



DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE ASSURANT LA CONTINUITE DE L'ALIMENTATION DES UNITES AUXILLIAIRES EN CAS DE PERTE DE TENSION AU POSTE DE BOHICON

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU MASTER EN GESTION DES INFRASTRUCTURES ET SERVICES OPTION : ENERGIES RENOUVELABLES

Présenté et soutenu publiquement le [Date] par

Francisco A. C. DOLEY

Travaux dirigés par : Moussa Kadri SANI

Titre : Enseignant

Jury d'évaluation du stage :

Président : Prénom NOM

Membres et correcteurs : Prénom NOM Prénom NOM Prénom NOM

Promotion : 2013 / 2014

CITATION

Un problème créé ne peut être résolu en réfléchissant de la même manière qu'il a été créé.

Albert EINSTEIN (1879 - 1955)

REMERCIEMENTS

Ce mémoire a été rédigé au sein de la Communauté Electrique du Bénin (CEB) dans le cadre du stage de fin d'études (à distance) de Master à l'Institut International de l'Eau et de l'Environnement (2IE) de Ouagadougou en République du Burkina Faso.

Je tiens sincèrement à remercier :

• DIEU, le tout puissant, de m'avoir donné la santé et tout le nécessaire pour cette formation ;

• Monsieur **Moussa Kadri SANI**, Enseignant à l'Institut International de l'Ingénierie de Ouagadougou d'avoir accepté de diriger ce mémoire.

• Monsieur **Mawuéna L. MEDEWOU**, Directeur Régional du Transport Bénin et tout le personnel de la CEB pour leur collaboration durant ce stage pour la rédaction de ce mémoire.

Merci à tous ceux et celles que je ne nomme pas explicitement, mais qui ont contribué au succès de ce projet d'une façon ou d'une autre.

DEDICACES

A mon épouse,

A mes enfants,

A mes frères et mes sœurs.

Je dédie ce Mémoire.

RESUME

Nous avons présenté dans ce travail, une étude réalisée sur le dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome destinée à alimenter les équipements auxiliaires du poste de transformation HTB/HTA de Bohicon. Compte tenu du caractère aléatoire de cette source et en tenant compte de l'approche économique sous le critère du prix minimum du système, nous avons procédé à une méthode de dimensionnement optimal du nombre de batteries en fonction du nombre de module photovoltaïque. Pour déterminer le nombre optimal de batteries qui sont associées avec un nombre de modules photovoltaïques, il faut que le modèle de calcul de la puissance à la sortie de module utilisé soit le meilleur modèle ; pour cela, nous avons utilisé le modèle mathématique de Benchmark, en le validant avec trois autres modèles. Etant donné que ce système fonctionnera en absence de la tension secteur délivrée par le TSA (Transformateur de Service Auxiliaire), nous avons réalisé un schéma du circuit de commande lui permettant de bien contrôler d'abord l'absence de la tension secteur avant d'injecter sa production. A la fin, l'étude de rentabilité du projet a été réalisée.

Mots clés : Photovoltaïque ; Modélisation ; Technico-économique ; Méthode de LPSP ; Batteries.

ABSTRACT

We have presented in this work, a study on the design of a photovoltaic installation supplying auxiliary equipment of the substation HTB / HTA Bohicon. Given the random nature of this source and taking into account the economic approach under the criterion of the minimum price of the system, we conducted a method for optimal sizing of the number of batteries according to the number of photovoltaic module. To determine the optimal number of batteries that are associated with a number of PV modules, it is necessary that the model for calculating the output power of more practical module used, for this, we used the mathematical model of Benchmark in the validate three models. Since this system will work in the absence of the AC voltage supplied by the TSA (Auxiliary Service Transformer), we made a diagram of the control circuit for controlling first well at the absence from the mains before inject its production. In the end, the project's feasibility study was conducted.

Key words: Photovoltaic; modeling; Technical and economic; LPSP method; Batteries.

LISTE DES ABREVIATIONS

PV : Photovoltaïque

- TSA : Transformateur de service auxiliaire
- HTB : Haute tension catégorie B
- HTA : Haute tension catégorie A
- AC : Courant Alternatif
- **DC** : Courant Continu (Direct Current)
- CEB : Communauté Electrique du Bénin

kWh : kilowattheure

- m : Mètre
- L : Longueur
- S: Section

R : Résistance

Ir : Irradiation solaire

 N_B : Nombre de batteries

 N_{pv} : Nombre de module photovoltaïque

WAC : Energie consommée par les charges alimentées en AC

W_{DC} : Energie consommée par les charges alimentées en DC

Pcg : Puissance crête du générateur photovoltaïque

LPS : Loss of Power Supply.

- **LPSP** : Loss of Power Supply probability.
- **SOC** : L'état de charge de batterie.
- C_{Bat,min} : La capacité minimale.
- C_{Bat,max}: La capacité maximale.
- C_{Bat}: La capacité de stockage de la batterie (Ah).

NOCT: la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire

T_c: Température de jonction (°K).

Go: L'éclairement de référence (1000 W/m²)

- To: La température de référence (298 °K).
- α : Le coefficient de courant en fonction de température (A/°C).
- β_0 : Le coefficient de la tension en fonction de température (V/°C).

Icc : Le courant de court circuit (A).

Vco : La tension de circuit ouvert (V).

FF : Facteur de forme.

N : Nombre de modules dans le panneau en série.

 ${f M}$: Nombre de modules dans le panneau en parallèle.

P_m : La puissance maximale produite PV (W).

Vcoo: la tension à circuit ouvert de référence (V).

S : Surface de générateur (m^2) .

ω : Déclinaison du soleil.

 δ : Angle horaire du soleil.

K (i) T: Coefficient de sérénité

SOMMAIRE

REMERCIEMENTSii
RESUMEiv
LISTE DES ABREVIATIONSv
SOMMAIRE1
LISTE DES TABLEAUX4
LISTE DES FIGURES5
INTRODUCTION GENERALE
Chapitre 1 : Cahier de charge, présentation et modélisation d'un système
photovoltaïque8
1.1 Introduction
1.2 Présentation du thème
1.3 Présentation de la COMMUNATE ELECTRIQUE DU BENIN (CEB)10
1.4 Cahier de charge11
1.5 Présentation d'un système photovoltaïque12
1.5.1 Rayonnement et spectre solaire13
1.5.2 Durée d'insolation14
1.5.3 Le module photovoltaïque14
1.5.4 Le système de stockage16
1.5.5 Le système de régulation20
1.5.6 Le système de conversion22
1.5.7 La charge26
1.6 Installation de module photovoltaïque26
1.7 Modélisation d'un système photovoltaïque27
1.7.1 Modèle de coordonnées solaires27
1.7.2 Modèle de rayonnement sur un plan horizontal
1.7.3 Modèle de rayonnement sur un plan incliné
1.7.4 Modélisation du champ photovoltaïque33
1.7.5 Modélisation de stockage
1.7.6 Modélisation du système de conversion45
1.8 Conclusion
Chapitre 2 : Modèles de puissance produite du module PV et Comparaison47

2.1	.1 Introduction					
2.2	2.2 Modèles mathématiques de la puissance à la sortie du module PV48					
	2.2.1	Modèle 1	.48			
	2.2.2	Modèle 2	.49			
	2.2.3	Modèle 3	.50			
	2.2.4	Modèle 4	.51			
2.3	Pr	ésentation des résultats et Comparaison des modèles	52			
2.4	Co	nclusion	.56			
Ch	apitr	e 3 : Etude biblio des méthodes de dimensionnement et recherche des donn	ées			
		météorologiques de la ville de Bohicon	.57			
3.1	Int	roduction	.58			
3.2	Le	s méthodes de dimensionnement	58			
	3.2.1	La méthode quasi-statique	58			
	3.2.2	La méthode dynamique	.58			
3.3	Re	cherche des données météorologiques de la ville de Bohicon	.61			
3.4	Co	nclusion	.62			
Ch	apitr	e 4 : Dimensionnement de l'installation photovoltaïque par la méthode LPSP	.63			
4.1	Int	roduction	.64			
4.2	Es	timation du besoin en énergie	.64			
4.3	Sc	héma synoptique de l'installation	.64			
4.4	Di	mensionnement des composants de l'installation PV	.65			
	4.4.1	Détermination du couple optimal (N _B , Npv) selon l'approche économique	.65			
	4.4.2	Dimensionnement de l'onduleur-chargeur (B1)	.68			
	4.4.3	Dimensionnement des redresseurs B3, B4, et B5	69			
	4.4.4	Dimensionnement des câbles électriques de l'installation	.69			
4.5	Sc	héma de câblage de l'installation	.69			
	4.5.1	Schéma de câblage du circuit de puissance	.69			
	4.5.2	Schéma de câblage du circuit de commande	.71			
4.6	An	alyse économique de l'installation photovoltaïque	.72			
4.6	.1 I	a Période Simple de Retour sur Investissement	.72			
4.6	.2 I	a Valeur Actuelle Nette de l'épargne	.75			
4.7	Co	nclusion	.76			

CONCLUSIO GENERALE	77
Bibliographies	79
Annexe : Dimensionnement des sections des câbles	81

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 :	Présentation du cahier de charge	11
Tableau 1.2 :	Caractéristiques de la batterie plomb-acide	44
Tableau 2.1 :	Erreurs quadratiques des quatre modèles	55
Tableau 4.1 :	Résultats des simulations	68
Tableau 4.2 :	Couple optimal déterminé (N _B ; Npv)	68
Tableau 4.3 :	Coût estimatif de l'installation PV	74

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 : Carte du réseau électrique de la CEB10
Figure 1.2 : Schéma simplifié d'un système PV12
Figure 1.3.1 : Module Photovoltaïque14
Figure 1.3.2 : Montage série/parallèle de 6 modules avec leurs diodes de protection15
Figure 1.4 : Constitution d'une batterie monobloc19
Figure 1.5 : Schéma de principe d'un régulateur série21
Figure 1.6 : Schéma de principe d'un régulateur parallèle
Figure 1.7 : Algorithme MPPT23
Figure 1.8 : Schéma de principe de l'onduleur25
Figure 1.9 : Coordonnées angulaires du soleil
Figure 1.10 : Représentation de l'éclairement d'un module29
Figure 1.11 : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV33
Figure 1.12 : Caractéristiques I-U d'un module Photowatt PW 6-110 pour différentes
irradiations solaires, à 25 °C38
Figure 1.13 : Schéma électrique d'une rame de batteries montées en série42
Figure 1.14 : Variation de tension en mode de charge en fonction de SOC43
Figure 1.15 : Rendement de l'onduleur en fonction du taux de charge45
Figure 2.1 : La relation entre la température du module PV et la puissance maximale
pour les quatre modèles à $G = 300 W/m^2$
Figure 2.2 : La relation entre la température du module PV et la puissance maximale
pour les quatre modèles à $G = 500 W/m^2$
Figure 2.3 : La relation entre la température du module PV et la puissance maximale
pour les quatre modèles à $G = 900 W/m^2$
Figure 2.4 : La relation entre la température du module PV et la puissance maximale
pour les quatre modèles à $G = 1000 W/m^2$
Figure 3.1 : Tracé du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour une
LPSP donnée61
Figure 3.2 : Allure d'ensoleillement de la ville de Bohicon
Figure 4.1 : Schéma synoptique de l'installation PV65
Figure 4.2 : L'organigramme pour le calcule de LPSP67
Figure 4.3 : Schéma de câblage du circuit de puissance de l'installation70
Figure 4.4 : Schéma de câblage du circuit de commande de l'installation71

INTRODUCTION GENERALE

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur stratégie développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

Par énergie renouvelable, on entend des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue. La filière étudiée dans ce mémoire est l'énergie solaire photovoltaïque.

Il existe de nombreux sites isolés dans le monde, alimentés par des systèmes autonomes de production d'électricité. Ces générateurs utilisent les sources renouvelables locales. On y trouve des panneaux photovoltaïques, des éoliennes et des micro-turbines. L'électricité provenant des sources renouvelables est intermittente, et dépendante des conditions climatiques. Ces générateurs renouvelables sont couplés généralement à un système de stockage assurant une disponibilité en énergie.

Le générateur d'énergie renouvelable sélectionné pour notre étude est un champ photovoltaïque (PV) avec un système de stockage assuré par des batteries. Le type de stockage généralement utilisé dans ce système est la batterie au plomb. La maturité dont cette technologie fait preuve et son faible coût en sont les raisons principales. Afin de protéger les batteries contre une recharge excessive, on doit les déconnecter de l'installation. Il est alors impossible d'utiliser la totalité de la ressource renouvelable. Finalement, le dimensionnement du champ photovoltaïque est surestimé par rapport aux besoins réels de l'utilisation finale.

Le dimensionnement de stockage optimal est donc basé sur la partie de modélisation des composants constituant ce système et la charge à l'utilisation. A cet effet nous nous intéressons aux modèles de ces composants, c'est à dire la modélisation du champ photovoltaïque, batterie, le régulateur et le convertisseur.

Le but poursuivi dans cette étude est de chercher des modèles mathématiques les plus précis afin d'obtenir un dimensionnement optimal du système PV/Batterie. A cet effet, notre mémoire est structuré en quatre chapitres.

