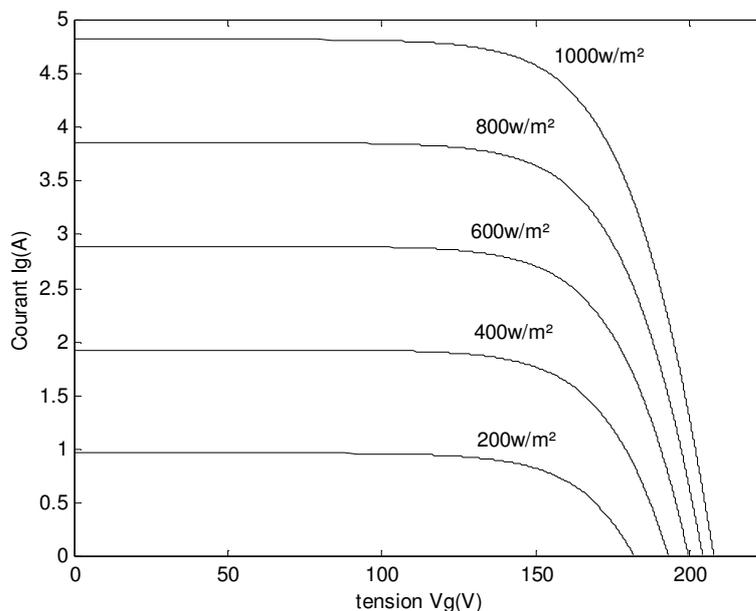
Ce faisceau de courbes se trace à température constante, et est illustré un tracé correspondant à une température $T_c = 25^\circ\text{C}$ sur la (Fig. I.8).

e. Effet de la température

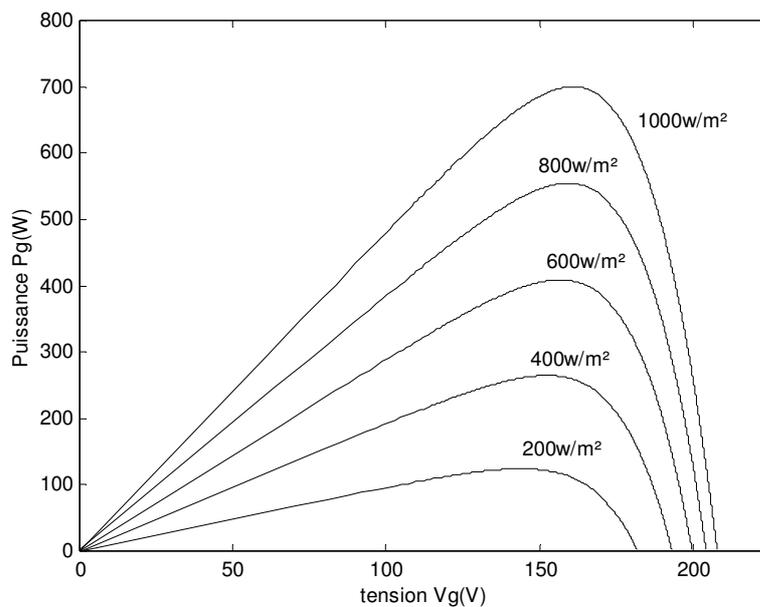
Si la température de la cellule augmente, le courant photovoltaïque généré I_{ph} augmente par suite de la diminution de la largeur de la bande interdite du matériau. Cette augmentation est de l'ordre de $0.1\%/^\circ\text{C}$. Le courant direct de la jonction augmente aussi, mais beaucoup plus vite entraînant une diminution de la tension de circuit ouvert de l'ordre de 2mV par cellule. La puissance maximale disponible se trouve ainsi diminuée de $0.35\% / ^\circ\text{C}$. Ce faisceau de courbes se trace à un éclairement constant, et est illustré pour à un éclairement $E = 1000\text{W}/\text{m}^2$ sur la (Fig. I.9), [16, 17, 20].

f. Effet simultané de l'éclairement et de la température

En pratique, une variation importante de l'éclairement entraînant forcément une variation de température, les faisceaux de courbes aléatoirement choisis sont illustrés sur la (Fig. I.10), [16, 17, 20].



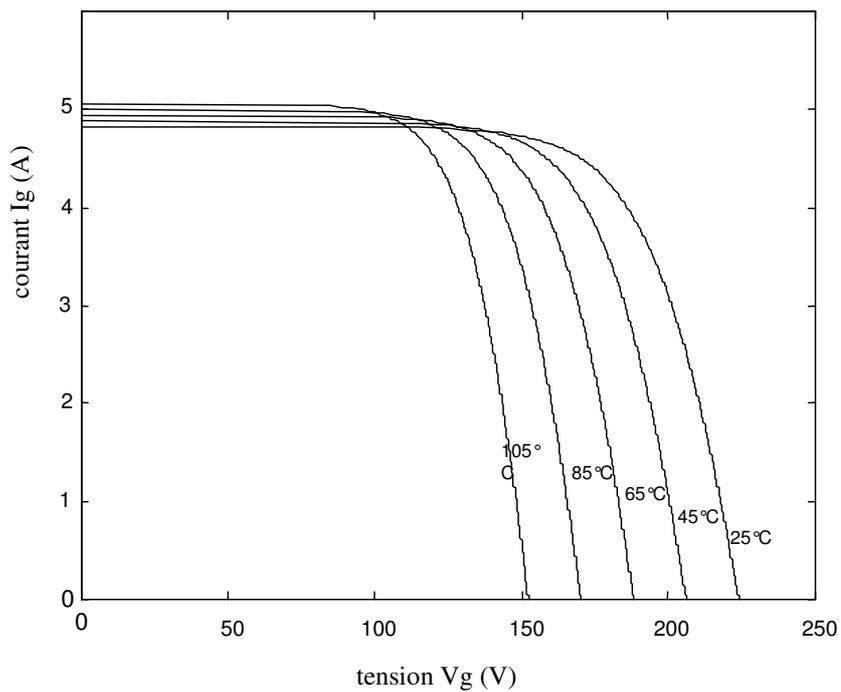
a)



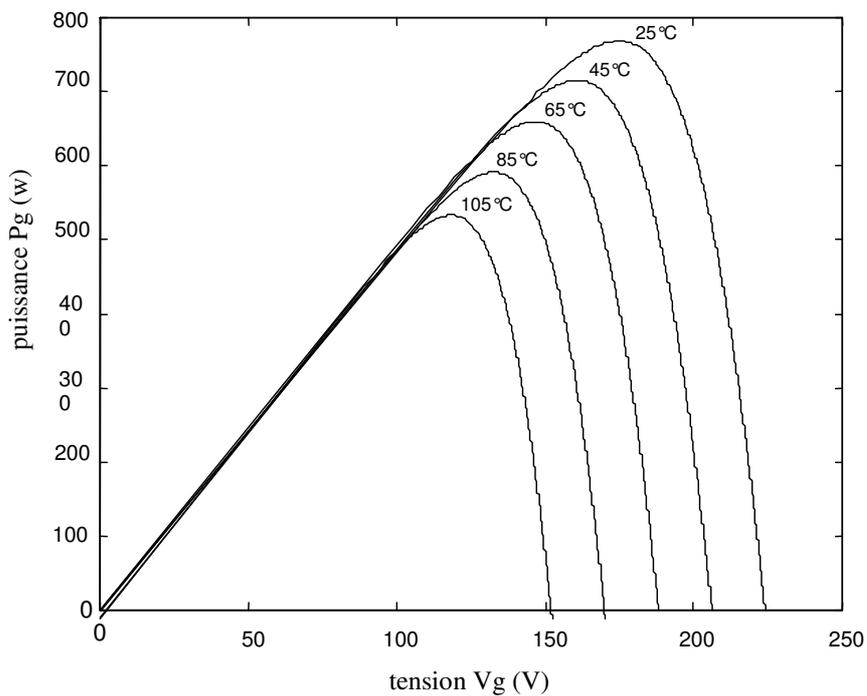
b)

Figure I.8 : Effet de l'éclairement sur les caractéristiques à $T_c=25c^\circ$

a) courant-tension b) puissance-tension



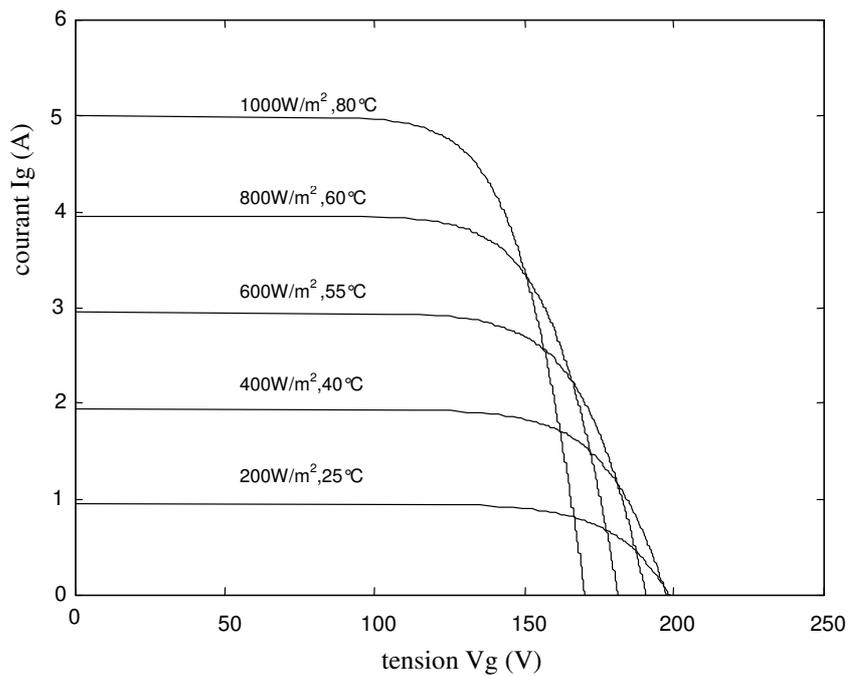
a)



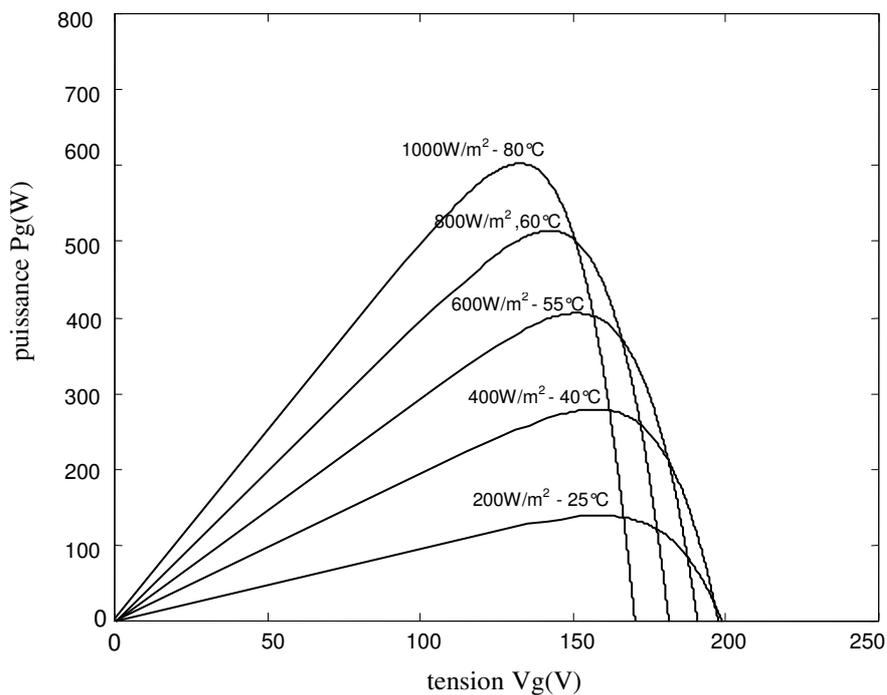
b)

Figure I.9 : Effet de la température sur les caractéristiques à $E=1000W/m^2$

a) courant-tension b) puissance-tension



a)



b)

Figure I.10 : Effet simultané de l'éclairement et la température

a) courant-tension b) puissance-tension

II.3 Générateur photovoltaïque

Le générateur Photovoltaïque est une matrice formée de N_s modules en série et de N_p rangés en parallèles sa caractéristique courant-tension est données par [14, 16, 17, 20] :

$$I_g = I_{scg} - I_{og} \left[\exp\left(\frac{V + R_{sg} \cdot I}{V_{thg}}\right) - 1 \right] \quad (I.20)$$

Avec:

$$I_{scg} = N_p \cdot I_{sc} \quad (I.21)$$

$$I_{og} = N_p \cdot I_0 \quad (I.22)$$

$$V_{thg} = N_s \cdot V_{th} \quad (I.23)$$

$$R_{sg} = \frac{N_s}{N_p} \cdot R_s \quad (I.24)$$

La tension thermique V_{th} et le courant I_0 sont respectivement identifiés par [16, 17, 20] :

$$V_{th} = \frac{V_{op} + R_s \cdot I_{op} - V_{oc}}{\log\left(1 - \frac{I_{op}}{I_{sc}}\right)} \quad (I.25)$$

$$I_0 = (I_{sc} - I_{op}) \exp\left(-\frac{V_{op} + R_s \cdot I_{op}}{V_{th}}\right) \quad (I.26)$$

a- Coût d'un générateur photovoltaïque

Les consommateurs qui songent à acheter un générateur photovoltaïque doivent tenir compte des faits suivants :

-L'énergie photovoltaïque a fait ses preuves. Les générateurs sont fiables et ont une durée de vie utile de 30 ans.

-Ils sont évolutifs : on peut ajouter des panneaux pour accroître la puissance électrique et répondre à des besoins nouveaux. Leur attrait est indiscutable dans les localités isolées qui ne sont pas rattachées à des services publics, où le coût d'installation d'une ligne de transport

d'électricité peut atteindre entre 18 000 \$ et 60 000 \$ le kilomètre, selon le terrain. Un générateur de base portable, doté d'un panneau de 50 watts, d'un onduleur de faible puissance et d'une batterie, coûte environ 700 \$ et peut alimenter trois lampes à haut rendement énergétique, un petit téléviseur et une pompe à eau. Les générateurs plus puissants, coûtant environ 8 000 \$, peuvent alimenter plusieurs lampes, un téléviseur, une chaîne stéréo, un four à micro-ondes et une pompe à eau, mais pas tous en même temps [11, 12, 13].

Grâce à de nouvelles techniques de production, les générateurs photovoltaïques coûtent de moins en moins cher et se prêtent à un nombre accru d'applications - deux facteurs qui devraient propager l'emploi de cette source d'énergie écologique.

b- Fonctionnement optimal du generateur

Dans les conditions données, c'est au point de puissance maximale que l'on exploite au mieux la puissance crête installée. C'est pourquoi ce point est souvent qualifié de point de puissance optimale, terme traduisant mieux le caractère relatif aux conditions d'éclairement et de température de la puissance fournie, l'utilisation du générateur étant le plus souvent considérée comme optimale en ce point. Ce point est alors noté (V_{opt}, I_{opt}) .

Le point de fonctionnement (V_p, I_p) du générateur est défini par l'intersection de sa caractéristique électrique avec celle de la charge. Seule une charge dont la caractéristique passe par le point (V_{opt}, I_{opt}) permet d'en extraire la puissance optimale disponible dans les conditions considérées et l'impédance statique optimale de charge vaut alors [28] :

$$R_{opt} = \frac{V_m - V_{opt}}{I_m - I_{opt}} \quad (I.27)$$

Etant donné que ce point dépend totalement des conditions considérées telles que l'éclairement E et la température T , il en est de même de l'impédance de charge optimale.

L'utilisation optimale du générateur consiste alors à ce que sa charge conserve à chaque instant les valeurs optimales R_{opt} lorsque les conditions varient : il y a donc lieu d'effectuer en permanence l'adaptation d'impédance nécessaire.

II.4 Adaptation d'impédance entre générateur et charge. Poursuite du point optimal

Le point de fonctionnement optimal varie en temps réel, à cause de ça une adaptation d'impédance doit être réalisée en insérant entre le générateur et la charge électrique un dispositif adaptateur d'impédance (Fig. I.11). La commande de cet adaptateur doit alors agir en temps réel de manière que le générateur voit une impédance optimale à ses bornes. Une approche équivalente consiste à considérer que le système d'adaptation réalise la poursuite en temps réel du point de puissance maximale du générateur, d'ailleurs exprimée par la terminologie Anglaise consacrée pour ce type de système : Maximum Power Point Tracking (MPPT) [30].

