

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

UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DUGENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes De MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Electronique

Spécialité : Microélectronique

Présenté par

BAOUANE Lydia

SAIDI Naima

Thème

Dimensionnement et étude technico-économique d'un parc photovoltaïque flottant avec stockage

Mémoire soutenu publiquement le 24/09/2024 devant le jury composé de:

M^{me} BENCHIKH LE HOCINE Hanane

Maitre de recherche A au CDER, Encadreur

M^{me} HATEM Djedjiga

Professeur, UMMTO, Co-Encadreur

M^{me} BOUSSOUM Ouiza

MCB, UMMTO, Présidente

M^{me} SIDI SAID Amel

MCA, UMMTO, Examinatrice

M^r MEZIANI Madjid

MCB, UMMTO, Examineur

2023/2024

Remerciements

Pour commencer, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à l'ensemble des personnes qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

Nos remerciements vont tout d'abord à notre encadreur Mme **BENCHIKH LE HOCINE Hanane, Maître de Recherche A** à la Division Energie Solaire Photovoltaïque du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), pour son encadrement rigoureux et ses précieux conseils tout au long de ce travail. Nous souhaitons également remercier chaleureusement notre co- encadreur **HATEM Djedjiga, Professeur** au sein de l'Université Mouloud Mammeri, pour ses enseignements éclairants, ses orientations et son soutien constant.

Nos sincères remerciement pour tous les membres de jury de leurs présences pour évaluer et participer à la conclusion de ce modeste travail.

Un remerciement tout particulier s'adresse à Monsieur **KEROUI MOHAMMED**, chef de service au sein de la station de traitement des eaux SEAAL, pour sa disponibilité et l'aide précieuse qu'il nous a apporté en nous fournissant les données nécessaires à notre étude. Nous remercions également l'équipe de l'ANBT à Oued Aissi précisément **LILIA**, ingénieur au sein du barrage de TAKSEBT pour son accueil chaleureux et pour les données du barrage mises à notre disposition.

Enfin, nous tenons à exprimer notre reconnaissance à nos parents pour leur soutien inconditionnel tout au long de nos études.

Dédicaces

*Je dédie ce mémoire de fin d'études à ma
maman décédée, à ma famille, votre soutien
inconditionnel est ma plus grande force, à Naima,
merci pour ta patience et ton amitié précieuse. Et
à tous mes biens aimés, Votre amour m'a guidé
tout au long de ce parcours.*

BAOUANE Lydia

Dédicaces

*Je tiens à dédier ce mémoire de fin
d'étude a mes **très chers parents** que dieu
leur procure bonne santé et longue vie.*

*A mes amis, pour leur patience durant
les moments difficiles. A ma **binôme LYDIA**.*

SAIDI Naima

Sommaire

Sommaire

Sommaire

Introduction générale1

Chapitre I : Généralités sur le l'énergie solaire photovoltaïque

1.Introduction	4
2. Rayonnement solaire	4
2.1.Définition	4
2.2. Caractéristiques du rayonnement solaire	4
2.3. Composantes du rayonnement solaire	6
2.3.1. Rayonnement direct	7
2.3.2. Rayonnement diffus.....	7
2.3.3. Rayonnement réfléchi (Albédo).....	7
2.3.4. Rayonnement global.....	7
2.4. Paramètres Influant sur le Rayonnement Solaire	7
2.5. Mesure du rayonnement solaire	9
2.6. Estimation du rayonnement solaire	10
3. Effet photovoltaïque	10
3.1.Principe de l'effet photovoltaïque	10
3.2. Cellule solaire (photopile)	11
3.2.1. Définition	11
3.2.2. Caractéristique courant/tension I(V) d'une cellule solaire	12
3.3.3. Puissance et rendement	14
4. Différentes technologies des panneaux photovoltaïques	16

Sommaire

5. Regroupement des cellules photovoltaïques	17
5.1. Regroupement des cellules en série	17
5.2. Regroupement des cellules solaires en parallèle	18
5.3. Regroupement série/parallèle (mixte)	18
6. Différents types des systèmes photovoltaïques	18
6.1. Systèmes raccordés au réseau	18
6.2. Systèmes autonomes	19
6.3. Systèmes hybrides	19
7. Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques	20
8. Composants d'un système photovoltaïque autonome	20
8.1. Générateur photovoltaïque	21
8.2. Régulateur de charge	21
8.3. Batterie	21
8.3.1. Montages des batteries...	21
8.4. Convertisseurs DC/AC (onduleurs)	22
8.5. Câblage	22
9. Caractéristiques des équipements utilisés	23
10. Exploitation de l'énergie en Algérie	24
10.1. Présentation de l'Algérie	24
10.2. Potentiel solaire de l'Algérie	24
13. Conclusion	26

Sommaire

Chapitre II : Revue de la littérature sur le solaire photovoltaïque flottant :

1.Introduction.....	28
2.Solaire flottant	28
3.Tendances du marché du solaire flottant	29
3.1.Evolution historique du solaire photovoltaïque flottant	29
3.2.Tendances du marché	30
4.Avantages et inconvénients du solaire flottant	31
5.Structure principale du système photovoltaïque solaire flottant avec stockage	32
6.Comparaison entre les installations photovoltaïques flottants et monté au sol	35
7.Exemples de projets photovoltaïque flottant	37
8.Solutions photovoltaïques flottantes	37
9.Coût de quelques installations PV flottantes	38
10.Conclusion	40

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant :

1.Introduction	42
2.Présentation du site	42
2.1.Problématique	43
3.Présentation du logiciel PVSYST	43
4. Calculs et dimensionnement d'un système FPV au niveau du barrage de TAKSEBT.....	44
4.1. Caractéristiques de la pompe utilisée au niveau du barrage.	46
4.2. Évaluation de la consommation d'énergie journalière.....	47

Sommaire

4.3. Dimensionnement des panneaux solaires	48
4.4. Dimensionnement des structures flottantes	50
4.5. Dimensionnement du parc de batteries	51
4.6. Choix de l'onduleur et du régulateur	53
4.7. Dimensionnement de la section des conducteurs	55
5. Etude comparative avec le logiciel PVSYST	58
5.1. Irradiation solaire	58
5.2. Résultats de la simulation avec PVSYST et discussion	58
5.3. Résultats du dimensionnement avec PVSYST	61
6. Inclinaison optimale du système FPV	61
7. Pourcentage de couverture en énergie totale consommé dans le cas de dimensionnement d'une seule pompe du barrage	62
7.1. Calcul du pourcentage	62
7.2. Réduction de la facture d'électricité au niveau de SEAAL.....	63
8. Coût de l'installation	64
9. Conclusion	65

Liste des figures

Liste des figures

Liste des figures :

Figures du chapitre I :

Figure I.1. Définition de l'Air Mass.....	5
Figure I.2. Répartitions spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère AM0 et à l'incidence AM1.5	6
Figure I.3. Composantes du rayonnement solaire au sol	7
Figure I.4. Courbes d'insolation typique par mois pour différentes latitudes.....	8
Figure I.5. Plan incliné capte plus de rayonnement qu'un plan horizontal	9
Figure I.6. Principe de l'effet photovoltaïque	11
Figure I.7. Description d'une cellule photovoltaïque	12
Figure I.8. Caractéristiques courant-tension d'une cellule solaire dans l'obscurité et sous illumination	12
Figure I.9. Schéma équivalent d'une cellule solaire	14
Figure I.10. Puissance maximale sur une caractéristique courant-tension	15
Figure I.11. Technologies des panneaux solaires	17
Figure I.12. Cellule au champ photovoltaïque.....	17
Figure I.13. Branchements des cellules PV	18
Figure I.14. Système raccordé au réseau	19
Figure I.15. Système autonome	19
Figure I.16. Système hybride	20
Figure I.17. Différents modes de branchements des batteries	22

Liste des figures

Figure I.18. Localisation de l'Algérie.....24

Figure I.19. Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie à l'horizon 203025

Figures du chapitre II :

Figure II.1. Installations photovoltaïques flottantes.....28

Figure II.2. Capacité globale cumulative du solaire FPV installée 2013-202229

Figure II.3. Premières installations PV flottantes à l'échelle mondiale30

Figure II.4. Part du marché mondial des panneaux solaires flottants par région (2023)31

Figure II.5. Système de montage flottant32

Figure II.6. Structure flottante (flotteurs) Solar first.....33

Figure II.7. Support de boîte de combinaison.....33

Figure II.8. Tronc de câble.....33

Figure II.9. Système d'ancrage ou d'amarrage Solar first.....34

Figure II.10. Système de câblage34

Figure II.11. Coût de quelques installations FPV entre 2014-2018 en \$/Wc.....39

Figures du chapitre III :

Figure III.1. Localisation géographique et vue du barrage de TAKSEBT.....42

Figure III.2. Logiciel PVSYST.....43

Figure III.3. Station de pompage SEAAL.....44

Figure III.4. Organigramme simplifié des étapes d'une installation FPV autonome.....45

Figure III.5. Pompe cellulaire horizontale KSB.....45

Figure III.6. Composition d'un module PV condor.....46

Liste des figures

Figure III.7. Flotteur Xiamen SF-FLM-TGW02.....	49
Figure III.8. Batterie lifeP04 lithium.....	51
Figure III.9. Contrôleur de charge MPPT victronenergy	52
Figure III.10. Onduleur DC/AC WZRELB.....	54
Figure III.11. Données météorologiques journalières et annuelles du site de Tizi-Ouzou sur le logiciel PVSYST.....	55
Figure III.12. Besoins en énergie et l'orientation du système avec PVSYST.....	58
Figure III.13. Nombre de batteries avec PVSYST.....	59
Figure III.14. Dimensionnement du champ PV et le régulateur avec PVSYST.....	59
Figure III.15. Résultat principaux de la simulation avec PVsyst.....	60
Figure III.16. Résultats de simulation principaux en fonction de l'angle d'inclinaison.....	60
Figure III.17. Consommation électrique et énergétique annuelle de SEAAL en 2020 et 2021.....	62
Figure III.18. Secteur du pourcentage de couverture d'énergie d'une seule pompe du barrage.....	63
Figure III.19. Réduction du coût d'électricité.....	63

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Liste des tableaux :

Tableaux du chapitre I :

Tableau I.1. Répartition du rayonnement solaire extraterrestre AM0.....	6
Tableau I.2. Différentes technologies des cellules solaires.....	16
Tableau I.3. Avantages et inconvénients des systèmes PV	20
Tableau I.4. Caractéristiques des composants d'une installation PV.....	23
Tableau I.5. Présentation de l'Algérie.....	24
Tableau I.6. Potentiel solaire en Algérie.....	25
Tableau I.7. Projets réalisés en énergie solaire en Algérie.....	26

Tableaux du chapitre II :

Tableau II.1. Avantages et inconvénients des panneaux solaires flottants.....	31
Tableau II.2. Différence entre le PV flottant et le PV monté au sol.....	35
Tableau II.3. Exemples de projets photovoltaïques flottants.....	37
Tableau II.4. Quelques solutions PV flottantes.....	38
Tableau II.5. Comparaison des investissements des systèmes photovoltaïques flottants et installés au sol.....	40

Tableaux du chapitre III :

Tableau III.1. Caractéristiques des pompes du barrage TAKSEBT.....	46
Tableau III.2. Consommation énergétique journalière.....	47
Tableau III.3. Tensions adaptées aux puissances crête des modules PV	48
Tableau III.4. Comparaison entre un panneau solaire classique et un panneau solaire flottant.....	48
Tableau III.5. Résultats du dimensionnement du parc FPV autonome.....	58

Liste des tableaux

Tableau III.6. Résultats du dimensionnement avec PVSYST.....	61
Tableau III.7. Estimation du prix de l'installation PV flottante.....	64

Liste des symboles et abréviations

Liste des symboles et des abréviations

Liste des symboles et abréviations

AC	Courant alternatif
AN	Application numérique
C_{bat}	Capacité de la batterie en Ampère-heure
DC	Courant continu
DOD	Profondeur de décharge
E	Electron
FPV	Photovoltaïque flottant
FF	Facteur de forme en %
GPV	Générateur photovoltaïque
H₀	Rayonnement globale W/m ²
HS	Rayonnement direct sur une surface horizontale
HD	Rayonnement diffus sur une surface horizontale
I	Courant en ampère
I_{ph}	Photo-courant en Ampère
I_{cc}	Courant court-circuit en Ampère
K	Constante de Boltzmann (k =1,38.10-23)
L	Longitude
l	Longueur en mètre
MPPT	Maximum power point tracker
N_j	Autonomie jour
PV	Photovoltaïque
PPM	Point de puissance maximum
P	Puissance en watt
Q	Charge de l'électron (q=1.6*10 ⁻¹⁹ C)
R_s	Résistance shunt en Ohm
R_{sh}	Résistance série en Ohm
S	Section de câble en mm ²
T	Température en degré Celsius ou kelvin
V = U	Tension en volt
V_{co}	Tension de circuit ouvert en volt
ΔU	Chute de tension
Σ	La somme
η	Rendement énergétique en %
Φ	Latitude en degré
ρ	Résistivité

Introduction générale

Introduction générale

Introduction générale

Face aux défis pressants du changement climatique et à l'épuisement progressif des ressources fossiles, le développement de l'électricité verte, produite à partir de sources d'énergie renouvelables [1], est devenu une nécessité absolue. En effet, cette solution clé permet de réduire notre empreinte carbone et de lutter efficacement contre le réchauffement climatique. Parmi les différentes sources d'énergies renouvelables, le photovoltaïque s'est particulièrement distingué ces dernières années grâce aux avancées technologiques constantes et à une diminution des coûts de production [2]. L'énergie solaire photovoltaïque offre ainsi une alternative propre, durable et accessible pour produire de l'électricité, en convertissant directement le rayonnement solaire en énergie électrique.

En Algérie, un pays bénéficiant d'un ensoleillement exceptionnel, le potentiel de développement de cette technologie est immense [3]. Le photovoltaïque flottant, en particulier, une technologie récente qui consiste à installer des panneaux solaires sur des plans d'eaux, présente des avantages notables, notamment en permettant l'utilisation de surfaces non cultivables et en améliorant le rendement des panneaux grâce au refroidissement par l'eau [4], représente une opportunité innovante pour exploiter l'énorme potentiel solaire du pays. Toutefois, l'intermittence de la production solaire rend nécessaire l'intégration de systèmes de stockage pour garantir une alimentation électrique continue [5].

Notre étude s'inscrit dans une démarche visant à développer les énergies renouvelables en Algérie, en se concentrant sur le dimensionnement et l'évaluation technico-économique d'un parc photovoltaïque flottant (FPV) associé à un système de stockage. Nous avons choisi le barrage de TAKSEBT à Tizi-Ouzou comme site d'étude en raison des coûts élevés d'électrification des pompes existants, l'objectif est de produire de l'électricité propre sur place et répondre aux besoins énergétiques du barrage, de réduire la dépendance au réseau et de diversifier le mix énergétique national. En tenant compte des spécificités hydrologiques et climatiques du site, nous chercherons à déterminer la configuration optimale du système.

Ce travail vise à fournir une méthodologie de dimensionnement et d'évaluation technico-économique applicable aux FPV couplés à des systèmes de stockage en Algérie, démontrant ainsi la faisabilité et l'intérêt d'une telle solution pour la transition énergétique.

Pour optimiser le dimensionnement du parc photovoltaïque flottant et évaluer sa performance, nous utiliserons le logiciel de simulation PVSYST. Ce logiciel permet de

Introduction générale

modéliser le système en intégrant les données météorologiques spécifiques du site du barrage de TAKSEBT, ainsi que les caractéristiques techniques des panneaux photovoltaïques.

Ce travail a été réalisé au sein du Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER), un organisme créé le 22 mars 1988, reconnu pour son expertise dans l'élaboration et la mise en œuvre des programmes de recherche et de développement scientifique et technologique, des systèmes énergétique exploitant l'énergie solaire, éolienne, géothermique et la biomasse. La division photovoltaïque du centre, précisément L'équipe Gestion et Stockage de l'Energie spécialisée dans la conception de dispositifs de régulation et de contrôle, l'étude approfondie des batteries adaptées au solaire, ainsi que la caractérisation des éléments de stockage électrochimique pour développer des solutions innovantes, a apporté un soutien technique précieux à la réalisation de ce projet.

Ce mémoire est structuré en trois chapitres. Le premier chapitre présente le contexte général de l'énergie solaire photovoltaïque. Le deuxième chapitre propose une revue de la littérature sur le photovoltaïque flottant et explique pourquoi ce type d'installation a été choisi. Le dernier chapitre détaille la méthodologie de dimensionnement et de simulation et présente les résultats de l'analyse. Enfin, Nous terminons par une conclusion générale qui résume les principales découvertes et ouvre des perspectives pour de futurs travaux.

Chapitre I

**Généralités sur l'énergie solaire
photovoltaïque**

1. Introduction

L'exploitation de l'énergie solaire s'appuie sur deux technologies principales : la technologie solaire thermique, qui convertit le rayonnement solaire en chaleur, et la technologie photovoltaïque, qui transforme directement la lumière du soleil en électricité. Ce premier chapitre se concentre sur l'énergie solaire photovoltaïque.

Nous commençons par décrire les concepts fondamentaux de l'énergie solaire et de la production d'électricité grâce à l'effet photovoltaïque, nous examinerons ensuite les éléments clés du système photovoltaïque afin de mieux comprendre leurs caractéristiques, et nous allons réaliser une comparaison des différents types de systèmes photovoltaïques.

Enfin, nous nous intéresserons spécifiquement au développement de l'énergie solaire photovoltaïque en Algérie. Nous analyserons le potentiel solaire du pays, les politiques énergétiques mises en œuvre et les défis à relever pour une exploitation optimale de cette ressource renouvelable.

2. Rayonnement solaire

2.1. Définition

Le Soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique, d'un diamètre de 1 391 000 km, située à une distance moyenne de 149 598 000 km de la Terre. Principalement constitué d'hydrogène et d'hélium, il est le site de réactions de fusion nucléaire permanentes, atteignant une température de cœur de 10^7 K [1]. Le soleil émet un rayonnement solaire sous forme d'ondes électromagnétiques dans les domaines visible, ultraviolet et infrarouge, couvrant une gamme de longueurs d'onde allant de 0,22 à 10 (μ m) [2].

2.2. Caractéristiques du rayonnement solaire

- **Energie renouvelable** : l'énergie émise par le soleil, est une énergie inépuisable, produite par les réactions de fusion thermonucléaire : les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium (deux protons + deux neutrons).
- **Rôle de l'atmosphère** : l'énergie lumineuse est dite « extraterrestre » avant son entrée dans l'atmosphère, vaut 1357 W/m^2 . Cette énergie qui descend en ligne droite vers notre planète ne peut pas nous parvenir sur la terre en intégralité car elle va subir des transformations en traversant l'atmosphère : par absorption et par diffusion [1].