Dans la première partie, nous présentons le cahier de charge et un système photovoltaïque avec la modélisation de ses composants.

La seconde partie aborde la comparaison des différents modèles de puissance produite par les modules photovoltaïques.

Dans le troisième chapitre, nous faisons l'étude biblio des différentes méthodes de dimensionnement dans le but de déduire le modèle le plus pratique et présentons la recherche des données météorologiques de la ville de Bohicon.

La quatrième partie est consacrée au dimensionnement de l'installation photovoltaïque par la méthode de la probabilité de perte de charge (LPSP) et enfin l'analyse économique de l'installation a été effectuée.

Chapitre 1:

Cahier de charge, Présentation et Modélisation d'un système photovoltaïque

1.1 Introduction

L'objectif global de l'étude est de passer du groupe électrogène secours à un système d'énergie photovoltaïque autonome. Ce système ne serait réalisé sans une étude de dimensionnement accompagnée d'un cahier de charge indiquant les caractéristiques et le profil de consommation des récepteurs. Après la présentation du thème et une brève description du site d'accueil (Communauté Electrique du Bénin), nous présentons le cahier de charge qui nous est soumis et abordons la modélisation d'un système de captage photovoltaïque après l'avoir présenté en décrivant sa conception et le principe de fonctionnement de chaque élément le constituant.

1.2 Présentation du thème

Dans tout poste de transformation HTB/HTA, les équipements auxiliaires revêtent d'un important capital. Sur le réseau électrique de la COMMUNAUTE ELECTRIQUE DU BENIN (CEB), lorsque survient un déclenchement engendrant une perte de tension dans les postes de transformation HTB/HTA, l'alimentation de ces équipements auxiliaires qui était assurée par le Transformateur des Services Auxiliaires (TSA) est relayée par un groupe électrogène secours afin d'assurer leur continuité de service. Ainsi, lors du fonctionnement de ces groupes électrogènes secours, le dioxyde de carbone issu des gaz d'échappement émis dans l'atmosphère par les groupes constitue l'un des facteurs ayant pour effet le déséquilibre de la couche d'ozone d'où le réchauffement climatique. Le fonctionnement de ces groupes électrogènes secours nécessite l'achat du carburant (carburant d'origine fossile) et aussi des coûts de maintenances périodiques. A l'égard de ces coûts d'achat de carburant et de maintenance périodiques, et sachant aussi que toute activité humaine entreprise devrait aider à préserver l'environnement, la CEB décide de faire l'expérience de l'énergie verte (économique et non polluante) en remplaçant le groupe électrogène secours du poste de transformation HTB/HTA de Bohicon par un système d'énergie photovoltaïque. L'installation de ce système photovoltaïque qui pourra alimenter les auxiliaires en cas de pertes de tension nécessite donc une réalisation de l'étude de son dimensionnement.

Cette étude a été donc réalisée au poste de transformation HTB/HTA de Bohicon au sein de la CEB.

1.3 Présentation de la COMMUNATE ELECTRIQUE DU BENIN (CEB)

La CEB est une structure inter-état créée le 27 Juillet 1968 par l'accord international instituant le code Bénino-Togolais de l'électricité ayant pour but, la production et le transport de l'énergie électrique sur les deux territoires.



Figure 1.1 : Carte du réseau électrique de la CEB [27]

1.4 Cahier de charge

Tableau 1.1 : Présentation du cahier de charge

Alimentation on DC									
Alimentation en DC									
		Tension	Puissance	Temps	Consom.				
Récepteurs	Nombre	d'utilisation	unitaire	d'utilisation	par jour				
-		(V)	(W)	(h)	(Wh)				
Relayage	1	125	687,5	1	687,5				
Armoire CPL	2		128						
Antenne-radio	1	48	30	1	182,4				
Horloge	1		22,4	-					
Gâche	1	12	10	1	10				
Lot de voyants	1	1	8,3	1	8,3				
	888,2								
Rendement des redresseurs : 0,96									
	925,20								
		Alimentat	ion en AC						
Imprimante	1		132	1	132				
PC bureau	3	- 220	120	1	360				
Lampes fluo	40		18	1	720				
Split	Split 1		1250	1	1320				
	2532								
Rendement de l'onduleur : 0,96									
Total = (Sous total 2 + Sous total 3)/0,96									
Autonomie du système PV : 3 heures									

Le poste de transformation HTB/HTA de BOHICON dispose de certains équipements auxiliaires alimentés en courant alternatif (AC) 220 V/50 Hz et d'autres alimentés en courant continu (DC) 125 V ; 48 V et 12 V. L'ensemble de ces équipements auxiliaires est alimenté en permanence sauf en cas de perte de tension secteur où ils sont alimentés par le groupe électrogène secours qui ne fonctionne que jusqu'au retour de la tension secteur délivrée par le Transformateur de Services Auxiliaires (TSA).

Pour des raisons technico-économiques, il a été décidé que ces équipements auxiliaires ne seront plus alimentés par le groupe électrogène secours lorsqu'il y aura perte de tension secteur mais plutôt par une installation photovoltaïque. Pour cela, il nous a été présenté un cahier de charge dans lequel sont indiquées les caractéristiques de ces équipements auxiliaires, la durée de fonctionnement par jour et une autonomie de 3 heures. Ainsi le cahier de charge est indiqué par le tableau 1.1 ci-dessus.

1.5 Présentation d'un système photovoltaïque



Figure 1.2 : Schéma simplifié d'un système PV

Le générateur photovoltaïque convertit la radiation solaire incidente en puissance électrique. On distingue en général deux types d'installation [1]:

• Non autonomes ou « grid connected » c'est-à-dire rattachées au réseau de distribution électrique. Dans les systèmes reliés aux réseaux, les consommateurs standards de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur (convertisseur DC/AC) parfois bidirectionnel (redresseur/onduleur).

 Autonomes ou « stand-alone », (cas de notre étude). Ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en temps sollicité. L'autonomie du système est-elle assurée par un système de stockage d'énergie. En général ces installations comprennent quatre éléments principaux :

- un ou plusieurs modules PV.
- le système de régulation.
- une ou plusieurs batterie (s)
- l'onduleur

1.5.1 Rayonnement et spectre solaire

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1 390 000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, soit pratiquement tout les éléments chimiques connus depuis que Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène-hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium; la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ à 25 millions degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement [2].

Le soleil émet des particules, appelées photons, en très grandes quantités : c'est le rayonnement solaire.

Ces flux de photons qu'on appelle également radiations ou rayons, voyagent dans l'espace à la vitesse de 300 000 km/s (c'est la vitesse de la lumière) et atteignent la terre à différentes longueurs d'ondes. On distingue par leurs longueurs d'onde les différents types de rayons : c'est le spectre solaire. Les rayons de longueur d'ondes très courtes (les rayons x, gamma), extrêmement dangereux sont heureusement arrêtés dès les couches supérieures de l'atmosphère.

Les rayons de longueur d'onde très longue (ondes radio) sont très faibles à la surface de la terre.

Nous parviennent essentiellement :

• les ultraviolets (UV), de 200 nm à 400 nm, invisibles, sans échauffer, provoquent des dommages sur les cellules.

• la lumière visible, de 400 à 800 nm, visibles, ils nous permettent de distinguer les formes et les couleurs.

• les infrarouges (IR), de 800 à 1400 nm, invisibles, chauffent la matière solide ou gazeuse qu'ils rencontrent.

1.5.2 Durée d'insolation

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil, où celui-ci est bien visible. Le relevé se fait au moyen de l'héliographe de Campbell– Stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant. Ainsi, seuls les moments où le soleil est biens visible sont enregistrées ; on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et cela dépend aussi du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages.

1.5.3 Le module photovoltaïque

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module (figure 1.3.1).



Figure 1.3.1 : Module Photovoltaïque

Les connections en série de plusieurs modules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension (**figure 1.3.2**). Ces modules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthyléne-vynil- acétate) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [3]. A l'arrière de chaque module, se trouve une boite de jonction contenant généralement 2 diodes by-pass ou diodes antiparallèles.

La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, le courant de sortie, et la puissance seront proportionnels à la surface du module. Ils ont une efficacité de conversion (énergie électrique produite/énergie solaire incidente) de l'ordre de 10 à 20% [5].



Figure 1.3.2 : Montage série/parallèle de 6 modules avec leurs diodes de protection

Les diodes by-pass évitent en cas d'éclairage partiel que le module ne se comporte comme des récepteurs en engendrant un réchauffement des cellules et leur destruction (phénomène "Hot spot"). Les diodes anti-retour (diode série) sont montées en série sur chaque branche de modules (une par branche) pour éviter qu'en cas d'ombre sur une chaîne, celle-ci ne se comporte comme un récepteur et que le courant n'y circule en sens inverse [4].

Les caractéristiques électriques d'un module se présentent comme suit :

• La puissance de crête, Pc : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).

• La caractéristique I/V : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

• Tension à vide, Vco : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".

• Courant de court-circuit, Icc : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".

• Point de fonctionnement optimum, (Umax, Imax); lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, Pmax = Umax.Imax

• **Rendement** : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

• Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale et la puissance maximale que peut avoir la cellule : Vco.Icc.

1.5.4 Le système de stockage

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure.

Le stockage répond à deux fonctions principales [10] :

• Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple).

Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur
 PV. Les caractéristiques principales d'une batterie se présentent comme suit :

• Capacité en Ampère heure :

Les Ampères heure d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant.

Théoriquement, par exemple, une batterie de 200 Ah peut fournir 200 A pendant une heure, ou 50 A pendant 4 heures, ou 4 A pendant 50 heures.

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que [10] :

- Rapports de chargement et déchargement :

Si la batterie est chargée ou est déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

- Température :

Un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère. Éviter d'exposer longtemps la batterie à des températures extrêmes. Le froid et la chaleur nuisent à ses performances et à sa durée de vie. Il est généralement convenable d'exposer les batteries d'accumulateur dans un milieu ambiant dont la température avoisine 25°C. [10].

- La durée de vie :

Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles) [11].

- Profondeur de décharge :

La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager.

- La tension d'utilisation :

C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.

- Le taux d'autodécharge :

L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.

- Le rendement :

C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à ce dernier.

Les deux principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le système photovoltaïque sont les accumulateurs au plomb acide [14] et les accumulateurs au Nickel- cadmium [12].

1.5.4.1 Les accumulateurs au plomb acide

La batterie au plomb est la forme de stockage de l'énergie électrique la plus courante, en raison de son coût qui est relativement faible. Par contre, les batteries nickel-cadmium sont plus chères, elles sont utilisées dans les applications ou la fiabilité est vitale [13].

Ces batteries au plomb sont composées de plusieurs plaques de plomb dans une solution d'acide sulfurique. La plaque consiste en une grille d'alliage de Plomb avec une pâte d'oxyde de plomb marquetée sur la grille. La solution acide sulfurique et l'eau est appelée électrolyte.

Les plaques sont alternées dans la batterie, avec des séparateurs entre elles, qui sont fabriqués d'un matériel poreux qui permet le flux de l'électrolyte. Ils sont électriquement non conducteurs, ils peuvent être des mélanges de silice et de matières plastiques ou gommes.

Un groupe de plaques positives et négatives, avec des séparateurs, constituent un "élément". Un élément dans un container plongé dans un électrolyte constitue une "cellule" de batterie. Des plaques plus grandes, ou en plus grand nombre, entraînent une plus grande quantité d'ampères heure que la batterie peut fournir.

Les plaques positives d'une part, et les négatives de l'autre, sont interconnectées au moyen de terminaux externes dans la partie supérieure de la batterie.

Une réaction chimique intervient lorsque la batterie alimente une charge connectée à ces deux électrodes. Pendant la décharge, il y a une oxydation à la plaque négative qui se traduit par une perte d'électrons et réduction à la plaque positive ou gain d'électrons. L'électrolyte en présence dans la batterie facilite le déplacement des charges électrochimiques sous forme d'ions. Le

processus inverse se produit quand la batterie se recharge on voit apparaître immédiatement une force électromotrice entre les deux électrodes. Les équations des réactions suivantes décrivent la réaction principale:

Electrode positive : $PbO_2 + 3H^+ + HSO_4^- + 2e^- \iff PbSO_4 + 2H_2O$ Electrode négative : $Pb + HSO_4^- \iff PbSO_4 + H^+ + 2e^-$ Réaction: $Pb + PbO_2 + 2H^+ + 2HSO_4^- \iff 2PbSO_4 + 2H_2O$



Figure 1.4 : Constitution d'une batterie monobloc [12]

- 1 : Grille
- 2 : Séparateur
- 3 : Plaque positive
- 4 : Plaque négative
- 5 : Barrette
- 6 : Faisceau négatif.

- 7 : Élément complet
- 8 : Pont
- 9 : Rampe de bouchons.
- 10 : Borne.
- 11 : Bac.

1.5.4.2 Les accumulateurs au Nickel- cadmium

Les batteries de nickel- Cadmium ont une structure physique semblable à celles du plomb-Acide. Au lieu du Plomb, elles utilisent de l'hydroxyde de Nickel pour les plaques positives et de l'oxyde de Cadmium pour les plaques négatives. L'électrolyte est de l'hydroxyde de Potassium.