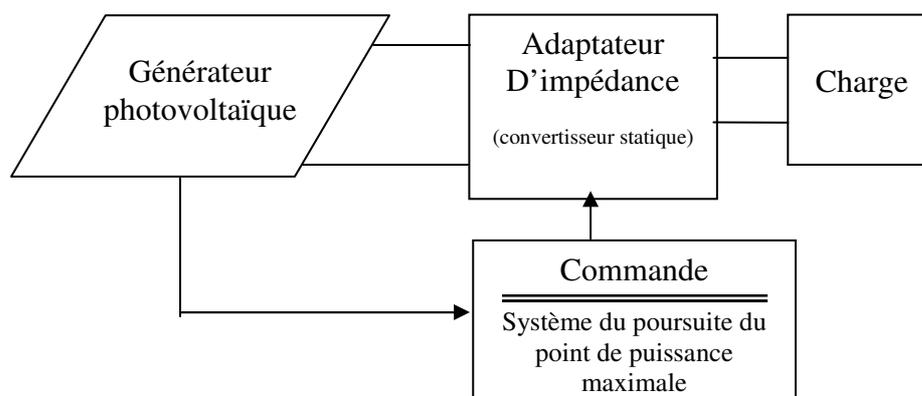


Figure I.11 : Adaptation d'impédance en temps réel générateur/charge.

II.5 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

Malgré les avantages qu'elle présente, l'énergie photovoltaïque présente certains inconvénients. Ceux-ci peuvent être résumés comme suite [31, 32] :

a- Avantages

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages à savoir :

- Une haute fiabilité - elle ne comporte pas de pièces mobiles - qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Ensuite, le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milli Watt au MégaWatt.

- Leurs coûts de fonctionnement sont très faibles vu les entretiens réduits et ils ne nécessitent ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.
- Enfin, la technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

b- Inconvénients

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium cristallin est de 28%).
- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs Diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.

Enfin, lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire dans certaines démonstrations, le coût du générateur photovoltaïque est accru. La fiabilité et les performances du système restent cependant équivalentes pour autant que la batterie et les composants de régulations associés soient judicieusement choisis.

II.6 Domaine d'application du photovoltaïque

Divers domaines d'application des systèmes PV peuvent être énumérés, tel que [41, 45] :

- Centrales d'énergie.
- Résidence urbaine.
- Domaine spatial.
- Habitation isolée.
- Industrie isolée.
- Biens de consommation.

II.7 Avenir du photovoltaïque

Source d'énergie 100% propre et fiable pour des usages très variés, elle figurera à l'avenir parmi les principales sources mondiales. Son handicap majeur reste un coût encore élevé comparé aux sources conventionnelles et aux filières renouvelables plus mûres. Ce coût diminue

de 10% par an, et pour accélérer cette baisse, les autorités nationales et internationales doivent engagés une politique de soutien à long terme de la filière photovoltaïque. C'est précisément l'objectif des programmes lancés depuis quelques années dans plusieurs pays industrialisés. Dans notre pays, l'application du PV reste encore modeste. La première utilisation été dans le domaine des télécommunications. Après certain puits dans les hauts plateaux ont été équipés par des systèmes de pompes PV. A nos jours, quelques dizaine de village saharien de la régions de Tamanraset jouissent des avantages de cette source d'énergie [54, 59].

Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau

II.1 Introduction

Les systèmes connectés au réseau sont aujourd'hui prisent sérieusement pour compléter la génération conventionnelle d'énergie dans plusieurs pays industrialisés [8, 10]. Il y a certainement plusieurs projets de démonstrations connectés aux réseaux qui étudient cette possibilité. Bien qu' il sont devenus viables dans le développement économique, la participation des Photovoltaïques dans la génération d'énergie de grande échelle est augmentée à cause des effets environnementaux défavorables des sources conventionnelles d'énergie.

Les installations photovoltaïques peuvent être raccordées au réseau, ce qui représente une économie importante en investissement et en fonctionnement. Elles utilisent le réseau comme un stock, et transforment la totalité de l'électricité produite en courant alternatif de 220 V ou 380V, ainsi que le photovoltaïque est la seule filière qui peut être installée n'importe où.

On distinct deux types d'installations connectées au réseau [2, 3, 28, 57] :

- Installation centralisée : génération de la puissance Photovoltaïque à grand - échelle centralisée dans les stations de puissance Photovoltaïque :
- Installation décentralisée : forme alternative de génération de puissance distribuée dans les unités situées directement dans le lieu du consommateur.

De jour, les installations photovoltaïques couplées au réseau injectent de l'énergie dans le réseau à travers le convertisseur. Au contraire, pendant la nuit le propriétaire de l'installation peut "récupérer" cette énergie, dans le cas des installations décentralisées, et travaillent en cas de charges de pic avec le réseau, dans le cas des installations centralisées. Comme la consommation électrique est importante de jour, cette manière de procéder est très raisonnable [47].

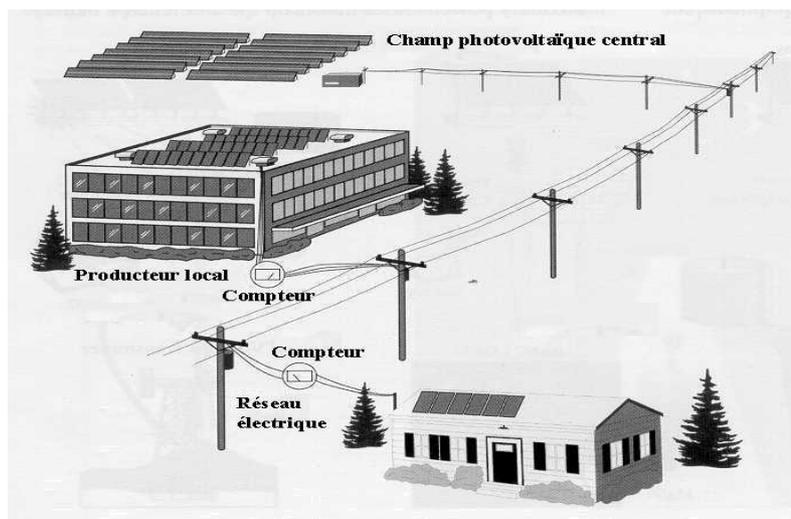


Figure II.1 : Types des systèmes connectés au réseau

Éléments constitutifs d'une installation connecté au réseau

Elle est constituée de trois éléments essentiels [50] :

- Les panneaux photovoltaïques
- Un onduleur synchrone qui transforme le courant pour qu'il soit compatible avec les caractéristiques du réseau. C'est "l'interface" entre l'installation et la compagnie d'électricité.
- Un compteur d'énergie (en fait, en général, deux compteurs dans le cas des installations décentralisées).
- Accessoires

II.2 Types des installations photovoltaïques connectées au réseau

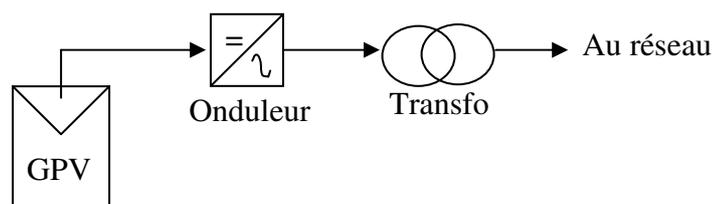
II.2.1 Centrale de production d'énergie photovoltaïque

Avec les applications photovoltaïques connectées au réseau d'électricité national, il y a un fort potentiel de diffusion dans les pays industrialisés. Des centrales de production photovoltaïque sont expérimentées depuis quelques années en Europe, aux Etats-Unis et au Japon, mais elles sont encore au stade pilote. Seules les centrales photovoltaïques de moyenne et faible puissances (0,1 à 0,5 MW) semblent avoir une rentabilité économique. Elles seront vraisemblablement destinées à compléter le réseau en différents points critiques [53].

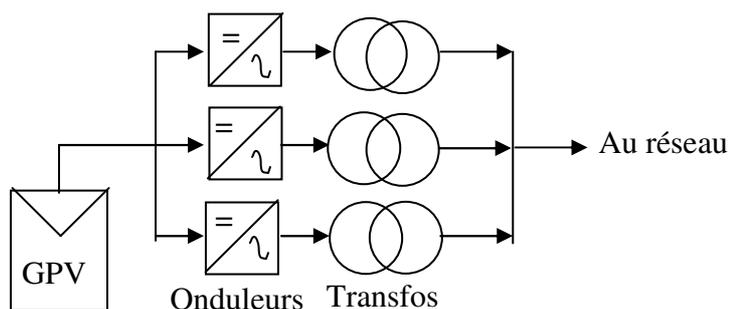
Un système de puissance PV qui génère la puissance instantanément alimente le réseau à travers un ou plusieurs onduleurs et transformateurs. La plupart des systèmes utilisent des redresseurs qui fonctionnent en régime onduleur équipés par un poursuiveur de point de puissance maximale comme il est montré sur la (Fig. II.2.a, II.2.b) [24].

A cause de tous ça il peut être économique de placer un système PV pour assister avec un réseau local durant les périodes de demande de pic pour fonctionner en parallèle, plus au moins que construire une nouvelle station de puissance [12, 24].

Aux extrémités d'un réseau, la qualité de la puissance se détériore lorsque la demande en électricité augmente. Une centrale photovoltaïque placée en bout de ligne permet de redresser la tension et d'améliorer la puissance.



a)



b)

Figure II.2 : Configuration d'un système PV avec :
a) un onduleur b) plusieurs onduleurs

II.2.1.a Exemples des centrales photovoltaïques

En Suisse avec Mont Soleil : Dans le Jura à 1250 m d'altitude 400 m² de cellules photovoltaïques mono cristallines au silicium collées sur des panneaux fixes. Produit 0,5 MW en pointe. Coût : 5 millions d'€, prix estimé du KWh 0.5 €. **Au Maroc :** Programme Pilote d'Electrification Rurale solaire (PPER):

Ce plan, engagé en 1987, concerne 240 villages isolés [30].

II.2.2 Générateurs photovoltaïques Dans Les Constructions (installations décentralisées)

L'alimentation en électricité d'un site éloigné du réseau électrique par un câble est une opération coûteuse, lorsque les besoins en énergie sont relativement faibles. A cause de ce problème il apparaît un nouveau modèle qui est probablement basé sur une décentralisation poussée du système électrique, où la production et la consommation seront à proximité l'une de l'autre. Plusieurs arguments plaident en faveur de cette hypothèse : la réduction des pertes en ligne, la limitation des lignes à très haute tension, inesthétique et à la pollution électrique mal maîtrisée, la libération du marché d'électricité qui offrira de nouvelles possibilités de ventes et d'achats libre d'électricité, comme la plupart des autres biens et aussi Il n'y a pas de coût de vendre de la région et de la préparation du site [33].

Dans ce contexte, il est fort probable que la production d'électricité photovoltaïque par petites unités dispersées et raccordés au réseau de distribution aura un rôle important à jouer. En effet la meilleure façon de produire sur site les modestes quantités nécessaires au consommateur est de convertir l'énergie solaire en électricité grâce à de simples capteurs fixés sur son toit, son mur sa façade. L'installation étant reliée au réseau, celui-ci absorbe le surplus d'énergie fournie, ou apporte le complément. Il est possible aussi d'augmenter sa production, en raccordant de nouveaux panneaux [34, 35].

a. Toit solaire

Un toit solaire photovoltaïque raccordé au réseau est un générateur photovoltaïque installé chez l'utilisateur, et qui est raccordé au réseau de distribution de la compagnie électrique par l'intermédiaire de l'installation électrique intérieure. Il est composé d'un ou plusieurs champs des panneaux produisant du courant continu. Ce courant est ensuite transformé par un ou plusieurs onduleurs en courant alternatif compatible avec les exigences de qualité, de fiabilité et de sécurité du réseau [50, 56].

b. Fonctionnement

Le courant produit est utilisé par le ou les appareils électriques en service les plus proches, évitant ainsi d'acheter de l'électricité au réseau. Si la production est plus élevée que la consommation de l'instant, l'électricité excédentaire est injectée dans le réseau. Inversement lorsque la consommation dépasse la production (nuit, ciel couvert, brouillard), le courant est comme d'habitude acheté au réseau. Le passage d'une situation à l'autre se fait d'une manière entièrement automatique. Donc le principe de fonctionnement de ces installations est très simple [50, 56, 58] :

- Les panneaux produiront idéalement plus ou moins la quantité d'électricité requise par les habitants de la maison.
- Lorsque l'énergie générée par les panneaux est inférieure à la consommation, l'énergie supplémentaire est fournie par le réseau et est enregistré par le compteur. Le réseau remplace la batterie en quelque sorte.
- Lorsque les panneaux produisent un excédent, lors d'une absence des occupants, par exemple, l'énergie "en trop" est mise à la disposition des autres utilisateurs, et le compteur marchera "à l'envers". Mais dans la plupart des cas, ce sera un deuxième compteur qui enregistrera l'opération dans l'autre sens. Le propriétaire des panneaux se fait rembourser sa contribution au réseau.

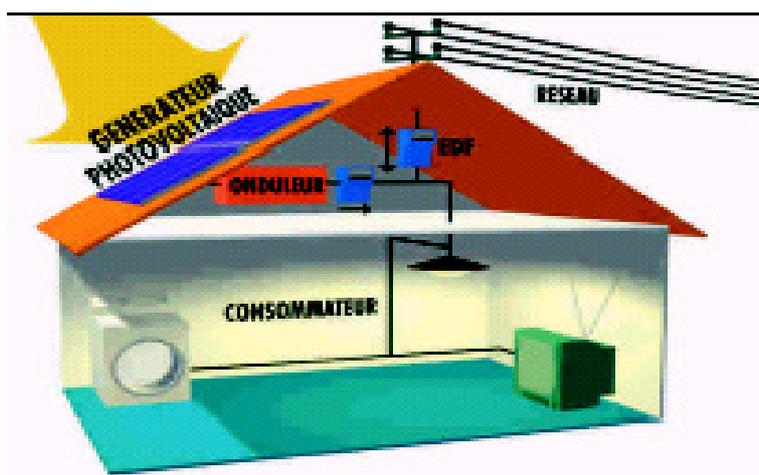


Figure II.3 : Toit solaire raccordé au réseau

c. Rôle du toit solaire

A couvrir tout ou la partie de la consommation électrique du bâtiment sur lequel il est installé. En pratique, la production solaire réduira la facture d'électricité et remplacera une partie de l'énergie « sale » issue de combustibles fossiles ou nucléaires par une énergie propre et respectueuse de l'environnement, améliorant ainsi, même modestement, la qualité écologique du courant au niveau du consommateur mais aussi au niveau de la compagnie d'électricité.

Un toit solaire peut apporter une aide précieuse pour améliorer la qualité du courant fourni par la compagnie locale dans les zones reculées où la grande longueur des câbles électriques occasionne fréquemment des baisses de tensions et de coupures [59].

d. Lieu d'installation du toit solaire

Sur le toit ou la façade de n'importe quel bâtiment raccordée au réseau et disposé d'une surface suffisante (avec un minimum raisonnable de 10m²), orienté le plus possible vers le sud (au moins entre sud-est et sud-ouest) [59].

e. Quantité d'électricité produite

La production annuelle d'électricité d'un toit solaire peut être calculée avec une marge d'erreur inférieure à 10%. Elle dépend :

- De l'ensoleillement annuel du site, qui peut être évalué aussi précisément pour presque tous les sites en Europe et même dans le monde entier.
- D'un facteur de correction calculé à partir de l'écart d'orientation par rapport au sud, de l'inclinaison des panneaux par rapport à l'horizontale et le cas échéant, des ombrages relevés sur le site.

La puissance crête d'un toit solaire donnée en Wc ou KWc, mesure la puissance théorique maximale que ce toit peut produire dans des conditions standards d'ensoleillement.

f. Longévité des systèmes photovoltaïques

Les panneaux : les fabricants de panneaux cristallins, actuellement les plus répandus, garantissent une perte de rendement inférieure à 5 ou 10% pour une durée de 25 à 30ans. Le rendement des panneaux au silicium amorphe, moins performant mais aussi moins chers, ne tient pas aussi longtemps. Dans un futur proche, les filières couche minces rassembleront les avantages de ces deux technologies : le bas prix du silicium amorphe, l'efficacité et la fiabilité

des produits cristallins [37].

Les onduleurs : la nouvelle génération de ces appareils de haute technologie est très fiable. D'après les fabricants, ils tenir 10 ans en moyenne avant la première panne. Le prix de l'onduleur représente en principe 10 à 20% de l'investissement global ; son coût de remplacement en cas de panne après la période de garantie peut donc être pris en compte dans le calcul de retour sur investissement.

Un toit solaire étant modulaire, il doit en principe être facile d'en remplacer une partie en cas de défaillance, à condition que cela ait été prévu lors de la conception du projet et que les fabricants proposent des produits de dimensions et de caractéristiques identiques.