- **Masse d'air (Air Mass en Anglais) :** Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir des transformations. On appelle masse d'air, le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol, et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu. Cela dépend surtout de la hauteur angulaire h du soleil[1].

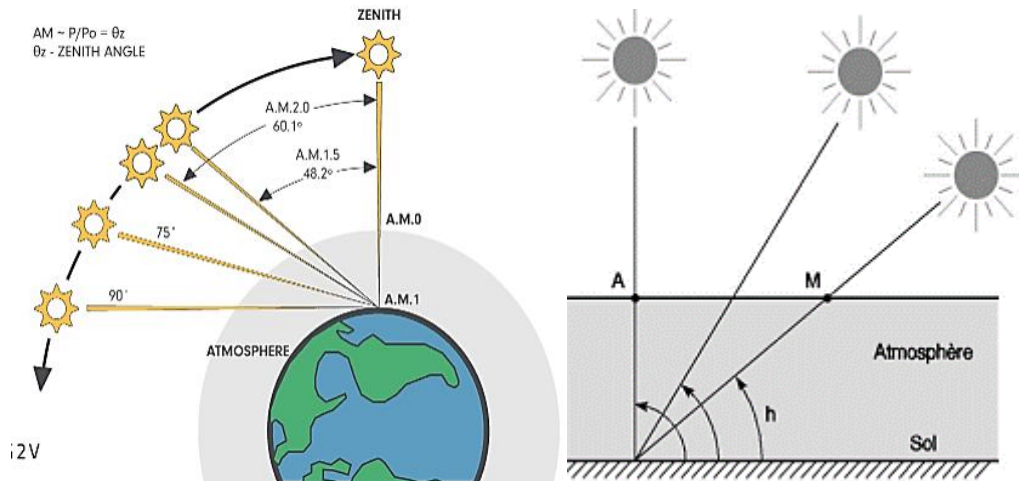


Figure. I.1. Définition de l' Air Mass [1].

On écrit la longueur du trajet du soleil à travers l'atmosphère :

$$OM = \frac{OA}{\sin h} \tag{I.1}$$

Donc l' Air Mass $\frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin h}$ (I.2)

AM 0 : désigne par convention le rayonnement solaire hors atmosphère.

AM 1 : soleil au zénith (au niveau de la mer)

AM 1.5 : soleil à un angle zénithal 48.2° - choisi comme référence pour le photovoltaïque

AM 2 : soleil à un angle zénithal 60°.

- **Spectre solaire :** le spectre du soleil, est sa décomposition en longueurs d'onde ou en couleurs [1]. la lumière solaire est en effet composée de toutes sortes de rayonnements de couleurs différentes, caractérisées par leur gamme de longueur d'onde.

Les photons, grains de lumière qui composent ce rayonnement électromagnétique, sont porteurs d'une énergie qui est liée à leur fréquence (longueur d'onde) par la relation :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \tag{I.3}$$

Où

h : Constant du Planck ($h= 6,62.10^{-34}$ J.s).

ν : Fréquence.

C : vitesse de la lumière ($C = 3.10^8$ m/s).

λ : Longueur d'onde (m).

Le **tab.I.1** représente la répartition du rayonnement solaire extraterrestre AM0, compilée selon les données recueillies par les satellites.

Domaine	Longueur d'onde	Pourcentage %
Ultraviolet	$0.20 < \lambda < 0.38 \mu m$	6.4 %
Visible	$0.38 < \lambda < 0.78 \mu m$	48 %
Infrarouge	$0.78 < \lambda < 10 \mu m$	45.6 %

Tableau.I.1. Répartition du rayonnement solaire extraterrestre AM0 [1].

La **fig.I.2**, montre la distribution du rayonnement avant de traverser l'atmosphère (AM0) et l'atténuation observée après le passage à travers une épaisseur d'atmosphère correspondant à une masse d'air AM1.5.

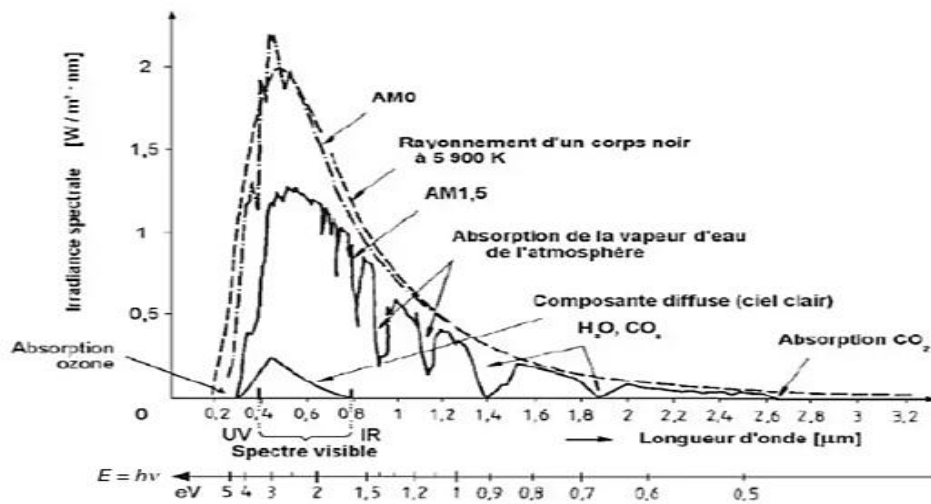


Figure.I.2. Répartitions spectrales du rayonnement solaire hors atmosphère AM0 et à l'incidence AM1.5 [1].

2.3. Composantes du rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est partiellement absorbé et diffusé, lorsqu'il traverse l'atmosphère, au sol on distingue quatre différentes composantes :

2.3.1. Rayonnement direct : ce rayonnement est reçu du soleil en ligne droite, sans diffusion par l'atmosphère, ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs [1].

2.3.2. Rayonnement diffus : il est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. Dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, les nuages et les poussières qui produisent cet éclatement de rayons du soleil.

2.3.3. Rayonnement réfléchi (Albédo) : il s'agit de la partie réfléchie par le sol. Il dépend de l'environnement du site [9]. La neige, par exemple, renvoie énormément de rayons lumineux alors qu'un asphalte n'en envoie pratiquement aucun. Il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur les plans inclinés.

2.3.4. Rayonnement global : est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la **fig.I.3**.

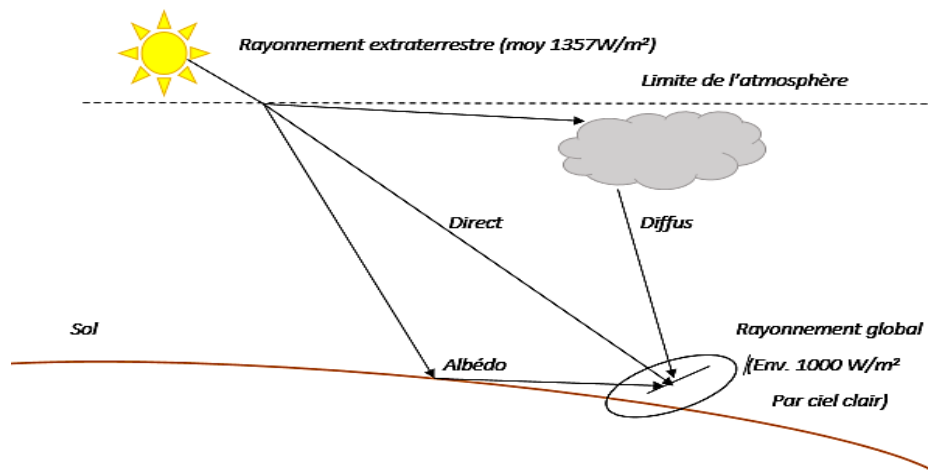


Figure.I.3. Composantes du rayonnement solaire au sol [1].

2.4. Paramètres Influant sur le Rayonnement Solaire

L'état de notre ciel et le flux lumineux reçu au niveau du sol à un instant donné dépendent d'un grand nombre de paramètres:

- **Phénomènes atmosphériques :** la présence de vapeur d'eau et de particules en suspension dans l'air réduit le rayonnement solaire direct en le réfléchissant ou en l'absorbant [2]. De plus, le couvert nuageux, la brume et l'atmosphère dispersent la lumière, créant ainsi un rayonnement diffus provenant de différentes directions du ciel. Enfin, la couverture saisonnière du sol, comme la glace et la neige, réfléchit le

rayonnement solaire et augmente par conséquent le rayonnement qui frappe un plan, particulièrement si celui-ci est très incliné.

- **Localisation géographique du site (spécialement par rapport à sa latitude) :** La latitude détermine l'angle sous lequel les rayons du soleil frappent la surface terrestre. Les régions situées près de l'équateur reçoivent plus de rayonnement solaire direct toute l'année, tandis que les régions éloignées des pôles reçoivent des angles plus obliques, à mesure qu'on s'éloigne de l'équateur, les journées estivales s'allongent et le Soleil est plus bas au midi solaire, tandis que les journées d'hiver sont plus courtes et le Soleil est encore plus bas qu'à l'équateur [2]. Cela signifie que l'intensité maximale du rayonnement solaire et la quantité totale de rayonnement sur un plan horizontal diminuent à mesure que la latitude augmente (fig. I.4).

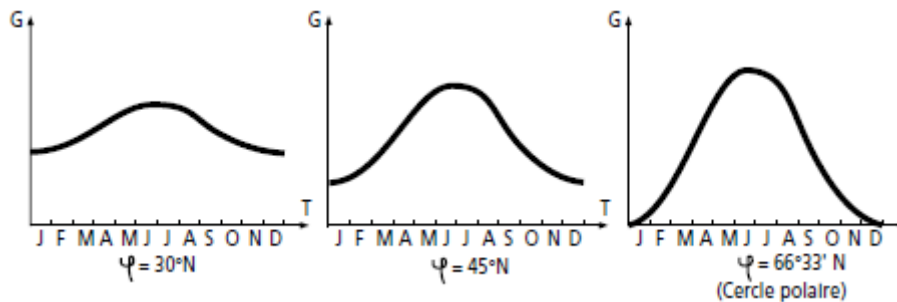


Figure.I.4 : Courbes d'ensoleillement typique par mois pour différentes latitudes [2].

- **Altitude du lieu :** En altitude, le rayonnement solaire est presque toujours plus élevé que dans la plaine à un instant donné. On se trouve fréquemment au-dessus de la couverture nuageuse tout simplement [1]. De manière générale, la nébulosité diminue avec l'altitude. De même, l'influence de l'ombre projetée par les collines ou les montagnes, par les immeubles et par les arbres permet de diminuer le rayonnement solaire frappant un plan quelconque, particulièrement un plan incliné, surtout en hiver lorsque le Soleil est bas dans le ciel [2].
- **Saison :** Le Soleil est plus haut et que les journées sont plus longues en été, la quantité totale d'énergie reçue sur un plan horizontal y est plus grande qu'en hiver.
L'heure de la journée : Le « midi solaire », moment où le rayonnement solaire direct est le plus intense par rapport aux autres moments de la journée.
- **Inclinaison :** le rayonnement atteint son intensité maximale lorsque le plan est perpendiculaire aux rayons du Soleil, donc l'intensité du rayonnement solaire sur un plan quelconque augmente quand on l'incline vers le Soleil (fig. I.5). Le rayonnement

annuel capté est au maximum lorsque le plan est incliné à un angle égal à la latitude [2].

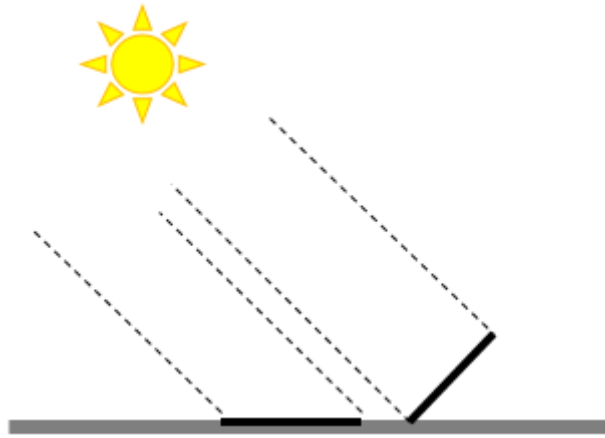


Figure.I.5 : Un plan incliné capte plus de rayonnement qu'un plan horizontal [2].

2.5. Mesure du rayonnement solaire

L'intensité du rayonnement solaire peut être mesurée par différents instruments tels que, l'héliographe, le pyranomètre et le pyréliomètre[1].

L'ensoleillement, mesuré en watts par mètre carré (W/m^2), représente l'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan à un moment précis (irradiation solaire), variant de zéro au lever du Soleil à sa valeur maximale autour du midi solaire. Il peut aussi décrire la quantité totale d'énergie solaire captée sur un plan pendant un intervalle donné, exprimée en kilowattheures par mètre carré (kWh/m^2), en "heure de soleil maximum", en mégajoules par mètre carré (MJ/m^2) ou en calories par centimètre carré (cal/cm^2) pour l'intervalle déterminé (une journée ou une heure, par exemple).

$$1kWh/m^2 \cdot j = 1 \text{ heure de soleil maximum } (1000W/m^2) / \text{jour}$$
$$= 3.6 MJ/m^2 \cdot j = 86 cal/cm^2 \cdot j$$

Les valeurs quotidiennes d'ensoleillement sont souvent présentées sous forme de moyennes mensuelles pour différentes latitudes et inclinaisons, afin de prendre en compte les variations dues aux conditions météorologiques. Le plus souvent, on exprime l'ensoleillement par le nombre équivalent d'heures par jour où l'éclairement est en moyenne de $1000W/m^2$ [2].

2.6. Estimation du rayonnement solaire

Pour estimer l'énergie disponible pour un système photovoltaïque, les données d'ensoleillement sont essentielles. L'Organisation mondiale de la météorologie fournit des cartes mondiales du rayonnement solaire quotidien sur un plan horizontal [2].

Pour calculer le rayonnement global sur une surface inclinée, nous utilisons l'équation suivante:

$$H_{\theta} = \frac{H_s \sin(90^\circ - \text{Lat} \pm (d + \theta)) + H_D \cos^2\left(\frac{\theta}{2}\right)}{\sin(90^\circ - \text{Lat} \pm d)} \quad (\text{I.4})$$

Où

H_s : le rayonnement direct sur une surface horizontale,

H_D : le rayonnement diffus sur une surface horizontale,

Lat. : la latitude du site,

θ : L'angle d'inclinaison du capteur,

+d : la déclinaison du Soleil dans l'hémisphère nord,

-d : la déclinaison du Soleil dans l'hémisphère sud.

Cette équation prend en compte le rayonnement direct et le rayonnement diffus sur une surface horizontale, ainsi que l'angle d'inclinaison par rapport à l'horizontale et la latitude du site.

3. Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la production d'électricité directement de la lumière, fut observée la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel. Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell Téléphone, aux États-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile, l'élément primaire d'un système photovoltaïque [2].

3.1. Principe de l'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque se caractérise par la production du courant continu, grâce au transfert de l'énergie des photons du rayonnement solaire aux électrons du matériau semi-conducteur [2] [9]. Lorsqu'un photon interagit avec une cellule photovoltaïque, son énergie est

transférée à un électron dans le matériau semi-conducteur de la cellule. Si la quantité d'énergie absorbée est suffisante, un électron est excité et arraché, laissant derrière lui un trou d'électron. Cette interaction crée une paire électron-trou. Dans une cellule photovoltaïque, deux couches de matériau semi-conducteur sont présentes, chacune dopée pour conduire respectivement les charges négatives et positives, générant ainsi un champ électrique constant dans la cellule. La formation de la paire électron-trou entraîne la séparation des charges positives et négatives, créant une différence de potentiel entre les deux couches du matériau semi-conducteur. Les électrons, cherchant à se recombiner avec les trous, sont alors obligés de passer vers un circuit extérieur à travers les électrodes de la cellule solaire pour rejoindre les trous, produisant ainsi un courant électrique continu appelé photo-courant (**figI.6**).

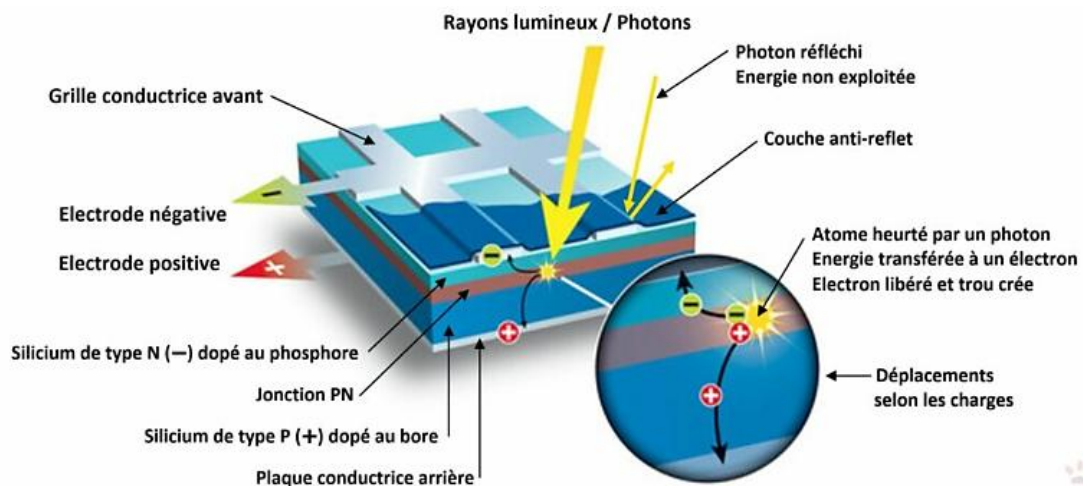


Figure.I.6 : principe de l'effet photovoltaïque.

3.2. Cellule solaire (photopile)

3.2.1. Définition

Est fabriquée à l'aide de matériaux semi-conducteurs. On peut la représenter comme une diode plate qui est sensible à la lumière [2]. Précisément, c'est la juxtaposition de deux plaques au matériau semi-conducteur, l'une est dopée N (avec des atomes de phosphore par exemple) l'autre est dopée P (avec des atomes de bore par exemple), formant ainsi une jonction PN à laquelle on ajoute des contacts électriques pour collecter le courant [1].