La tension de ce type d'accumulateur varie entre 1,15 et 1,17 Volts, par élément suivant l'état de charge. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70%. Ce type d'accumulateur présente beaucoup d'avantages [12]:

- Très bonne résistance mécanique.
- Possibilité de supporter des décharges profondes.
- Pas d'émanation toxique à partir de l'électrolyte.

1.5.5 Le système de régulation

Les systèmes de régulation sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit.

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension préréglés : seuil haut et seuil bas.

Il existe plusieurs types de régulateurs.

• Régulation de décharge :

La régulation de décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension préréglé bas et transmet l'information à un circuit de commande. Ce dernier arrête de décharge lorsque la tension par élément dépasse la tension de seuil.

• Régulation de la charge :

La régulation de la charge s'effectue par une réduction de courant lorsque la batterie est chargée, on évite la charge lorsque la tension par élément dépasse la tension de surcharge. Il existe plusieurs types de montage de régulation de charge pour les batteries au plomb :

- Régulation de charge série :

Le principe consiste à intercaler entre le panneau PV et la batterie un dispositif qui module le courant. Le dispositif fonctionne de la manière suivante :

Tant que la tension V_{bat} aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener Vz, le courant délivré par le panneau charge la batterie à travers un transistor qui se bloque, et le courant ne passe qu'à travers la résistance.



Figure 1.5 : Schéma de principe d'un régulateur série [7]

- Régulateur de charge parallèle :

Ce type de régulateur est utilisé en dérivation sur le panneau solaire [7]. Il permet de dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique grâce à des composants de puissances selon le principe suivant :

Lorsque la tension de la batterie est faible, le transistor T est bloqué ; le courant et la tension aux bornes de la résistance sont faibles, alors tout le courant délivré par le générateur charge la batterie. Si la tension aux bornes de la diode Zener atteint la valeur de référence, le courant I augmente brusquement, le transistor T devient passant et il délivre une partie du courant de charge.



Figure 1.6 : Schéma de principe d'un régulateur parallèle [7]

- Régulateur de charge de coupure :

Ce régulateur comporte un relais qui connecte et déconnecte le générateur PV à deux seuils différents et qui sont commandés par une unité de contrôle. Ils mesurent en permanence la tension aux bornes de la batterie.

- Régulateur de charge à découpage :

Ce type de régulateur utilise un convertisseur continu - continu qui délivre à la batterie sa tension de floatting chaque fois que la tension de la batterie atteint le seuil haut.

1.5.6 Le système de conversion

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge alimentée en DC (il portera le nom de convertisseur continu-continu), soit entre la batterie et la charge alimentée en AC (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu alternatif) [13].

1.5.6.1 Le convertisseur continu-continu

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal [13]. Ce système d'adaptation est appelé MPPT (Maximum Power Point Tracking). Le fonctionnement de ce convertisseur suit l'algorithme de la **figure 1.7** [13]:



Figure 1.7 : Algorithme MPPT [13]

- 1- L'algorithme fixe un rapport cyclique α_1 de commande du convertisseur
- 2- Après un certain temps ΔT , la puissance P₁ est mesurée puis le rapport cyclique est incrémenté d'un pas $\Delta \alpha$: $\alpha_2 = \alpha_1 + \Delta \alpha$
- 3- Après le temps ΔT , la puissance P₂ est mesurée
- 4- La comparaison des deux puissances mesurées est effectuée :

• Si $P_2 \ge P_1$, l'augmentation du rapport cyclique permet l'augmentation de la puissance générée par le panneau. Il faut donc continuer à augmenter le rapport cyclique : $\alpha_1 = \alpha_2 + \Delta \alpha$

• Si non, l'augmentation du rapport cyclique ne permet plus d'augmenter ou de diminuer la puissance générée, il faut donc le diminuer : $\alpha_1 = \alpha_2 - 2\Delta\alpha$

5- Ensuite, le cycle est repris par l'étape 2 de l'algorithme.

1.5.6.2 Le convertisseur continu-alternatif

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. La tension d'utilisation peut être assurée par deux dispositifs :

• Rotatif :

C'est un moteur à courant continu couplé a un alternateur, son rendement varie de 50% à 60% pour 1kW jusqu'à atteindre 90% pour 50kW.

Ses avantages sont : simplicité, onde sinusoïdale, bonne fiabilité.

Ses inconvénients sont : cherté, faible rendement (surtout pour les faibles puissances).

• Statique :

On le désigne sous le nom d'onduleur. C'est un dispositif utilisant des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges.

Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (pulse with modulation) qui permettent grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale [13], [25].

La **figure 1.8** ci-dessous illustre un onduleur triphasé autonome à fréquence variable à commutation forcée de type MLI (modélisation de largeur d'impulsion). Il est alimenté à partir

de la tension continue. Il est réalisé à base de transistors IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Le choix de ce type de composant relève, d'une part de sa particularité à pouvoir commuter de très grandes valeurs de courant et tension à des fréquence de découpage de plusieurs dizaines de kHz et d'autre part, parce qu'il permet la suppression de tous les circuits d'aide à la commutation des montages à thyristors.

Les caractéristiques principales d'un onduleur sont :



Figure 1.8 : Schéma de principe de l'onduleur [25]

• La puissance nominale du convertisseur : C'est la puissance exprimée en VA que le convertisseur est capable de délivrer en fonctionnement permanant.

Théoriquement, le choix de la puissance à délivrer doit être la somme des puissances des équipements installés ou à installer.

• Le rendement : C'est un critère très important, car il influe sur le dimensionnement du champ PV et de la batterie. Celui-ci varie en fonction du taux de charge (rapport de la puissance de sortie et de la puissance nominale). Le rendement de l'onduleur est aussi donné entre l'énergie consommée par la charge et l'énergie fournie par la source continue.

1.5.7 La charge

La charge alimentée par le système peut être de type continu comme des équipements de télécommunications, les relais de protection, le pompage d'eau, ou de type alternative dans les cas d'usage domestique (maison solaire).

1.6 Installation des modules solaires

L'installation des modules solaires nécessite de respecter les conditions suivantes [2] :

• Disposition des modules :

Les structures doivent êtres solides, bien fixées afin de résister à des vitesses de vents d'au moins 150 Km/h.

• Fixation des modules :

La fixation des modules doit assurer correctement les fonctions suivantes :

- Maintient de l'orientation.
- Résistance contre le vent et les autres intempéries.
- Résistance contre les agressions mécaniques.
- Ventilation des modules afin de limiter leur échauffement.

• Orientation des modules

L'installation des modules peut se faire sur un toit si son orientation et son inclinaison sont bonnes ou à même le sol pourvu que l'endroit soit bien dégagé, aéré (10 cm d'espace sous les modules est vivement conseillé) et protégé. On les place habituellement avec la pente vers l'équateur (vers le sud dans l'hémisphère nord). L'inclinaison des modules n'est pas critique. On la prend en général égale à la latitude. Toutefois, l'inclinaison des modules devrait rester supérieure à 10° pour assurer un auto nettoyage lors des pluies [6].

Il existe aussi des structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil dans son mouvement quotidien pour augmenter l'énergie captée, la présence des pièces mobiles entraîne des coûts supplémentaires élevés. Ces structures sont surtout utilisées pour des systèmes photovoltaïques à concentration où seul le rayonnement direct est concentré sur la surface active [6].

• Installation des batteries

L'utilisation de la batterie peut présenter des dangers : risque d'explosion, dégagement de gaz toxiques (brouillard d'acide sulfurique). En outre, leur durée de vie et le bon fonctionnement de toute l'installation dépend aussi bien des conditions d'installation que d'exploitation. Compte tenu de tout cela, l'installation de ces éléments doit être effectuée avec un grand soin. Elles doivent être installées dans un local approprié, à l'abri des intempéries. Ce local doit être bien ventilé pour garantir l'évacuation des gaz et être à une température proche de 25° pour assurer le bon fonctionnement des batteries.

1.7 Modélisation d'un système photovoltaïque

1.7.1 Modèle de coordonnées solaires

Les angles solaires sont des facteurs intéressants pour le calcul de rayonnement solaire.

• La latitude (φ) :

C'est l'ange formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré, au centre de la terre. Las latitudes de l'hémisphère Nord sont affectées d'un signe positif et celles de l'hémisphère Sud d'un signe négatif. Nous prenons par exemple celle de la ville **Bohicon** [15] : $\varphi = 7^{\circ} 10^{\circ} 8^{\circ}$ Nord.

• La longitude (λ) :

C'est l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude 0°. Les longitudes situées à l'est de ce méridien sont positives et celles situées à l'Ouest sont négatives [15]. Nous prenons celle de Bohicon [15] : $\lambda = 2^{\circ} 4' 1''$ Est.

• La déclinaison (ω) : C'est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial.

$$\omega = +23,45^{\circ}.\sin\left(\frac{360}{365}.N - 80\right)$$
(1.1)

N est le nombre de jours de l'année compté à partir du 1^{er} janvier. Il varie de 1 à 365 pour l'année civile et de 1 à 366 pour l'année bissextile.

• L'angle horaire du soleil (δ) :

Il repère la position du soleil dans sa rotation journalière. C'est l'angle entre le plan méridien passant par l'observateur et le plan méridien contenant le soleil. En principe, un jour solaire (δ variant de -180° à +180°) correspond à 24h :

$$\delta = 15 \left(heures \, UTC - 12 + \frac{\lambda}{15} \right) \tag{1.2}$$

La position apparente du soleil est déterminée par ses coordonnées angulaires par rapport à un plan horizontal (figure 2.1), l'azimut et la hauteur angulaire.

• L'azimut (ψ) :

C'est l'angle formé par projection de direction du soleil et la direction du Sud. Il est compté positif à l'Ouest (le matin) et négatif à l'Est (le soir).

$$\tan(\Psi) = \frac{\sin(\delta)}{\sin(\varphi)\cos(\delta) - \cos(\varphi)\sin(\delta)}$$
(1.3)

• La hauteur angulaire (γ) : C'est l'angle formé par la direction de soleil et le plan horizontal. Sa valeur sera comprise entre 0° (au lever et au coucher) et maximum γ_m au zénith (midi en temps solaire vrai). Quand le sinus est négatif, c'est que le soleil n'est pas encore levé.



Figure 1.9 : Coordonnées angulaires du soleil [8]

$$\sin(\gamma) = \sin(\varphi)\cos(\omega) + \cos(\varphi)\cos(\omega)\cos(\delta)$$
(1.4)
La **figure 1.10** nous permet de visualiser clairement les différents angles du rayonnement arrivant dans le plan d'un capteur.



Figure 1.10 : Représentation de l'éclairement d'un module incliné [8]

• L'orientation (α) :

C'est l'angle qui détermine le point cardinal vers lequel est orientée la face active des panneaux. Il est de 0° au Sud, 180° au Nord, $+ 90^{\circ}$ à l'Ouest et -90° à l'Est. Dans notre cas, cette variation est mise à zéro donc nous orientons les modules au sud.

• L'inclinaison (β):

Elle mesure l'angle que fait le module avec le plan horizontal. L'inclinaison optimale dépend de la position du soleil et varie selon la latitude. L'inclinaison du module par rapport au sol varie entre 0° et 90°. Elle est nulle pour ce qui est du plan horizontal.

• L'angle d'incidence (θ) : L'angle d'incidence est l'angle formé entre la normale du plan du module et les rayons du soleil. On parle souvent d'incidence normale lorsque $\theta = 0$, c'est-à-dire que les rayons sont perpendiculaires aux modules.

Une relation trigonométrique permet de déterminer sa valeur en fonction des autres angles :

$$\cos(\theta) = \cos(\gamma) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\Psi - \alpha) + \sin(\gamma) \cdot \cos(\beta)$$
(1.5)

1.7.2 Modèle de rayonnement sur un plan horizontal

Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales :

• Rayonnement direct :

Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère. Après des mesures pour des heures (i), l'équation statique pour le rayonnement direct se présente sous la forme [16] :

$$S_{\rm H}(i) = 1367. C(j). \sin\left(h(i). \exp\left(\frac{-T_L}{0, 9*9, 41*M(i)}\right)\right)$$
 (1.6)

avec :

S_H : Flux direct horizontal.

C(j) : La correction de la distance terre soleil.

h(i) : Hauteur du soleil.

T _L: Facteur de trouble.

M(i) : Nombre d'aire masse.

• Rayonnement diffus :

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples dispersions dans l'atmosphère.

Pour un observateur, le rayonnement diffus (D) par l'heure i est statistiquement donné par [16].

$$D_{\rm H}(i) = \frac{1367}{3} \cdot C(j) - \sin[h(i) - 2] \cdot \exp\left[-0, 5 \cdot \log^2\left(\frac{T_c}{22 \cdot M(i)^{-0.65}}\right)\right]$$
(1.7)

• Rayonnement réfléchi :

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lien appelé Albédo (ξ) tel que : $0 \le \xi \le 1$

• **Rayonnement global** (φ_G) :

Un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition des trois compositions direct, diffus et réfléchi :

$$\phi_{\rm G} = \mathbf{S} + \mathbf{D} + \mathbf{R} \tag{1.8}$$

1.7.3 Modèle de rayonnement sur un plan incliné

Une surface inclinée par rapport à l'horizontale avec l'angle β reçoit une puissance énergétique répartie entre le direct ; le diffus, et le réfléchi [16].