De même, un toit solaire peut être agrandi et complété par un autre toit solaire à tout moment, éventuellement avec des équipements de modèles différents. La compatibilité des onduleurs aux normes sévères du réseau garantit aussi la compatibilité des onduleurs entre eux [37].

g. Coût d'un toit solaire

Le coût du matériel (panneau et onduleurs) a diminué de 5 à 10% par an depuis une dizaine d'années et cette performance devrait être renouvelée sur la prochaine décennie. Le coût minimum pour un système complet d'1KWc (10m²) se situe aux environs de 7500 euro. La grande majorité de ce coût vient de l'investissement en matériel, et à l'intérieur de ce dernier, les panneaux représente de loin la plus grande partie (70 à 80%). Les coûts de maintenance sont en principe très peu élevés [35].

h. Types des positions possibles pour le toit solaire



a) : la pose en toiture terrasse



b) : la pose par dessus-la couverture classique



c) : la pose en couverture intégrée



d) : la pose en façade intégrée

Figure II.4 : Types de positions possibles pour un toit solaire

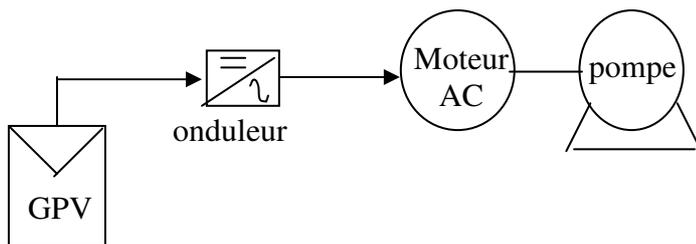
II.3 Convertisseurs DC/AC couplés au réseau

L'alimentation du convertisseur est la puissance DC du générateur photovoltaïque ou la batterie. A la sortie on récupère la puissance AC qui sera utilisée pour les charges alternatives ou injectée dans le réseau [21, 3, 7]. L'efficacité des onduleurs dépend du courant de charge pour que la puissance de sortie devienne maximale. elle peut être élevée à 95% mais peut être plus basse que (75-80%) si l'onduleur fonctionne sous la partie de charge. La majorité des onduleurs, pour les applications photovoltaïques, peuvent être classifiés en trois catégories :

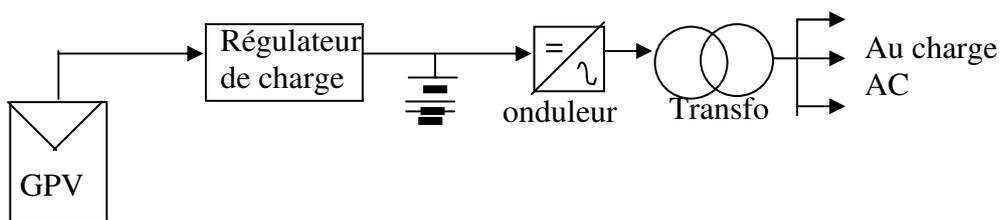
- Onduleurs à fréquence variable : qui sont utilisés pour les systèmes autonomes surtout dans les systèmes photovoltaïques de pompage. Les deux suivants types sont convenables pour les systèmes connectés aux réseaux :
- Onduleurs auto- commutatif à fréquence fixe.
- onduleurs à fréquence fixe (redresseurs qui fonctionne en régime onduleurs). La (Fig. II. 5) représente les différentes configurations possibles pour l'utilisation des onduleurs [21, 3, 7, 9].

L'onduleur assume une fonction de liaison directe avec le réseau électrique et il est susceptible de causer de grave dommages : il doit donc répondre à des impératifs concernant la qualité du courant (tension, fréquence, déphasage), la sécurité (risque de production sur le réseau

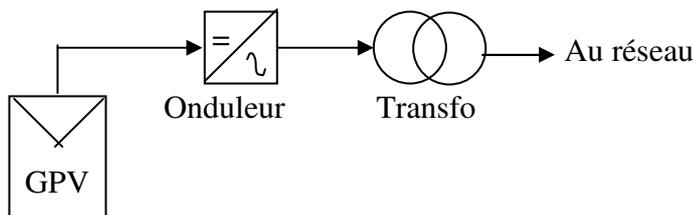
lorsque ce dernier est coupé) et de fiabilité (les performances ne doivent pas diminuer dans le temps).



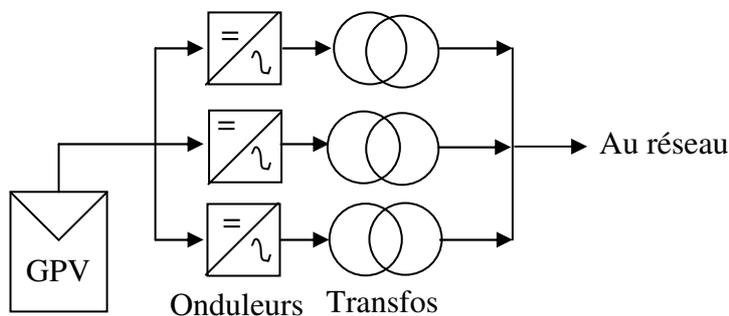
a) Système à onduleur à fréquence variable sans batterie



b) Système à onduleur auto-commuté à fréquence fixe avec batterie



c) Système PV (redresseur qui fonctionne en régime onduleur).



d) Système multi-onduleurs

Figure II.5 : Configuration des différentes variétés en onduleurs

II.4 Avantages et inconvénients des systèmes connectés au réseau

a- Avantages

- n'ont pas besoin de stockage d'énergie et éliminent donc le maillon le plus problématique (et plus cher) d'une installation autonome. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie [1].
- Pas de gaspillage - tout excédent est livré au réseau - particulièrement intéressant pendant les périodes d'absence de son domicile, pendant le week-end, pendant les vacances quand les modules continuent à travailler. On évite les pertes d'énergie associées au stockage en batterie lorsque la batterie est complètement chargée par exemple [5].
- On n'est pas obligé de calculer méticuleusement ses besoins en électricité, et de prévoir des niveaux de demande exceptionnellement très élevés, même si très rares [10].
- On peut commencer petit et agrandir par la suite sans problèmes de dimensionnement compliqués [1].
- On peut satisfaire à une partie ou à la totalité de ses besoins [10].

b. Inconvénients

C'est vraiment la voie royale qui permettra au photovoltaïque de faire sa percée dans nos vies. Cependant...

- La consommation risque de redevenir relativement "invisible," et on pourrait retomber dans le piège de la consommation irréfléchie [10].
- Les contraintes électriques imposées par les sociétés d'électricité peuvent être rigoureuses, et les onduleurs synchrones doivent répondre aux exigences techniques des compagnies de production et de transport d'énergie. Par exemple, il faut un mécanisme de coupure automatique du courant au réseau dans l'éventualité d'une panne pour éliminer tout risque à ceux qui font les travaux de réparation [11].

Mais le plus important, c'est la question du prix payé pour les kWh livrés au réseau...

Il est difficile de dire combien de temps il faudra pour atteindre un niveau de prix où le Kwh photovoltaïque sera compétitif avec le KWh conventionnel, issu de combustibles fossiles (pétrole, gaz ou charbon) ou fissile (nucléaire). Il est évident que ce choix n'est aujourd'hui économiquement viable qu'avec un soutien de fonds publics significatifs, et c'est ce que ce passe dans la plupart des pays européens. Mais ce concept est tellement séduisant que de plus en plus

de personnes sont intéressés et souhaitant participer à la démonstration qu'il est possible de produire soi-même d'électricité.

Au delà des arguments rationnels, l'envie de devenir son propre producteur d'électricité et une motivation forte. Avec notre toit solaire, nous pourrions subvenir à une partie de nos besoins en ayant recourt au soleil, une source d'énergie abondante et renouvelable [39, 58].

Concepts Fondamentaux de la Théorie des Ensembles Flous et la Logique Floue

III.1 Introduction

La théorie du flou (Fuzzy theory) est presque devenue une mode pendant les années 90. Beaucoup de chercheurs, dans différents domaines scientifiques, utilisant la théorie formulée par le professeur *Lotfi Zadeh* de l'université de *Berkeley* [61]. Elle a connu un intérêt important dans la communauté scientifique au cours des dernières années. L'une des raisons principales est l'énorme succès des équipements domestiques produits par l'industrie Japonaise, utilisant des régulateurs flous : ce marché atteignait 2 milliards de dollars en 1990 [62].

Les systèmes flous appartiennent à la classe des "systèmes à base de connaissance" [62]. Leur but principal consiste à implémenter un savoir faire humain, ou des règles heuristiques, sous forme d'un programme informatique. La logique floue fournit un formalisme mathématique pour réaliser ce but. Les régulateurs flous modélisent l'expérience humaine sous forme de règles linguistiques "**si...alors**" ; un moteur d'inférence calcule les actions de commande pour chacune des situations données. Les algorithmes basés sur la logique floue sont considérés comme une solution très intéressante pour le réglage des systèmes non linéaires pour lesquels il n'existe pas de modèle mathématique [21, 22].

Cette théorie est très attractive, parce qu'elle est basée sur le raisonnement intuitif et prend en compte la subjectivité et l'imprécision [62]. Mais ce n'est pas une théorie imprécise. C'est une théorie mathématique rigoureuse, adaptée au traitement de tout ce qui est subjectif et/ou incertain.

L'idée de la logique floue

Comme La science s'appuie sur la notion de mesure, la question qui se pose est : comment représenter les valeurs non mesurables? Comment représenter ce qui est incertain ou subjectif ? Comment représenter les termes du langage humain ?. Les descriptions linguistiques

d'un système sont souvent vagues. Mais le flou n'est pas imprécis. Si une donnée n'est pas connue précisément, elle peut être exprimée par un intervalle de confiance précis [18, 61]. Cet intervalle est un ensemble de valeurs possible pour la donnée.

L'utilisation de la logique floue

La logique floue est une technique de résolution de problèmes très puissants avec une large applicabilité dans le control et la prise de décision [21]. Elle est très utile lorsque le modèle mathématique du problème à traiter n'existe pas ou existe mais difficile à implémenter, ou il est trop complexe pour être évalué assez rapidement pour des opérations en temps réel [18, 21, 22]. Ou bien lorsque des experts humains sont disponibles pour fournir des descriptions subjectives du comportement du système avec des termes en langage naturel. La logique floue est aussi supposée de travailler dans les situations où il y a de large incertitude et des variations inconnues dans les paramètres et la structure du système.

III.2 Variables linguistiques

L'ensemble de référence d'un mot du langage naturel s'appelle l'univers du discours. L'univers du discours d'un mot est un ensemble de termes qui évoquent le même concept mais à degrés différents. Il peut être fini ou non.

Une variable linguistique représente un état dans le système à régler. Chaque variable linguistique est caractérisée par un ensemble tel que :

$$\{x, T(x), U, G, M\}$$

Où :

x : est le nom de la variable,

$T(x)$: est l'ensemble des valeurs linguistiques que peut prendre x ,

U : est l'univers du discours associé avec la valeur de base,

G : est la règle syntaxique pour générer les valeurs linguistiques de x ,

M : est la règle sémantique pour associer un sens à chaque valeur linguistique .

Exemple

La variable linguistique x = température ambiante, peut être définie avec un ensemble des termes :

$T(x) = \{\text{extrêmement froide, très froide, froide, chaude, très chaude, extrêmement chaude}\}$, qui forment son univers du discours $U = [-20^{\circ}\text{C}, 40^{\circ}\text{C}]$. La variable de base est la température. Le terme froid représente une valeur linguistique. On peut l'interpréter, par exemple comme « les températures plus petites que 15°C ».

III.3 Fonctions d'appartenance

Chaque sous-ensemble flou peut être représenté par sa fonction d'appartenance. En général la forme de fonctions d'appartenance dépend de l'application, et peut être triangulaire, trapézoïdale ou en forme de cloche comme le montre la (Fig. III.1).

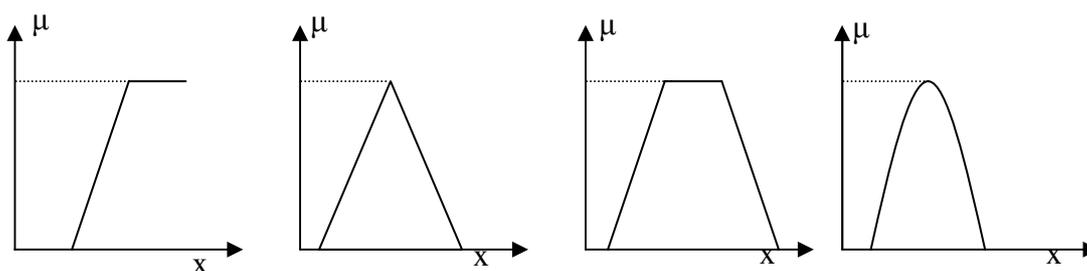


Figure III.1 : Différentes formes de fonctions d'appartenance

IV.4 Règles linguistiques

L'idée principale des systèmes basés sur la logique floue, est d'exprimer la connaissance humaine sous la forme de règles linguistiques de forme **Si...alors** ...Chaque règle a deux parties [21, 22, 61, 62]:

- partie antécédente (prémisse ou condition), exprimée par **Si...**,
- partie conséquente (conclusion) exprimée par **alors**.

La partie antécédente est la description de l'état du système. La partie conséquente exprime l'action que l'opérateur qui contrôle le système doit exécuter. Chaque règle floue est basée sur l'implication floue.

Il y a plusieurs formes de **Sialors ...** la forme générale est :

Si (un ensemble de conditions est satisfait) **alors** (un ensemble de conséquences peut être exécuté).

III.5 Mécanisme d'inférence floue

Le principe de base de l'inférence dans la logique classique est le *modus ponens*, selon lequel on peut inférer la vérité d'une proposition B à partir de la vérité de la proposition A et de l'implication $A \rightarrow B$. Par exemple, si la proposition est identifiée par 'Jone est dans l'hôpital' et B par 'Jone est malade' alors si 'Jone est dans l'hôpital' est vraie 'Jone est malade' est aussi vraie. Alors que, dans la logique floue, l'inférence est basée sur le *modus ponens généralisé* (generalised modus ponens ou GMP) qui est défini dans ce qui suit :

Prémisse : x est A`

Implication : si x est A, alors y est B

Conséquence : y est B`

Où x et y sont des variables linguistiques ; A, A', B, B' sont les valeurs linguistiques définies dans les univers du discours de x et y. Si $A' = A$ et $B' = B$, le **GMP** est réduit au *modus ponens*.

Afin de compléter cet exposé, on mentionne aussi le *modus tollens généralisé* (generalized modus tollens ou GMT) qui a la forme :

prémisse : y est B`

implication : si x est A, alors y est B

conséquence : x est A`

Si $B' = \text{not } B$ et $A' = \text{not } A$, on peut le réduire au *modus tollens classique*.

III.6 Structure générale d'un système flou

Le système à base de la logique floue est composé de quatre blocs principaux (Fig. III.2).

- Fuzzificateur
- Base de connaissances floues,
- Engin d'inférence floue,
- Défuzzificateur.

Chacun de ces blocs fera l'objet d'un développement détaillé.

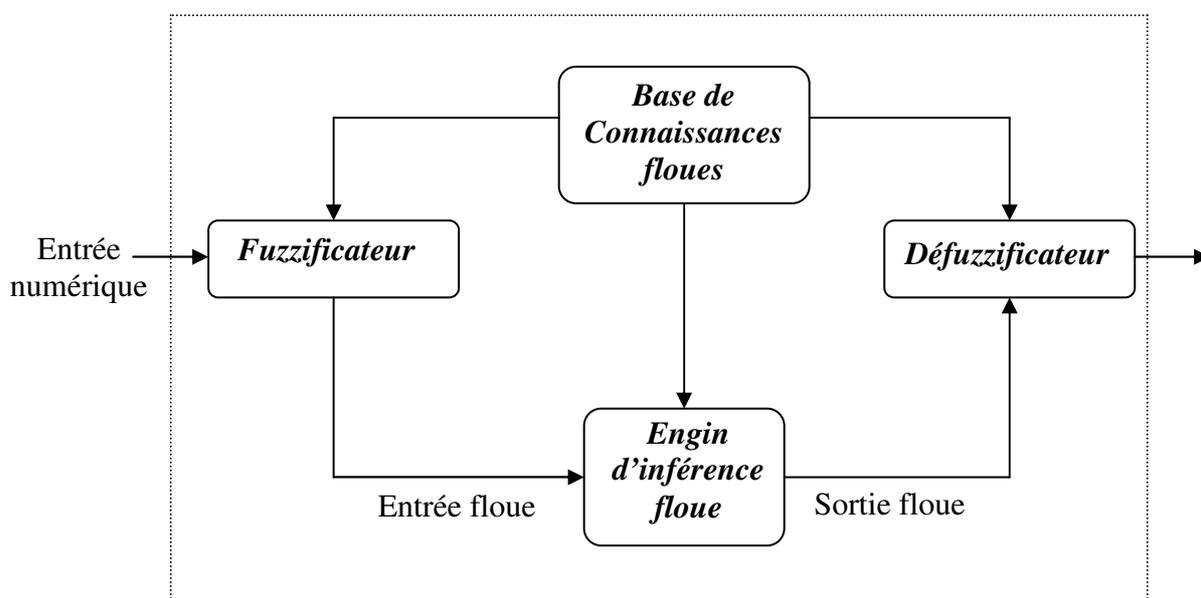


Figure III.2 : Structure générale d'un système basé sur la logique floue

a. Fuzzificateur

Le fuzzificateur effectue la conversion de l'entrée numérique observée

$u_o = (u_{o1}, u_{o2}, \dots, u_{on})^T \in U$ en un ensemble flou $F_x = F_{x0} \times F_{x2} \times \dots \times F_{xn}$ définie dans U . Cette opération est nécessaire, car dans les applications de la logique floue, les données observées sont souvent numériques, mais dans le système flou la manipulation des données est basée sur la théorie des ensembles flous [18].