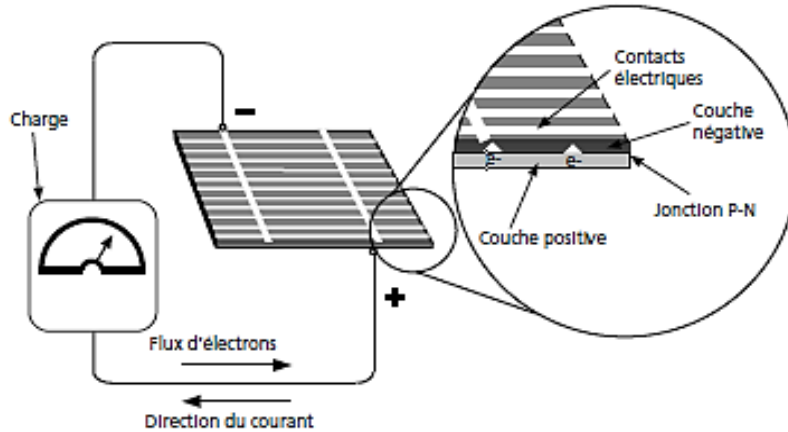


Figure.I.7 : Description d'une cellule photovoltaïque [2].

3.2.2. Caractéristique courant/tension $I(V)$ d'une cellule solaire

Lorsque la cellule solaire est illuminée, il apparaît dans cette dernière un photo-courant (I_{ph}) qui dépend de la quantité de lumière incidente. La Fig.I.8, représente les deux caractéristiques courant/tension de cette cellule solaire dans l'obscurité en trait pointillé et sous illumination en trait plein.

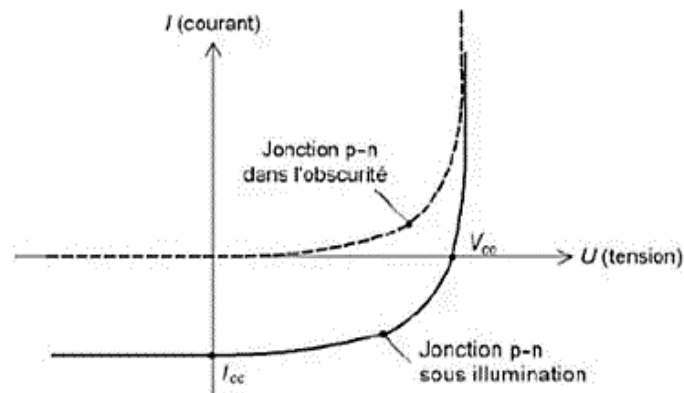


Figure.I.8 : Caractéristiques courant-tension d'une cellule solaire dans l'obscurité et sous illumination [1].

La courbe sous illumination est décalée par rapport à la première d'une valeur I_{cc} , qui traduit la génération constante du courant par la lumière. Cette valeur est appelée courant de court-circuit, puisque c'est le courant que génère la photopile sous lumière à tension nulle. La valeur V_{co} est la tension de circuit ouvert, tension de la photopile sous lumière à courant nul [1].

Pour déterminer la courbe caractéristique d'une cellule solaire, on part de la caractéristique connue d'une diode au silicium dans l'obscurité qui s'écrit [1] :

$$I = I_s \left(e^{\frac{V}{V_t}} - 1 \right) \text{ Ou d'une manière simplifiée } I = I_s e^{V/V_t} \quad \text{(I.5)}$$

Avec :

V : tension imposée à la diode,

$V_t : KT/q = 26 \text{ mV à } 300 \text{ K}$,

K : constante de Boltzmann $= 1,38 \cdot 10^{-23}$

q : la charge de l'électron $= 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$

T : température en kelvin

I_s : courant de saturation de la diode

Sous illumination avec un changement de signe purement conventionnel pour le courant I_s , cette relation devient :

$$I = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{V}{V_t}} - 1 \right) \quad \text{(I.6)}$$

Avec I_{ph} = le photo-courant

A l'aide de cette équation, on peut quantifier les paramètres I_{cc} et V_{co} ,

Lorsque la tension $V=0$, le courant de court-circuit I_{cc} vaut :

$$I_{cc} = I_{ph} \quad \text{(I.7)}$$

Et la tension du circuit ouvert V_{co} lorsque le courant est nul :

$$V_{co} = \frac{kT}{q} \ln \left(1 + \frac{I_{ph}}{I_s} \right) \quad \text{(I.8)}$$

$$\text{Ou, pour } I_{cc} \gg I_s : V_{co} = \frac{kT}{q} \ln \frac{I_{ph}}{I_s} \quad \text{(I.9)}$$

Il est important de remarquer que V_{co} augmente avec le log de I_{ph} , donc avec le log de l'illumination. Par contre, elle décroît avec la température malgré le terme Kt/q .

La **Fig.I.9** suivante représente le schéma électrique équivalent d'une cellule solaire :

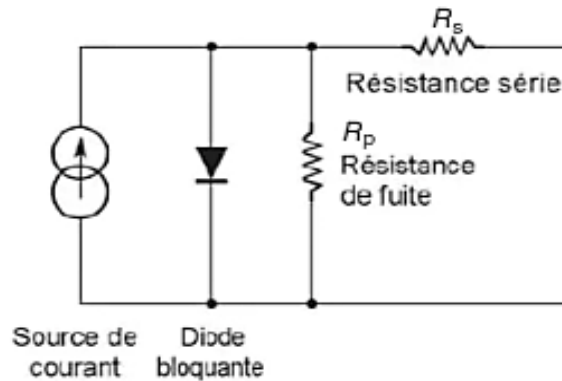


Figure.I.9 : Schéma équivalent d'une cellule solaire [1].

R_s représente la résistance série qui tient compte des pertes Ohmiques du matériau, des métallisations et du contact métal/SC, R_p représente une résistance parallèle (shunt) provenant de courants parasites entre le dessus et le dessous de la cellule, par le bord et à l'intérieur par des impuretés.

Avec l'ajout de ces deux résistances pour compléter le schéma équivalent de la cellule solaire, l'équation de la caractéristique $I(V)$ devient [1] :

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{q(V + I.R_s)}{kT}} - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad \text{(I.10)}$$

- Le courant d'une cellule solaire est proportionnel à l'éclairement et à la surface de la cellule. Il augmente avec la température.
- La tension V_{co} d'une cellule solaire varie de manière logarithmique avec l'éclairement et baisse avec la température.

3.3.3. Puissance et rendement

La partie intéressante de la caractéristique courant-tension est celle qui génère de l'énergie. La **fig.I.10** montre la caractéristique sous lumière d'une cellule solaire ainsi que des courbes théoriques de puissance constante en pointillés.

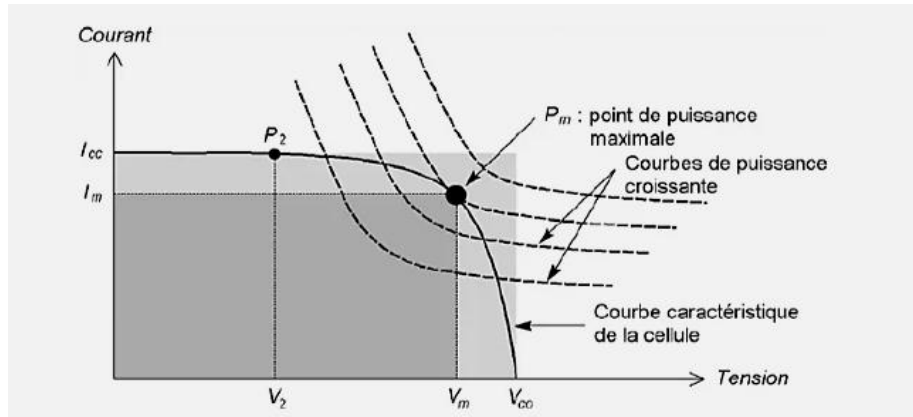


Figure.I.10 : Puissance maximale sur une caractéristique courant-tension [1].

Au point P_m , la puissance de la cellule solaire est maximale pour l'éclairement considéré. Ce point est appelé « point de puissance maximale ».

On remarque bien que plus la courbe est carrée, plus la puissance maximale est élevée, on mesure cette propriété par le facteur de forme (FF) défini comme suit [1] :

$$FF = \frac{P_m}{V_{co} \times I_{cc}} \quad (\text{I. 11})$$

Le rendement énergétique de la cellule solaire est défini quant à lui par la relation suivante [1] :

$$\eta = \frac{P_m}{E \times S} \quad (\text{I. 12})$$

Avec :

P_m : puissance maximale en Watt (W)

E : l'éclairement en W/m^2

S : surface de la cellule en m^2 .

Ce rendement est souvent mesuré dans les conditions standards (STC), c'est-à-dire sous l'ensoleillement de $1000W/m^2$, à la température de $25^\circ C$ et sous un spectre AM1.5. La puissance maximale (P_m) d'un panneau dans ces conditions STC est la puissance crête (P_c) exprimée en watts-crête [1].

4. Différentes technologies des panneaux photovoltaïques

Les panneaux solaires sont obtenus à partir de l'interconnexion de plusieurs cellules photovoltaïques, on peut distinguer trois grandes familles de cellules solaires : les cellules solaires au silicium cristallins, les cellules solaires à base de couches minces et les cellules solaires à base de photovoltaïque organique [1].

Le **tab.I.2**, représente les différentes technologies des panneaux solaires photovoltaïques :

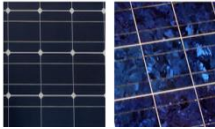


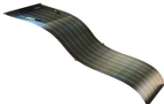

Technologie	Aspect physique	Marché	Description	Rendement %
Les cellules solaires au silicium cristallin	 <p>Mono / Poly</p>	Dominent le marché avec une part de marché de 87%.	<ul style="list-style-type: none"> - cellules monocristallines : Fines plaques carrées ou pseudo-carrées, parfois rondes, de couleur gris bleuté ou noire. - Cellules polycristallines : Plaques carrées constituées de plusieurs cristaux assemblés, ressemblant à une mosaïque de fragments métalliques bleutés. 	Ces cellules offrent un rendement compris entre 12 % et 23 %.
Les cellules solaires à base de couches minces	<p>Amorphe</p>  <p>CdTe</p>  <p>CIGS</p> 	représentent moins de 15% du marché mondiale	- Les technologies couches minces concernent plusieurs matériaux photovoltaïques : le silicium amorphe et microcristallin, le CIGS (cuivre Indium Galium Sélénium) et le CdTe (Tellurure de cadmium).	Ces cellules ont un rendement légèrement inférieur de 11 à 19 %.
les cellules solaires à base de photovoltaïque organique	 <p>Graetzel</p>	Manque de compétitivité face aux technologies classiques.	<ul style="list-style-type: none"> -Les cellules à colorants type Graetzel et les cellules solaires polymères font partie des technologies prometteuses. - faible coût. 	elles présentent de faibles rendements (< 5%).

Tableau.I.2. Les différentes technologies des cellules solaires [1, 5, 11].

La fig.I.11, représente les différentes technologies de panneaux solaires :

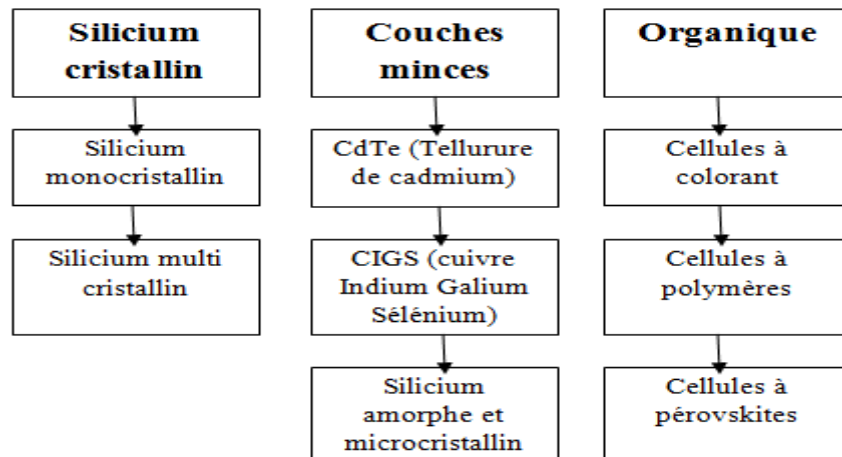


Figure.I.11. Technologies des panneaux solaires.

5. Regroupement des cellules photovoltaïques

L'association de plusieurs cellules photovoltaïques en série ou en parallèle donne naissance à un module PV. L'assemblage de plusieurs modules forme un panneau solaire, tandis que l'assemblage de plusieurs panneaux crée un système photovoltaïque (fig.I. 12)

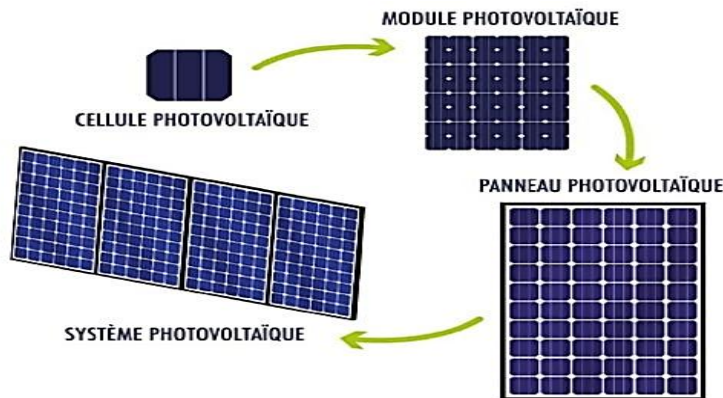


Figure.I.12. De la cellule au champ photovoltaïque.

5.1. Regroupement des cellules en série

Si on assemble en série n cellules, la tension aux bornes de l'assemblage est égale à la somme des tensions délivrées par chacune des cellules [7].

$$V = n_{\text{cell}} \times V_{\text{co}} \tag{I.13}$$

Avec :

$V(V)$: Tension aux bornes de l'assemblage.

$V_{\text{co}} (V)$: Tension aux bornes de d'une cellule.

Dans le cas d'une association en série, les cellules délivrent le même courant mais elles peuvent fonctionner avec des tensions différentes.

5.2. Regroupement des cellules solaires en parallèle

Si on assemble en parallèle n cellules, le courant aux bornes de l'assemblage est égal à la somme des courants produits par chacune des cellules.

$$I = n_{\text{cell}} \times I_{\text{cc}} \quad (\text{I.14})$$

I (A) : Courant circulant dans l'assemblage.

I_{cc} (A) : Courant circulant dans chaque cellule.

Dans le cas d'une association en parallèle, les cellules délivrent la même tension mais elles peuvent fonctionner avec des courants différents [7].

5.3. Regroupement série/parallèle (mixte)

Le branchement mixte convient lorsque l'on a besoin d'une certaine puissance à une tension donnée. Les règles du montage en série et celles du montage en parallèle s'appliquent dans le cas d'un tel montage [9].

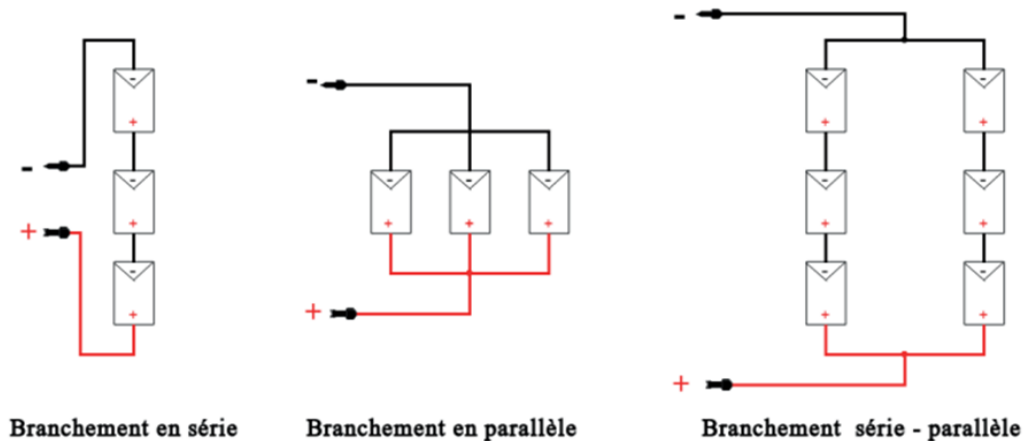


Figure.I.13. Branchements des cellules PV [6]

6. Différents types des systèmes photovoltaïques

6.1. Systèmes raccordés au réseau

Un système raccordé au réseau, au lieu d'alimenter directement des appareils sur place, injecte sa production électrique dans un réseau collectif. Ce réseau remplace la batterie et permet d'accepter toute l'énergie produite (batterie de capacité infinie) [1]. L'autorisation de

se connecter et la signature de rachat du courant par la compagnie d'électricité sont indispensables pour réaliser et rentabiliser l'opération.

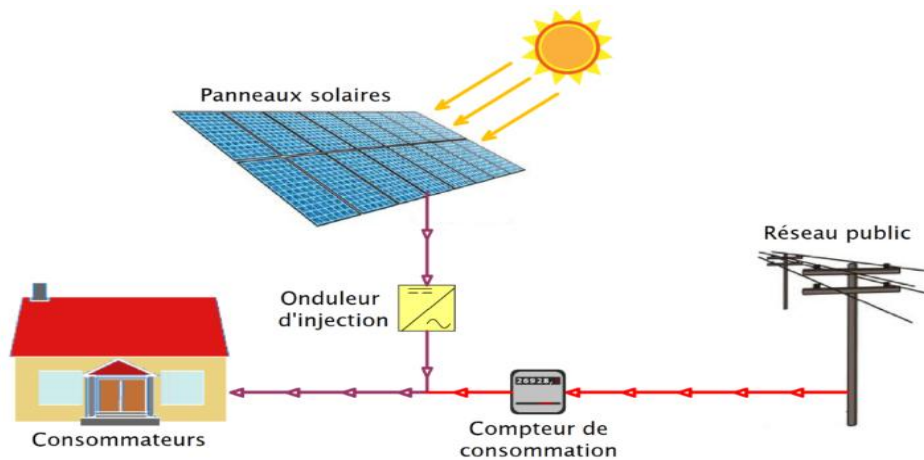


Figure I.14. Système raccordé au réseau [10].

6.2. Systèmes autonomes

Il s'agit de la configuration la plus répandue des systèmes photovoltaïques. Ce genre de système est généralement déployé dans des endroits isolés. Dans cette configuration, la batterie joue un rôle essentiel : elle se recharge pendant la journée et agit comme un réservoir d'énergie en permanence [1].