• Rayonnement direct :

Soit un lieu de latitude ϕ , le flux est défini par :

$$R_{b} = \frac{S_{B}}{S_{H}} = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)}$$
(1.9)

R_b : Rapport de flux direct

S B : Flux direct pour un plan d'inclinaison

Sн: Flux direct horizontale

 ω : Déclinaison du soleil.

 δ : Angle horaire du soleil.

Alors le flux direct pour le plan incliné B

$$\mathbf{R}_{\mathbf{b}} = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)} \mathbf{S}_{\mathbf{H}}$$
(1.10)

• Rayonnement diffus :

Pour l'heure i, le modèle « WILLMOTT » donne :

$$\mathbf{D}_{\mathbf{b}} = \mathbf{D}_{\mathbf{H}} \left[\mathbf{F}(\mathbf{i}) \frac{\mathbf{1} + \cos\beta}{2} + \left(\mathbf{1} + \mathbf{F}(\mathbf{i})\right) \cdot \frac{\cos\theta(\mathbf{i})}{\sin\mathbf{h}(\mathbf{i})} \right]$$
(1.11)

avec

$$\mathbf{F}(\mathbf{i}) = \mathbf{1} - \mathbf{K}_{\mathrm{T}}(\mathbf{i}) \cdot \left[\frac{\mathbf{S}_{\mathrm{H}}}{\mathbf{G}_{\mathrm{H}}}\right]$$
(1.12)

$$K_{T}(i) = \frac{\theta_{GH}(i)}{\theta(i)}$$

 $K_{T}(i)$: Coefficient de sérénité

 θ (*i*) : Angle d'incidence du rayon direct par rapport au plan incliné.

• Rayonnement réfléchi :

la fraction du flux réfléchi par le sol sur la surface inclinée est proportionnelle au flux global horizontal.

$$\mathbf{R}_{\mathbf{B}} = \boldsymbol{\phi}_{GH} \cdot \left[\xi \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right] \tag{1.13}$$

avec

 ϕ_{GH} : Flux global horizontal.

 ξ : Albédo du sol

• Rayonnement global incliné :

Il est la superposition des flux direct, réfléchi et diffus dont il est la somme des trois composantes :

$$\phi_{GH} = S_B + D_\beta + R_B$$

On peut calculer le flux solaire global par la relation suivante pour un plan incliné d'angle B :

$$\phi_{GB} = R.\phi_{GH}$$

R : Rapport du flux global.

$$\mathbf{R} = \frac{\phi_{GH}}{\phi_{Gh}} = \left(\mathbf{1} - \frac{\mathbf{D}_{H}}{\phi_{GH}}\right) \cdot \mathbf{R}_{b} + \frac{\mathbf{D}_{H}}{\phi_{GH}} \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) + \xi \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right)$$
(1.14)

avec :

R_b: Rapport du flux direct

On connaissant le flux global et les composantes du flux pour un plan horizontal, on peut déterminer le flux global incliné reçu par un plan :

$$\phi_{\rm G} = {\rm R.} \, \phi_{\rm GH}$$

1.7.4 Modélisation du champ photovoltaïque

Nous avons utilisé le modèle électrique de littérature de Kaiser et Reise [11]. La **figure 1.11** suivante représente le modèle électrique d'une cellule solaire qui consiste en une source de courant idéale, branchée avec une ou deux diodes en parallèle et une résistance série R_s . la première diode D_1 décrit les propriétés de semi conducteur de la cellule et la seconde D_2 modélise le phénomène de recombinaison des porteurs de charge.

Le modèle à une diode (empirique) est actuellement le plus utilisé en raison de sa simplicité. Il permet d'exprimer l'intensité d'un module PV en fonction de la tension à ses bornes et des conditions climatiques (ensoleillement et température ambiante) [11].



Figure 1.11 : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV

1.7.4.1 L'intensité I en fonction de la tension V aux bornes d'une cellule

Selon [2], nous avons :

$$I = I_{ph} - I_0[exp(C_1(V + R_s I) - 1] - \frac{V + R_s I}{R_p}$$
(1.15)

avec :

$$C_1 = \frac{q}{A. K. T_c}$$

A : le facteur d'idéalité de la jonction $(1 \le A \le 3)$.

Iph : photocourant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident).

Io : courant de diode, représente le courant de fuite interne à une cellule causée par la jonction p - n de la cellule.

Rsh : résistances shunt représente les fuites autour de la jonction p-n dues aux impuretés et sur les coins de cellule.

Rs : résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi conducteur, ainsi les résistances ohmique et de contact au niveau des connections des cellules.

- q : la charge de l'électron $(1,6.10^{-19} \text{ C})$
- K : constant de Boltzmann (1,38.10⁻²³J/K).

T_c: température de jonction (K).

Un bilan électrique sur le schéma de la **figure 1.11** permet de calculer l'intensité I en fonction de la tension V aux bornes d'un module PV [1] :

$$I_{\text{module}} = I_{\text{ph}} - I_0 \left[\exp(\frac{q}{N.A.K.T_c} (V + R_{se}I) - 1 \right] - \frac{V + R_{se}I}{R_{pe}}$$
(1.16)
$$R_{\text{Se}} = N.R_{\text{S}} \text{ et } R_{\text{pe}} = N.R_{\text{p}}$$

Le calcul de la géométrie optimale du champ photovoltaïque consiste à modifier les configurations des associations série des modules PV de façon à faire fonctionner la charge dans la zone de puissance maximale. Un calcul de la géométrie optimale du champ photovoltaïque doit être effectué à chaque changement du point de fonctionnement dû aux variations des conditions météorologiques. Pour atteindre les valeurs nominales pour un fonctionnement optimal, il faut brancher les modules PV selon la relative à un groupement mixte formé de la mise en série de N modules et M en parallèle [18] figure 2.4. On obtient dans ce cas :

$$I_g = M. I_{module}$$
 et $V_g = N. V_{module}$

En pratique la résistance shunt (parallèle) est très grande, a partir de ça, le terme

$$\frac{V + R_s}{R_{ch}} \rightarrow 0$$

La relation du courant lié à une tension :

$$\mathbf{I} = \mathbf{M} \cdot \mathbf{I}_{\mathbf{ph}} - \mathbf{M} \cdot \mathbf{I}_{\mathbf{0}} [\exp(\mathbf{C}_{2}(\mathbf{M} \cdot \mathbf{V} + \mathbf{N} \cdot \mathbf{R}_{se}\mathbf{I}) - \mathbf{1}] - \frac{\mathbf{V} + \mathbf{R}_{se}\mathbf{I}}{\mathbf{R}_{pe}}$$
(1.17)
$$C_{2} = \frac{C_{1}}{\mathbf{M} \cdot \mathbf{N}}$$

Cette relation est vraie si toutes les cellules solaires constituant le générateur sont identiques.

1.7.4.2 Tension de circuit ouvert

La tension de circuit ouvert est déterminée pour un courant de sortie nul (I=0) on peut déduire :

$$\mathbf{V}_{co} = \frac{\mathbf{I}}{\mathbf{M}.\,\mathbf{C}_2}.\,\mathbf{log}\left[\frac{\mathbf{I}_{cc}+\mathbf{I}_0}{\mathbf{I}_0}\right] \tag{1.18}$$

1.7.4.3 Courant de court-circuit

Lorsque le générateur PV est en court circuit, la tension de sortie devient nulle (V = 0) et le courant de court circuit est considéré égal au photo courant I_{ph} .

$$I_{ph} = I_0. \exp(C_2. M. R_s. I_{cc}) + \frac{I_{cc}}{M} - I_0$$
 (1.19)

1.7.4.4 Modèle de la température

Température de jonction

La température de jonction Tc de la cellule est donnée par la relation suivant [19] :

$$T_{c} = T_{a} + \frac{NOCT - 20}{800} E_{G}$$
(1.20)

avec :

NOCT: la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal operating cell temperature) et Ta est La température ambiante.

• Température ambiante

Le modèle de la température ambiante est représenté grâce aux données de température maximale et minimale de la journée .Nous supposons que la température maximale se produit

toujours deux heures après midi et la température minimale quand il commence à faire jour (levé de soleil). Entre ces deux points extrêmes, une fonction a été utilisée pour caractériser la variation de cette température.

Le profil journalier de température ambiante est déterminé à partir des températures minimale et maximale de la journée, cette température s'exprime à une heure T_L de la journée par l'équation suivante [20] :

$$T_{a} = \frac{T_{max} - T_{min}}{2} \cos\left(\frac{14 - TL}{14 - TL_{L}}\pi\right) + T_{moy}$$
(1.21)

TLL : l'heure du lever de soleil et T_{moy} : la température moyenne journalière

 $T_{max}: la température maximale journalière et \ T_{min}: la température minimale journalière cette$

relation valable avec les grandeurs moyennes mensuelles d'un site.

1.7.4.5 Variation de courant de saturation

Le courant de saturation I₀ dépend de la température de jonction et peut être exprimé par la relation suivant [20].

$$\mathbf{I}_{0} = \mathbf{A}_{0} \cdot \mathbf{T}_{c}^{3} \cdot \exp\left(\frac{-\mathbf{E}_{g}}{\mathbf{K} \cdot \mathbf{T}_{c}}\right)$$
(1.22)

Pour le silicium monocristallin $A_0 = 2.110.10^3$

1.7.4.6 Variation du courant de court-circuit

La variation de courant de court-circuit I_{cc} dépend de la température de jonction, de ce fait, elle est représentée par la relation empirique suivante [26] :

$$I_{cc} = K_1 \cdot G \cdot [1 + K_2 (G - G_0) + K_3 (T_c - T_0)]$$
(1.23)

avec :

Go: l'éclairement de référence (1000 w/m2)

To: la température de référence (298 K)

K₁, K₂ et K₃ sont des constantes dépendant de la nature du matériau de la cellule et déterminées expérimentalement par le constructeur.

1.7.4.7 Variation de la tension à circuit ouvert

La variation de la tension de circuit ouvert dépend de la température du module et de l'éclairement, elle est donnée par l'équation suivant [20] :

$$\mathbf{V}_{co} = \mathbf{V}_{coo} + \boldsymbol{\beta} \cdot \Delta \mathbf{T} + \boldsymbol{\alpha} (\mathbf{T}_{c} - \mathbf{T}_{0})$$
(1.24)

avec :

Vcoo: la tension à circuit ouvert de référence (V).

 α : coefficient de variation de courant à circuit ouvert en fonction de la température (A/°C).

 β : coefficient de variation de la tension de court circuit en fonction de la température (V/°C).

 ΔT : la variation de la température (°C).

1.7.4.8 Caractéristique I-V d'un module

La **figure 1.12** présente la courbe I-V d'un module typique de 125 $W_{crête}$ en fonction de l'irradiation solaire. La valeur de 125 $W_{crête}$ est une mesure sous une irradiation de 1 kW/m², spectre AM 1.5 et de température de 25°C. Ces valeurs sont appelées STC (Standard Test Conditions) et elles sont utilisées par tous les fabricants pour définir leurs produits ; mais ces conditions ne sont pas souvent rencontrées dans la réalité (sauf en hiver) parce que la température d'un module au soleil est en général plus élevée que 25°C [26], [21].

Pour tenir compte des conditions plus réalistes et habituelles, les fabricants donnent une valeur de température typique des cellules lorsque la température ambiante est de 20°C, l'irradiation de 800 W/m² et le vent de 1m/sec. Cette valeur est appelée NOCT (Nominal Operating Cell Temperature). Pour différents niveaux d'éclairement (**figure 1.12**), on remarque que le courant est directement proportionnel à l'irradiation à certains niveaux d'éclairement. La tension par contre n'est pas trop dégradée lorsque l'irradiation baisse.



Figure 1.12 : Caractéristiques I-U d'un module Photowatt PW 6-110 pour différentes irradiations solaires, à 25 °C [20].

Mais ces conditions ne sont pas souvent rencontrées dans la réalité (sauf en hiver) parce que la température d'un module au soleil est en général plus élevée que 25°C [26], [21].

Pour tenir compte des conditions plus réalistes et habituelles, les fabricants donnent une valeur de température typique des cellules lorsque la température ambiante est de 20°C, l'irradiation de 800 W/m² et le vent de 1m/sec. Cette valeur est appelée NOCT (Nominal Operating Cell Temperature). Pour différents niveaux d'éclairement (**figure 1.12**), on remarque que le courant est directement proportionnel à l'irradiation à certains niveaux d'éclairement. La tension par contre n'est pas trop dégradée lorsque l'irradiation baisse.