Il y'a au minimum deux choix pour cette conversion :

- Fuzzification singleton

Où l'opérateur de fuzzification converti l'entrée numérique $u_0 \in U$ en un singleton flou F_x dans U tel que :

$$\begin{aligned} \mu_{F_x}(u) &= 1 & \text{Si} & \quad u = u_0 \\ \mu_{F_x}(u) &= 0 & \text{Si} & \quad u \neq u_0 \end{aligned}$$

Cette stratégie est largement utilisée dans les applications de contrôle flou, car elle est facile à implémenter.

- Fuzzification non – singleton

Est une fuzzification pour laquelle $\mu_{F_x}(u)$ est égal à l'unité si $u = u_0$ et décroît quand on s'éloigne de u_0 . Par exemple,

$$\mu_{F_x}(u) = \exp(-(u-u_0)^T \cdot (u-u_0) / \sigma^2) , \text{ où } \sigma \text{ est un paramètre caractérisant la forme de } \mu_{F_x}$$

b. Inférence floue

Il est mentionné que les inférences floues sont basées sur l'implication floue de type *modus ponens* généralisé. Les inférences lient les grandeurs mesurées et les variables de sorties par des règles linguistiques. Ces règles sont combinées en utilisant les connections **et** et **ou**. Supposons que le système flou a deux entrées x , y et une sortie z et que l'on a défini n règles linguistiques comme suit :

Si $x=A_1$ et $y=B_1$ alors $z=C_1$

Si $x=A_2$ et $y=B_2$ alors $z=C_2$

...

Si $x=A_n$ et $y=B_n$ alors $z=C_n$

Où x , y et z sont des variables linguistiques qui représentent les variables d'état de processus et variables de contrôle ; A_i , B_i et C_i ($i=1, n$) sont les sous-ensembles flous définis dans les ensembles de référence pour x , y et z respectivement. en toute généralité, n'importe quelle combinaison des opérateurs ou, **et** et **non** peut apparaître dans la condition d'une règle, suivant les conditions imposées par le système à régler.

c. Type d'inférences floues

Il y a plusieurs sortes d'inférences floues [61] parmi lesquels :

c.1. Max-prod méthode

Cette méthode utilise les représentations standard pour les sous-ensembles d'entrée et de sortie. Le poids d'activation d'une règle est utilisé pour multiplier la fonction d'appartenance du sous-ensemble de sortie imposée par cette règle. L'action globale (ou la valeur de commande) est l'union des actions produites par chaque sous-ensemble individuellement. Elle est graphiquement expliquée sur la (Fig. III.3a).

c.2. Min-max méthode

Elle utilise les mêmes descriptions pour les sous-ensembles de sortie que pour les sous-ensembles d'entrée à la condition de chaque règle R_i est attribué un poids d'activation W_i , qui dépend de la condition elle même et des valeurs d'entrée. Pour l'opération **et**, on utilise l'opérateur **min**, le poids d'activation est utilisé comme la constante d'écrêtage pour le sous-ensemble de sortie imposé par la partie conséquente de la règle R_i . La réunion des sous-ensembles écrêtés forme le sous-ensemble de sortie (Fig. III.3b).

c.3. Méthode de Tsukamoto

Les fonctions d'appartenances des sortie doivent être monotone et non décroissantes (Fig. III.3c). La sortie de chaque règle est une valeur de la fonction de poids d'activation. La valeur de commande est la moyenne pondérée des poids d'activation et de sorties de fonctions d'appartenances.

c.4. Méthode de Takagi et sugeno

Chaque fonction d'appartenance de la sortie est une combinaison linéaire de valeurs d'entrée (Fig. III.3.d). La sortie précise est la moyenne pondérée des poids d'activation et des sorties de fonctions d'appartenance. La méthode de **Sugeno**, où les fonctions d'appartenance sont des valeurs précises, constitue un cas particulier de cette méthode.

c.5. Méthode somme –prod

Par opposition aux méthodes d'inférence précédentes, la méthode d'inférence **somme-prod** réalise, au niveau de la condition, l'opérateur **OU** par la formation de la somme, plus précisément par la valeur moyenne, tandis que l'opérateur **ET** est réalisé par la formation du produit. La conclusion de chaque règle, précédée par **ALORS**, liant le facteur d'appartenance de la condition avec la fonction d'appartenance de la variable de sortie par l'opérateur **ET**, est réalisé par la formation du produit. L'opérateur **OU** qui lie les différentes règles est réalisé par la formation de la somme, donc de la valeur moyenne.

Dans ce cas, le **OU** liant les règles est réalisé par la formation de la somme et le **ALORS** est réalisé par la formation du produit, ainsi s'explique la désignation par **somme-prod** de cette méthode d'inférence.

La méthode d'inférence **somme-prod** est représentée graphiquement à la (Fig. III.4) .

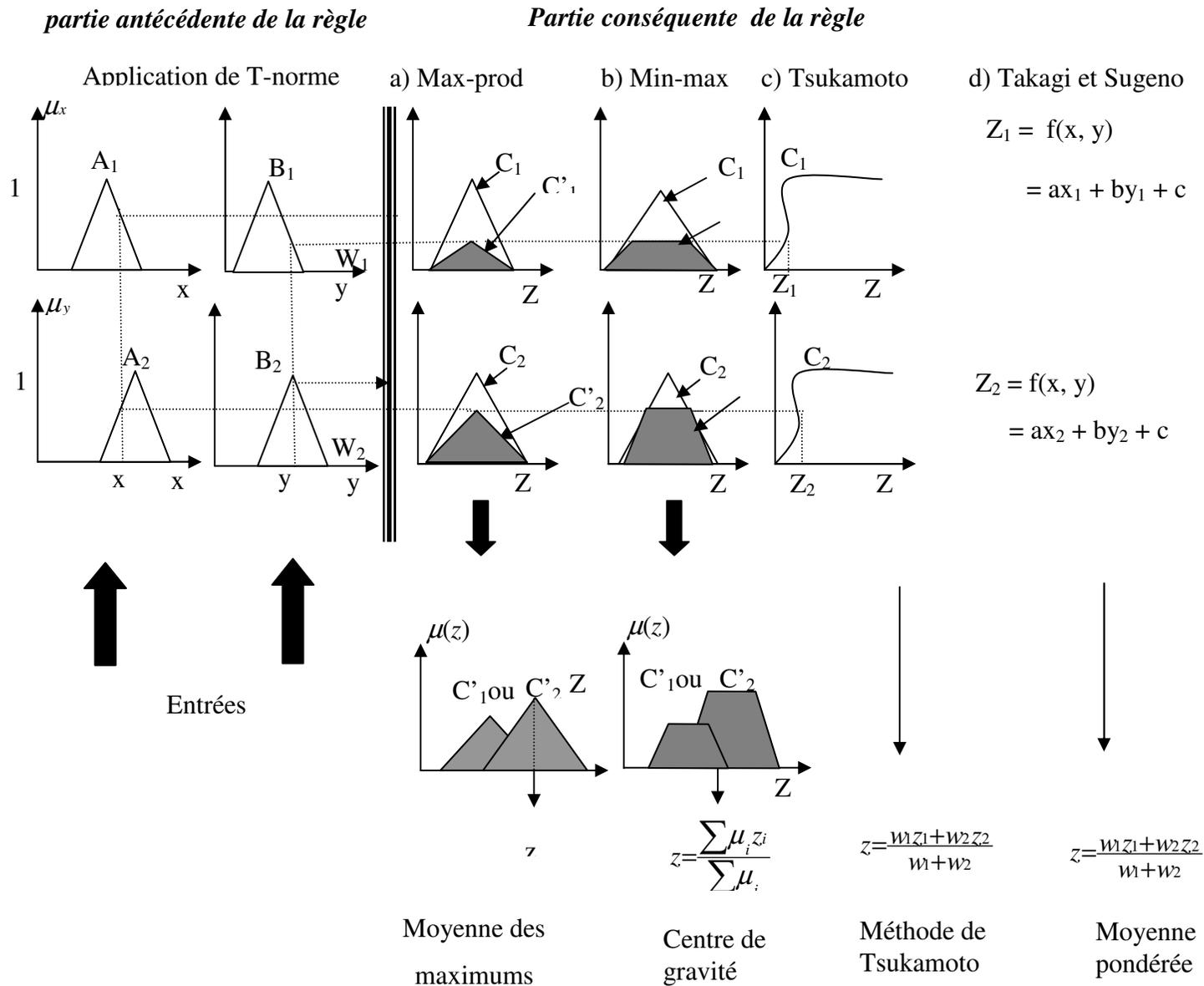


Figure III.3 : Méthodes de raisonnement dans les systèmes flous

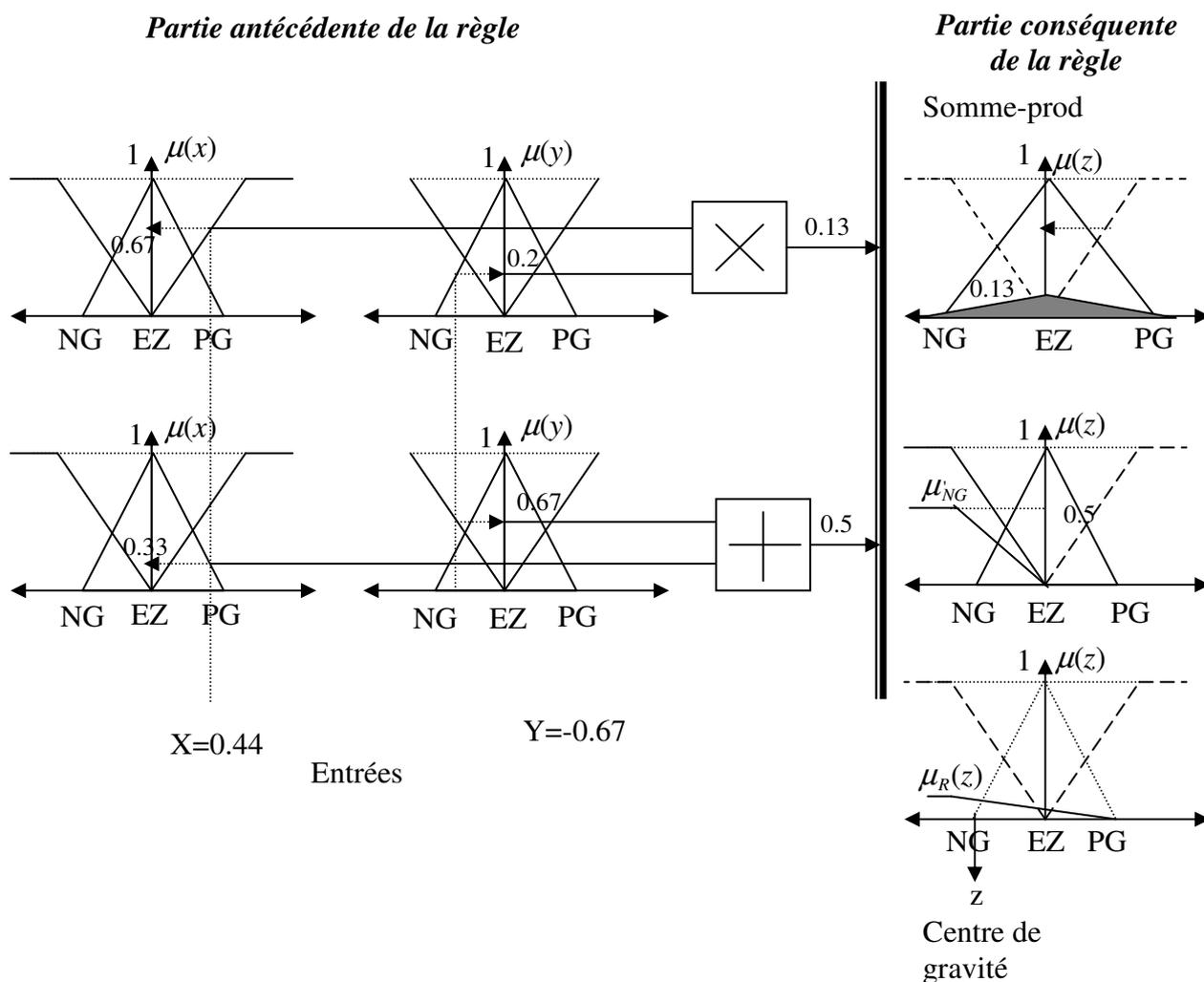


Figure III.4 Méthode d'inférence somme-prod

d. Activation de règles linguistiques

On considère un système flou avec n règles linguistiques :

Si $x=A_1$ et $y=B_1$ alors $z=C_1$

Si $x=A_2$ et $y=B_2$ alors $z=C_2$

...

Si $x=A_n$ et $y=B_n$ alors $z=C_n$

Où x , y et z sont des variables linguistiques qui représente les variables d'état du processus et la variable de contrôle ; A_i , B_i et C_i ($i=1, n$) sont les sous-ensemble flous définis dans les ensembles de référence pour x , y et z respectivement. Le schéma de ce système est représenté sur la (Fig. III.5).

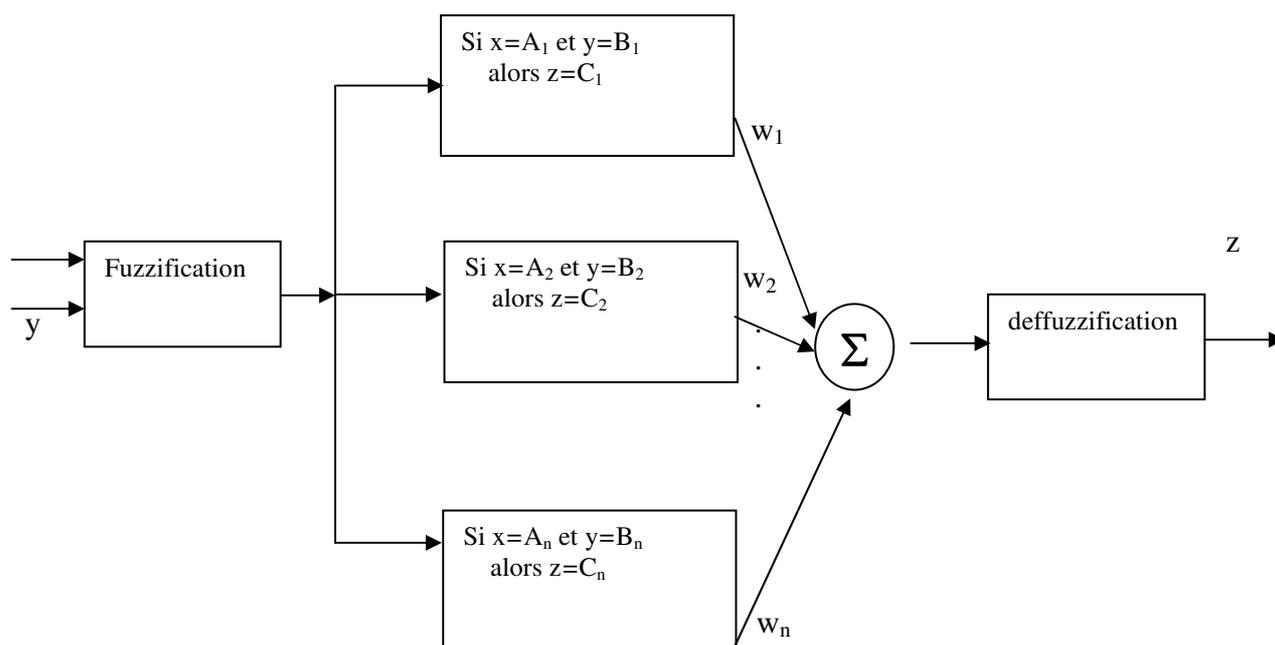


Figure III.5 : Structure générale de la partie floue du système

Dans le sens mathématique, l'activation de règles est l'application de **T-normes** pour obtenir le poids d'activation de chaque règle. D'habitude, cela veut dire que l'on applique l'opérateur **min** ou le **produit** sur les valeurs d'appartenance.

Dans le cas du système de la Fig. (III.5), le poids \mathbf{W}_i obtenu de la i-ème règle est :

$$w_i = \mu_{A_i}(x) \text{ et } \mu_{B_i}(y)$$

où $\mu_{A_i}(x)$ et $\mu_{B_i}(y)$ sont des valeurs d'appartenance de x et y respectivement aux sous-ensembles A_i et B_i . Cela veut dire que la partie conséquente de la i-ème règle ($z=C_i$) doit être activée avec un niveau de vérité \mathbf{W}_i (poids d'activation, niveau d'activation).

e. Defuzzification

Le résultat d'une inférence floue est une fonction d'appartenance. C'est un sous-ensemble flou. Un organe de commande nécessite un signal de commande précis. la transformation floue en une information déterminée est la defuzzification (concrétisation). De plus, on doit souvent prévoir un traitement du signal et la conversion digitale/analogique. Il y a plusieurs méthodes de defuzzification proposée dans la littérature. Il n'y a pas de stratégie systématique pour choisir parmi l'une de ces méthodes [61].

e.1. Méthode du centre de gravité

L'abscisse du centre de gravité peut être déterminée en utilisant la formule générale :

(III.1)

L'intégrale au dénominateur donne la surface, tandis que L'intégrale au numérateur correspond au moment de la surface .