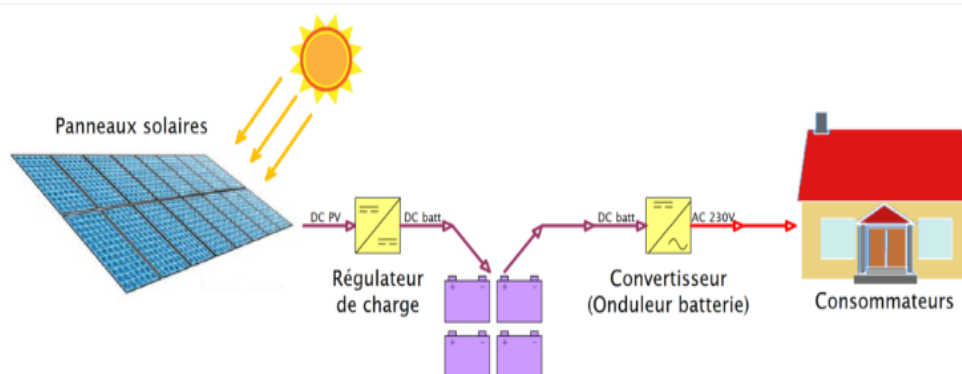


Figure I.15. Système autonome [10].

6.3. Systèmes hybrides

Un système photovoltaïque autonome, fournit une puissance limitée variable selon la saison, ce qui fait qu'on ne peut pas consommer plus qu'on ne produit au risque de détruire la batterie par décharge profonde. Un système hybride, c'est disposer d'une autre source d'électricité qui vient compléter l'apport photovoltaïque. Cette source peut être un groupe électrogène [1].

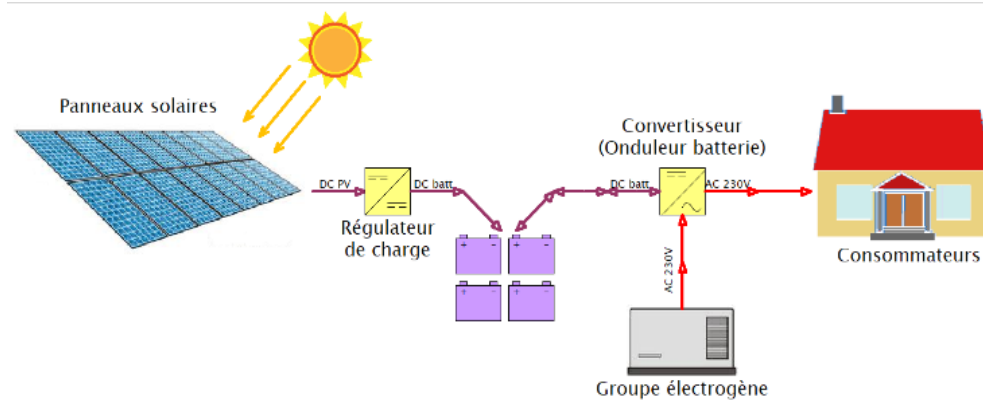


Figure I.16. Système hybride [10].

7. Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques

Le **tab.I.3** représente les avantages et les inconvénients des systèmes photovoltaïques

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Energie solaire inépuisable et ne pollue pas. - Faible impact environnemental. - Les systèmes photovoltaïques ont une longue durée de vie allant jusqu'à 25-30 ans. - Faible coût de fonctionnement d'entretien. - Les systèmes d'autoconsommation solaire sont fiables et permettent d'avoir une visibilité sur le long terme - Réduction des pénuries d'énergie. - Rentabilité élevée : Près de 90% des installations solaires sont rentables - Disponibilité, Fiabilité, Simplicité. 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût initial pour l'installation des panneaux et équipements associés très élevé. - Dépendance aux conditions météorologiques. - Besoin d'une grande surface pour installer les panneaux solaires. - La production et le recyclage des panneaux solaires suscitent également des préoccupations environnementales liées aux matériaux utilisés et à leur fin de vie. - leur efficacité diminue progressivement au fil du temps.

Tableau I.3. Les avantages et inconvénients des systèmes PV [6], [9].

8. Composants d'un système photovoltaïque autonome

Les installations photovoltaïques (PV) agissant comme dispositifs de transformation de l'énergie solaire en énergie électrique, peuvent être soit raccordés au réseau soit autonomes.

Une installation PV autonome est généralement constituée des éléments suivants [6] :

- Générateur PV également appelé champ PV ;
- Régulateur de charge ;
- Système de stockage (batteries) ;
- Convertisseur DC/AC (onduleur) ;
- Le câblage.

8.1. Générateur photovoltaïque

Le générateur PV est composé d'un ensemble de modules PV constitués de cellules solaires connectées en série et/ou en parallèle. La cellule solaire est l'élément de base permettant de convertir l'énergie solaire en énergie électrique [2].

8.2. Régulateur de charge

Il est utilisé pour protéger la batterie contre une charge trop élevée ou une décharge trop profonde.

Une charge trop élevée entraînera une électrolyse de l'eau en hydrogène et oxygène, une décharge profonde répétée provoque une sulfatation irréversible des plaques et, par conséquent, une diminution de la capacité de la batterie [2].

Du point de vue technologique, on distingue quatre types de régulateurs solaires :

- Les régulateurs séries ;
- Les régulateurs parallèles ;
- Les régulateurs de type PWM (Pulse Width Modulation) ;
- Les régulateurs de type MPPT (Maximum Power Point Tracking).

8.3. Batterie

L'électricité sous forme continue, s'utilise directement ou se stocke dans des batteries pour être utilisée plus tard. La batterie conserve l'énergie électrique sous forme chimique pour la restituer quand la demande est supérieure à la production du générateur [9].

On distingue trois familles de batteries :

- Les batteries au plomb,
- Les batteries au nickel,
- Les batteries au Lithium.

8.3.1. Montages des batteries

La **fig.I.17** , montre les différents modes de branchements des batteries solaires.

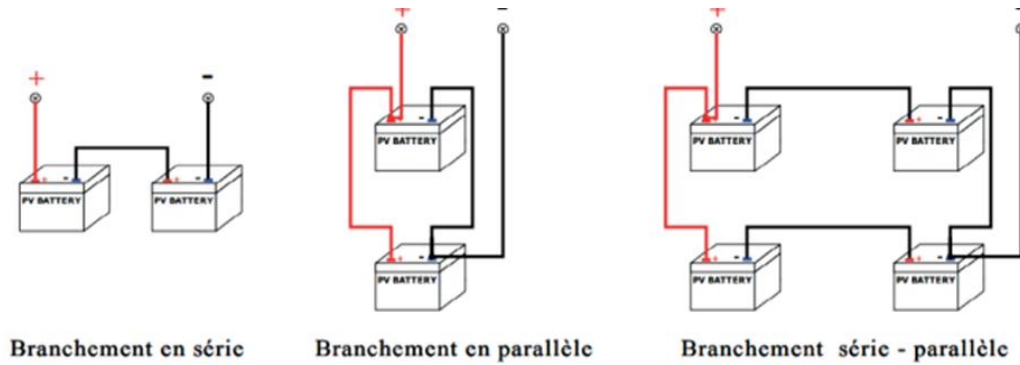


Figure.I.17. Différents modes de branchements des batteries [6].

- Lorsque les batteries sont connectées en série, la tension du parc de batteries est la somme des tensions des batteries alors que sa capacité demeure identique à celle d'une seule batterie.
- De la même manière, lorsque les batteries sont branchées en parallèle, la capacité du parc de batteries est la somme des capacités de toutes les batteries tandis que sa tension est similaire à la tension mesurée aux bornes d'une seule batterie.
- Le branchement série – parallèle des batteries, permet quant à lui d'augmenter à la fois la tension du parc de batteries et sa capacité [6].

8.4. Convertisseurs DC/AC (onduleurs)

Les convertisseurs sont des appareils servant à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour les adapter à des récepteurs fonctionnant à une tension alternative. Précisément, les onduleurs sont des appareils capables de transformer le courant continu (CC) en courant alternatif (CA) [10].

8.5. Câblage

Le câblage a pour but de regrouper électriquement les modules solaires. Généralement, les modules sont câblés tout d'abord en série pour réaliser des branches qui comportent chacune leur diode en série. La mise en parallèle de branches est réalisée, pratiquement, à l'aide de boîtes de jonction fixées sur les châssis.

Une chute de tension trop importante dans les connexions et dans les câbles peut réduire le courant de charge de la batterie. Cette contrainte impose l'utilisation de câbles résistants aux intempéries et dont la section sera en fonction de la distance entre les panneaux solaires et batteries [8].

9. Caractéristiques des équipements utilisés

Dans une installation PV, Il est important de comprendre les caractéristiques de l'ensemble des composants utilisés pour rassurer une bonne réalisation du système photovoltaïque. Le **tab.I.4**, Représente les différentes caractéristiques de chaque composant :

Equipements	Caractéristiques
Module PV	<ul style="list-style-type: none"> - La puissance crête (P_c) : Puissance électrique maximale que peut fournir le module dans les conditions standards (Température de cellule : 25°C, éclairement : 1000 W/m² et air masse : 1,5). - Tension de circuit ouvert (V_{co}) : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant. - Courant de court-circuit(I_{cc}) : Courant débité par un module en court-circuit. - Puissance maximale (P_{max}). - Facteur de forme (FF). - Rendement de conversion (η).
Régulateur de charge	<ul style="list-style-type: none"> - La tension de travail d'un contrôleur de charge solaire indique le système de batterie de l'ensemble de l'installation. - Le courant de travail d'un contrôleur de charge solaire indique l'intensité maximale de courant qu'il peut débiter sur les batteries.
Onduleur DC/AC	<ul style="list-style-type: none"> - Tension nominale d'entrée ; - Tension nominale de sortie ; - Plage de la tension d'entrée ; - Plage de tension de sortie - Puissance de démarrage admissible (en %) - Intensité maximale admissible ; - Fréquence nominale de sortie ; - Rendement maximal (généralement de l'ordre de 90%)
Batterie	<ul style="list-style-type: none"> - La capacité de stockage en Ampère-heure (Ah) - La tension nominale (Volt) - La profondeur de décharge (DOD) - La durée de vie (nombre de cycles de charge/décharge qu'une batterie est capable de supporter sans dommage).

Tableau.I.4. Caractéristiques des composants d'une installation PV [6, 7, 9, 10].

10. Exploitation de l'énergie en Algérie

10.1. Présentation de l'Algérie

L'Algérie est le plus grand pays d'Afrique, situé au nord du continent, le long de la mer Méditerranée. Riche en histoire, le pays possède des paysages variés, allant des montagnes de l'Atlas aux vastes dunes du Sahara, offrant un patrimoine naturel et culturel fascinant.

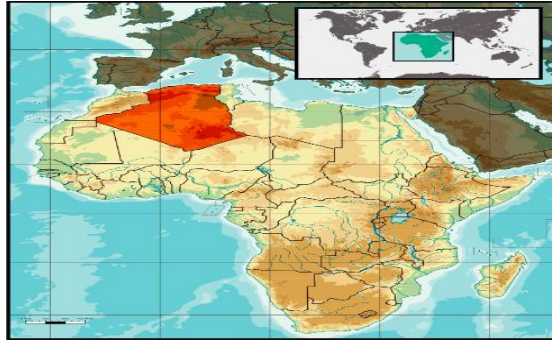


Figure I.18. Localisation de l'Algérie.

Le **tab.I.5** montre des informations et des caractéristiques géographiques de l'Algérie :

Pays	Algérie
Localisation	Nord d'Afrique (fait partie du Maghreb) (fig. I.18)
Capitale	Alger
Ressources naturelles	<ul style="list-style-type: none"> - pétrole - gaz naturel - exploite plus d'une trentaine de minerais, riche en minéral de fer - hydrocarbures - phosphates - dispose d'un fort potentiel pour les énergies renouvelables, en particulier le solaire et l'éolien.
Caractéristiques géographiques	<ul style="list-style-type: none"> - le plus grand pays d'Afrique. - le Nord est caractérisé par une double barrière montagneuse (Atlas tellien et saharien), des plaines fertiles, et le Sahara qui occupe 84% du territoire. - climat méditerranéen au Nord. - climat désertique au Sud(Sahara).

Tableau I.5. Présentation de l'Algérie [16].

10.2. Potentiel solaire de l'Algérie

En raison de sa situation géographique, l'Algérie est classée comme étant l'un des pays les mieux dotés en ressources solaires au monde et au bassin méditerranéen, avec 13,9 TWh/an

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque

pour le solaire photovoltaïque. L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700KWh/m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au sud du pays [3].

Régions	Régions Côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie %	4 %	10 %	86 %
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650 h/an	3000 h/an	3500 h/an
Énergie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700 kWh/m ² /an	1900 kWh/m ² /an	2650 kWh/m ² /an

Tableau I.6. Potentiel solaire en Algérie [3].

À travers le **tab.I.6**, on constate que le potentiel solaire le plus important et qui couvre 86 % de la superficie du territoire est situé dans le sud du pays.

Le programme national des énergies renouvelables vise à installer 22 000 MW d'ici 2030, dont 62% seront consacrés à l'énergie solaire photovoltaïque (**Fig.I.19**).

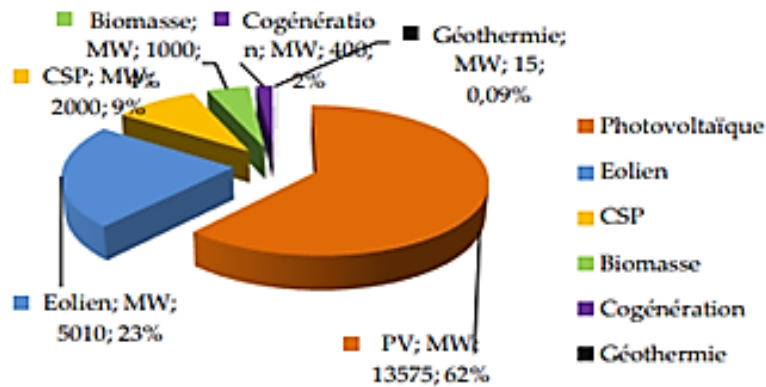


Figure.I.19. Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie à l'horizon 2030 [3].

Afin d'aboutir aux objectifs, notamment en ce qui concerne le développement de l'énergie solaire, des structures d'appui et dispositifs de soutien ont été mis en place. Ainsi qu'un cadre juridique favorable comme suit :

- Mise en place d'un ensemble de textes législatifs et réglementaires encadrant le développement des énergies renouvelables en Algérie.
- Mise en place des Structures d'appui, notamment la Création des centres de recherche affiliés aux entreprises comme le CREDEG, filiale du Groupe Sonelgaz et des centres de recherche spécialisés dans le domaine des énergies renouvelables, tel que : CDER et ces filiales[3].

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque

Le **tab.I.7**, montre les projets solaires réalisés en Algérie de 1998 à 2018.

Projet	Capacité installée	Région	Année de mise en service	Maitre d'ouvrage
Centrale solaire composée de 109 systèmes PV	0.453 MWc	Willayas du sud : Adrar, Tamanrasset, Tindouf et Illizi	1998	Sonelgaz
Centrale solaire PV	0.5 MWc	Willayas du sud : M'Silla, El-Oued, Tamanrasset, Illizi, Ghardaïa	2006- 2010	Sonelgaz
Centrale hybride solaire-gaz (CSP)	150 MWc dont l'apport solaire est de 30 MWc (solaire thermique)	Hassi'Rmel (Laghouat)	2011	ABENER/ NEAL/ COFIDES/ SONATRACH
Centrale PV pilote	1.1 MWc	Ghardaïa	2014	Sonelgaz
22 centrales PV	343 MWc	Hauts plateaux et Grand sud	2015-2018	Sonelgaz

Tableau.I.7. Projets réalisés en énergie solaire en Algérie [3].

Selon le **tab.I.7**, nous pouvons remarquer que le solaire photovoltaïque est en évolution, d'une capacité installée de 0.453MWc en 1998 dans les différentes régions d'Algérie, à une capacité de 343MWc installée entre 2011 et 2018. Cela donne au pays plus de volonté à corriger et à accélérer en même temps le processus de son développement afin d'aboutir aux résultats souhaités à l'horizon 2030.

11. Conclusion

Dans ce chapitre on a présenté quelques notions nécessaires à la compréhension de notre étude. Une description du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée qui est nécessaire pour le choix du meilleur site en vue d'une installation solaire. Le rayonnement reçu par un capteur solaire dépend du niveau d'ensoleillement, du site considéré et de son orientation par rapport au soleil pour que le rayonnement solaire soit perpendiculaire au panneau solaire. Une description des différents composants du système solaire pour la production de l'énergie photovoltaïque qui sont nécessaires pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire.

Chapitre II

Revue de la littérature sur le solaire photovoltaïque flottant

1. Introduction

L'énergie solaire est devenue l'une des options les plus économiques pour produire de l'électricité écologique à grande échelle. Cependant, le manque d'espace freine son expansion. Les fermes solaires flottantes émergent comme une solution innovante et respectueuse de l'environnement à ce défi, en utilisant les étendues d'eau pour installer des panneaux solaires.

Dans ce chapitre, nous plongerons dans le monde du solaire flottant, examinant ses progrès mondiaux et ses avancées technologiques. Cette étude permettra de mieux comprendre comment le solaire flottant peut façonner notre paysage énergétique mondial, mettant en évidence ses nombreux avantages.

2. Le solaire flottant

Le solaire flottant, aussi appelé systèmes photovoltaïques flottants (FPV), désigne des panneaux solaires qui flottent sur des étendues d'eau (**fig.II.1**). Généralement, ces systèmes sont installés sur des plans d'eau relativement calmes comme les lacs, les réservoirs, les barrages hydroélectriques, ou les bassins artificiels. Cette technologie innovante constitue une option particulièrement intéressante pour les zones où l'espace foncier est limité et les coûts fonciers sont élevés [13]. Elle résout en partie les défis rencontrés par les installations photovoltaïques montées au sol [14], tout en optimisant l'utilisation d'espaces moins propices à la biodiversité. Les structures flottantes sur lesquelles sont montés les panneaux solaires sont conçues pour être flottantes et durables, résistant ainsi aux effets corrosifs de l'eau dans le temps.



Figure.II.1. Installations photovoltaïques flottantes [4] [21].