1.7.4.9 Point de fonctionnement maximal

Un générateur délivre une puissance P = I.V qui varie avec la charge à alimenter par le système. Cette puissance passe par un point maximum pour une seule valeur de la résistance chargée. Le point optimal varie avec le flux et la température au point maximum. En ce point, la dérivée de la puissance est nulle :

$$\partial P = I. \partial I + V. \partial V$$

$$\partial \mathbf{P} = \mathbf{0} \Longrightarrow \begin{cases} \mathbf{I} \cdot \partial \mathbf{I} = \mathbf{0} \\ \mathbf{V} \cdot \partial \mathbf{V} = \mathbf{0} \end{cases}$$

1.7.4.10 Rendement énergétique maximum

Le rendement énergétique maximum d'un générateur photovoltaïque est le rapport de la puissance maximale P_m dissipée dans la charge et la puissance du rayonnement solaire incident.

$$\eta_{\rm pv} = \frac{P_{\rm m}}{\phi_{G} \cdot S} \tag{1.25}$$

avec :

 ϕ_G : Flux globale [W/m2]

S : Surface de générateur PV [m²].

Ce rendement dépend de plusieurs facteurs :

- Réflexion à la surface
- Température de jonction des cellules.
- Type de matériau utilisé et technique de fabrication.
- La résistance série et parallèle responsables des pertes par effet Joule.
- Absorption incomplète et excès d'énergie des photons absorbés.

1.7.5 Modélisation de stockage

Vue la grande diversité de type d'éléments de batterie ainsi le nombre très varié de paramètres qui interviennent, une représentation très empirique du comportement de la batterie peut être

établie. Le système de stockage utilisé dans une installation photovoltaïque est une batterie d'accumulateur au plomb. Jusqu'à maintenant, il existe plusieurs modèles de la charge de batterie qui sont proposés.

Dans cette étude, nous avons utilisé un modèle décrit (par *Bogdan et Salameh, 1996*) qui permet de calculer la capacité de stockage en fonction de la puissance produite par le générateur photovoltaïque et la charge demandée.

1.7.5.1 Modèle de la charge de la batterie

Quand la puissance de générateur PV est plus grande que la charge, les batteries sont à l'état de charge, la capacité des batteries au temps t peut être décrite par [22] ; [9].

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1).(1-\sigma) + |P_{pv}(t) - P_{L}(t)/\eta_{ond}|.\eta_{Bat}$$
(1.26)

 C_{Bat} (t) et C_{Bat} (t – 1) sont les quantités de la charge et la décharge des batteries au temps (t) et (t-1) respectivement, σ est le taux horaire de la charge spontané, P_{pv} est la puissance du générateur PV, P_L est la charge demandée au temps t, η_{ond} et η_{Bat} sont les rendements de l'onduleur et de la batterie successivement.

1.7.5.2 Modèle de décharge de la batterie

Quand la demande de charge est plus grande que la puissance produite, la capacité des batteries au temps t peut être exprimée comme suite [22] :

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1).(1-\sigma) + \left[\frac{P_L(t)}{\eta_{ond}} - P_{pv}(t)\right]$$
 (1.27)

A tout moment, la quantité de charge des batteries est sujette aux contraintes suivantes :

$$C_{Bat_{min}} \leq C_{Bat} \leq C_{Bat_{max}}$$

Ici, la capacité maximale de la batterie prend la valeur minimale de la batterie

 $(C_{Bat_{max}} = C_{Bat_{min}})$ et la cette capacité minimum est déterminée par la profondeur de la charge (DOD) [22] :

$$C_{Bat_{min}} = DOD. C_{Bat.N}$$

La valeur maximale de l'état de charge (SOC) est égale à 1, et le minimum est déterminé par le maximum de profondeur de décharge, $SOC = 1 - DOD_{min}$.

Selon les caractéristiques des fabricants, la duré de vie des batteries peut être prolongée au maximum si DOD prend les valeurs de 30-50% [23].

La capacité de stockage est une fonction de la charge demandée et de son autonomie. Elle peut être estimée par la relation suivante:

$$C_{Bat} = \frac{E_L N_a}{\eta_{Bat}. \text{ DOD. } F_{d\acute{e}ch}} [Wh] \qquad (1.28)$$

$$C_{Bat}[Ah] = \frac{C_{Bat}[Wh]}{V_b}$$

 C_{Bat} : La capacité de stockage de la batterie.

N: Le nombre de jours d'autonomie.

V_b: La tension du système.

DOD : Le profondeur de décharge.

1.7.5.3 La tension de la batterie [23]

Le modèle suivant, décrit la relation entre le voltage, courant et l'état de charge. Ce modèle basé sur le schéma électrique de la **figure 1.13.**



Figure 1.13 : Schéma électrique d'une rame de batteries montées en série

La batterie est décrite par deux éléments dont les caractéristiques dépendent d'un certain nombre de paramètres : une tension de source et sa résistance interne.

$$\mathbf{V}_{bat}(t) = \mathbf{N}_{b,s} \times \mathbf{V}_{co}(t) + \mathbf{N}_{b,s} \times \mathbf{I}_{bat}(t) \times \mathbf{R}_{bat}(t)$$
(1.29)

avec :

V_{co}(t) : Tension de circuit ouvert à l'instant t, (V),

I_{bat}(t) : Intensité de la batterie à l'instant t, (A),

 $R_{bat}(t)$: Résistance interne de la batterie à l'instant t, (Ω).

$$\mathbf{V}_{co}(\mathbf{t}) = \mathbf{V}_{\mathbf{F}} + \mathbf{b} \times \log(\mathbf{SOC}(\mathbf{t}))$$
(1.30)

où

V_F : Tension aux bornes de la batterie lorsqu'elle est pleine, (V),

b : Constante empirique.

La variation de Vco en fonction de l'état de charge (SOC) est représentée par la figure suivante :



Figure 1.14 : Variation de tension en mode de charge en fonction de SOC [23]

La variation de la résistance interne $R_{bat}(t)$ d'une batterie, est principalement due à la résistance de l'électrode ($R_{électrode}$) et la résistance de l'électrolyte ($R_{électrolyte}$).

$$R_{bat}(t) = (R_{\acute{e}lectrode}) + (R_{\acute{e}lectrolyte})$$

La variation de R_{électrolyte} et R_{électrolyte} en fonction de l'état de charge SOC peut être exprimée par :

$$R_{\text{électrode}} = r_1 + r_2 \times (\text{SOC}(t)) \text{ et } R_{\text{électrolyte}} = [r_3 - r_4 \times (\text{SOC}(t))]^{-1}$$

où r_1 , r_2 , r_3 et r_4 sont des constantes dont les valeurs diffèrent selon le mode de charge ou de décharge de la batterie (**tableau 1.2**).

Ce modèle a été initialement déduit d'une batterie de plomb-acide de capacité nominale précise, puis normalisé de façon à pouvoir être utilisé pour différents dimensionnements de l'accumulateur. Ainsi, nous avons :

$$V_{bat}(t) = N_{b,s} \left\{ V_F + b.\log(SOC(t)) + I_{bat}(t) \cdot \left[r_1 + r_2 \times SOC(t) + \frac{1}{r_3 + r_4 \cdot SOC(t)} \right] \right\}$$
(1.31)

Paramètres	V _F	b	$r_1(\Omega)$	$r_2(\Omega)$	$r_3(1/\Omega)$	$r_4(1/\Omega)$
Mode de charge	13,250	0,801	0,062	0,046	95,638	52,671
Mode de décharge	12,662	0,724	0,055	-0,010	4,270	-100,730

Tableau 1.2 : Caractéristiques de la batterie plomb-acide [30]

1.7.5.4 Courant dans la batterie

Quand la puissance P_{mp} du générateur est plus grande que la charge, la batterie est à l'état de charge et le courant de la batterie au temps t s'écrit [12] :

$$I_{bat}(t) = \frac{P_v(t)}{V_{bat}(t)} - \frac{E_L(t)/\eta_{ond}}{V_{bat}(t)}$$
(1.32)

Dans ces conditions, le courant I_{bat} est compté positivement.

Quand la puissance P_v du générateur PV est plus petite que la puissance appelée, la batterie est à l'état de décharge ; le courant de la batterie au temps t s'écrit :

$$I_{bat}(t) = \frac{P_{mp}(t)}{V_{bat}(t)} - \frac{E_L(t)/\eta_{ond}}{V_{bat}(t)}$$
(1.33)

Mais ici, le courant de la batterie Ibat est compté négativement.

1.7.5.5 Rendement de la batterie

Le rendement de la batterie se calcule par la relation suivante :

$$\eta_{\text{bat}} = \frac{P_{\text{fourni}}}{P_{\text{incid}}}$$
(1.34)

En pratique, le rendement est considère constant égale à 85%, la tension nominale est de 2V et la capacité de l 'ordre de 100A/h ; donc la puissance fournie par une batterie peut s'écrire comme suit :

 $P_{fourni} = \eta_{bat}$. P_{incid} (P_{incid} : Puissance délivrée par le générateur).

1.7.6 Modélisation du système de conversion

L'onduleur est un dispositif de conversion [8]; il est important de connaître la relation liant la puissance de l'onduleur à celle entrante. Cette caractéristique est représentée par : $\eta_0 = f$ (Pch) ou $\eta_0 = f$ (taux de charge) (**figure 1.15**).



Figure 1.15 : Rendement de l'onduleur en fonction du taux de charge [8]

L'onduleur est considéré comme un dispositif de transformation en énergie alternative d'une énergie de type continu provenant soit du système de stockage, soit directement de champ PV. De tels dispositifs devraient délivrer une tension alternative à fréquence déterminée c'est-à-dire le signal généré par ce dernier doit être le plus sinusoïdal possible.

L'onduleur monophasé est caractérisé par son rendement en fonction de la puissance fournie à l'utilisation. Le modèle de rendement se traduit par la relation empirique suivante [14] :

$$\eta_{ond} = \boldsymbol{a} \times (\boldsymbol{1} - \boldsymbol{exp}(\boldsymbol{b} \times \boldsymbol{\tau})) \qquad (1.35)$$

Où *a* et *b* sont des constantes définies par : a = 0,9559 et b = -6,09164

$$\tau = \frac{P_{ch}}{P_{n,ond}}$$

avec;

 τ : taux de charge

P_{ch} : Puissance à la sortie de l'onduleur (VA),

 $P_{n,ond}$: Puissance nominale de l'onduleur (VA).

L'analyse de cette courbe nous permet de constater qu'à charge partielle, le rendement est mauvais et il n'est donc acceptable qu'à pleine charge.

1.8 Conclusion

La modélisation de chaque composant du système photovoltaïque complet a été élaborée à partir de modèles de la littérature (champ PV, convertisseurs, stockage batteries). Cette modélisation est une étape essentielle permettant d'évaluer les caractéristiques de chaque élément de l'installation ainsi les paramètres constituants.

L'implémentation de ces modèles dans un environnement de simulation adapté permettra d'étudier le comportement des composants en fonction de ces paramètres.

Chapitre 2 :

Modèles de puissance produite du module photovoltaïque et Comparaison

2.1 Introduction

Pour l'application pratique, beaucoup de chercheurs ont enquêtés sur les modèles mathématiques de la production de puissances maximales simplifiées d'un module photovoltaïque, par exemple; *Borowy* et *Salameh (1996)*, ont donnés un modèle simplifié, avec lequel la puissance maximale produite peut être calculée pour un certain module photovoltaïque une fois l'irradiation solaire sur le module photovoltaïque et la température est trouvé. Les chercheurs *Jones* et *Undrwood (2002)*, ont aussi introduit un modèle simplifié de la puissance maximale produite qui a un rapport réciproque avec la température du module et en relation logarithmique avec l'irradiation solaire absorbé par le module photovoltaïque.

En général, il y a beaucoup de modèles mathématiques de puissance simplifiés permettant de déterminer la puissance maximale fournie par un générateur photovoltaïque en fonction de variation de l'irradiation solaire et la température ambiante.

Dans ce chapitre, nous présenterons d'abord quatre modèles, dont le premier est le modèle *Benchmark*, ce modèle permet de calculer la puissance maximale fournie par un module photovoltaïque pour un ensoleillement et une température du module donnés avec quatre paramètres constants à déterminer expérimentalement, et les trois autres sont des modèles mathématiques simplifiés permettant de déterminer la puissance maximale en fonction de variation des conditions météorologiques (irradiation solaire et température ambiante), et ils sont basés aussi sur les caractéristiques techniques du module (données du constructeur), et puis nous comparons les modèles présentés.

Pour la comparaison, et la simulation de ces modèles, on utilise le logiciel de programmation Matlab. Enfin, nous présentons les résultats de simulation de la comparaison.

Le but principal de notre travail est de déduire le meilleur modèle ou le plus 'optimal' entre ces quatre modèles simplifiés.

2.2 Modèles mathématiques de la puissance à la sortie du module PV

2.2.1 Modèle 1

Le modèle *Benchmark* suivant, nous permet de déterminer la puissance maximale fournie par un module PV pour un ensoleillement et une température d'un module donné, avec seulement quatre paramètres constants à déterminer, a, b, c et d, plus un système d'équation simple à résoudre résultant un ensemble de points de mesures [25].

$$P_{m} = (a. G + b). T_{c} + c. G + d$$
 (2.1)

où P_m est la puissance maximale produite (W); a, b, c et d sont des constantes positives qui peuvent être obtenues expérimentalement.

T_c : la température de module peut être décrite par la relation :

$$T_{c} = T_{a} + \frac{(NOCT - 20)}{800}$$
(2.2)

avec

T_a : la température ambiante (K) ;

NOCT : la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal Operating cell Temperature) et définie comme la température de la cellule quand le module est sous certaines conditions (irradiation solaire : 800W/m2, distribution spectrale : AM1.5, température ambiante : 20° C vitesse de vent >1 m/s) dans un circuit ouvert.