Lorsque la fonction $\mu(z)$ est discrétisée (Fig. III.6), le centre de gravité est donné par :

$$z = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i z_i}{\sum_{i=1}^n \mu_i} \quad (\text{III.2})$$

où n est le nombre le niveaux de quantisation, z_i la valeur de sortie pour le niveau i et μ_i sa valeur d'appartenance.

e.2. Méthode de moyenne de maximum

Cette méthode génère une commande précise en calculant la moyenne des valeurs pour lesquelles l'appartenance est maximale.

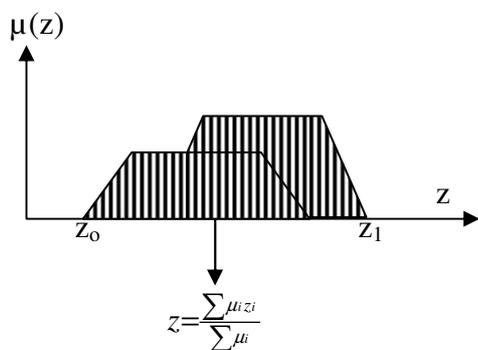


Figure III.6 : Défuzzification par le centre de gravité.

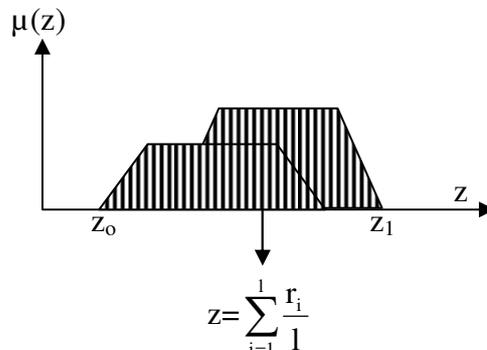


Figure III.7 : Defuzzification par la Méthode moyenne de maximum.

Si la fonction est discrétisée, comme montré à la (Fig. III.7), la valeur défuzzifiée est donnée par :

$$Z = \sum_{i=1}^l \frac{r_i}{l} \tag{III.3}$$

Ou l est le nombre de valeurs quantifiées r pour lesquelles l'appartenance est maximale.

e.3. Méthode de Tsukamoto

Si l'on utilise les fonctions d'appartenances monotones et non décroissantes pour la sortie , (Fig. III.3.c), la valeur précise de la commande est calculée comme :

$$Z = \frac{\sum_{i=1}^n w_i z_i}{\sum_{i=1}^n w_i} \tag{III.4}$$

Où n est le nombre de règles activées avec le poids $W_i > 0$ et Z_i la valeur de la fonction de sortie pour la règle i .

e.4. Méthode de moyenne pondérée

Cette méthode est utilisée lorsque les sorties sont définies comme fonctions linéairement dépendantes d'entrées, comme montré sur la (Fig. III.3.d). En général, la partie conséquente de la règle est :

$$Z=f(x, y) \tag{III.5}$$

Si W_i est le poids d'activation de la règle i , la valeur précise de la commande est :

$$z = \frac{\sum_{i=1}^n w_i f(x_i, y_i)}{\sum_{i=1}^n w_i} \tag{III.6}$$

Où n est le nombre de règles activées.

IV.7 Avantages et inconvénients de réglage par logique floue

a- Avantages

Les avantages principaux des régulateurs flous sont les suivants :

- L'incorporation directe des informations floues et linguistiques, provenant d'un expert humain, dans le système flou.
- Il n'y a pas nécessaire de faire un modèle mathématique du système à régler.
- Le système flou est un approximateur universel, c'est-à-dire, il est suffisamment générale pour générer n'importe quelle action.
- La logique floue est facile à comprendre par ceux qui ne sont pas des spécialistes, car elle imite la stratégie du raisonnement humain.
- On peut maîtriser les systèmes non linéaires et difficiles à modéliser.

b- Inconvénients

- Manque de directives précises pour la conception d'un régulateur,
- Précision de réglage en général peu élevée.

Optimisation du Système Etudié

IV.1 Introduction

Vu le rendement médiocre du processus de conversion photovoltaïque qui ne dépasse pas les 20%, le prix d'installation initial de plus la caractéristique non linéaire des cellules photovoltaïques, l'optimisation de cette opération s'avère nécessaire pour améliorer le rendement global des systèmes de conversions. Cette opération est connue dans la littérature par l'MPPT ou '**Maximum Power Point Tracker**'. Elle peut être implantée par différentes techniques qui étaient solennellement affectées par le développement technologique. Dans ce contexte le présent travail traite l'optimisation d'un système PV connecté au réseau de distribution en utilisant la logique floue.

Etant donné que le système est de nature non linéaire, son modèle mathématique est caractérisé par une grande complexité et une forte non linéarité. Ainsi, pour être commandable, un tel système exige la linéarisation de son modèle mathématique. A cet effet, un contrôleur flou est utilisé pour la poursuite de la puissance maximale du générateur photovoltaïque utilisant la théorie des ensembles flous [3, 7].

L'objectif du présent travail est de développer un contrôleur à base de la logique floue pour commander un convertisseur DC/AC permettant au générateur photovoltaïque de délivrer sa puissance maximale à n'importe quel éclairage à température constante dans tout le temps d'une manière rapide et précise cela sans avoir besoin d'un modèle mathématique exacte du système photovoltaïque.

IV.2 Description générale du système étudié

Le système étudié comprend essentiellement la cascade suivante :

- Un générateur photovoltaïque,
- Un contrôleur flou (FLC),
- Un convertisseur continu-alternatif,
- Un transformateur et
- Le réseau électrique.

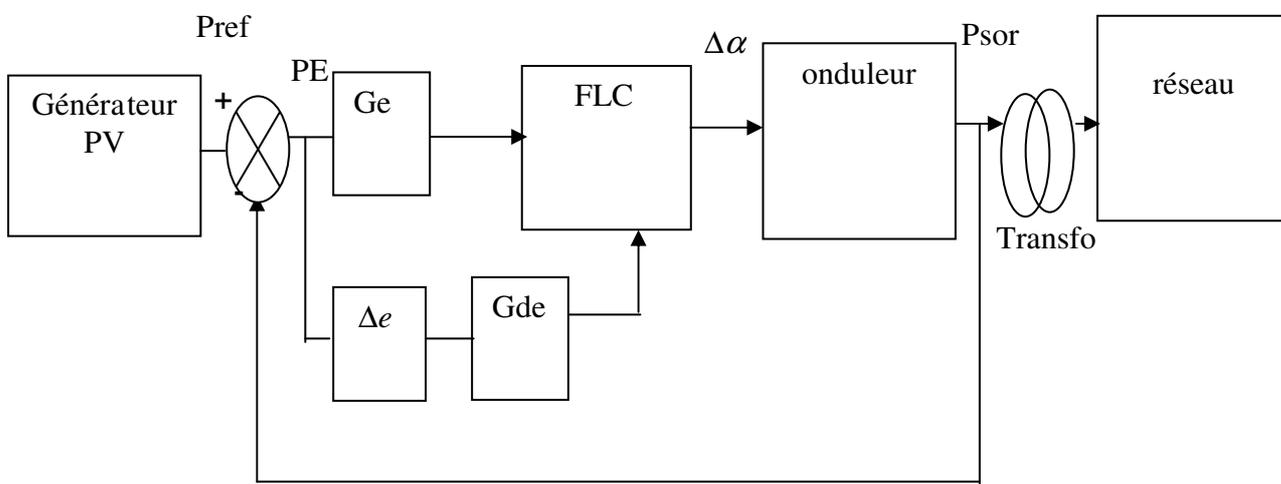


Figure IV.1 : Diagramme bloc du système PV contrôlé

Le générateur photovoltaïque est une matrice formée de N_s modules en série et N_p rangées en parallèle, dont la caractéristique I-V peut être décrite par une équation non linéaire de forme implicite :

$$I = I_{sc} - I_o \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{V_{th}}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \tag{IV.1}$$

Les paramètres du générateur identifiant l'équation (IV.1) sont reliés à ceux du module solaire par :

$$I_{sc} = N_p I_{sc\text{mod}} \quad (\text{IV.2})$$

$$I_o = N_p I_{o\text{mod}} \quad (\text{IV.3})$$

$$V_{th} = N_s V_{th\text{mod}} \quad (\text{IV.4})$$

$$R_s = \frac{N_s}{N_p} R_{s\text{mod}} \quad (\text{IV.5})$$

$$R_{sh} = \frac{N_s}{N_p} R_{sh\text{mod}} \quad (\text{IV.6})$$

Pour les modules supposés dépourvus de fuites (R_{sh} infinie), l'identification de l'équation (IV.1) nécessite trois points de mesures, dits :

- Le point de court-circuit (I_{sc} , 0),
- Le point à circuit ouvert (0, V_{oc}) et
- Le point optimum (I_{op} , V_{op}).

La tension thermique V_{th} et le courant I_o sont respectivement identifiés par :

$$V_{th} = \frac{(V_{op} + R_s I_{op} - V_{oc})}{\log\left(1 - \frac{I_{op}}{I_{sc}}\right)} \quad (\text{IV.7})$$

$$I_o = (I_{sc} - I_{op}) \exp\left(-\frac{(V_{op} + R_s I_{op})}{V_{th}}\right) \quad (\text{IV.8})$$

L'adaptation de l'équation (IV.1) à d'autres niveaux d'éclairements et de températures peut être obtenue par le modèle de SANDSTROM. Ce modèle fait translater un point de référence (I_{ref} , V_{ref}) à un nouveau point (I , V) via les équations (IV.9) à (IV.13) :

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (\text{IV.9})$$

$$\Delta I = \alpha \cdot (E/E_{ref}) \Delta T + (E/E_{ref} - 1) I_{sc} \quad (\text{IV.10})$$

$$\Delta V = -\beta \Delta T - R_s \Delta I \quad (\text{IV.11})$$

$$V = V_{ref} + \Delta V \quad (IV.12)$$

$$I = I_{ref} + \Delta I \quad (IV.13)$$

Comme la variable contrôlable dans ce cas est la puissance photovoltaïque qui devrait être variée en fonction de l'éclairement à une température constante, une fonction liant ces deux paramètres peut être déduite et implémentée pour permettre de vérifier les résultats obtenus par la méthode d'optimisation proposée, cette fonction prend la forme :

$$P_{ref} = A_0 + A_1 E + A_2 E^2 \quad (IV.14)$$

Où A_0 , A_1 , A_2 sont des coefficients d'interpolation élaborés en utilisant la méthode de moindres carrés.

La puissance maximale du générateur photovoltaïque est liée à l'éclairement pour une température donnée, par le polynôme suivant [3] :

$$P_{ref} = -78.0549 + 0.9003.E - 0.0001.E^2 \quad (IV.15)$$

Le générateur photovoltaïque est interconnecté au réseau électrique à travers une liaison continue qui consiste d'un redresseur qui fonctionne en régime onduleur. En littérature, cette configuration est connue sous le nom d'onduleur non autonome, dont la forme la plus simple est celle d'un redresseur à thyristors à 6 impulsions. Dans ce cas, le réseau d'alimentation impose l'allure de la tension de sortie ainsi que la fréquence de commutation. Pour un redresseur à 6 impulsions, cette fréquence est de 300 HZ. De plus, pour assurer un tel mode de conversion, l'angle d'amorçage des interrupteurs varie dans la gamme $[90^\circ - 180^\circ]$ dans le cas idéal si on néglige le phénomène d'empêchement.

La tension continue à l'entrée de l'onduleur est liée à celle du réseau par l'équation suivante :

$$V_i = -\left(\frac{3\sqrt{3}}{\pi}\right) V_{inv} \cos(\alpha_i) \quad (IV.16)$$

La tension V_{inv} est la tension alternative maximale à la sortie de l'onduleur est liée à la tension du réseau V_s (valeur de pic) par le rapport de transformation du transformateur, tel que:

$$V_{inv} = N_0 \cdot V_s \quad (N_0=1) \quad (IV.17)$$

La puissance de sortie du générateur photovoltaïque est donnée par:

$$P_{pv} = V_{pv} \cdot I_{pv} \quad (IV.18)$$

IV.3 Contrôleur flou

On a choisi un régulateur flou qui a deux entrées et une sortie. L'erreur dans la puissance PE et sa variation CPE sont les variables linguistiques qui représentent les variables d'états du processus et la variable de control $\Delta\alpha$ est utilisée pour ajuster l'angle d'amorçage α_1 de l'onduleur.

L'erreur est donnée par :

$$PE(k) = ge \left[\frac{(p_{ref}(k) - P_{pv}(k))}{P_{*ref}} \right] \quad (IV.19)$$

P_{*ref} : la puissance maximale du générateur PV à 1000W/m².

Après différents essais et les résultats obtenus on a choisis l'intervalle [-0.14,1] qui a donné les meilleurs résultats.

la variation de l'erreur est donnée par :

$$CPE(k) = gde [PE(k) - PE(k-1)] \quad (IV.20)$$

Après des essais aussi elle sera normalisée sur l'intervalle [-11,1].

et la sortie $\Delta\alpha$ est donnée par :

$$\Delta\alpha(k) = \alpha(k) - \alpha(k-1) \quad (IV.21)$$

elle sera normalisée sur l'intervalle [0,1].

Chaque variable est subdivisée en neuf sous-ensembles selon la désignation standard (Fig. IV.2, IV.3) :

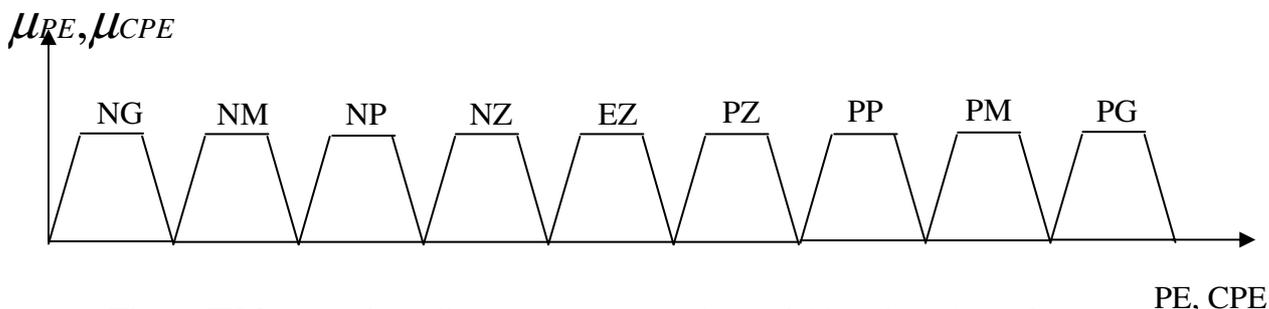


Figure IV.2 : Fonctions d'appartenance pour les variables d'entrée PE, CPE

Pour l'erreur on a

- NG=(-0.14 -0.12 -0.11 -0.1)
- NM= (-0.1 -0.09 -0.08 -0.07)
- NP= (-0.07 -0.06 -0.05 -0.04)
- NZ= (-0.04 -0.03 -0.02 -0.009)
- EZ= (-0.009 -0.006 -0.004 0)
- PZ= (0 0.004 0.09 0.1)
- PP= (0.1 0.2 0.3 0.4)
- PM=(0.4 0.5 0.55 0.6)
- PG=(0.6 0.7 0.8 1)

Pour la variation d'erreur on a

- NG= (-11 -10.999 -10.7 -1.05)
- NM= (-1.05 -0.02 -0.005 -0.002)
- NP= (-0.002 -0.0015 -0.001 0)
- NZ= (0 0.1 0.15 0.2)
- EZ= (0.2 0.25 0.3 0.35)
- PZ= (0.35 0.4 0.45 0.55)
- PP=(0.55 0.58 0.6 0.65)
- PM=(0.65 0.7 0.77 0.8)
- PG= (0.8 0.85 0.95 1)

La sortie $\Delta\alpha$

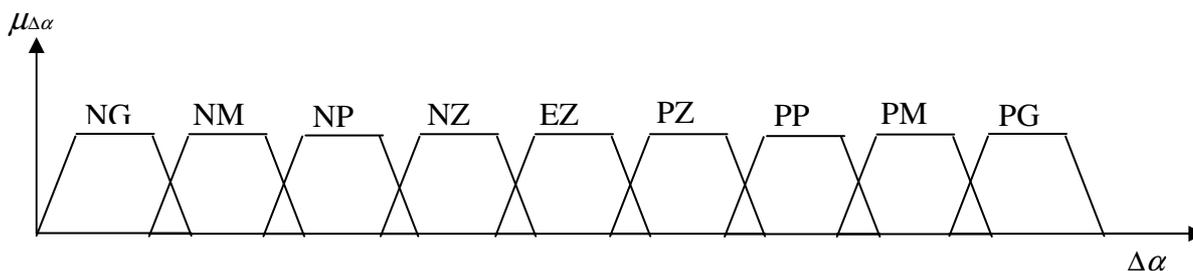


Figure IV.3 : Fonctions d'appartenance pour les variables de sortie $\Delta\alpha$

$$NG=(0 \ 0.001 \ 0.005 \ 0.009)$$

$$NM=(0.005 \ 0.009 \ 0.02 \ 0.03)$$

$$NP=(0.02 \ 0.03 \ 0.05 \ 0.07)$$

$$NZ=(0.05 \ 0.07 \ 0.1 \ 0.2)$$

$$EZ=(0.1 \ 0.2 \ 0.28 \ 0.3)$$

$$PZ=(0.28 \ 0.3 \ 0.35 \ 0.4)$$

$$PP=(0.35 \ 0.4 \ 0.45 \ 0.5)$$

$$PM=(0.45 \ 0.5 \ 0.6 \ 0.65)$$

$$PG=(0.6 \ 0.65 \ 0.8 \ 1)$$

Tel que les signes NG, NM, NP, NZ, EZ, PZ, PP, PM, PG désignent respectivement négatif grand, négatif moyen, négatif petit, négatif zéro, environ zéro, positif zéro, positif petit, positif moyen, positif grand.