3. Tendances du marché du solaire flottant

3.1. Evolution historique du solaire photovoltaïque flottant

Au cours de la dernière décennie, le déploiement mondial du solaire photovoltaïque flottant a connu une croissance significative. La **fig.II.2** illustre l'évolution des systèmes FPV au fil du temps, en utilisant les données de l'Institut de recherche sur l'énergie solaire de Singapour (SERIS) et de l'Université nationale de Singapour (NUS). En 2021, la capacité installée du PV flottant a dépassé les 3 gigawatts (GW), atteignant 4 GW en 2022 [15].

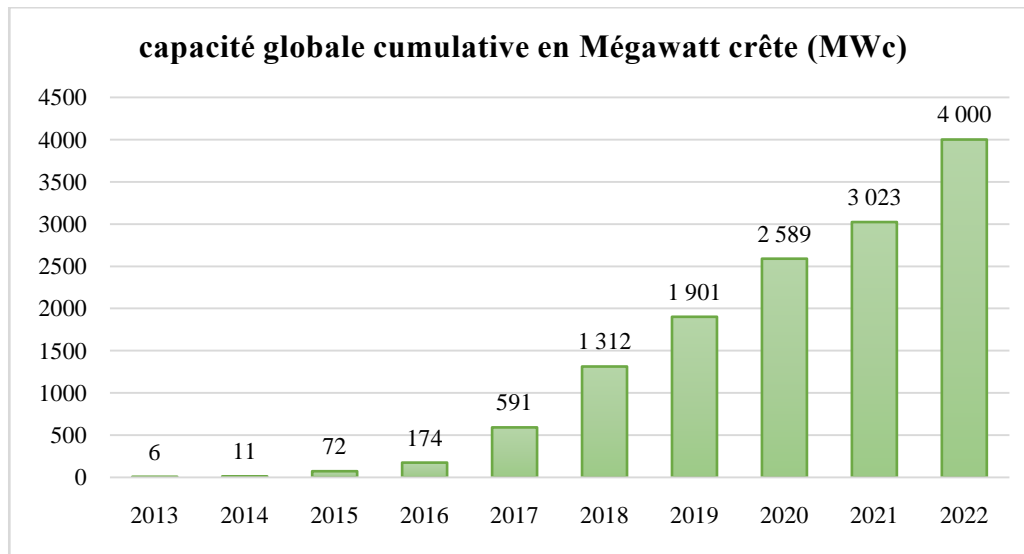


Figure.II.2. La capacité globale cumulée du solaire FPV installée 2013-2022 [15].

La **fig.II.3**, montre qu'au fil des années, la technologie FPV s'est développée à partir d'un premier système FPV, qui a été construit dans la province d'Aichi au Japon en 2007, avec une puissance nominale de 20 kilowatts (KW), suivi du premier système commercial opérationnel d'une grande capacité de 175 kW, installé en Californie en 2008. La première centrale FPV hybride, a vu le jour au Portugal avec un réservoir hydroélectrique à stockage par pompage en 2016, d'une capacité de 218 KW [14]. Les installations Photovoltaïque Flottantes (FPV) d'une capacité supérieure à 1 mégawatt crête (MWh) ont commencé à émerger à partir de l'année 2013, dépassant les dizaines de MWh en 2016 pour atteindre des centaines de MWh par centrale en 2018.

Depuis lors, de nombreux projets FPV ont été installés, principalement à des fins de recherche et de démonstration, puis sont passés à des fins pré-commerciales.

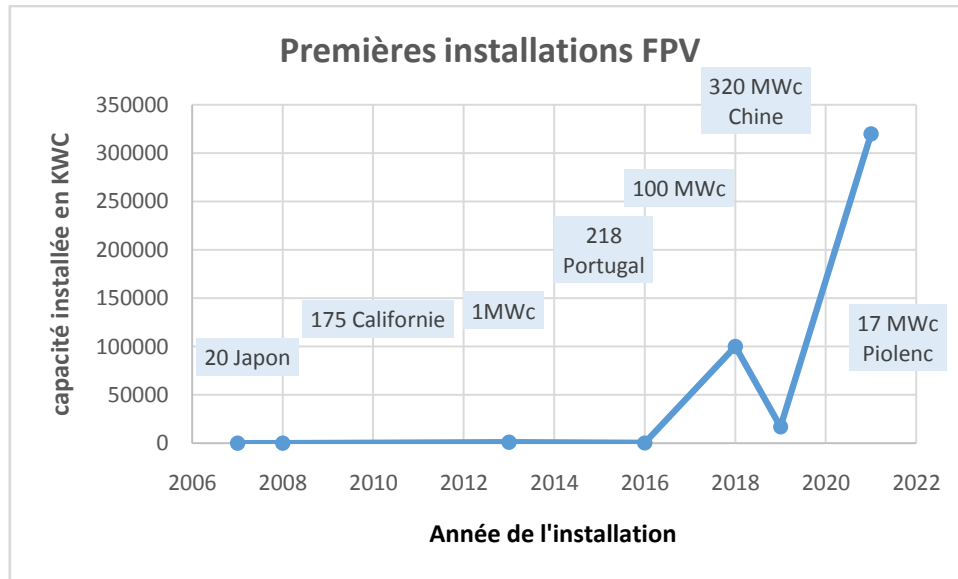


Figure.II.3. Les premières installations PV flottantes à l'échelle mondiale [12] [14]

3.2. Tendances du marché

Le développement à grande échelle de projets solaires flottants influence considérablement le marché des panneaux solaires flottants. De nombreux gouvernements et entreprises investissent dans ces grands parcs solaires flottants, car ils offrent des avantages supplémentaires par rapport aux projets solaires terrestres classiques. De nombreux projets pilotes et commerciaux ont vu le jour récemment, comme la ferme solaire flottante située dans le lac Singkarak en Indonésie, qui est l'une des plus grandes centrales d'Asie du Sud-Est avec 22 000 panneaux couvrant 50 acres en 2022 [13].

L'Asie-pacifique domine les installations mondiales en raison du fort soutien des gouvernements de la Chine, du Japon et de la Corée du Sud. Toutefois, l'Europe et l'Amérique du Nord devraient connaître une croissance plus rapide au cours de la prochaine décennie, grâce à des initiatives visant à atteindre les objectifs de neutralité carbone.

La **fig.II.4**, montre la répartition géographique des installations FPV en pourcentage % en 2023. L'Asie-Pacifique représente environ 73 % de la capacité mondiale, suivi par l'Amérique du Nord et l'Europe avec une capacité de 10% et 8% respectivement. Les autres continents comme l'Amérique latine, le Moyen-Orient et l'Afrique ont également investi dans cette technologie.

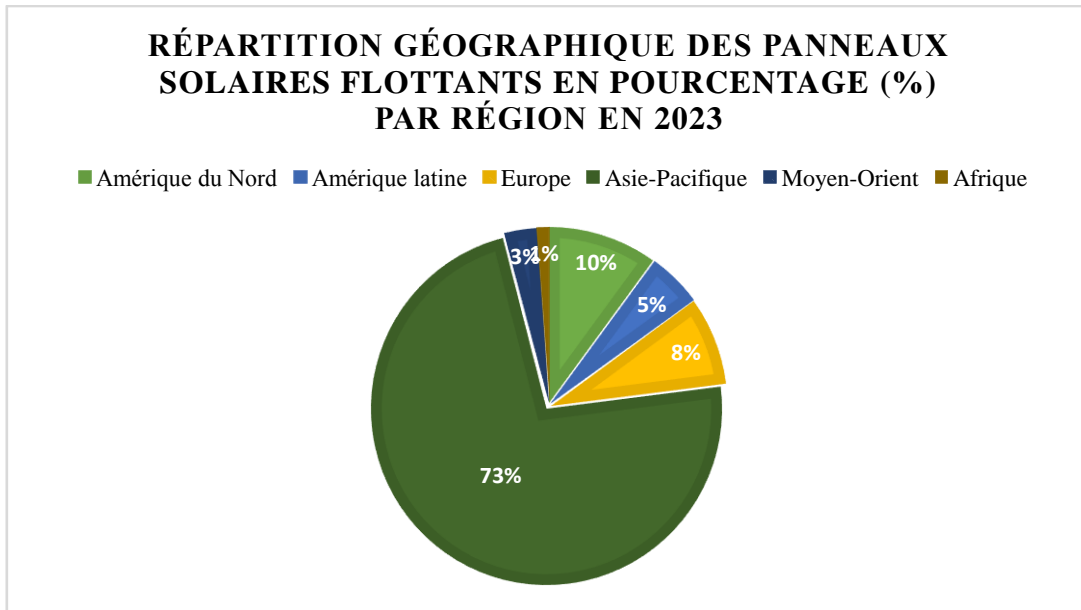


Figure.II.4. Part du marché mondial des panneaux solaires flottants par région (2023) [13].

4. Avantages et inconvénients du solaire flottant

Chaque technologie des installations solaire présente ses avantages et ses inconvénients. Le **tab.II.1**, résume quelques avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques flottants :

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Valorise les étendues d'eau (réservoir, lacs artificiels, barrage...etc.) qui ne sont pas utilisés pour d'autres fins, minimisant ainsi les conflits d'usage. • Permet de limiter l'évaporation et de contrôler la qualité de l'eau, en limitant la prolifération des algues. • Meilleur rendement énergétique. • Solution rentable. • Les panneaux solaires flottants bénéficient du refroidissement naturel de l'eau (sans contact direct des panneaux) et d'une exposition idéale (non ombragée), ce qui améliore leur performance. • Les centrales flottantes peuvent être couplées avec d'autres infrastructures de production d'énergie. 	<ul style="list-style-type: none"> • L'ombrage créé par l'installation peut nuire au développement des plantes aquatiques du bassin. • Risque de corrosion et dégradation des panneaux photovoltaïques dans l'eau à cause de l'humidité. • Comportement difficile avec la houle et la salinité de l'eau. • Les câbles attachés au système photovoltaïque flottant ont tendance à émettre des champs électromagnétiques qui peuvent gêner les animaux aquatiques. • En raison du risque de chute du personnel dans l'eau, l'accès aux panneaux solaires flottants pour

<ul style="list-style-type: none">• Les aménagements flottants nécessitent peu de fondation, ce qui rend leur construction potentiellement réversible et plus respectueuse de l'environnement.• Les systèmes flottants peuvent être conçus pour être modulaires et éventuellement déplacés si nécessaire.• Fonctionnement et entretien pratique.• La centrale électrique photovoltaïque est construite sur l'eau, ce qui peut réduire la pollution de la poussière aux composants.	<p>l'entretien et le nettoyage peut devenir plus complexe.</p> <ul style="list-style-type: none">• Les installations FPV peuvent être légèrement coûteuses en raison des flotteurs, de l'ancrage et de l'amarrage.
---	--

Tableau.II.1. Avantages et inconvénients des panneaux solaires flottants [14], [16].

5. Structure principale du système photovoltaïque solaire flottant avec stockage

La structure principale d'une installation photovoltaïque flottante, comprend généralement les composants suivants :

- **Panneaux solaires flottants :** Ce sont des panneaux solaires spécialement conçus pour flotter sur l'eau et qu'ils soient adaptés à l'environnement aquatique. Ils captent la lumière du soleil et la convertissent en électricité [11].

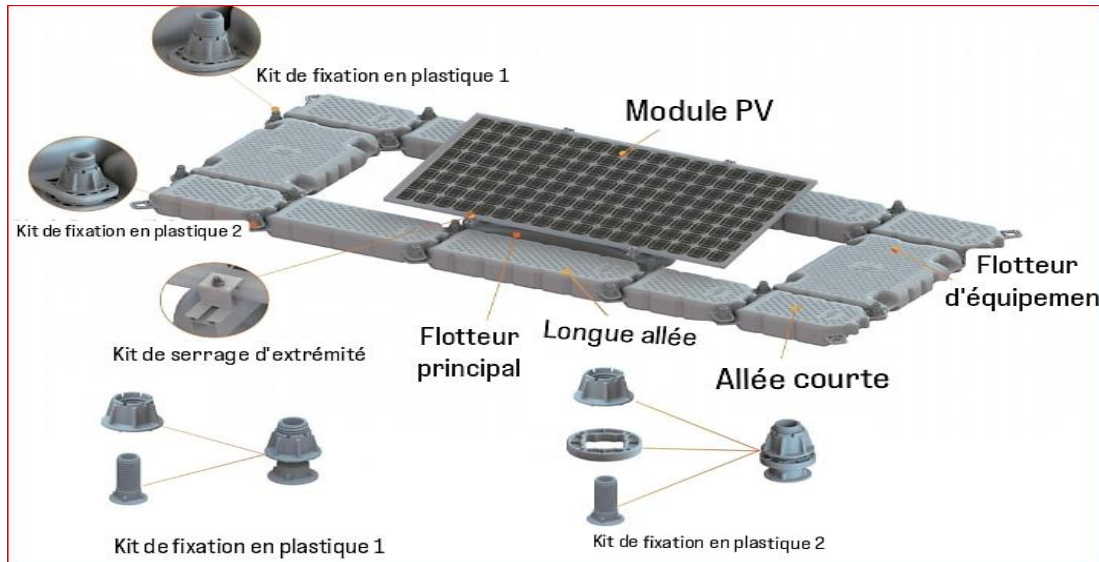


Figure.II.5. Système de montage flottant [20].

- **Plateforme flottante (flotteurs) :** C'est la structure qui supporte les panneaux solaires et assure leur flottabilité [11]. Elle est souvent constituée de matériaux légers et résistants à l'eau

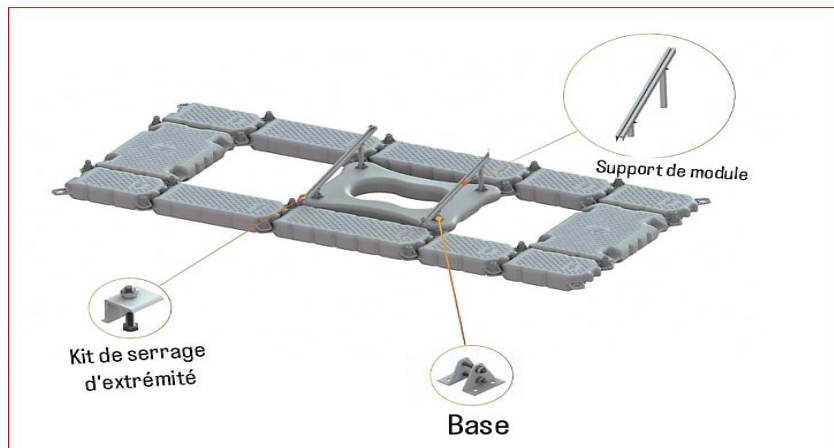


Figure.II.6. Structure flottante (flotteurs) Solar first [20].

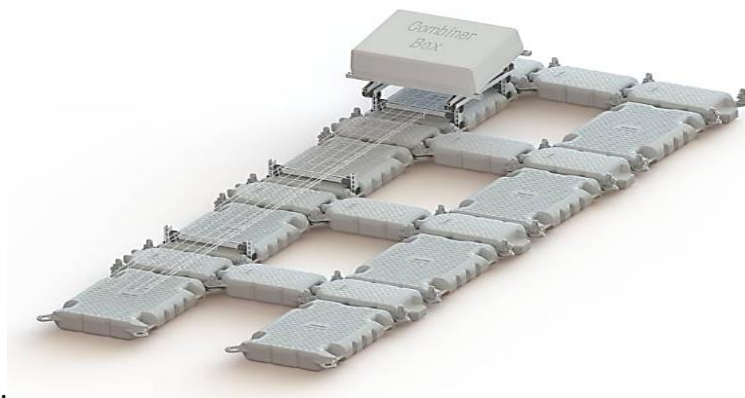


Figure.II.7. Support de boîte de combinaison [20].

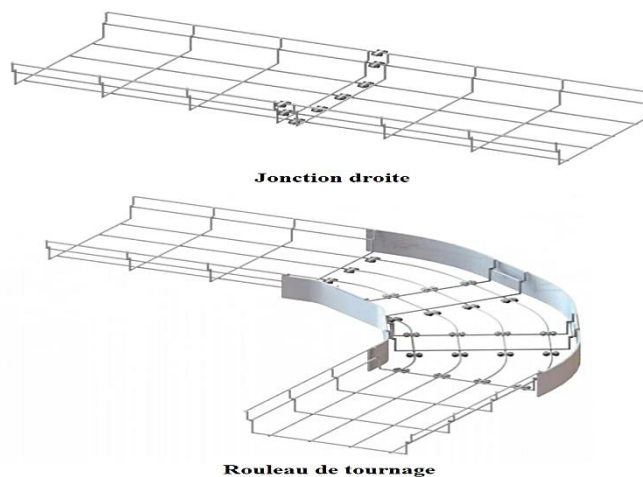


Figure.II.8. Tronc de câble [20].

Chapitre II : Revue de la littérature sur le solaire photovoltaïque flottant

- **Régulateur de charge** : maintient les batteries à une tension de charge optimale.
- **Système d'ancrage ou d'amarrage** pour sécuriser la structure : Il maintient le parc photovoltaïque flottant en place et le protège contre les dérives causées par le vent [10]. Trois types d'ancrages sont répertoriés :

- **L'ancrage en fond** : c'est l'ancrage le plus développé, il est simple d'installation et Intéressant économiquement.

- **L'ancrage en berges** : l'installation est possible si une berge est située à proximité.

- **L'ancrage sur pieux** : à installer lorsque l'eau est peu profonde.



Figure.II.9. Système d'ancrage ou d'amarrage Solar first. [20].

- **Système de câblage** : Il connecte les panneaux solaires entre eux et les relie à d'autres composants du système, tels que le système de stockage d'énergie et l'onduleur [14].



Figure.II.10 : Système de câblage [21].

- **Système de stockage d'énergie** : Il stocke l'électricité produite par les panneaux solaires pour une utilisation ultérieure, notamment en cas de faible ensoleillement ou pendant les heures de pointe de la demande. Les systèmes de stockage d'énergie comprennent généralement des batteries.
- **Onduleur** : convertit l'électricité produite par les panneaux solaires en un courant alternatif utilisable par le réseau électrique ou par les appareils électriques.