G : L'irradiation solaire sur un plan incliné (W/m2).

Selon les mesures expérimentales de *Benchmark* sur un module (BP Solar 340), les constants a, b, c et d sont 0.0002, 0.0004, 0.1007 et 0.1018 respectivement [2]. Le NOCT du module BP Solar 340 est $47 \pm 2^{\circ}$ C

2.2.2 Modèle 2

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé.

La puissance produite du générateur photovoltaïque peut être calculé d'après l'équation suivante [26]:

$$\mathbf{P} = \mathbf{\eta}.\,\mathbf{S}.\,\mathbf{N}.\,\mathbf{G} \tag{2.3}$$

 η : Le rendement instantané.

- A : La surface de module photovoltaïque (m2).
- G : L'irradiation solaire sur un plan incliné (W/m₂).
- N : le nombre de module constituant le champ photovoltaïque.

Le rendement instantané est représenté par l'équation suivante [26] :

$$\eta = \eta_{\rm r} \left(1 - \gamma (T_{\rm c} - T_0) \right)$$

 η_r : est le rendement de référence de module sous conditions standards (T = 25°C), G = 1000W/m² et AM1.5)

 γ : Coefficient de température (°C) déterminé expérimentalement, il défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de 1°C de la température de la cellule. Ces valeurs typiques de ce coefficient se situent entre 0.004 et 0.006 (°C), [26].

2.2.3 Modèle 3

Le modèle suivant est développé par *Borowy* et *Salameh* en (1996). Les formules pour calculer le point optimum de voltage et le courant sous condition arbitraire sont montrées comme suit [20] :

$$\mathbf{I}_{m} = \mathbf{I}_{cc} \cdot \left\{ \mathbf{1} - \left[\mathbf{C}_{1} \cdot \exp\left(\frac{\mathbf{V}_{m}}{\mathbf{C}_{2} \cdot \mathbf{V}_{co}}\right) - \mathbf{1} \right] \right\} + \Delta \mathbf{I}$$
(2.4)

Icc: le courant de court circuit du module (A) ;

V_{co}: la tension de circuit ouvert du module (V)

C1 et C2 sont des paramètres qui peuvent être calculés par l'équation (2.5) et (2.6) respectivement.

 ΔI : est déterminé par la différence de température et l'irradiation solaire, équation (2.7).

$$\mathbf{C}_{1} = \left(1 - \mathbf{I}_{\mathrm{mp}}/\mathbf{I}_{\mathrm{cc}}\right) \cdot \exp\left(-\mathbf{V}_{\mathrm{mp}}/(\mathbf{C}_{2}, \mathbf{V}_{\mathrm{co}})\right)$$
(2.5)

$$C_2 = \frac{\frac{V_{mp}}{V_{co}} - 1}{Ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}}\right)}$$
(2.6)

$$\Delta \mathbf{I} = \boldsymbol{\alpha}_0. \left(\mathbf{G}/\mathbf{G}_0 \right) \cdot \Delta \mathbf{T} + \left(\frac{\mathbf{G}}{\mathbf{G}_0} - \mathbf{1} \right) \cdot \mathbf{I}_{cc}$$
(2.7)

avec

$$\Delta T = T_c - T_0$$

 I_{mp} : Le courant maximal sous conditions standards (A). V_{mp} : La tension maximale du module sous conditions standards (V). α_0 : Coefficient du courant en fonction de température (A/°C). La tension V_{mp} de module est déterminée par l'équation suivante :

$$\mathbf{V}_{\mathbf{m}} = \mathbf{V}_{\mathbf{mp}} \cdot \left[\mathbf{1} + \mathbf{0}, \mathbf{0539} \cdot \log\left(\frac{\mathbf{G}}{\mathbf{G}_{\mathbf{0}}}\right) \right] + \boldsymbol{\beta}_{\mathbf{0}} \cdot \Delta \mathbf{T}$$
(2.8)

 β_0 : Le coefficient de la tension en fonction de température (V/°C).

 G_0 : L'irradiation solaire de référence (1000W/m²).

Alors la puissance optimale à la sortie d'un module est déterminée par :

$$\mathbf{P}_{\mathbf{m}} = \mathbf{I}_{\mathbf{m}} \cdot \mathbf{V}_{\mathbf{m}} \tag{2.9}$$

Pour un nombre de modules séries N et M parallèles, la puissance maximale produite est déterminée par :

$$P_{\rm NM} = \rm N.\,M.\,I_{\rm m}.\,V_{\rm m}$$

2.2.4 Modèle 4

Jones et *Underwood* ont développé le modèle pratique suivant en (2002) pour la production de la puissance optimale de sortie d'un module photovoltaïque [25], [26] :

$$\mathbf{P} = \mathbf{FF} \cdot \left(\mathbf{I}_{cc} \cdot \frac{\mathbf{G}}{\mathbf{G}_0} \right) \cdot \left(\mathbf{V}_{co} \cdot \frac{\mathbf{Ln}(\mathbf{K} \cdot \mathbf{G})}{\mathbf{Ln}(\mathbf{K} \cdot \mathbf{G}_0)} \cdot \frac{\mathbf{T}_0}{\mathbf{T}_c} \right)$$
(2.10)

où K est un coefficient constant peut être calculer par la formule suivante : $K = Icc \ /G$

Icc : Le courant de court circuit (A) Vco : La tension de circuit ouvert (V) FF : Facteur de forme.

Le facteur de forme est le rapport entre la puissance maximale que peut fournir un module photovoltaïque et la puissance qu'il est théoriquement possible d'obtenir (puissance optimale) :

$$\mathbf{FF} = \frac{\mathbf{P}_{\mathbf{m}}}{\mathbf{V}_{\mathbf{co}} \cdot \mathbf{I}_{\mathbf{cc}}} = \frac{\mathbf{V}_{\mathbf{m}} \cdot \mathbf{I}_{\mathbf{m}}}{\mathbf{V}_{\mathbf{co}} \cdot \mathbf{I}_{\mathbf{cc}}}$$
(2.11)

avec :

 P_m : La puissance maximale sous conditions météorologique (T = 25 $^\circ C$ et G = 1000 W/m^2

2.3 Présentation des résultats et Comparaison des modèles

Après la représentation des modèles mathématiques simplifiés, on peut comparer ces modèles dans cette partie. Les paramètres les plus objectifs du module BP Solar 340 [25] permettant de comparer les modèles sont :

- La puissance maximale crête du module Pc = 40W
- La tension de circuit ouvert $V_{co} = 21,8$ (V)
- Le courant de court circuit I = 2,5 (A)
- La tension crête maximale V_m = 17.39 (V)
- Le courant maximal crêt Im = 2,3 (A)
- La surface du module photovoltaïque $S = 0.351 (m^2)$
- Coefficient de température (°C) ; $\gamma = 0,0045$

Le coefficient du courant et de la tension en fonction de température du module BP Solar de 40W sont - 0,00065 A/°C; 0,008 V/°C respectivement [25].

Quand l'irradiation solaire prend les valeurs 300, 500, 900 et 1000W/m², l'erreur quadratique moyenne calculée pour chaque modèle est comparée à l'autre. Les résultats de la modélisation sont montrés dans les **figures 2.1; figure 2.2; figure 2.3 et figure 2.4**.



Figure 2.1 : La relation entre la température du module PV et la puissance maximale pour les quatre modèles à $G = 300 W/m^2$



Figure 2.2 : La relation entre la température du module PV et la puissance maximale pour les quatre modèles à $G = 500 W/m^2$



Figure 2.3 : La relation entre la température du module PV et la puissance maximale pour les quatre modèles à $G = 900 W/m^2$



Figure 2.4 : La relation entre la température du module PV et la puissance maximale pour les quatre modèles à $G = 1000 W/m^2$

Sur les **figures 2.1; figure 2.2; figure 2.3; et figure2.4**, nous remarquons que les trois modèles 1, 2 et 4 montrent un bon rapport linéaire (ligne droite) entre la température de module et la puissance maximale produite pendant que les irradiations solaires sont différentes. Pour les modèles 1 et 2, leurs puissances maximales produites changent plus grandement avec la variation de température de module.

Nous remarquons aussi que les résultats spectraux de la puissance maximale produite de modèle 2 sont proches de ceux du modèle 1 et ce n'est qu'en évoluant en irradiation et température que les résultats spectraux du module 3 se rapprochent de ceux du module 2.

La comparaison de ces modèles est effectuée par rapport aux erreurs quadratiques de chaque modèle. Ainsi nous avons :

L'irradiation solaire (W/m ²)	300	500	900	1000
Erreur quadratique Modèle 1	0,0311	0,0306	0,0295	0,0216
Erreur quadratique Modèle 2	0,0313	0,0308	0,0299	0,0218
Erreur quadratique Modèle 3	0,0787	0,0784	0,0587	0,0576
Erreur quadratique Modèle 4	0,0887	0,0881	0,0866	0,0857

Tableau 2.1 : Erreurs quadratiques des quatre modèles

D'après les résultats de la simulation, nous avons :

Le modèle 4 donne une grande erreur surtout quand l'irradiation solaire est très basse.

Le modèle 3 donne des résultats avec moins d'erreurs quand l'irradiation solaire supérieure ou égale de 900W/m².

Le modèle 2, donne de bons résultats spectraux avec le modèle 1 par rapport aux autres modèles simplifiés.

Nous pouvons donc dire que les modèles 1 et 2 peuvent être utilisés en général. Les modèles 3 et 4 peuvent être recommandés pour l'application quand l'irradiation solaire est élevée et la température de la cellule est supérieure de 25 °C. Le modèle 1 est donc le plus optimal.

2.4 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre quatre modèles mathématiques permettant de calculer la puissance maximale à la sortie de module photovoltaïque en fonction des conditions météorologiques (irradiation solaire et température). Ensuite une comparaison a été simulée grâce au logiciel de programmation (Matlab) pour les quatre modèles afin d'en déduire l'optimal qui est le modèle de *Benchmark* (modèle 1) que nous appliquerons dans notre dimensionnement.

Etant donné qu'il y a plusieurs méthodes de dimensionnement, nous allons d'abord faire une étude littéraire de ces méthodes et choisir celle qui répond à l'option technico-économique.

Chapitre 3 :

Etude biblio des méthodes de dimensionnement et Recherche des données météorologiques de la ville de Bohicon

3.1 Introduction

Dans la littérature, nous rencontrons deux méthodes de dimensionnement des systèmes photovoltaïques : la méthode quasi-statique que d'aucun qualifie de méthode empirique et les méthodes dynamiques. La méthode dynamique nécessite des outils d'aide au dimensionnement alors qu'il n'est pas nécessaire pour la méthode quasi-statique.

3.2 Les méthodes de dimensionnement

3.2.1 La méthode quasi-statique

Dans la pratique courante, le dimensionnement des installations photovoltaïques est réalisé en se basant sur des techniques empiriques et factuelles plutôt que sur des critères scientifiques. Cette pratique mène à des installations remplissant leurs tâches, mais loin des conditions d'optimisation énergétique/économique qui pourraient rendre l'option photovoltaïque viable et attrayante pour des applications de plus en plus nombreuses.

De plus, une connaissance statique d'un système photovoltaïque, tel qu'on l'obtient lors d'un dimensionnement purement énergétique, ne permet pas une approche fiable à l'analyse du système, ni l'accompagnement avec la garantie des résultats or cette certification (garantie des résultats) est de plus en plus demandée pour donner à l'utilisateur un système photovoltaïque aussi fiable que le raccordement au secteur. Ainsi, la méthode quasi-statique permet de dimensionner le système, généralement dans des conditions contraignantes, par exemple grande capacité de stockage définie pour N jours sans production.

3.2.2 La méthode dynamique

Ces méthodes contrairement aux méthodes quasi-statiques, tiennent compte de l'évolution dans le temps des besoins du consommateur, des données météorologiques et des différents composants du système PV (puissance du panneau, capacité de la batterie, etc.). Ces méthodes sont donc basées sur la simulation temporelle des systèmes sur une période d'observation bien définie avec un pas de temps précis. Les simulations sont faites à partir des modèles physiques des différents composants du système. Dans notre étude, nous allons utiliser l'une des méthodes dynamique qui sera la méthode de probabilité des pertes d'énergie (méthode LPSP).

3.2.2.1 Description de la méthode LPSP

La notion de cette méthode (LPSP) peut être définie par la fraction de la charge moyenne sur une longue période qui n'est pas couverte par le système photovoltaïque.

Quand l'énergie stockée dans le banc de batteries et celle produite conjointement par le générateur photovoltaïque est insuffisante pour satisfaire la demande pour une heure t, ce déficit est appelé perte d'énergie (*Loss of Power Supply* _ '*LPS'*), il est exprimé par [26], [27]:

$$LPS(t) = E_{L}(t) - (C_{Bat}(t) + C_{Bat}(t-1) - C_{Bat,min}) \cdot \eta_{ond}$$
(3.1)

avec

 $E_{L}(t)$: Energie totale demandée

 η_{ond} : Rendement de l'onduleur exprimé en pourcentage

C_{Bat} : Capacité nominale de la batterie en Ah

La probabilité de perte d'énergie (LPSP) pour une période d'analyse T, est le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte d'énergie (LPS) pour la même période sur l'énergie totale demandée. La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' est définie par la relation suivante [26]:

$$LPSP = \frac{\sum_{t} LPS}{\sum_{t} E_{L}}$$
(3.2)

La méthode de dimensionnement consiste à déterminer le nombre optimal des batteries et des modules PV selon deux critères d'optimisation à savoir: la fiabilité, qui est basée sur le concept de la probabilité de perte d'énergie (*Loss of Power Supply Probability 'LPSP'*), et sur le coût du système.