IV.4 Règles de base

On a déjà mentionné que les inférences floues sont basées sur l'implication floue de type modus ponens généralisé. Les inférences lient les grandeurs mesurées et les variables de sortie par des règles linguistiques. Nous avons utilisé la méthode d'inférence max-min et la méthode de défuzzification par centre de gravité **Center Of Gravity**.

IV.4.1 1^{er} cas : 17 règles

17 règles de base sont utilisées pour cette application, ils décident l'action finale de contrôle, et qui sont données comme suit :

- 1) Si (PE est NG et CPE est (de NP à PG)) alors $\Delta\alpha$ est PG.
- 2) Si (PE est (de NG à NM) et CPE est NP) alors $\Delta\alpha$ est PM.
- 3) Si (PE est NP et CPE est (de NZ à PP)) alors $\Delta\alpha$ est PM.
- 4) Si (PE est NZ et CPE est (de PM à PG)) alors $\Delta\alpha$ est PM.
- 5) Si (PE est NZ et CPE est (de NG à NM)) alors $\Delta\alpha$ est NM.

Résultats

Le système étudié est simulé utilisant le langage c++ sur environnement buillder.

Le premier résultat a montré sont ceux indiquant la relation entre la puissance optimale du générateur qui sera prise comme valeur de référence (Fig. IV.4), de plus de la puissance réelle à la sortie après l'application du régulateur flou (Fig. IV.5).

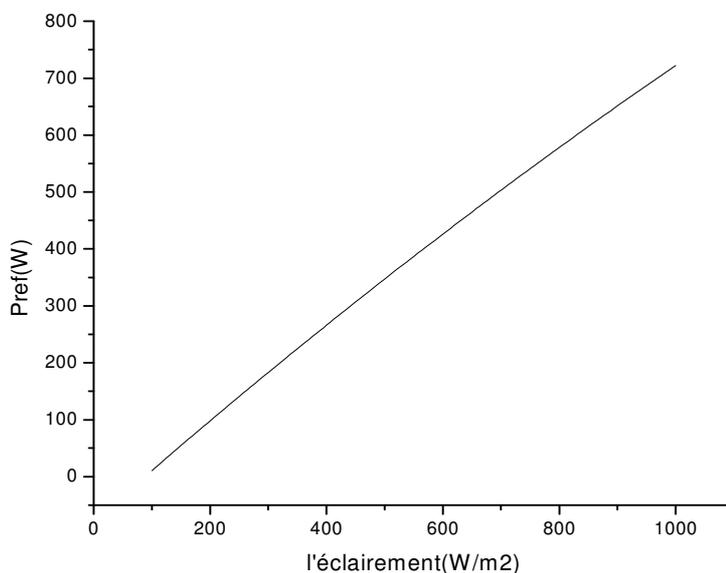


Figure IV.4 : La puissance de référence

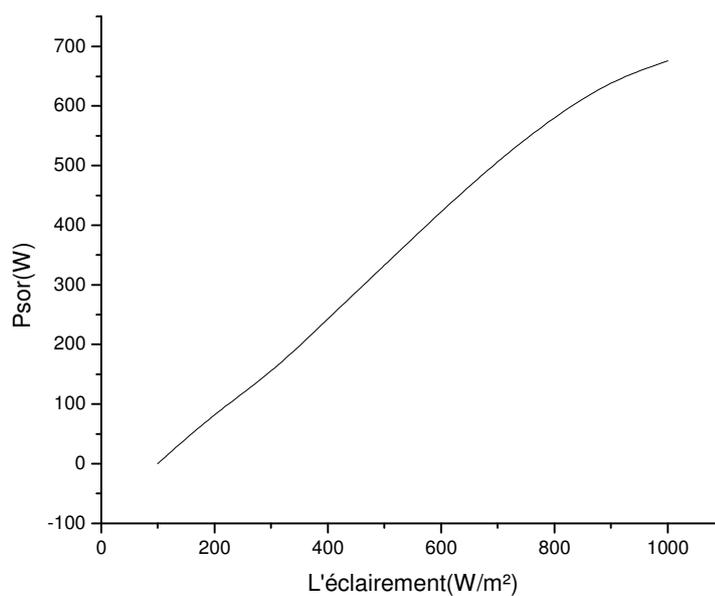


Figure IV.5 : La puissance de sortie

En vue de comparaison, la (Fig. IV.6) illustre les deux courbes superposés.

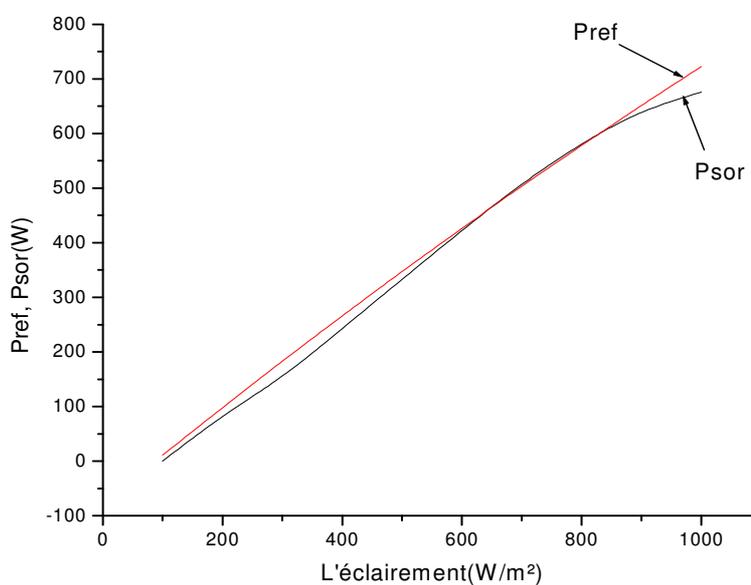


Figure IV.6 : Comparaison entre la puissance de référence et la puissance de sortie

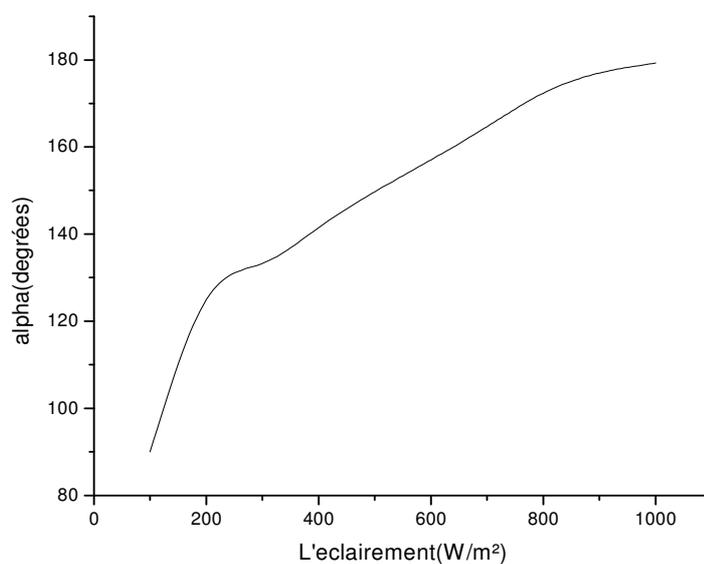


Figure IV.7 : Signal de commande α_1

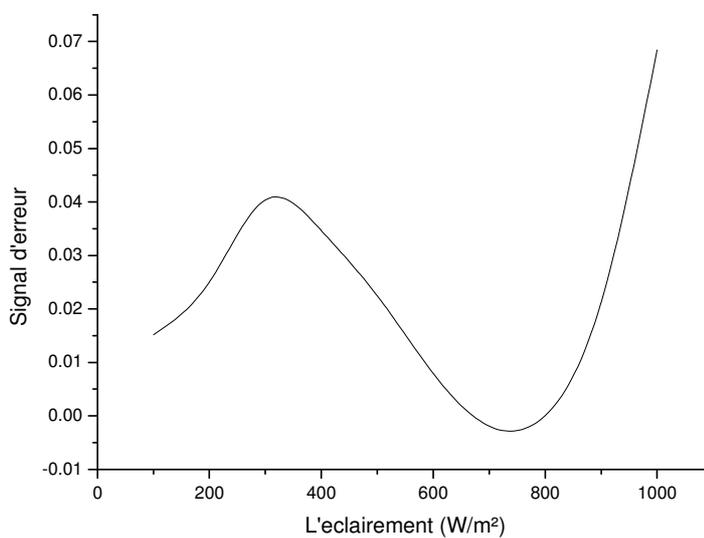


Figure IV.8 : L'erreur entre la puissance de référence et la puissance de sortie

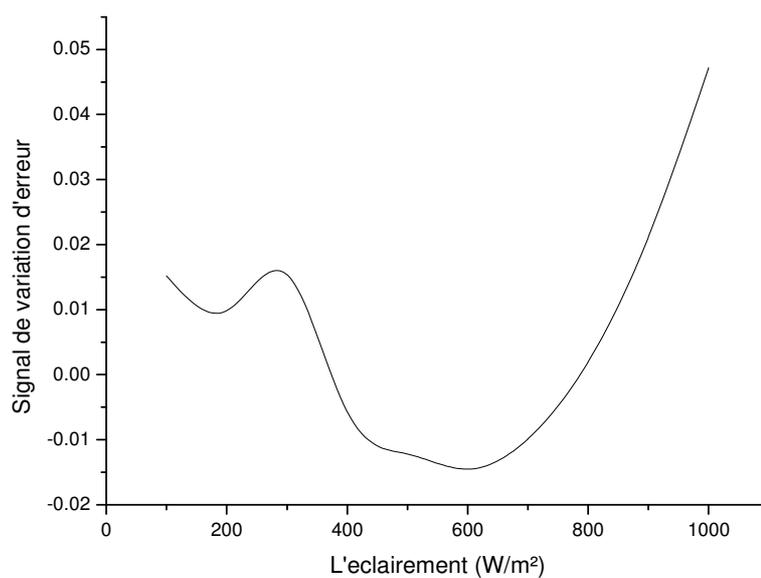


Figure IV.9 : Signal de variation de l'erreur

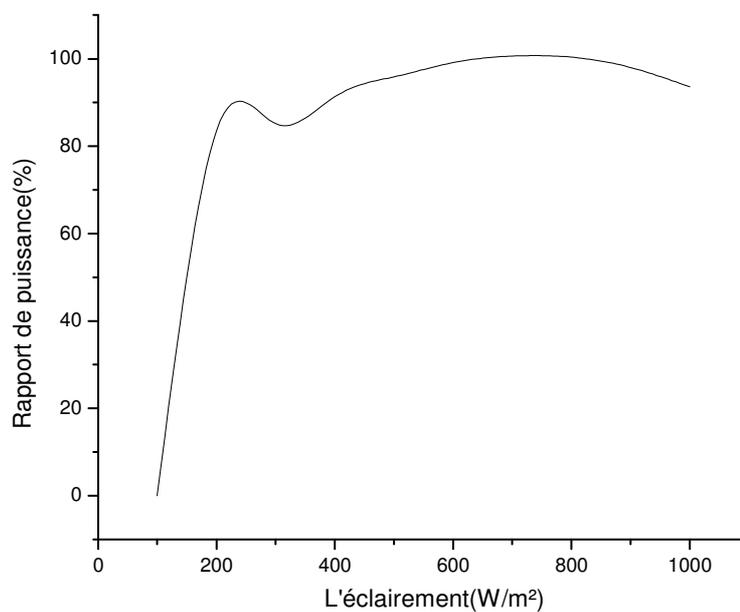


Figure IV.10 : Rapport des puissances

Rapport des puissance

$$\lambda = \frac{\sum P_{sor}}{\sum P_{ref}} * 100(\%)$$

$$\lambda = 96.054\%$$

Les figures (IV.7, IV.8, IV.9), illustrent les allures du signal de commande, l'erreur, la variation d'erreur et le rapport de puissance dans le cas de 17 règles. Les importantes remarques qu'on peut tirées sont :

Il est claire que la puissance de sortie et celle de référence sont très similaires : lorsque la puissance de référence augmente la puissance de sortie augmente aussi et vis versa en fonction de l'éclairement en assurant l'utilisation complète de l'énergie photovoltaïque, le signal de commande alpha varie dans la gamme $[90^\circ, 180^\circ]$ ce qui marche bien avec la variation de la puissance de sortie.

On remarque que le signal d'erreur prend une valeur élevée au début, cela est due aux conditions initiales choisies avec $\alpha=90^\circ$, càd il n'y a pas de puissance de sortie obtenue ainsi que pour les grandes valeurs de l'éclairement. Sa valeur, lorsque le système entre en marche, est très faible de l'ordre de zéro pour les moyennes valeurs de l'éclairement.

Le rapport de puissance est de l'ordre de 96% ce qui traduit l'efficacité du contrôleur flou adopté.

Toutes ces interprétations mènent à ce que le contrôleur flou peut trouver le point de puissance maximal dans un temps court pour chaque valeur de puissance ce qui traduit l'efficacité du système choisi dans les variations brusques de l'éclairement. On constate que pour les très grandes valeurs de l'éclairement il y a une considérable différence entre la puissance de référence et la puissance de sortie, ce qui nous permet d'utiliser ce système à 17 règles dans les régions de moyenne éclairement.