6. Comparaison entre les installations photovoltaïques flottants et monté au sol

Le **tab.II.2** représente la comparaison entre les installations photovoltaïques flottants et monté au sol

En termes de	PV flottant	PV au sol
Expérience et niveau de maturité	<ul style="list-style-type: none"> • Plus de 350 projets opérationnels à ce jour. • sept années d'expérience dans des projets à grande échelle 	<ul style="list-style-type: none"> • Plus de 1000 projets ont été construits. • Plus de 30 années d'expérience
Rendement énergétique	<ul style="list-style-type: none"> • La température n'a quasiment aucun impact sur l'efficacité énergétique des panneaux solaires. • Taux de performance initial globalement plus élevé (5 à 10 % spécifique au climat). • Lumière diffuse faiblement réfléchi par la surface de l'eau. • Impact de salissure réduit, même si les déjections d'oiseaux peuvent poser problème. 	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction significative de la production d'électricité due à l'augmentation de la température. • La prévision du rendement est mieux établie. <p>Le type de sol influence l'impact de l'albédo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Impact de salissure important selon les endroits.
Installation et déploiement	<ul style="list-style-type: none"> • Assemblage généralement facile, mais très variable, en fonction du lieu et de la disponibilité de la main d'œuvre. • Nécessite une zone de lancement appropriée. 	<ul style="list-style-type: none"> • L'efficacité de l'assemblage varie selon l'emplacement et la disponibilité de la main-d'œuvre. • Nécessite de l'équipement lourd et une préparation du terrain
Investissement	<ul style="list-style-type: none"> • Le coût du site est faible. • Les coûts de structure sont liés aux flotteurs, à l'ancrage, à l'amarrage et à la conception des installations. 	<ul style="list-style-type: none"> • L'acquisition de terrains augmente le coût du capital. • Le coût structurel est inférieur
Utilisation des terres et des eaux	<ul style="list-style-type: none"> • N'est pas en concurrence pour les terrains avec des projets agricoles, industriels ou résidentiels. 	<ul style="list-style-type: none"> • En concurrence pour les terres avec les habitations urbaines, le développement industriel.

Chapitre II : Revue de la littérature sur le solaire photovoltaïque flottant

Pertes	<ul style="list-style-type: none"> • Perte potentielle de désadaptation due à l'inhomogénéité de la température et au désalignement du module. • L'impact de l'ombrage est négligeable. • Températures de module inférieures. 	<ul style="list-style-type: none"> • Plus de perte de température dans les climats chauds et arides. • Perte d'ombrage due à l'environnement
Structure de montage et de support	<ul style="list-style-type: none"> • Structure de plateforme flottante • La plateforme flottante subit les forces du vent, de la neige, et des courants d'eau. 	<ul style="list-style-type: none"> • Structure de pieux et racks. • La structure de montage subit uniquement les forces du vent et de la neige.
Matériel et câbles électriques	<ul style="list-style-type: none"> • L'équipement électrique peut être placé sur des flotteurs ou à terre. • Câbles acheminés principalement sur flotteurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Les onduleurs string et les coffrets électriques peuvent être placés sous les modules PV. • Les câbles sont placés dans des conduits aériens ou enterrés sous terre.
Technique	Plus difficile d'accéder aux pièces et de les remplacer.	Généralement facile d'accès et de remplacement des pièces.
Sécurité	<ul style="list-style-type: none"> • Le mouvement constant des flotteurs présente des risques pour les piétons. • Risque de chute du personnel dans l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> • Généralement sûr, avec un terrain stable pour marcher.

Tableau II.2. La différence entre le PV flottant et le PV monté au sol [11], [12], [14]

7. Exemples de projet photovoltaïque flottant

Le **tab.II.3** montre les exemples de projet photovoltaïque flottant

Projets installés	Localisation	Entreprise	Nombre de panneaux solaires	Capacité installée
	Okegawa, JAPON,	-Ciel et Terre 	4 536 panneaux solaires	1157 kWc
	Piolenc (vacluse), France	-AkvoEnergy  - Ciel et terre 	50 000 panneaux solaires	17 MWc
	Sidi Slimane, Maroc	-EnergyHandle  -ISIGNERE 	800 panneaux photovoltaïques	360 KWc
	Tunisie	-Groupe Qairenergy 	Des Dizaines de panneaux solaires	200 KWc

Tableau II.3. Des exemples de projets photovoltaïques flottants [4], [11].

8. Solutions photovoltaïques flottantes

Les solutions photovoltaïques flottantes les plus utilisées sur le marché varient en fonction des régions et des conditions spécifiques du site, le **tab.II.4**, représente quelques-unes des technologies les plus couramment adoptées :


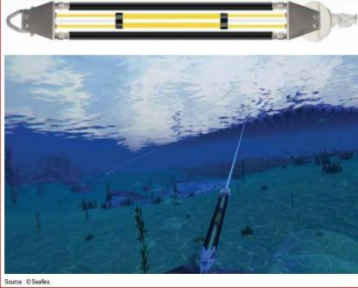

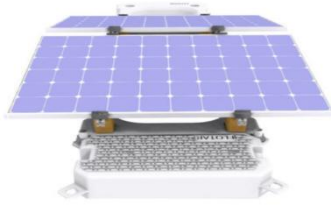
Solution	Exemple	Description
<p align="center">Hydrelio (La technique la plus utilisée et la plus répandue dans le monde).</p>	 <p align="center">Floteur HydrelioaiROptim</p>	<p>Nouveau flotteur développé par la société française Ciel & Terre. s'adapte à l'augmentation de la dimension et du poids des panneaux photovoltaïques.</p>
<p align="center">Seaflex</p>	 <p align="center">Système d'amarrage Seaflex</p>	<p>système d'amarrage innovant qui s'adapte aux mouvements de l'eau, offrant ainsi une résistance accrue aux conditions environnementales changeantes.</p>
<p align="center">Magnelis :</p>	 <p align="center">Revêtement métallique Magnelis</p>	<p>Revêtement métallique développé par ArcelorMittal. Utilisé pour protéger les structures métalliques contre la corrosion.</p>
<p align="center">Flotar</p>	 <p align="center">Floteur modulaireFlotar</p>	<p>Système de flotteurs développé par la société espagnole Solaris Synergy. conçus pour les parcs photovoltaïques flottants et offrent une grande résistance et une installation facile grâce à leur conception modulaire.</p>

Tableau.II.4. Quelques solutions PV flottantes [11], [12].

9. Coût de quelques installations PV flottantes

Les informations sur les coûts d'investissement de certaines installations FPV, sont résumées dans la **fig.II.12**. Le coût total d'investissement des systèmes flottants photovoltaïques (FPV) varie en fonction de plusieurs facteurs, tels que l'emplacement du projet, la profondeur et la variabilité du plan d'eau, et la taille du système lui-même. [12].

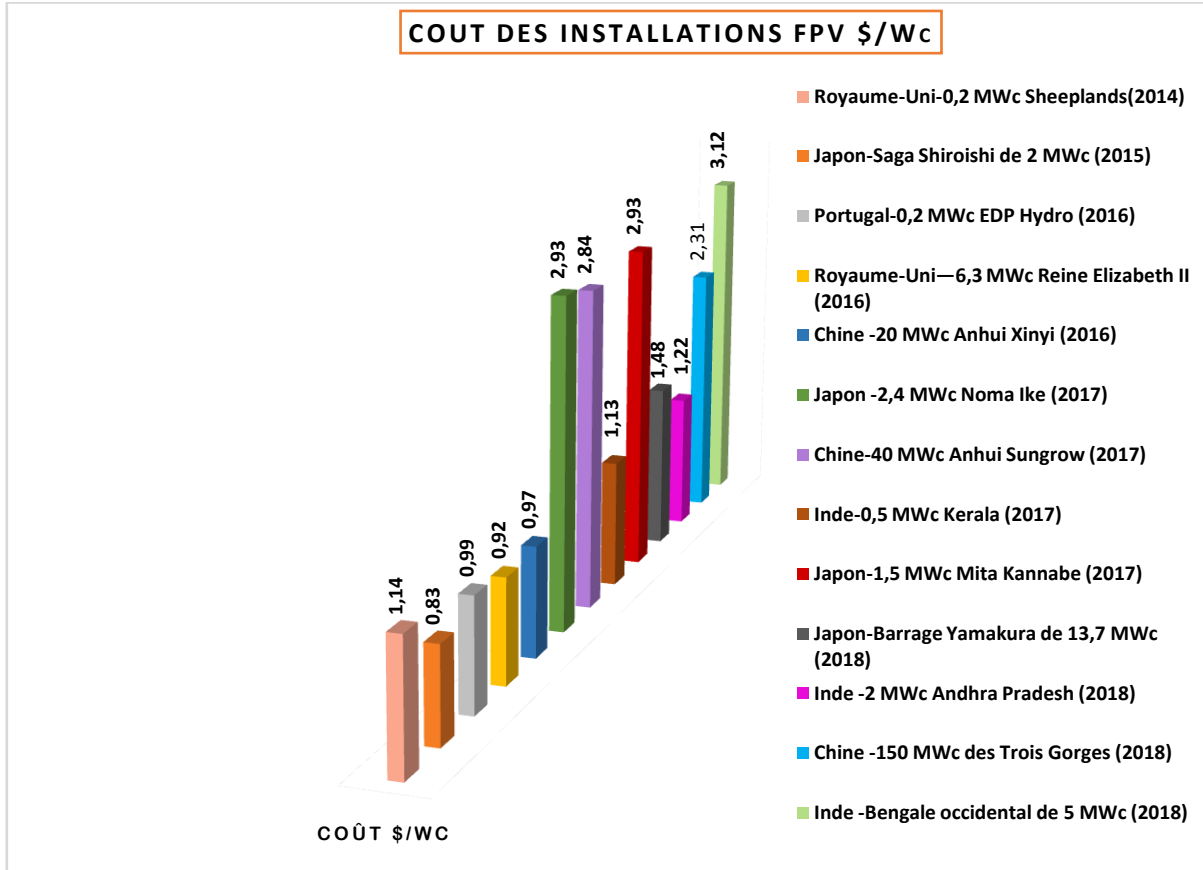


Figure.II.11. Coût de quelques installations FPV entre 2014-2018 en \$/Wc [12]

- Exemple

Le CAPEX (dépenses d'investissement) pour une installation hypothétique FPV de 50 MWc est détaillé dans le **tab.II.5**, Le coût de chaque composant est indiqué, et une comparaison est faite avec un système de panneaux solaires au sol de 50 MWc (tous deux à inclinaison fixe) installé au même endroit.

Le coût des modules et des onduleurs est identique pour les deux types de systèmes. En revanche, les coûts de la structure de montage (qui comprend, dans le cas du système FPV, une structure flottante, l'ancrage et l'amarrage) et les coûts d'équilibre du système (BOS) sont nettement plus élevés pour les projets FPV que pour le projet PV au sol.

Composante CAPEX	FPV 50 MWc (S/Wp)	Au sol PV 50 MWc (S/Wp)
Modules	0.25	0.25
Onduleurs	0.06	0.06
Système de montage (racking)	0.15	0.10
BOS	0.13	0.08
Conception, construction, CGV	0.14	0.13
CAPEX totaux	0.73	0.62

Tableau.II.5. Comparaison des investissements des systèmes photovoltaïques flottants et installés au sol [11], [12].

10. Conclusion

En conclusion, ce chapitre a permis de cerner les principes fondamentaux du solaire flottant, une technologie innovante qui présente de nombreux avantages pour la production d'énergie renouvelable. En s'affranchissant des contraintes liées à l'utilisation des terres, le solaire flottant offre une solution alternative prometteuse pour exploiter durablement les étendues d'eau sous-utilisées.

Une description de la structure principale du solaire flottant a été réalisée pour comprendre les différents composants utilisés dans une installation PV flottante.

L'analyse comparative présentée dans ce chapitre met en lumière les atouts du solaire flottant par rapport aux installations au sol, en termes de rendement énergétique, d'utilisation des terres, d'impact environnemental et de coûts d'investissement. Egalement, de nombreuses entreprises qui investissent dans le domaine du solaire flottant ont été citées avec les différentes solutions disponibles sur le marché.

Chapitre III

Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

1. Introduction

Après avoir présenté les principes généraux des systèmes photovoltaïques flottants dans le deuxième chapitre, nous nous intéressons dans ce dernier chapitre à leur dimensionnement pratique, en prenant comme exemple concret l'alimentation d'une pompe du barrage de TAKSEBT à Tizi-Ouzou. L'objectif est d'évaluer la faisabilité technique et économique de ce type de solution.

Plus précisément, nous allons dimensionner les différents composants du système (panneaux, régulateur, etc.) pour répondre aux besoins spécifiques de la pompe, évaluer la couverture énergétique offerte par l'installation photovoltaïque et son impact sur la consommation totale du barrage, réaliser une analyse technico-économique détaillée pour chaque composant, et enfin simuler le fonctionnement de l'installation à l'aide du logiciel PVSYST et comparer les résultats obtenus avec ceux théoriques. Cette étude de cas permettra ainsi de mettre en évidence les avantages et les contraintes liés au déploiement de systèmes FPV dans un contexte réel.

2. Présentation du site

Pour notre étude, nous avons choisi le site de Tizi-Ouzou, précisément le barrage de TAKSEBT. Ce grand barrage qui s'étend sur une surface de 5,5 Km², est situé sur l'oued Aissi, affluent du Sébaou, il se trouve à environ 10 km au sud-est de la ville de Tizi-Ouzou en Kabylie et à 100 km à l'est d'Alger. Le barrage mesure 76 mètres de hauteur et 515 mètres de longueur de crête, retenant un volume de 181 millions de m³ d'eau. Il comprend une station de traitement, une station de pompage et des tunnels, dont une canalisation de 95 km permettant le transfert de 181 millions de m³ par an. La retenue d'eau créée par le barrage est destinée à l'alimentation en eau potable et industrielle du couloir Tizi-Ouzou – Alger, ainsi que des agglomérations de Fréha et Azzazga.



Figure III.1. Localisation géographique et vue du barrage de TAKSEBT.

2.1. Problématique

- **Consommation électrique et énergétique annuelle de la station de pompage SEAAL dans les années 2020 et 2021 :**

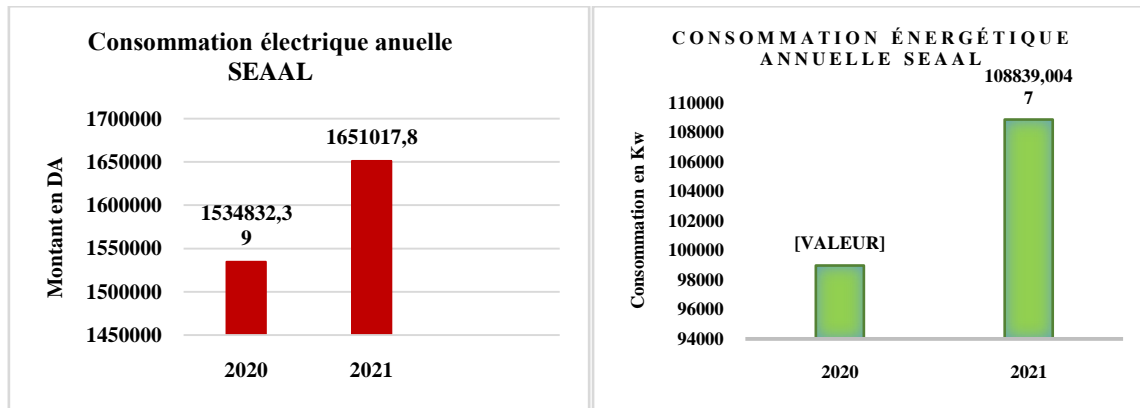


Figure.III.2. Consommation électrique et énergétique annuelle de SEAAL en 2020 et 2021.

La fig.III.2 montre qu'en 2021, la station de traitement des eaux SEAAL à Tizi-Ouzou a enregistré une consommation électrique de 1 651 017,80 DZD, soit une augmentation de 116 185,41 DZD par rapport à 2020, représentant une hausse de 7,57 %. Cette augmentation pourrait être attribuée à divers facteurs, tels qu'une augmentation de la capacité de traitement, une utilisation plus intensive des équipements, ou des variations dans les coûts de l'électricité. De plus, la station a consommé 108 839 kW d'énergie en 2021, soit une augmentation de 9,98 % par rapport à 2020, due à l'augmentation du volume d'eau traité et à l'impact des conditions climatiques sur la demande en eau.

Nous cherchons à comprendre comment l'installation d'une technologie innovante, comme un système photovoltaïque flottant, peut contribuer à la gestion des coûts énergétiques et à la durabilité de l'infrastructure.

3. Présentation du logiciel PVSYST

PVSYST est un logiciel de simulation photovoltaïque polyvalent, utilisé par les professionnels et les chercheurs pour concevoir et évaluer des installations solaires. Il offre une analyse détaillée de la performance d'un système PV en tenant compte de nombreux paramètres tels que l'emplacement géographique, l'orientation des panneaux et les caractéristiques des composants. En s'appuyant sur des données météorologiques précises pour plus de 95 pays, PVSYST estime la production d'énergie annuelle, calcule la rentabilité économique d'un projet et permet de comparer différentes configurations de systèmes

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

photovoltaïques, qu'ils soient raccordés au réseau, autonomes, ou les systèmes de pompage solaire. Comme illustré sur la **fig. III.3**.

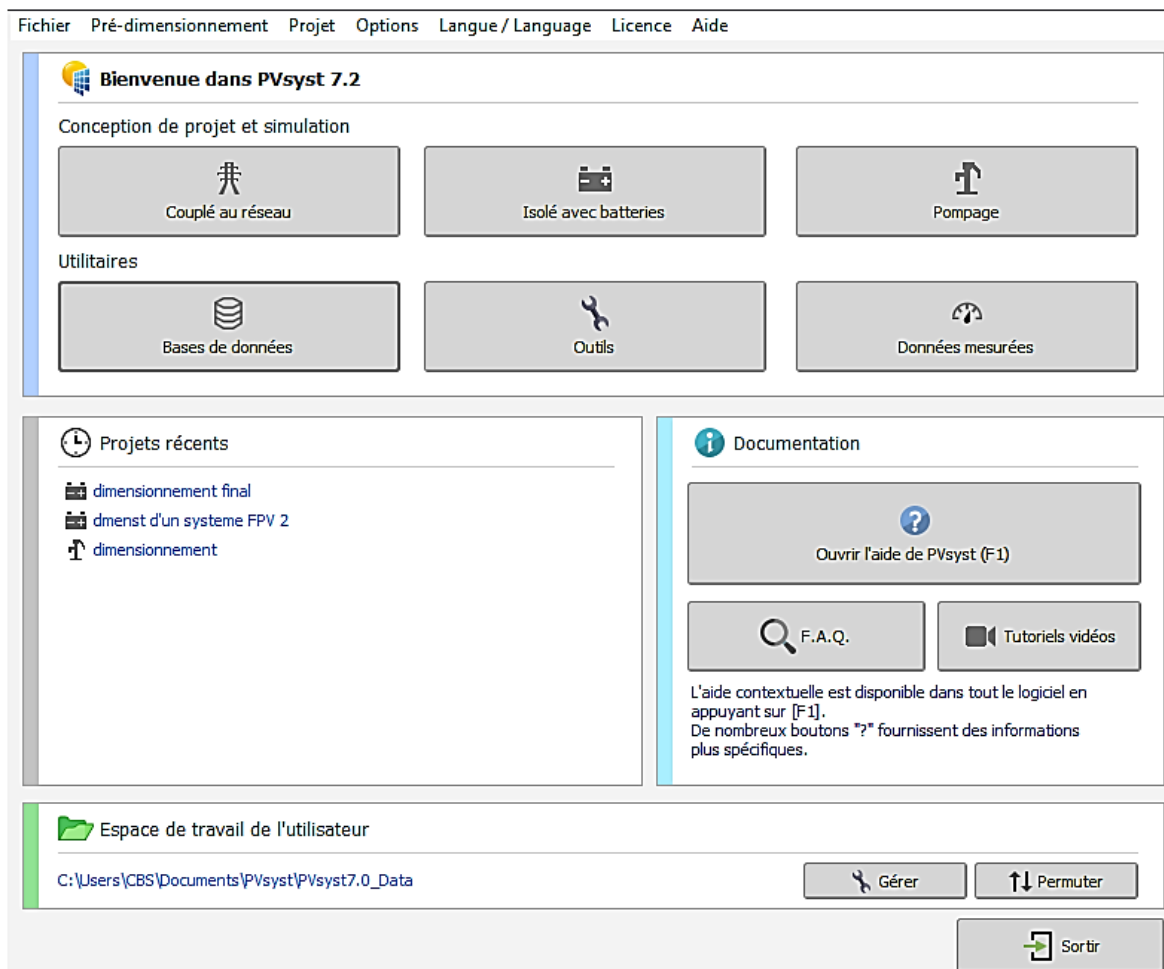


Figure.III.3. Logiciel PVSYST.