La LPSP est définie comme étant la fraction de l'énergie déficitaire sur celle demandée par la charge. Elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge.

En terme d'état de charge des batteries, la 'LPSP' est définie par:

 $LPSP = P_r \{ C_{Bat}(t) \le C_{Bat,min} \text{ pour } t \le T \}$

C'est-à-dire, la probabilité pour que l'état de charge, à tout instant t, soit inférieur ou égale au seuil minimal de l'énergie disponible dans la batterie $E_{B,min}$. $E_B(t)$ est l'énergie stockée dans la batterie à n'importe quel instant t, exprimée en [Wh].

La capacité en [Wh] est donnée par la relation suivante :

$$\mathbf{C}_{\mathbf{Bat}}[\mathbf{Wh}] = \mathbf{C}_{\mathbf{Bat}} \cdot \mathbf{V}_{\mathbf{Bat}} \tag{3.3}$$

 V_{Bat} : La tension nominale de la batterie.

C_{Bat} : La capacité nominale de la batterie en (Ah).

La capacité des batteries pour une période de temps Δt par jour est donnée par l'équation suivante :

$$C_{Bat} = \frac{E_L \Delta t}{\eta_{Bat} f_d \text{ DOD. } V_{Bat}} [Ah] \qquad (3.4)$$

La période Δt est une donnée fournie par le concepteur par rapport à l'autonomie demandée.

 η_{Bat} : Rendement de la batterie.

 f_d : Facteur de décharge de la batterie.

DOD : Profondeur de décharge.

La méthode de dimensionnement consiste à déterminer le nombre optimal d'accessoires qui correspond à un bon fonctionnement du système avec un coût minimal.

Le coût total nécessaire pour la réalisation d'une installation PV sera déterminé par la relation suivante [22], [7]:

$$\mathbf{C}_{\mathbf{T}} = \mathbf{a} \cdot \mathbf{N}_{\mathbf{pv}} + \mathbf{b} \cdot \mathbf{N}_{\mathbf{Bat}} + \mathbf{C}_{\mathbf{T0}}$$
(3.5)

où a est le prix de module PV, b est le prix de la batterie, et C_{T0} le coût total constant incluant les coûts de l'étude de l'installation.

La solution optimale de la relation (3.5) est donnée par la relation suivante:

$$\frac{\partial \mathbf{N}_{\text{Bat}}}{\partial \mathbf{N}_{\text{pv}}} = -\frac{\mathbf{b}}{\mathbf{a}} \tag{3.6}$$

Après la détermination des différents couples (NB, NPV), satisfaisant une 'LPSP' désirée, on constate que le nombre de modules est une fonction non linéaire du nombre de batteries.

Cette solution est graphiquement illustrée sur la figure ci-dessous. Elle correspond à la pente de tangente à la courbe au point de contact 'S' [22].



Figure 3.1 : Tracé du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour une 'LPSP' donnée [22].

3.3 Recherche des données météorologiques de la ville de Bohicon

Pour le dimensionnement d'un système photovoltaïque, il est nécessaire de connaître quelques données d'entrée concernant le rayonnement solaire (en Wh/m²) du lieu de l'installation. Les valeurs moyennes de l'énergie solaire journalière, pour chaque mois de l'année, sont fournies soit par des stations météorologiques proches du site, soit par de nombreuses adresses internet. Ainsi, par manque de solarimètre à la station météorologique de la ville de Bohicon, nous-nous sommes référés au logiciel RETScreen pour avoir les données sur le rayonnement solaire.



Figure 3.2 : Allure d'ensoleillement de la ville de Bohicon [28]

Le maximum d'irradiation s'obtient en février et le minimum en août.

3.4 Conclusion

La méthode de dimensionnement ''LPSP''est une méthode rationnelle qui tient compte du nombre exact de module PV et de batteries qu'il faut pour l'utilisation du système. Nous appliquerons cette méthode à notre dimensionnement.

Chapitre 4 :

Dimensionnement de l'installation photovoltaïque par la méthode LPSP et Analyse économique

4.1 Introduction

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque revient à déterminer le nombre nécessaire des panneaux solaires constituants le champ photovoltaïque pour adopter un système PV suffisant pour couvrir les besoins de la charge à tout instant ainsi que la capacité de charge de la batterie .Ces deux éléments sont les plus importants en raison du coût élevé qu'il totalisent et du degré de satisfaction.

Pour cette raison, nous présentons dans notre travail, une méthode de dimensionnement optimal LPSP (*Loss of Power Supply probability*) de notre installation photovoltaïque alimentant les équipements auxiliaires dans le poste de transformation HTB/HTA de Bohicon.

4.2 Estimation du besoin en énergie

Le besoin en énergie est pratiquement estimé dans le cahier de charge (**tableau 1.1**). En y incluant les pertes dans les câbles électriques estimés à 1,5%, le besoin en énergie s'élève à 3655,3 Wh/j.

4.3 Schéma synoptique de l'installation

Le schéma synoptique de l'installation PV à dimensionner se présente comme suit :

Il est composé de :

- un générateur photovoltaïque (PV),
- un onduleur chargeur (B1),
- une rame de batterie (B2)
- un redresseur (B3) 220 V AC / 12 V DC
- un redresseur (B4) 220 V AC / 48 V DC
- un redresseur (B5) 220 V AC / 125 V DC
- une charge de 12 V DC (B6)
- une charge de 48 V DC (B8)
- une charge de 125 V DC (B10)

Les charges B7, B9, B11 sont alimentées en 220 V AC - 50 Hz.

L'onduleur-chargeur B1 est relié aux PV. Il transforme la tension du générateur PV en 220 V
AC et alimente directement certaines charges en AC et d'autres en DC par le biais des redresseurs ; dans le même temps, il charge directement les batteries et contrôle leur état.



Figure 4.1 : Schéma synoptique de l'installation PV

4.4 Dimensionnement des composants de l'installation PV

4.4.1 Détermination du couple optimal (N_B, Npv) selon l'approche économique par simulation

Avec l'usage du programme écrit dans le langage Matlab décrit dans la **figure 4.2**, nous avons calculé un nombre de combinaisons possibles des différents modules PV et des batteries en

fonction de chaque irradiation mensuelle. Une solution optimum qui minimise le coût du système a été trouvée ; c'est la solution pour laquelle le nombre de modules PV et le nombre de batteries pour une 'LPSP'égale à zéro.

Pour le calcul optimal du nombre de batteries en fonction du nombre module PV, certaines données caractéristiques sont nécessaires :

• Le champ de modules photovoltaïque :

- La puissance maximale crête Pc : 100W
- La tension de circuit ouvert : 18,7 V
- Le courant de court circuit : 5,87 A
- La tension crêt maximale : 15,6 V
- La tension nominale : 12 V
- Le courant maximal crêt : 5,39 A
- La surface du module photovoltaïque : 0,64 m²
- Le coût du module TTC : 110 000 FCFA

• La batterie au plomb :

- La tension nominale : 12 V
- La tension de charge maximale : 13,7 V
- Le Voltage limité : 14,1 V
- La tension minimale de décharge : 12 V
- La tension maximale de décharge : 11,2 V
- La capacité nominale : 250 Ah
- Le coefficient de décharge : 0,0001

Les données d'entrée pour ce programme sont constituées de :

- L'irradiation, la latitude, l'inclinaison
- La puissance produite par un seul module pour chaque heure.
- La puissance consommée pour chaque heure.
- La profondeur de décharge DOD
- Le rendement de la batterie η_{Bat}
- La capacité pour une seule batterie C_{Bat}
- La température



Figure 4.2 : L'organigramme pour le calcule de LPSP.

4.4.1.1 Résultat de la simulation

Après les simulations, les résultats sont donnés dans le tableau suivant :

Mois	Npv Calculé	Npv Opt	N _B Calculé	N _B Opt
Janvier	10,442	10	4,512	5
Février	10,211	10	4,514	5
Mars	10,478	10	4,681	5
Avril	10,124	10	4,871	5
Mai	10,781	11	4,782	5
Juin	10,451	10	4,871	5
Juillet	10,783	11	4,891	5
Août	11,687	12	5,762	6
Septembre	10,711	11	4,840	5
Octobre	10,724	11	4,783	5
Novembre	10,788	11	4,776	5
Décembre	10,775	11	4,777	5

Tableau 4.1 : Résultats des simulations

D'après les résultats de simulation, nous retenons le couple optimal ($N_B = 6$; Npv = 12) du mois d'août pour faire le dimensionnement parce que les données de ce couple peuvent couvrir toute la demande pendant toute l'année. Ainsi, nous avons le tableau suivant :

Tableau 4.2 : Couple optimal déterminé (N_B ; Npv)

Mois considéré	Aoùt
Npv Calculé	11,687
Npv	12
N _B calculé	5,762
N _B	6

4.4.2 Dimensionnement de l'onduleur-chargeur (B1)

La charge totale que peut supporter le convertisseur B1 est 3601,25 VA. En tenant compte du

courant de démarrage des récepteurs, nous choisissons donc un onduleur-chargeur de puissance nominale $P_{B1} = 5000 \text{ VA} / 220 \text{ VA} / 50 \text{ Hz}$; Tension d'entrée : 33 V DC - 66 DC

4.4.3 Dimensionnement des redresseurs B3, B4, et B5

Après le calcul des puissances des charge que vont alimenter ces redresseurs, nous avons :

- Redresseur B3 :
- Puissance estimée : 50 W
- Rendement : 96%

• Redresseur B4 :

- Puissance estimée : 200 W
- Rendement : 96%

• Redresseur B5 :

- Puissance estimée : 800 W
- Rendement : 96%

4.4.4 Dimensionnement des câbles électriques de l'installation

Le type de câble choisi dans est le cuivre. Ayant déjà connaissance de l'emplacement des équipements, nous avons mesuré les distances entre ces derniers. L'objectif poursuivi ici est de déterminer les sections des câbles entrainant une de chute de tension de 2%.

Après avoir déterminé le courant que doivent supporter les câbles, on s'est référé la norme NF C15-100 sur la section des conducteurs (Annexe 1).

4.5 Schéma de câblage l'installation

4.5.1 Schéma de câblage du circuit de puissance



Figure 4.3 : Schéma de câblage du circuit de puissance de l'installation

4.5.2 Schéma de câblage du circuit de commande



Figure 4.4 : Schéma de câblage du circuit de commande de l'installation

K_A : Relais auxiliaire temporisé au travailK_{Secteur} : Contacteur temporisé au relâchement

K_{PV} : Contacteur du circuit de PV

• Fonctionnement du circuit de commande

Dans le coffret, le Voyant PV et le Voyant Secteur indiquent respectivement la présence de tension PV et la présence de tension secteur.

En présence de tension secteur, le relais K_A permet seulement après 10 secondes au K secteur de se fermer pour permettre l'alimentation des charges sur la tension secteur (le temps mis par le relais K_A permet de vérifier le retour effectif de la tension secteur).

En absence de tension secteur, le K secteur permet après 10 secondes au KPV de se fermer pour

permettre l'alimentation des charges sur la tension PV (le temps mis par le K secteur permet de vérifier l'absence effective de la tension secteur).

4.6 Analyse économique de l'installation photovoltaïque

L'analyse économique d'un système de production d'énergie permet d'apprécier la rentabilité du projet.

Dans nos calculs, le choix de la durée de vie économique est lié au fait que la durée de vie estimée des modules photovoltaïques est de 20 ans.

Pour les calculs, nous considérons un taux de réduction de 5%.

Les paramètres qui nous sont importants à déterminer dans cette analyse économique sont la période simple de retour sur investissement et la valeur annuelle nette de l'épargne.

4.6.1 La Période Simple de Retour sur Investissement (PSRI) de l'installation PV :

$$\mathbf{PSRI} = \frac{\mathbf{C}_1}{\mathbf{RAM}} \tag{4.1}$$

avec :

 C_1 : Coût Total Investissement

RAM : Rendement Annuel Moyen

Les données nécessaires pour la détermination de PSRI :

- Durée de fonctionnement du groupe secours par an (dfg/an) :

D'après les documents des relevés journaliers des énergies électriques achetées, la plus longue durée des black-out (interruptions des énergies électriques) est de 72 heures/an en raison de 6heures/mois.

La durée des essais de fonctionnement du groupe électrogène secours est de 5min/semaine soit 4heures/an. Ainsi, nous avons au maximum **dfg/an = 76 heures** de fonctionnement par an du groupe électrogène secours qui serait remplacé par l'installation PV.