IV.4.2 : 2^{ème} cas : 18 règles

Dans ce cas on utilise 18 règles

- 1) Si (PE est NG et CPE est (de NP à PG)) alors $\Delta\alpha$ est PG
- 2) Si (PE est (de NG à NM) et CPE est NP) alors $\Delta\alpha$ est PM
- 3) Si (PE est NP et CPE est (de NZ à PP)) alors $\Delta\alpha$ est PM
- 4) Si (PE est NZ et CPE est (de PM à PG)) alors $\Delta\alpha$ est PM
- 5) Si (PE est NZ et CPE est (de NG à NM)) alors $\Delta\alpha$ est NM
- 6) Si (PE est NZ et CPE est NZ) alors $\Delta\alpha$ est NZ

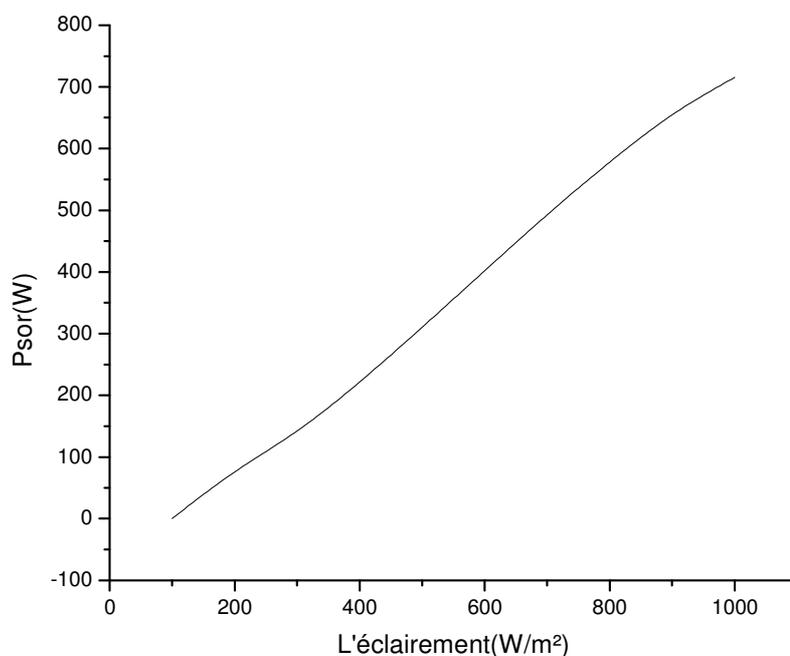


Figure IV.11 : La puissance de sortie

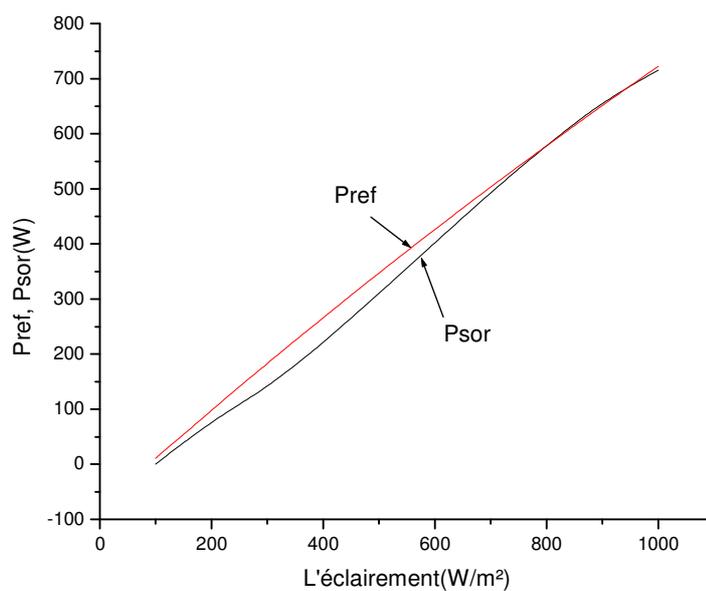


Figure IV.12 : Comparaison entre la puissance de référence et la puissance de sortie

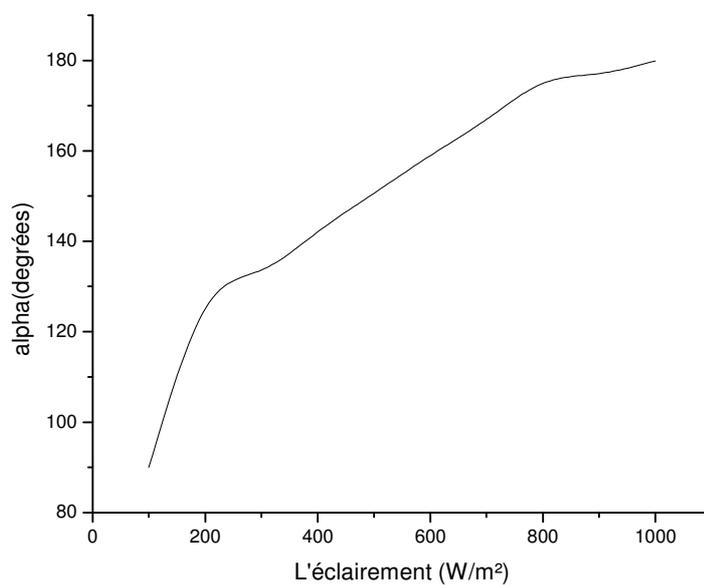


Figure IV.13 : Signal de commande α_1

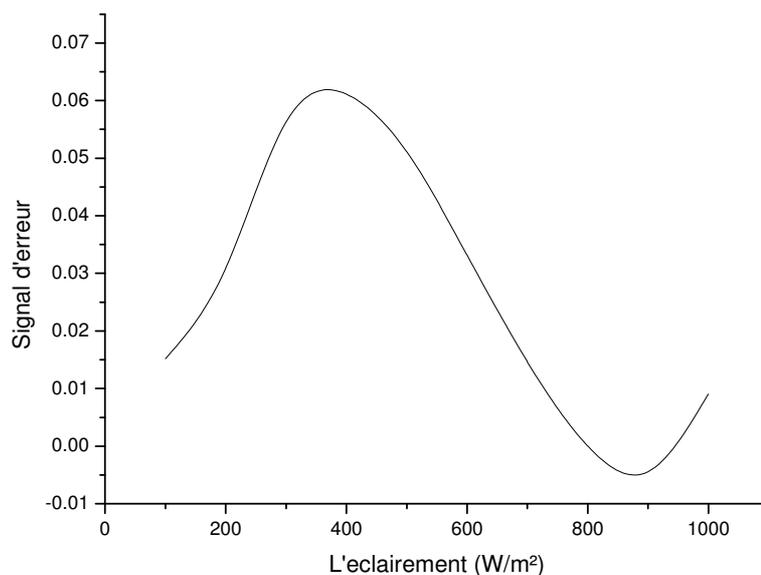


Figure IV.14 : L'erreur entre la puissance de référence et la puissance de sortie

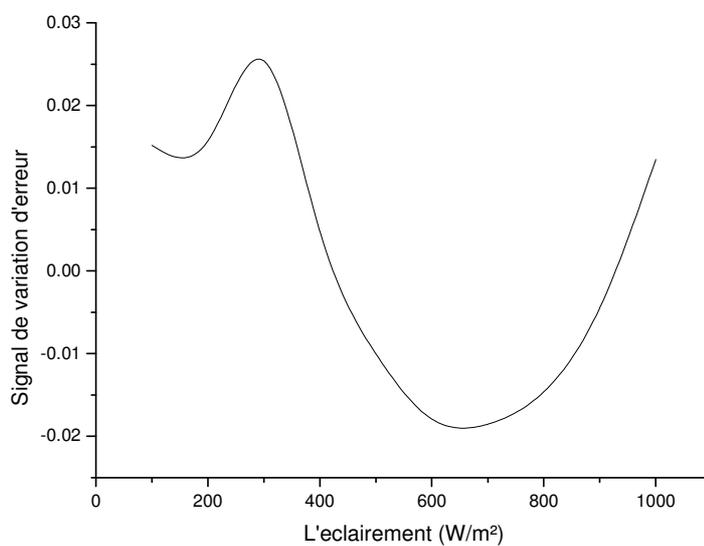


Figure IV.15 : Signal de variation de l'erreur

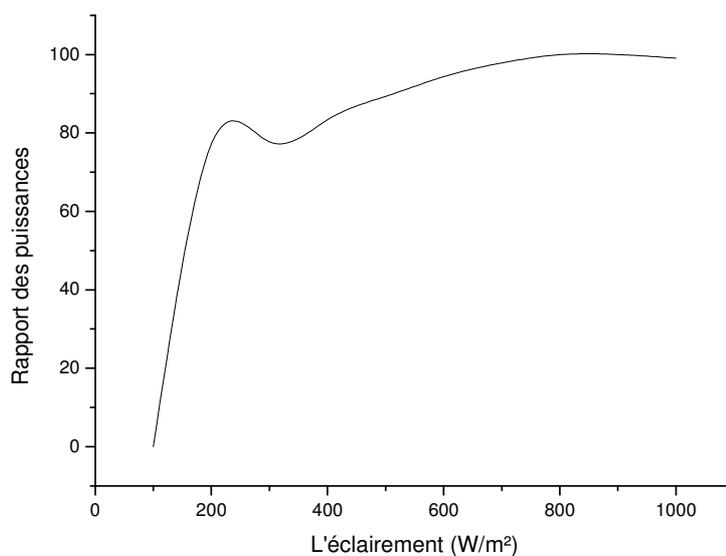


Figure IV.16 : Rapport des puissance

Rapport des puissances

$$\lambda = 94.92\%$$

On peut interpréter les résultats du système à 18 règles Fig 10-15 comme celui à 17 règles mais cette fois si on remarque que pour les très grandes valeurs de l'éclairement les deux courbes de P_{ref} et P_{ref} sont confondues.

Le rapport de puissance est de l'ordre de 95%, ce cas est préférable dans les régions de haute ensoleillement.

IV.4.3 : 3^{ème} cas 49 règles

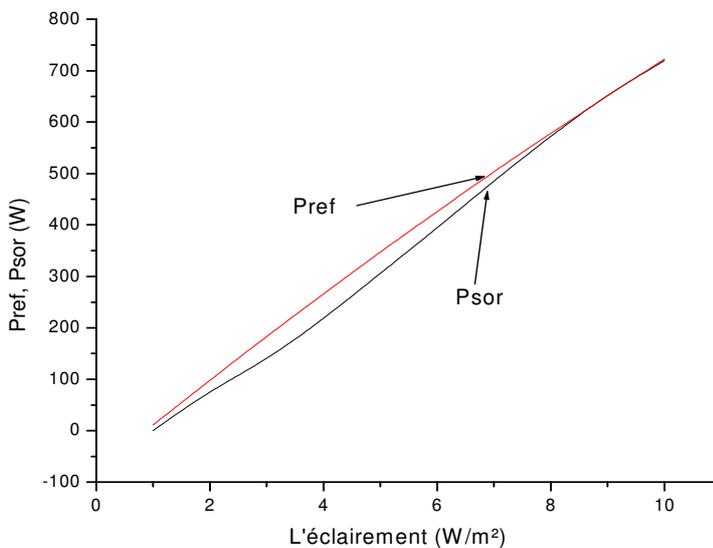


Figure IV.17 : Comparaison entre la puissance de référence et la puissance de sortie

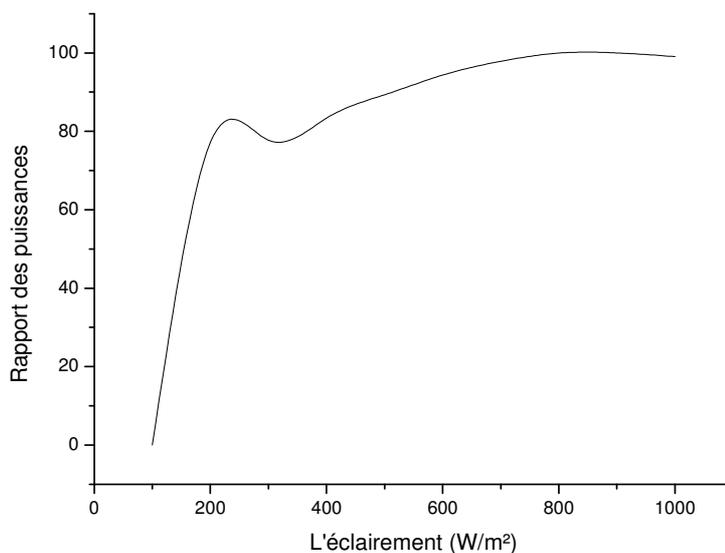


Figure IV.24 : Rapport des puissances

O remarque que pour 49 règles on a trouvé les mêmes résultats que 18 règle, on peut dire que l'augmentation des nombres de règles ne mène pas à l'amélioration des résultats.

IV.5 Vérification de la robustesse du contrôleur flou

Pour montrer la robustesse du contrôleur flou on choisi une autre température $T=40^\circ$ et on a obtenue les résultats suivants :

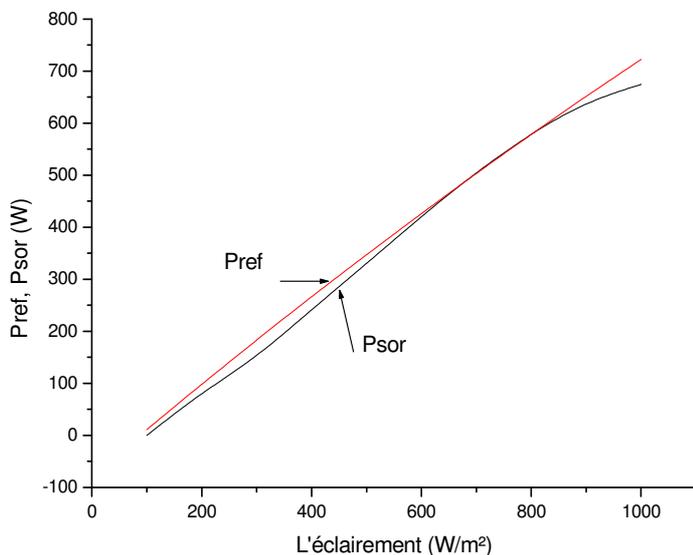


Figure IV.19 : Comparaison entre la puissance de référence et la puissance de sortie cas de 17 règles

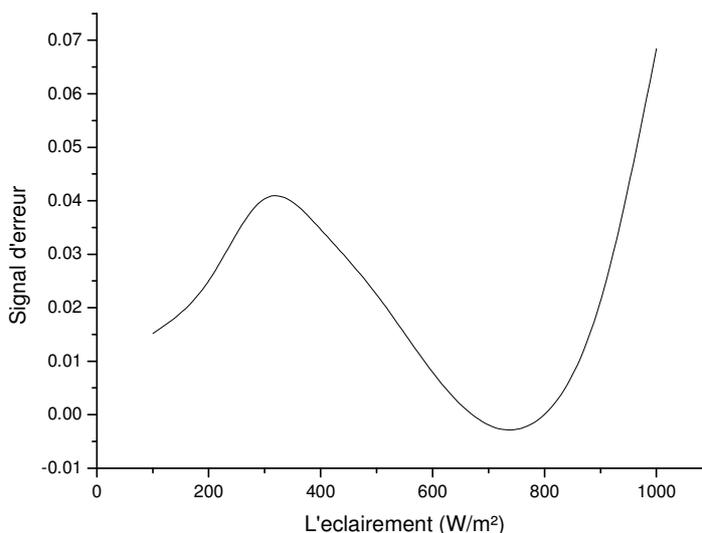


Figure IV.20 : L'erreur entre la puissance de référence et la puissance de sortie cas de 17 règles

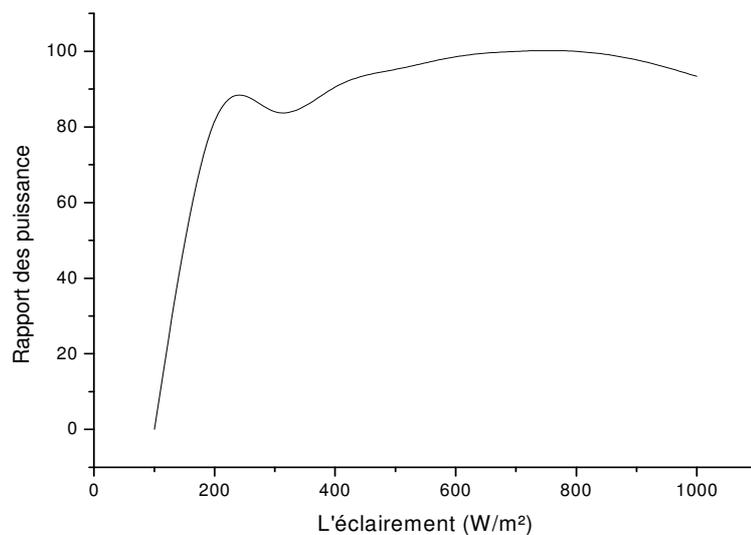


Figure IV.21 : Rapport des puissances cas de 17

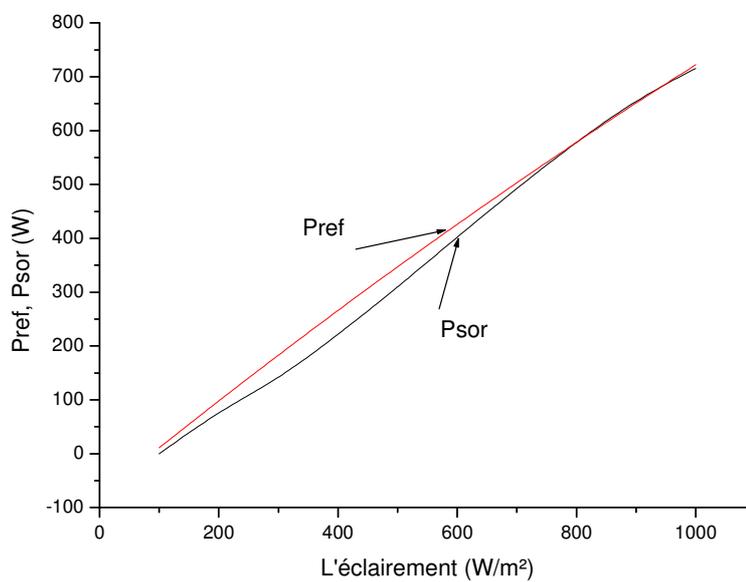


Figure IV.22 : Comparaison entre la puissance de référence et la puissance de sortie cas de 18 règles

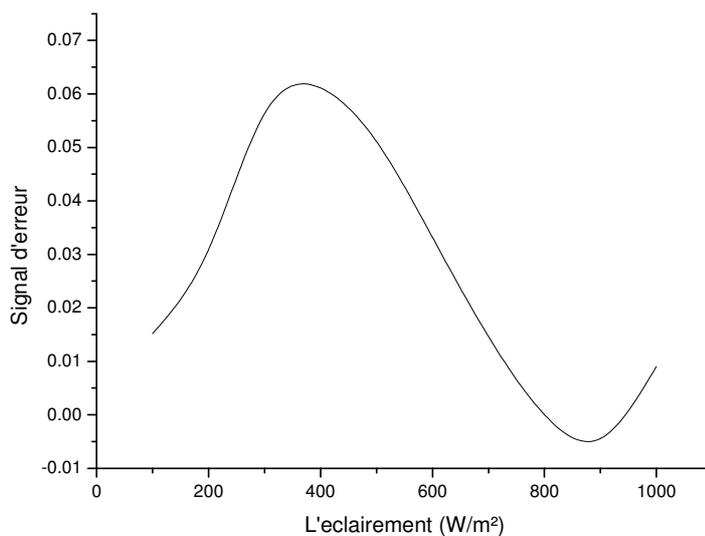


Figure IV.23 : L'erreur entre la puissance de référence et la puissance de sortie cas de 18 règles

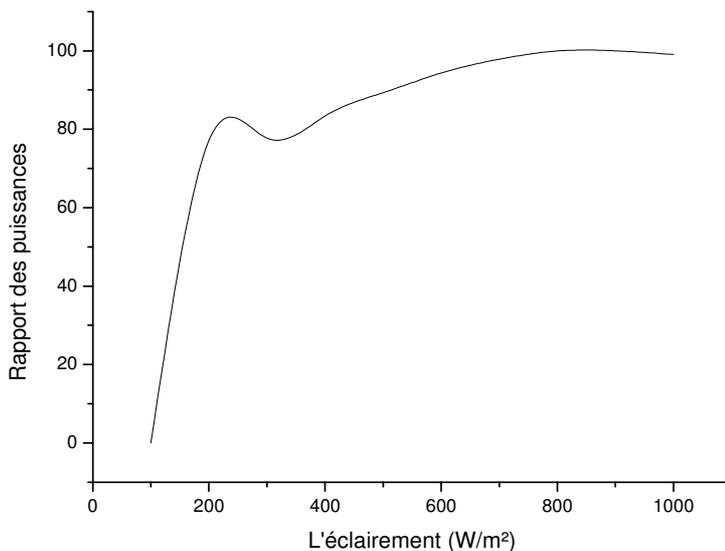


Figure IV.24 : Rapport des puissances cas de 18 règles

D'après de toute ces résultats on constate que les résultats pour $T = 40^\circ$ sont similaire à ceux pour $T = 25^\circ$, ce qui traduit directement la robustesse du contrôleur flou et son efficacité au cours des variations de la température.