4. Calculs et dimensionnement d'un système FPV au niveau du barrage de TAKSEBT

La station de traitement des eaux (SEAAL) du barrage comprend 5 pompes et une pompe de secours qui fonctionnent 24h/24h. Pour notre cas, nous allons faire l'étude sur une seule pompe du barrage pour voir la couverture en énergie par rapport à la consommation totale de SEAAL.

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant



Figure.III.4. Station de pompage SEAAL.

Les étapes suivantes résument les démarches à suivre pour concevoir un système photovoltaïque flottant avec stockage :

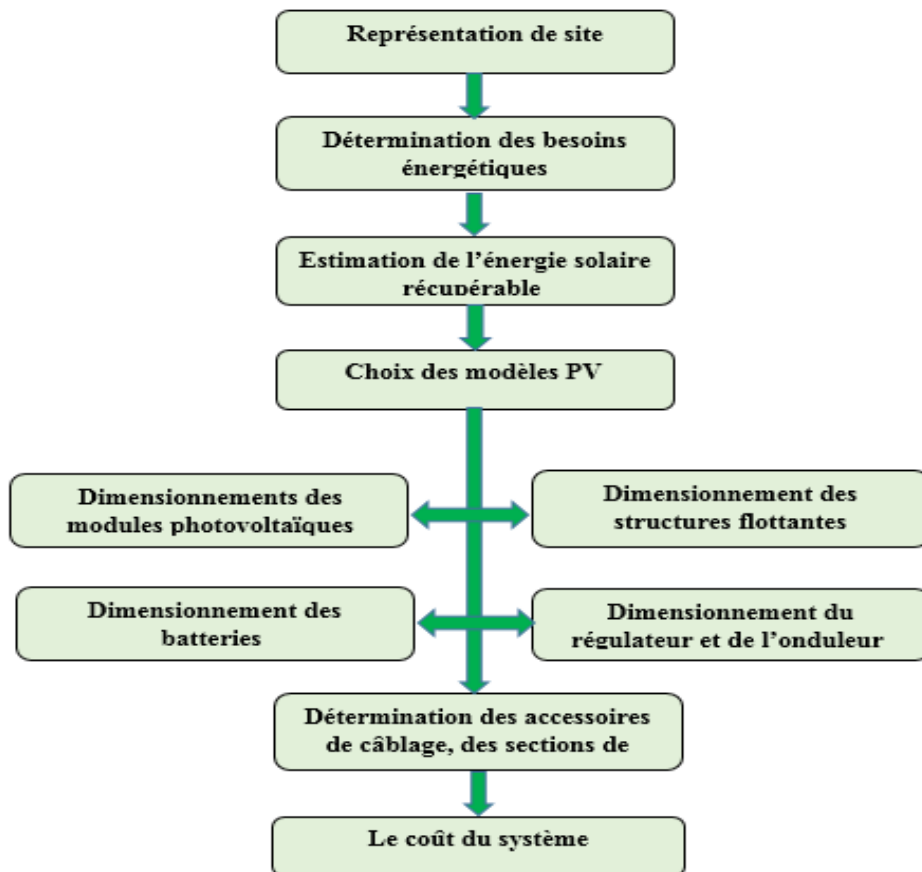


Figure.III.5. Organigramme simplifié des étapes d'une installation FPV autonome [5].

Dans un premier temps, nous avons collecté les données relatives à l'évaporation, à la consommation et au remplissage du barrage TAKSEBT, essentielles à l'étude et à la conception du système FPV. Par ailleurs, nous avons recensé les prix des produits solaires auprès de fournisseurs algériens (voir les Annexes C et D).

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

4.1. Caractéristiques de la pompe utilisée au niveau du barrage

Elle s'agit d'une Pompe à volute à plan de joint axial de la marque KSB de type RDLO 700-980 B1, conçue pour sa longévité et sa fiabilité.



Figure.III.6. Pompe à volute à plan de joint axial KSB.

Le **tab.III.1** suivant décrit les caractéristiques importantes de cette pompe :

Marque	KSB
Moteur	SIEMENS
Puissance	1250 W
Débit	5112 m ³ /hr
Hauteur	59.4 m
Poids	8745 kg
Pannes fréquentes	-Problème de communication : difficultés rencontrées dans l'échange de données entre la pompe et les systèmes de contrôle ou de surveillance. -Vibrations : Si la pompe n'est pas correctement alignée avec le moteur ou les autres composants, des vibrations peuvent se produire.

Tableau.III.1. Caractéristiques des pompes du barrage TAKSEBT.

4.2. Évaluation de la consommation d'énergie journalière

- **Calcul de la Consommation journalière de la pompe**

Elle se calcule comme suit [5] :

$$E_c \text{ (Wh/j)} = P_i \text{ (W)} \times t_i \text{ (h)} = 1250\text{W} \times 24\text{h/jour} = 30\,000\text{Wh/jr} = 30 \text{ KWh/jr} \quad \text{(III.1)}$$

Le tableau suivant représente la consommation énergétique de la pompe.

Appareil	Qt	Durée de fonctionnement (h/jr)	Puissance (watt)	Energie totale consommée
Pompe KSB	1	24h	1250W	30 000 Wh/jr

Tableau.III.2. Consommation énergétique journalière.

- **Détermination de la puissance du parc PV**

Le Facteur de perte du système : $k= 0.65$ pour les installations terrestres, $k=0.80$ pour les installations flottantes (estimation pour tenir compte des pertes de conversion, des inefficacités des composants et des ombrages) [11].

- **La Puissance requise du parc PV**

Se calcule comme suit [5] :

$$E_p = \frac{E_c}{k} = \frac{30000 \text{ Wh/jr}}{0.80} \approx 37\,500 \text{ Wh/jr} = 37.5 \text{ KWh/jr} \quad \text{(III.2)}$$

- **Estimer la puissance crête du champ photovoltaïque**

L'insolation moyen quotidien sur le barrage de TAKSEBT est de 5 kWh/m^2 pendant les 24 heures de fonctionnement des pompes à eau.

La puissance crête des panneaux photovoltaïques est à déterminer en fonction des besoins E_p (en kWh/an) en énergie électrique et de l'irradiation annuelle I_r (en kWh/m².an), elle se calcule comme suit [5] [11] :

$$P_c = \frac{E_p}{I_r} = \frac{37.5}{5} = 7.5 \text{ KW}_c \quad \text{(III.3)}$$

P_c : Puissance crête du champ photovoltaïque

E_p : L'énergie électrique journalière consommée, exprimée en kWh/jour.

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

I_r : L'irradiation solaire journalière reçue par une surface unitaire ($1m^2$) du champ photovoltaïque, en prenant en compte l'orientation et l'inclinaison de celui-ci.

- **Choisir la tension de fonctionnement du champ photovoltaïque**

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ photovoltaïque.

Le tableau suivant nous donne la tension adaptée la plupart du temps pour les différentes puissances du champ photovoltaïque :

Puissance crête du champ PV	[0 – 0.5] KW _c	[0.5 – 2] KW _c	[2 – 10] KW _c	≥ 10KW _c
Tension recommandée	12 V	24 V	48 V	72 V
Tension maximale	18 V	36 V	72 V	144 V

Tableau.III.3. Tensions adaptées aux puissances crête des modules PV [5].

Dans notre cas : $P_c = 7.5KW_c$, donc $U_{sys} = 48V$ et $U_{max} = 72V$.

4.3. Dimensionnement des panneaux solaires

- **Choix des panneaux photovoltaïques**

Les panneaux solaires qu'on devrait choisir pour notre installation doivent être adaptés à une installation flottante, avec un bon équilibre entre rigidité et flexibilité, et résistants à l'humidité et aux UV pour une longue durée de vie.

Le **tab.III.4** suivant, représente une comparaison entre les panneaux classiques et les panneaux solaires flottants :

Caractéristiques	Panneaux classiques	Panneaux flottants
Matériau	Silicium cristallin ou amorphe	Silicium cristallin (principalement)
Durabilité	Haute durabilité, résistants aux intempéries	Haute durabilité, conçus pour résister aux conditions aquatiques
Dimension	Variée, s'adapte à différents types d'installation	Variée, mais souvent de plus grandes dimensions pour optimiser la surface
Poids	Variable selon la taille et le	Doit être moins lourd en raison

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

	matériau.	des systèmes de flottabilité
Performance	Bonne performance, mais peut être affectée par l'ombrage et la température.	Généralement meilleure performance grâce à un meilleur refroidissement par l'eau et une exposition solaire plus constante
Coût	Moins cher	Cher

Tableau.III.4. Comparaison entre un panneau solaire classique et un panneau solaire flottant [11].

En Algérie, il existe quatre fournisseurs de produits solaires pour les installations PV, qui sont : **Condor, Miltech spa, Iris et Aures**. La recherche nous a mené alors à choisir une marque qui possède une bonne efficacité, de bonne performance, et qui est adaptée aux installations FPV à un prix adéquat. On a choisi un panneau de la marque Condor Algérie. C'est un panneau de type monocristallin CEM320M-72 de grande puissance (320 W_c) pour réduire la surface.

Condor Electronics répond aux standards et normes internationales [22], elle utilise les composants suivants pour produire un module PV :

- Deux types de cellules monocristallines et polycristallines.
- Une résine transparente formée d'Ethylène Vinyl Acétate " l'EVA", qui a une résistivité électrique très élevée, une très faible absorption d'eau et une bonne transmission optique.
- Un verre solaire trempé de 3.2 à 4 mm d'épaisseur.
- Un film multicouches appelé Tedlar, pour améliorer les performances électriques et mécaniques du module.
- Un cadre en aluminium (anticorrosion).

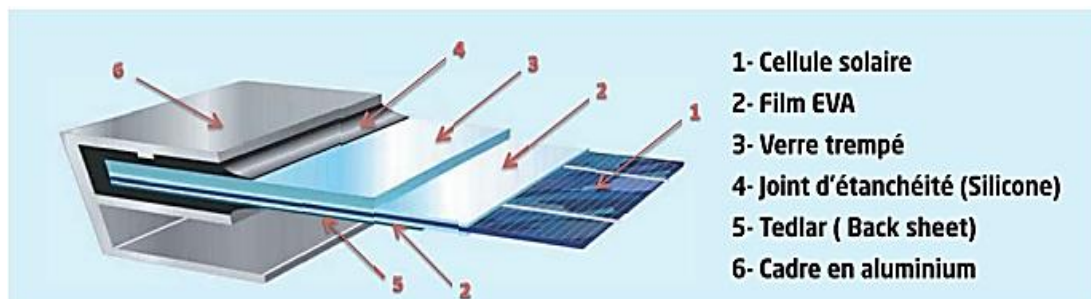


Figure.III.7. Composition d'un module PV condor [22].

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

Ce module PV présente les caractéristiques principales suivantes [22] :

- $I_{opt} = 8.74A$;
- $I_{cc} = 9.26 A$;
- $U_{opt} = 36.6V$;
- $U_{co} = 45.9 V$.

La fiche technique du module condor choisi pour notre installation est illustrée dans l'Annexe B.

- **Déterminer le nombre de modules photovoltaïques**

Soit une installation fonctionnant sous une tension U_{sys} . La puissance crête nécessaire est égale à P_c . les modules disponibles sont de puissances crête P_c d'un module et de tension nominale U_n [24].

- **Estimation du nombre total de panneaux nécessaires à installer**

$$N_{\text{panneaux}} = \frac{P_c}{P_c \text{ d'un module}} = \frac{7500}{320} = 24 \text{ modules.} \quad (\text{III.4})$$

- **Nombre de modules installés en série se calcule comme suit**

$$N_{\text{série}} = \frac{U \text{ totale}}{U \text{ d'un seul module}} = \frac{48}{36.60} = 2.59 = 3 \text{ modules en série} \quad (\text{III.5})$$

- **Nombre de modules en parallèle**

$$N_{\text{parallèle}} = \frac{N \text{ modules total}}{N_{\text{série}}} = 24/2 = 12 \text{ modules en parallèles.} \quad (\text{III.6})$$

Donc 36 modules en total.

- **Surface globale**

$$S = \text{surface d'un seul module} \times \text{nombre total de modules} \quad (\text{III.7})$$

$$S = (1.956 \times 0.992) \times 24 = 46.6 \text{ m}^2$$

4.4. Dimensionnement des structures flottantes

- **Choix des flotteurs (pontons)**

Pour choisir les supports solaires flottants adaptés aux modules solaires utilisés, il faut étudier la zone de vent et des conditions climatiques tels que, la vitesse d'eau, température de l'eau, la vitesse du vent, et la charge de neige. Ensuite, sélectionner les

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

matériaux et les technologies adaptés, c'est-à-dire utiliser des flotteurs conçus pour résister aux conditions extrêmes. Une étude des conditions topographiques et géophysiques du sol est nécessaire afin de déterminer la meilleure stratégie d'ancrage en fonction des caractéristiques du site [4].

Vu l'indisponibilité de ce type de flotteurs en Algérie, Supposant qu'on choisit les structures flottantes en plastique de la technologie **Xiamen solar first energy** d'une référence SF-FLM-TGW02.

. Elle représente les caractéristiques suivantes :

- Légères, économiques, faciles à installer et adaptées à tout type de modules PV.



Figure.III.8. Flotteur Xiamen SF-FLM-TGW02 [20].

- **Calcul du nombre de flotteurs nécessaires pour l'installation**

Les structures flottantes sont un ensemble de ilots, généralement chaque ilot comporte 4 à 6 modules solaires, si on choisit le flotteur qui comporte 6 modules nous aurons besoin de 6 flotteurs pour 36modules solaires.

4.5. Dimensionnement du parc de batteries

Pour assurer la continuité de l'alimentation pendant les jours de mauvais temps, on prévoit un système de stockage qui se compose généralement de batteries.

- **Calcul de la capacité du stockage**

La capacité de charge des batteries est donnée par [24] :

$$C_{bat} = \frac{E_c \times N_j}{DOD \times U_{sys}} \quad \text{(III.8)}$$

C_{bat} : la capacité de la batterie en ampère. Heure (Ah)

E_c : énergie consommée par jour (Wh/j)

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

N_j : nombre de jour d'autonomie

DOD : décharge maximale admissible.

U : tension de la batterie (V) (selon la puissance crête).

L'autonomie N_j est estimée au minimum deux jours.

$$C_{\text{bat}} = \frac{30000 \times 2}{0.8 \times 48} = 1562.5 \text{ Ah}$$

• Choix de batteries

Il existe différentes technologies de batteries disponibles en Algérie que nous avons citées dans le chapitre précédent, Après une étude approfondie des différentes technologies de batteries disponibles, notre choix s'est porté sur les batteries LiFePO4 au lithium de la marque **EXPERTPOWER**.

Leur haute densité énergétique, leur longue durée de vie et leur excellente tolérance aux cycles de charge/décharge en font une solution idéale pour nos besoins en FPV. De plus, leur faible poids est un atout supplémentaire pour une utilisation dans des drones.



Figure.III.9. Batterie lifePO4 lithium [23].

Ce type de batterie est de référence EP48100, elle possède les caractéristiques suivantes (voir l'Annexe B) :

- C_{bat} : 100 Ah
- U_{bat} : 48V
- DOD : 80 %

• Calcul de nombre de batteries

Nombre de batteries en série

$$N_{\text{bs}} = \frac{U_{\text{sys}}}{U_{\text{bat}}} = 48/48 = 1 \text{ batterie en série.} \quad (\text{III.9})$$

Nombre de branches :

$$N_{bb} = \frac{C_{bat}}{C_b} = \frac{1562.5}{100} = 15.63 = 16 \text{ branches.} \quad (\text{III.10})$$

Donc 16 batteries en total.

4.6. Choix de l'onduleur et du régulateur

- **Choix du régulateur**

Les deux critères de choix d'un régulateur sont dictés par :

- La tension de sortie des panneaux ($U_{pa,s}$) : Il faut toujours que la tension de sortie du régulateur soit égale à la tension d'entrée des batteries ($U_{srég}=U_{bat}$) ;
- Le courant de sortie des panneaux ($I_{pa,s}$) : Il faut toujours que le courant de sortie des panneaux soit inférieur ou égal au courant d'entrée régulateur ($I_{pa,s}=I_{erég}$).

- **Calcul du courant qui va être injecté au régulateur $I_{erég}$**

Le courant d'entrée du régulateur ($I_{erég}$) est déterminé par [10] :

$$I_{erég} = I_{cc} \times N_p \quad (\text{III.11})$$

Où :

- $I_{erég}$ [A] : le courant d'entrée du régulateur ;
- N_p : le nombre de panneau en parallèle ;
- I_{cc} [A] : le courant de court-circuit du panneau.