- Consommation en carburant du groupe secours par heure (conso/h) du Poste :

D'après les fiches techniques du groupe secours, la consommation par heure en carburant (gazoil) est de 5,5 litres soit **conso/h** = 6 litres

- Coût moyen par litre de carburant (gaz-oil / L) dans la période de pénurie à Bohicon :

Coût gaz-oil / L = 675 FCFA (d'après les consommateurs et les stations d'essence).

4.6.1.1 Le Rendement Annuel Moyen (RAM) de l'installation photovoltaïque :

Comme l'installation photovoltaïque remplacera désormais le groupe électrogène secours, alors la CEB ne mettra plus un coût annuel à disposition pour l'achat du carburant (gaz-oil) pour le fonctionnement du groupe électrogène secours. Ainsi, ce coût annuel du gaz-oil non acheté constituerait un gain pour la CEB ; autrement dit, ce coût constituerait un **Rendement Annuel Moyen (RAM)** pour la CEB.

$$\mathbf{RAM} = (\mathbf{Coût gazoil/L}) * (\mathbf{conso/h}) * (\mathbf{dfg/an})$$
(4.2)

RAM = 675 * 6 * 76

$$RAM = 307\ 800\ FCFA$$

4.6.1.2 Le coût total de l'investissement de l'installation C₁:

D'après la relation (3.5) qui prend en compte le coût de tous les matériels de l'installation PV, ici dans notre cas, nous avons déjà certains matériels disponibles dans le poste qui sont les

disjoncteurs, les batteries au plomb, les redresseurs et les câbles électriques (RO2V). Nous présentons le coût estimatif des matériels restants et le coût total de l'installation.

Les prix utilisés dans notre évaluation sont ceux de la société ST-SOLAIRE-TOGO (au Togo).

N°	N° Désignation		Quantité	Durée	Prix unitaire	Montant (FCFA)	Observation
				(FCFA)			
1	Module PV Pc : 100 W		12	20 ans	110 000	1 320 000	
2	Support modules			> 20 ans			
3	Onduleur-chargeur 5000VA		1	20 ans	500 000	500 000	
		35mm ²	21 mètres	20ans			
		25mm ²	5 mètres	20ans			1:::-1-1
4	Câble électrique (RO2V)	16mm ²	5 mètres	20ans			au Poste
		4mm ²	8 mètres	20ans			
		2,5mm²	16 mètres	20ans			
		1 A	1				
		5 A	1				
5	Fusibles	10 A	1				disponible
		25 A	1	-			au Poste
		140 A	1				
6	Batteries plomb 12 V ; 250 Ah		6	12 ans			disponible au Poste
							du 1 oste
7	Redresseur 220V		1				
0	AC/12V DC ; 50 W		1			-	
8 Redresseur 220V		1				disponible	
9	AC/48V DC ; 200 W		1				au Poste
AC/125V DC · 800 W		-					
10 Disjoncteurs		2				disponible	
11 Doîtes de recoordement		3		27.000	27.000	au poste	
11	11 Bones de l'accordement		5	. 20	27 000	27 000	
12 Kıts de mise à la terre				>20 ans	20 000	20 000	
INVESTISSEMENT INITIAL					1 867 000		
13 Maintenance : 1% investissement initial 18 670 F/an						373 400	
COÛT TOTAL INVESTISSEMENT (C ₁)						2 240 400	

Tableau 4.3 : Coût total de l'investissement (C₁) de l'installation

Ainsi nous avons donc :

 $PSRI = 1 \text{ an } * \frac{2\ 240\ 400}{307\ 800}$

PSRI = 7 ans 4 mois

4.6.2 La Valeur Actuelle Nette de l'épargne :

La Valeur Actuelle Nette de l'épargne (VANe) est égale à la valeur nette actuelle des revenus de l'installation photovoltaïque moins le coût actuel du système (C_t).

En utilisant le taux de réduction r = 0,05 et la durée de vie n = 20 ans de l'installation, nous avons :

$$VANe = \sum_{t=1}^{n} \left[\frac{RAM_t - C_t}{(1+r)^t} \right]$$
(4.3)

 $\mathbf{RAM}_{\mathbf{t}}$ = bénéfice à chaque année t, $\mathbf{C}_{\mathbf{t}}$ = coût total de l'investissement à chaque année t \mathbf{n} = nombre d'année jusqu'à la fin du projet r = taux de réduction

A partir de la 1^{ère} année jusqu'à la 20^{ème} nous avons :

$$VNAR = \sum_{t=1}^{20} \left[\frac{RAM_t - C_t}{(1+r)^t} \right] = \left[\frac{RAM_1 - C_1}{(1+r)^1} \right] + \left[\frac{RAM_2}{(1+r)^2} \right] + \left[\frac{RAM_3 - C_3}{(1+r)^3} \right] + \left[\frac{RAM_4 - C_4}{(1+r)^4} \right] + \dots - \dots - \left[\frac{RAM_{20} - C_{20}}{(1+r)^{20}} \right]$$

En supposant que le coût total de l'investissement C_t de l'installation à partir de la 2^{ème} année jusqu'à la 20^{ème} année est égal à 0 et que le bénéfice à chaque année est contant, nous avons :

$$VNAR = \sum_{t=1}^{20} \left[\frac{RAM_t - C_t}{(1+r)^t} \right] = \left[\frac{RAM_1 - C_1}{(1+r)^1} \right] + \left[\frac{RAM_1}{(1+r)^2} \right] + \left[\frac{RAM_1}{(1+r)^3} \right] + \dots - \dots - \left[\frac{RAM_1}{(1+r)^{20}} \right]$$

- -

$$VNAR = \sum_{t=1}^{20} \left[\frac{RAM_t - C_t}{(1+r)^t} \right] = \left[\frac{307\,800 - 2\,240\,400}{(1+0,05)^1} \right] + \left[\frac{307\,800}{(1+0,05)^2} \right] + \left[\frac{307\,800}{(1+0,05)^3} \right] + \dots - \dots - \left[\frac{307\,800}{(1+0,05)^{20}} \right]$$

VANe = 1 702 206 FCFA

Nous remarquons qu'avec ce projet dont la durée de vie est 20 ans, en alimentant les équipements auxiliaires avec l'installation photovoltaïque au poste de transformation HTB/HTA de Bohicon, la CEB réaliserait une épargne de 1 702 206 FCFA. Elle réaliserait plus d'épargne si elle élargissait ce projet dans ses 16 postes de transformation HTB/HTA (9 poste de transformation HTB/HTA au Bénin et 7 postes de transformation HTB/HTA au Togo.

4.7 Conclusion

Dans cette partie, nous avons présenté une méthode de dimensionnement du système photovoltaïque PV/Batterie. Pour le dimensionnement, nous avons utilisé les valeurs mensuelles (la température ambiante et l'irradiation solaire) avec un profile de charge identique pour tous les mois de l'année. À partir des résultats issus du programme de simulation élaboré, le nombre de batteries N_{bat} en fonction de nombre de modules photovoltaïque N_{pv} a été déterminé pour une LPSP égale à 0. Après la détermination du couple optimal (N_B; Npv), le dimensionnement des autres composants de l'installation a été fait.

Enfin, nous avons abordé la partie économique qui nous montre la rentabilité du projet par la Valeur Actuelle Nette de l'épargne (VANe).

CONCLUSION GENERALE

Notre étude est portée sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque isolé dans le poste de transformation HTB/HTA de Bohicon.

D'une manière générale, cette étude a apporté les éléments nécessaires pour améliorer la production d'énergie du système moyennant un coût amoindri.

En première partie, nous avons étudié le principe de chaque composant constituant le système PV, et avons présenté les modèles littéraires des éléments nécessaires dans notre étude tel que (le champ PV, régulateur, batterie et le convertisseur).

Dans la partie de la modélisation, nous avons comparé quatre modèles de puissance produite d'un modèle photovoltaïque dont le premier est le modèle de benchmark et les trois autre sont des modèle simplifiés. Cette étude de comparaison a été menée dans le but de déduire le modèle le plus pratique. Elle a été réalisée en utilisant le logiciel MATLAB, fiable en matière de présentation des résultats.

Les résultats de comparaison montrent que, le modèle de *benchmark* est le plus précis et pratique.

Dans la troisième partie, nous avons présenté les méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque. Parmi ces méthodes, nous avons adopté celle de système PV/Batterie; cette méthode permet de calculer le nombre optimal de batteries qui sont associés avec un certain nombre de module pour couvrir les besoin de la charge.

En dernière partie, nous avons procédé au dimensionnement de chaque composant de l'installation. Avec les données météorologiques de chaque mois de la ville de Bohicon, et un profil de charge des équipements auxiliaires identique pour tous les mois de l'année, nous avons déterminé un nombre optimale de capacité de 250 Ah et un nombre de module PV de 100Wcréte correspondant à un coût optimal.

Par rapport aux enjeux liés à ce projet du point de vue économique, l'installation de ce système ferait économiser pour la société, les frais lié à la maintenance périodique du groupe électrogène, et les frais de carburants. De plus, sur le plan environnemental, l'installation de ce

système ne contribuerait plus à la désintégration de la couche d'ozone causée par les gaz d'échappement et aussi éviterait la pollution sonore.

La CEB bénéficierait plus de ce projet en partant de la petite échelle à une grande échelle, c'est-à-dire en l'élargissant dans tous ses postes des transformations HTB/HTA.

Bibliographies

- Aminata. Sarr, «Simulation du système hybrides Photovoltaïque », mémoire de magister 1998, canada.
- 2. R.P. Mukund, « Wind and solar Power Systems », Ph.D,P.e U.S merchant Marine Academy,Kings Point, New York, CRC Press LLC 1999.
- **3.** « Système T. Fogelman photovoltaïque pour les pays en déventement », manuel d'installation et d'utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie, (AFME)
- C. Bernard, J.Chauvin, D. Lebrun, J.F Muraz, P. Stassi « Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire Pierre Auger».2006
- 5. A. Guen, « contribution à l'étude des système de télécommunications mobiles Alimentés par énergie solaire », thèse de magister, Université de Tlemcen, février 1992.
- **6.** Z.Bachi, S.Elfodil, « Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique a sortie fixe pour installation photovoltaïque », université de Blida
- M. Dahbi « Etude et optimisation d'une installation Hibride PV-Eolienne Autonome », mémoire de magister, option physique énergitique 2007.
- 8. N. Achaibou, A Malek, N Bacha « Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV »; N. spésial (CHEMSS), pp 61-66,2000.
- **9.** I. Tsuda, K. Kurokawa ,K.Nozaki, «Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery », solar Energy Materials and solar cells 35,pp 503 508,1994.
- Dirk Uwe Sauer, «Electrochemical Storage for Photovoltaics», Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, 2004
- D.Thévenard, and M.Ross « validation and Verification of Component Models and System Models for the PV », CETC-internal report 2003-035, Canada,2003
- A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef « Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin »Rev .Energ. Ren : physique Energétique (1998pp.95-100).
- M.Chegaar, A Lamir, A Chibani « Estimation global Solar rasiation Using Sunshine Hours» 4_{éme} séminaire international Physique Enérgétique, Bechar 2000.
- 14. M. Gapderou, « Atlas Solaire de L'algérié », Tomel,2, OPU 1983.
- **15.** I. Tsuda, K. Kurokawa ,K.Nozaki, «Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery », solar Energy Materials and solar cells 35,pp 503 –508,1994.

- **16.** Tahar Taeticht , Analyse et commande d'un système hybride photovoltaique éoliendécembre 2006
- **17.** Chedid, R., Saliba, Y., 1996. «Optimization and control of autonomous renewable energy systems ». International Journal of Energy Research 20, 609–624.
- F.Benyarou, « Conception Assistée Par Ordinateur des Système PV Modélisation, dimensionnement et simulation », thèse de magistère en physique énergétique, Tlemcen, 2004.
- 19. Julien LABBÉ, « l'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricite pour systèmes photovoltaïques isoles », thése de doctorat de l'école des mines de paris, spécialité "Énergétique" le 21 décembre 2006.
- 20. The Bogdan, S.B., Salameh, Z.M., 1996. « Methodology for optimally sizing the battery and PV array in a wind/PV hybrid system ». IEEE Transactions on Energy Conversion 11 (2), 367–375.
- **21.** Bin, A., Hongxing, Y., Shen, H., Xianbo, L., 2003. «Computer aided design for PV/Wind hybrid system ». Renewable Energy 28, 1491–1512.
- **22.** A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef « Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin »Rev .Energ. Ren : physique Energétique (1998pp.95-100).
- 23. Jones, C.P Underwood.2002 « modeling method for building-integrated PV systems. Solar Enerdy 70 (4):349-359.
- 24. Markvard, T., 2000. Solar Electricity, second ed. Willey, USA.
- 25. S. Diafa, D. Diafb, M. Belhamelb, M. Haddadic, A. Louchea .«A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system », Energy Policy (2007), doi:10.1016/j.enpol
- 26. E. Ofry and A. Brauntein, 'The Loss of Power Supply Probability as a Technique for Designing Standalone Solar Electrical (Photovoltaic) Systems' IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-102, N°5, pp. 1171 - 1175, May 1983.

Site internet:

[27]	www.cebnet.org	02/01/15
[28]	www.retscreen.net	02/01/15

Annexe : Dimensionnement des sections des câbles



Panneaux photovoltaïques