IV.6 Conclusion

Le système photovoltaïque proposé est contrôlé en utilisant un contrôleur flou de poursuite de la puissance maximale, En forçant la puissance de sortie de l'onduleur de suivre la puissance de référence représentant la puissance maximale de sortie du générateur photovoltaïque, La puissance maximale est transférée au réseau à travers cet onduleur. Le contrôle flou a donné des résultats acceptables dans les deux cas :

- A 17 règles les résultats de simulation sont très bons pour les valeurs moyennes de l'éclairement.
- A 18 règles ce cas est préférable pour les grandes valeurs de l'éclairement.

Les deux systèmes peuvent être utilisés pour toutes les valeurs de l'éclairement à cause du rapport de puissance élevé pour les deux cas. Le contrôleur flou a donné une performance de poursuite élevée avec une réponse rapide et un contrôle robuste. De plus, l'augmentation du nombre des règles ne nécessite pas forcément une amélioration du système, d'où il faut assurer un compromis entre le nombre des règles a utilisé et les performances souhaités.

Le contrôleur flou a donné une performance de poursuite élevée avec une rapide réponse et un robuste contrôle.

Conclusion Générale

Comme les systèmes photovoltaïques restent à nos jours chères, et comme le rendement des cellules de conversion photovoltaïque reste encore médiocre, une optimisation adéquate des installations photovoltaïque s'avère nécessaire. Dans ce cas, la maximisation de puissance est une tâche obligatoire de toute système de contrôle, malgré que d'autre tendance existent donnant différentes philosophies d'optimisation. Ainsi, quelque soit la charge utilisée, le but principal est d'extraire la puissance maximale disponible par le générateur photovoltaïque à tous instants et quelques soit les conditions de fonctionnement. Cette tâche est très difficile à assurer par les techniques standards de contrôle vu la forte non linéarité des systèmes photovoltaïques ainsi que les charges qui leurs sont liées. Le recours au techniques d'intelligence artificielles constitue un choix approprié vu leurs simplicité et leurs robustesse.

Dans le présent travail, on a proposé le contrôle flou d'un système photovoltaïque lié au réseau. Ce type de système commence à avoir de large applications, soit dans les sites isolés où la connections au réseau urbain de distribution d'électricité est économiquement inacceptable, ou même urbains où l'excès d'énergie photovoltaïque produite est injectée au réseau . Le système étudié a prouvé son efficacité d'une part pour poursuivre la puissance maximale, d'autre part on a montré qu'il est indispensable de recourir à la configuration optimale et de choisir le contrôleur flou correspondant.

Comme ce travail était limité à une configuration de base, en perspective, cette variante peut être étendue par comporter d'autres charges alimentées par la même source photovoltaïque où le flux d'énergie alternative peut circuler dans les deux sens. De plus, d'autre technique intelligente peuvent être aussi appliquer tel que les réseaux de neurones.

Bibliographie

- [1] **Wernher Swigers and Johan H.R.Enshin** “An integrated Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Panels” Press Poly techniques et Universitaires Romandes 1999.
- [2] **Betka Achour** “Optimisation d’un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil” Thèse de Magister, université de Biskra.
- [3] **W. Maranda, G. De Mey and A. Evost** “Optimisation of the Master –Slave inverter System for Grid-Connected Photovoltaic Plants” Energy convers. Mgmt Vol. 39, No. 12, pp : 1239-1246, 1998.
- [4] **Terki Amel** “Etude des performances et Maximisation du couple d’un Moteur à courant-continu à aimant permanent sans balais PMBLDC alimenté par un générateur Solaire” mémoire de Magister, université de Biskra 2001.
- [5] **Noureddine Golea** “Commande par la logique floue”, Thèse de Magister, université de Sétif 1994.
- [6] **Barra Kamel** “Simulation de la commande vectorielle de la machine Asynchrone alimentée par une source d’énergie non linéaire” Thèse de Magister, université de Batna 1998.
- [7] **I.H.Atlas, A.M.Sharaf** “A Novel Fuzzy Logic Controlleur for Maximum Power Extraction from a PV array Driving A three Phase Induction Motor” IEEE Transactions on Conversion Energy 1994 pp : 853-856.
- [8] **T. Senju and K. Uezato** “Maximum Power Point Tracker Using Fuzzy Control for Photovoltaic Arrays” IEEE Int. Conf. On Tech. 1994 pp : 143-147.
- [9] **H. M Mashaly and all** “Fuzzy Logic Controller For Photovoltaic-Utility Interfacing Scheme” IEEE Transactions on Energy 1994 pp : 715-718.
- [10] **M. G. Simoes, N.N.France schetti and M.Fried hofer** “A Fuzzy logic based Photovoltaic Peak Power tracking Controller” IEEE Energy Convers. Mgmt 1998 pp : 300-305.
- [11] **J. H. R. Enslin and all** “Integrated Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Converter” IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 44, No. 6 Decembre 1997 pp : 769-773.
- [12] **M. M. Saied (SM) and all** “Optimal Design Parameters for a PV array coupled to a DC Motor Via a DC-DC Transfomer” IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 6, No. 4, December 1991 pp : 593-598.

- [13] **T. J. Hammons and all** “Renewable Energy Alternatives for Developed Countries” IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 15, No. 4, December 2000 pp : 481-493.
- [14] **J.A.Gow and C.D. Maning** “Development of a photovoltaic array model for use in Power-electronics simulation studies” IEE Proc.-Electr. Power Appl., Vol. 146, No. 2, March 1994 pp : 193-199.
- [15] **A. Z. Mohamed, M. N. Eskander and F. A. Ghali** “Fuzzy logic control based maximum power tracking of a wind energy system” Renewable Energy 23, 2001 pp : 236-244.
- [16] **Said H.El-Hafnawi** “Digital firing and digital control of a photovoltaic inverter” Renewable Energy, Vol. 12, No. 3, pp : 315-320 1997.
- [17] **Luc Chancehier and Eric Laurent** “ L’électricité Photovoltaïque ”Collection « le point » 1995.
- [18] **Hassina Megherbi** “Control intelligent d’un bras Manipulateur” mémoire de Magister, université de Sétif 1998.
- [19] **N. M. Chivelet, F. Chenio and M. C. Alonso** “Analysis and Modeling of DC/AC inverters with resistive and reactive loads for stand-alone PV Systems” Renewable Energy 1997.
- [20] **T.Kawamura and all** “Analysis of MPPT Characteristics in Photovoltaic Power System” Solar Energy Materials and solar cells 47 (1997) pp : 156-165.
- [21] **Chuen Chien** “Fuzzy Logic in Control Systems : Fuzzy Logic Controller, part I” IEEE Transactions on System Mann. And cyri Rsetrs, Vol. 20 No. 2, March/April 1990 pp : 405-417.
- [22] **Chuen Chien** “Fuzzy Logic in Control Systems : Fuzzy Logic Controller, part II” IEEE Transactions on System Mann. And cyri Rsetr, Vol. 20 No. 2, March/April 1990 pp : 419-435.
- [23] **F.Gordillo, F.R. Rubio, E.F. Camacho, M.Breguel and J.P.Bonilla** “Genetic Design of a Fuzzy Logic Controller for a Solar Power Plant” Dr. Dobb’s journal, April 1998.
- [24] **Tomas Markvart** “Solar Electricity” Unesco 1997.
- [25] **C. T. Pan and all** “A Fast Maximum Power Point Tracker For Photovoltaic Power Systems” IEEE Transactions on Conversion Energy 1999 pp : 390-393.
- [26] **C.L. Putta Swamy, B. Singh, B.P. Singh** “Dynamic Performance of a permanent magnet brushless DC motor powered by a PV array for water pumping” Renewable Energy 1995 pp : 1005-1010.

- [27] **S. R. Bhat, Andre Pittet and B. S. Sonde** “Performance Optimisation of Induction Motor-Pump System Using Photovoltaic Energy Source” IEEE Transactions on Conversion Energy 1987 pp : 995-1000.
- [28] **H. S. Kim, N. Okada and K. Takigawa** “A Study on Utility InteractivePV System in Harmony with Utility” IEEE Transactions on Conversion Energy 2000 pp : 1179-1184.
- [29] **S. M. Alghwainem** “Steady-State Performance of DC Motor supplied from Photovoltaic Generator with Step-Up Converter” IEEE Transactions on Conversion Energy 1992 pp : 38-43.
- [30] **Jean-Baptiste Lesourd** “Solar Photovoltaic systems: the economics of a renewable energy resource” Environmental Modelling & Software 16 (2001) pp : 147–156.
- [31] **E.A.Elsema and E.Nieuwlaar** “Energy viability of photovoltaic systems” Energy Policy 28 (2000) pp : 999-1010
- [32] **A.Ilecito and R.Vigotti** “The largest pv installation in Europe :Perspectives of multimigawatt pv” Renewable Energy 15 (1998) pp : 48-53.
- [33] **J.C.Hermondez, P.G. Vidal and G. Almonacid** “Photovoltaic grid connected buildings.Sizing and economic Analysis” Renewable Energy 15 (1998) pp : 562-565.
- [34] **C. eskander and E. Scerri** “Interfacing A Solar Photovoltaic System with the National Elictricity Grid in Malta” Renewable Energy 15 (1998) pp : 578-580.
- [35] **Paul D. Maycock** “Cost Reduction In PV manufacturing Impact in Grid-connected and Building Integrated Markets”Solar Energy Materials and Solar cells 47 (1997)pp :37-45.
- [36] **H. Kobayachi and K. Takigawa** “A new Protective method for Grid connected dispersed PV systems to detect short circuit fault in distribution line” Solar Energy Materials and Solar cells 47 (1997) pp : 117-123.
- [37] **B. Decker and U. Jahn** “Performance of 170 Grid connected pv plants in northern Germany- Analysis of yields and optimisation potentials” Solar Energy Vol.59, Nos.4-6 (1997) pp : 127-133.
- [38] **E. Cunow and B. Giesler** “The megawatt solar roof at the new Munich Trade-Fair centre – an advanced and successful vew concept for PV plants in the megawatt range” Solar Energy Materials and Solar cells 67 (2001) pp : 459-467.
- [39] **Fouad Kamel** “Perspectives on Grid- connected Photovoltaic solar Generators” Renewable Energy, Vol.6, No.5-6, (1995) pp : 515-520.
- [40] **M. Achari, C. V. Nayar and W. W. L. Keerthipala** “Optimum operation strategy and economic analysis of a photovoltaic–diesel-battery-mains hybrid uninterruptible power supply” Renewable Energy 22 (2000) pp : 247-254.

- [41] **M. Calais, V. G. Agelidis and M. S. Dymond** “A cascaded inverter for transformerless single-phase grid-connected photovoltaic systems” *Renewable Energy* 22 (2001) pp : 255-262.
- [42] **M. Meinhardt, V. Lionavicius, J. Flannery and S. C. O Mathuna** “Impact of power electronics packaging on the reliability of grid-connected photovoltaic converters for outdoor applications” *Microelectronics Reliability* 39 (1999) pp : 1461-1472.
- [43] **M. Calais, V. G. Agelidis and M. Meinhardt** “Multilevel converters for single-phase grid-connected photovoltaic systems: An overview” *Solar Energy*, Vol. 66, No. 5 (1999) pp : 325-335.
- [44] **M. S. Cardona and LI. M. Lopez** “Evaluation of a grid-connected photovoltaic system in southern Spain” *Renewable Energy* 15 (1999) pp : 527-530.
- [45] **Yukinori Kuwano** “Progress of photovoltaic system for houses and buildings in Japan” *Renewable Energy* 15 (1998) pp : 535-540.
- [46] **F. Trieb, O. Langnib and H. Klaib** “Solar Electricity Generation- A comparative view of technologies, costs and enviromental impact” *Solar Energy*, Vol. 59, No. 1-3 (1997) pp : 89-99.
- [47] **Bettina Culver** “Grid-connected photovoltaic plants in Vienna” *Renewable Energy*, Vol. 7, No. 2, (1996) pp : 153-163.
- [48] **N. B. Urli and M. Kamenski** “Hybrid photovoltaic/Wind grid-connected power plants in Croatian renewable energy program” *Renewable Energy* 15 (1998) pp : 594-597.
- [49] **Thomas Nordmann** “Photovoltaic in Switzerland” *Solar Energy Materials and Solar cells* 38 (1995) pp : 477-486.
- [50] **M. Ohnishi and A. Takeoka** “Advanced photovoltaic Technologies and Residential Applications” *Renewable Energy*, Vol. 6, No. 3 (1995) pp : 275-282.
- [51] **W. Durisch, S. Leutenegger and D: Tille** “Comparison of small inverters for grid-independent photovoltaic systems” *Renewable Energy* 15 (1998) pp : 585-589.
- [52] **C. Dennis Barley and C. Byron Winn** “Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems” *Solar Energy*, Vol. 58, No. 4-6 (1996) pp : 165-179.
- [53] **R. J. Spigel, E. C. Kern, JR and D. Greenberg** “Demonstration of the environmental and demand-side management benefits of grid-connected photovoltaic power systems” *Solar Energy*, Vol. 62, No. 5 (1998) pp.345-358.
- [54] **T. Erge, V. U. Hoffman and K. Kiefer** “The German experience with grid-connected PV-systems” *Solar Energy*, Vol. 70, No. 6 (2001) pp : 479-487.
- [55] **K. Akhmad and all** “AC side harmonic and phenomena accompanying DC-injection of utility interactive PV systems” *Solar Energy Materials and Solar cells* 47 (1997) pp : 303-314.

- [56] **A. Payne, R. Duke and R. H. Williams** “Accelerating residential PV expansion: Supply analysis for competitive electricity markets” *Energy Policy* 29 (2001) pp : 787-799.
- [57] **H. S. Kim, N. Okada and K. Takigawa** “Advanced grid-connected system with functions to suppress disturbance by PV output variation and customer load change” *Solar Energy Materials and Solar cells* 67 (2001) pp : 560-569.
- [58] **E. D. Spooner and G. Harbidge** “Review of international standards for grid-connected photovoltaic systems” *Renewable Energy* 22 (2001) pp : 235-239.
- [59] **E. Wiemken, H. G. Beyer, W. Heydenreich and K. Kiefer** “Power characteristics of PV ensembles: experiences from the combined power production of 100 grid-connected PV systems distributed over the area of Germany” *Solar Energy*, Vol. 70, No. 6 (2001) pp.513-518.
- [60] **F. Z. Peng and all** “A power line conditioner using Cascade Multilevel Inverters for distribution systems” *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 34, No. 6, Novembre/Décembre (1998) pp : 1293-1298.
- [61] **Jelena Godjevac** “Idées nettes sur la logique floue” Press Poly techniques et Universitaires Romandes 1999.
- [62] **Arnauld Kaufmann** “Introduction à la logique floue” *Technique de l’ingénieur, Traité informatique industrielle* pp.1-9.