A.N :

$$I_{erég} = I_{cc} \times N_p = 9.26 \times 12 = 111.1 \text{ A} \quad (\text{III.12})$$

Pour des raisons de sécurité, le régulateur doit avoir un courant ($I_{rég}$) égale à :

$I_{rég} \geq I_{erég} \times 1,25$ donc ; $I_{rég} \geq 138.9 \text{ A}$, donc le régulateur qu'on devrait choisir doit avoir un courant $I_{rég} \geq 138.9 \text{ A}$.

Bien que les régulateurs PWM soient plus simples et moins coûteux, nous avons choisi un régulateur MPPT pour son rendement supérieur. En effet, la technologie MPPT permet d'extraire un maximum d'énergie du panneau solaire, même dans des conditions de faible ensoleillement. De plus, notre régulateur MPPT est doté d'un écran LCD qui nous permet de

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

surveiller en temps réel l'état de charge de notre batterie et les performances de notre installation.

Pour optimiser la charge de notre batterie LiFePO4, nous avons sélectionné un régulateur MPPT Victron Energy SmartSolar MPPT RS 450/200-Tr.



Figure.III.10. Contrôleur de charge MPPT VictronEnergy [23].

Il possède les caractéristiques suivantes (voir sa fiche technique dans l'Annexe B) :

- Tension nominale 48 V,
- Intensité de charge nominale 200 A,
- Puissance de charge maximale 11.5 KW,
- Efficacité maximale $\geq 96\%$.

- **Choix de l'onduleur**

Le dimensionnement de notre onduleur se fait comme suit :

- **La compatibilité en tension** : la tension DC à la sortie des panneaux ($U_{sys}=U_{pa,s}$) doit appartenir à la plage de la tension d'entrée (U_e) de l'onduleur.
- **La compatibilité en courant** : l'onduleur doit être capable de gérer efficacement et en toute sécurité le courant produit par les panneaux solaires, le courant généré par les panneaux ne doit pas dépasser la limite du courant maximale de l'onduleur.
- **La compatibilité en puissance** : la puissance de l'onduleur doit être (P_{Ond}) supérieure à la puissance crête totale (P_c) des récepteurs AC. ($P_{Ond}>P_c$)

La puissance de l'onduleur est alors égale à : $P_{Ond} \geq 1,25 \times P_c$

Donc notre onduleur doit avoir une puissance $P_{Ond} \geq 9375$ W.

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

Bien qu'il existe des onduleurs moins chers avec une onde sinusoïdale modifiée, nous avons privilégié un modèle à onde sinusoïdale pure pour sa compatibilité avec un plus large éventail d'appareils.

Le choix de l'onduleur WZRELB a été guidé par plusieurs critères techniques. Sa large plage de tension d'entrée nous permet de l'adapter à différentes configurations de batteries. De plus, ses multiples protections (surcharge, surchauffe, court-circuit) assurent une sécurité maximale pour notre installation (Sa fiche technique est illustrée dans l'Annexe B).



Figure.III.11. Onduleur DC/AC WZRELB [23].

4.7. Dimensionnement de la section des conducteurs

C'est sur la partie courant continu de l'installation que les intensités sont les plus importantes, c'est donc dans cette partie que se pose le problème des pertes joules et des chutes de tensions dans les câbles. Nous allons donc déterminer les sections des câbles entraînant le moins de chute de tension possible entre les panneaux et l'onduleur-chargeur, aussi entre les batteries et l'onduleur-chargeur.

Les sections des conducteurs entre les différents composants photovoltaïques sont sensiblement liées aux courants qui doivent y transiter. Ainsi pour chaque tronçon du conducteur considéré, on utilise la relation suivante [24] :

$$S_{Ci} = \frac{\rho \times I \times 2L}{\Delta u} \quad (\text{III.13})$$

Où :

- $S_{Ci} [mm^2]$: La section du conducteur
- $\rho [\Omega m^2/m]$: La résistivité du conducteur
- $I [A]$: Le courant électrique dans le conducteur

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

– $L[m]$: La longueur du conducteur

– Δu [%] : La chute de tension maximale.

Pour notre installation on prend des câbles en cuivre par exemple ;

- La chute de tension maximale entre : panneaux => boîte de raccordement ; boîte de raccordement => régulateur ; régulateur => batterie, batterie => onduleur = $\Delta U = 2\%$
- Puissance nominale de l'onduleur $P_{NOM} = 10000$ W
- Conducteurs en cuivre ($\rho = 1,6 \cdot 10^{-8}$ W.m).

Prenons comme exemple les normes suivantes entre les éléments PV :



On détermine alors les sections des conducteurs entre :

- **Les Panneaux – le Régulateurs :**

La détermination de cette section se fait sur deux tronçons. On a donc les sections des conducteurs suivantes [24] :

- **Entre les Panneaux – la Boîte de Raccordement (BR)**

$$S_1 = \frac{\rho \times I_1 \times 2L}{\Delta U_{pa,s}} = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 2,08 \times 2 \times 7}{0,96} = 0,48 \text{ mm}^2 \quad \text{(III.14)}$$

Où le courant I_1 dans le tronçon est calculé par :

$$I_1 = I(pa/BR) = \frac{P_{c,pa}}{U_t} = \frac{100}{48} = 2,08 \text{ A, et } \Delta U_{pa,s} = 48 \times 0,02 = 0,96, \text{ avec :}$$

$P_{c,pa}$: puissance crête d'un panneau.

U_t : la tension du système.

I_1 : le courant entre les panneaux solaires et le boitier de raccordement.

$U_{pa,s}$: la tension à la sortie du panneau.

$\Delta U_{pa,s}$: Chute de tension à la sortie du panneau

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

Soit un câble d'une section de 0.48 mm², on prendra donc des câbles de section normalisée 0,5 mm²

- **Entre la Boite Raccordement (BR) – le Régulateur**

$$SC = \frac{\rho \times I_e \text{ rég} \times 2L}{\Delta U_{pa,s}} = \frac{1.6 \times 10^{-8} \times 111.1 \times 2 \times 10}{0.96} = 37.03 \text{ mm}^2 \quad \text{(III.15)}$$

$I_{(BR/rég)} = I_{erég}$ = courant d'entée du régulateur solaire.

Soit un câble de section minimale 37.03 mm² prend Un câble de section normalisée 50 mm²

• **Le Régulateur– le parc des Batteries**

La section du conducteur entre ces deux composants est déterminée par :

$$SC = \frac{\rho \times I_e \text{ rég} \times 2L}{\Delta U_{pa,s}} = \frac{1.6 \times 10^{-8} \times 111.1 \times 8}{0.96} = 14.8 \text{ mm}^2 \quad \text{(III.16)}$$

La section de câble normalisée est 16 mm²

• **Le parc de Batteries – l'Onduleur**

La section des conducteurs entre ces deux composants est déterminée par :

$$SC = \frac{\rho \times I_e \text{ ond} \times 2L}{\Delta U_t} = \frac{1.6 \times 10^{-8} \times 245.09 \times 8}{0.96} = 32.67 \text{ mm}^2 \quad \text{(III.17)}$$

Le courant I_{eOnd} dans le tronçon est calculé par :

$$I_{e,Ond} = \frac{P_{ond}}{\eta_{Ond} \times U_e} = \frac{10000}{0.85 \times 48} = 245.09 \text{ A}$$

Où :

- I_{eOnd} : Le courant d'entrée dans l'onduleur ;
- η_{Ond} : Le rendement de l'onduleur ;
- U_e : La tension d'entrée dans l'onduleur ($U_e = U_{pa,s}$).

On prend un câble de section normalisée 35 mm².

• **Résultats du dimensionnement**

Composants PV	Quantité
Panneaux solaires Condor CEM320M-72 monocristallin (320W _c)	36

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

Flotteurs Xiamen SF-FLM-TGW02	6
Batteries solaires LifeP04 48V 100Ah	16
Régulateur de charge MPPT 48V	1
Onduleur DC/AC 10000 W	1
Sections des câbles	Quantité
Panneaux – Boite de Raccordement (7m)	0.5 mm ²
Boite Raccordement– Régulateur (10m)	50 mm ²
Régulateur– parc des Batteries (4m)	16 mm ²
parc de Batteries –Onduleur (4m)	35 mm ²

Tableau.III.5. Résultats du dimensionnement du parc FPV autonome.

5. Etude comparative avec le logiciel PVSYST

5.1 Irradiation solaire

En se basant sur la valeur minimale d'irradiation solaire 5,30 KWh/m²/jour (mois le moins ensoleillé), on pourrait dire que les conditions météorologiques associées au rayonnement, sont en quelques sortes suffisantes pour installer une technologie photovoltaïque flottante au niveau du barrage TAKSEBT de Tizi-Ouzou.

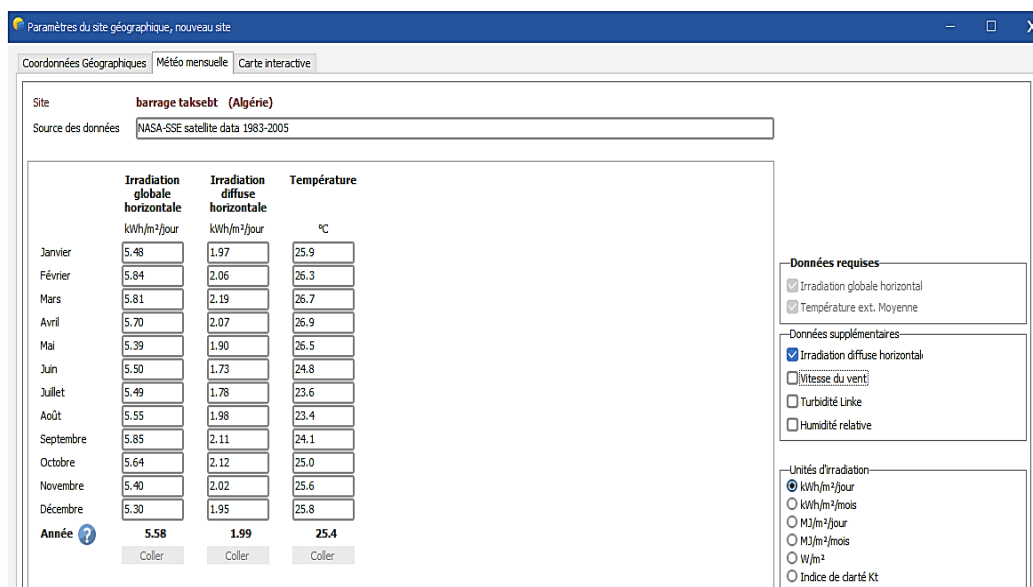


Figure.III.12. Données météorologiques journalières et annuelles du site de Tizi-Ouzou sur le logiciel PVSYST.

5.2 Résultats de la simulation avec PVSYST et discussion

➤ Besoins journaliers et orientation

Les besoins journaliers en énergie et l'orientation des panneaux photovoltaïques sont cruciaux pour maximiser la production d'électricité solaire et répondre à la demande énergétique.

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

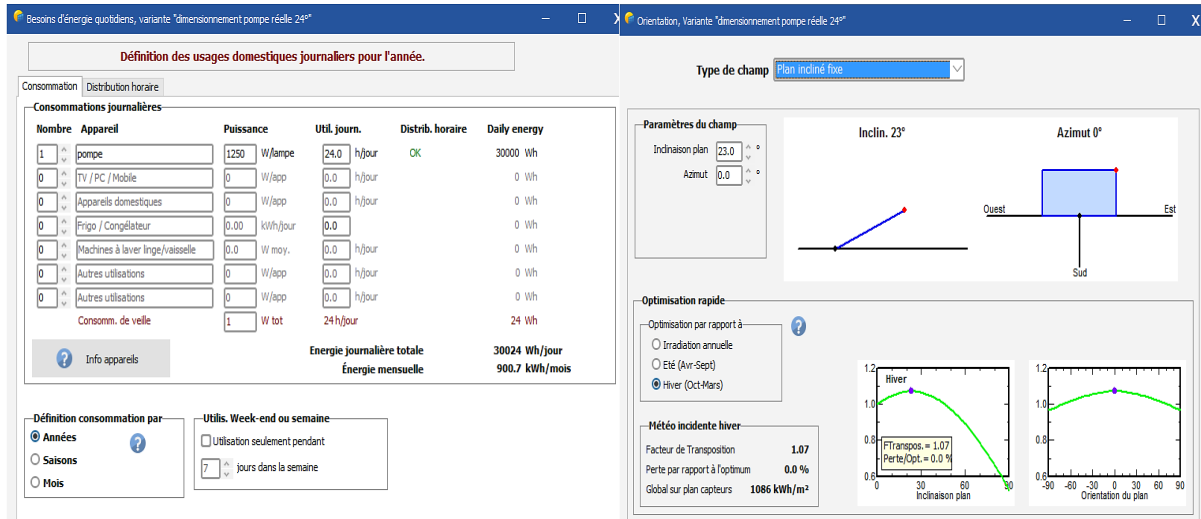


Figure.III.13. les besoins en énergie et l'orientation du système avec PVSYS.

➤ Parc de batterie

La Fig. III.14, montre le nombre de batteries obtenu par PVSYS.

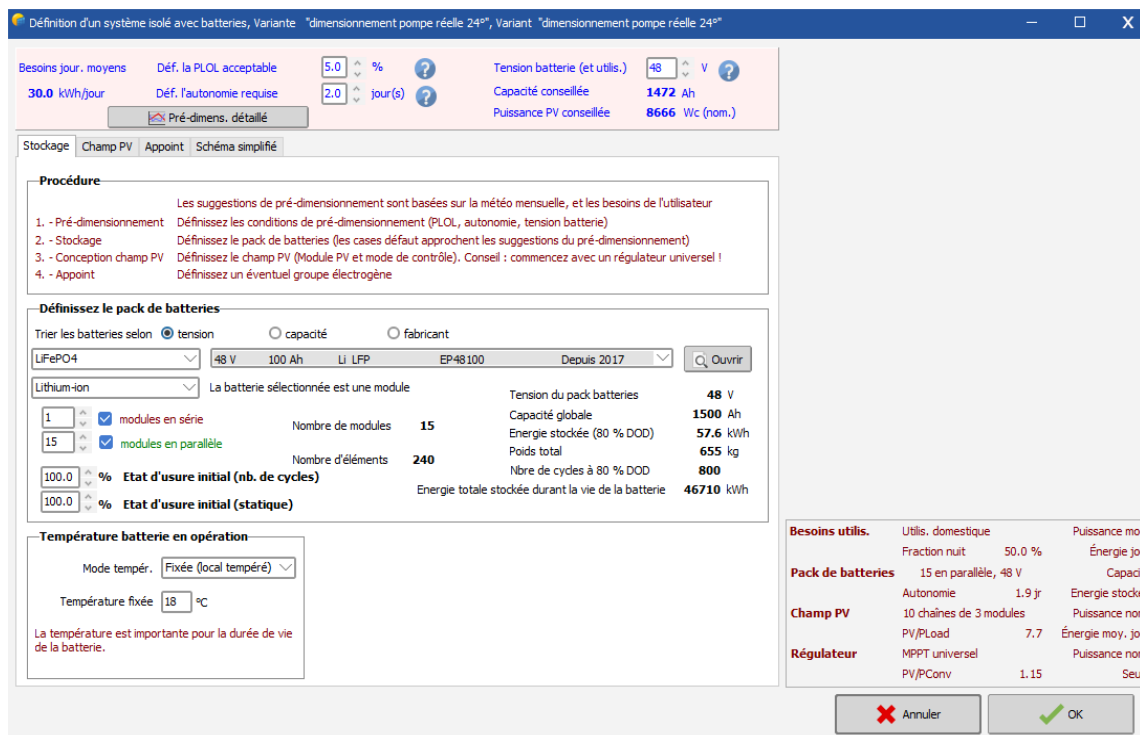


Figure.III.14. Nombre de batteries avec PVSYS.

➤ Champ PV et régulateur

La Fig. III.15, présente le nombre de modules PV et le régulateur choisi pour notre installation FPV obtenu avec le logiciel PVSYS.

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

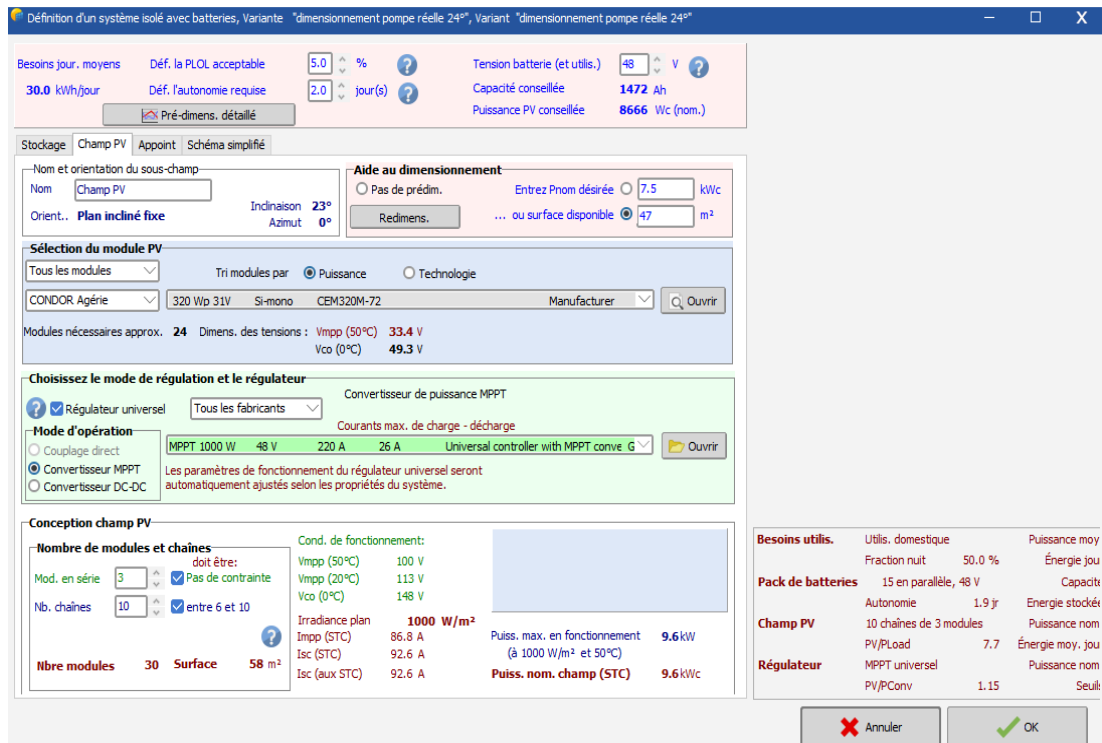


Figure.III.15. Dimensionnement du champ PV et le régulateur avec PVSYSST.

➤ Paramètres de simulation et résultats principaux sur PVSYSST

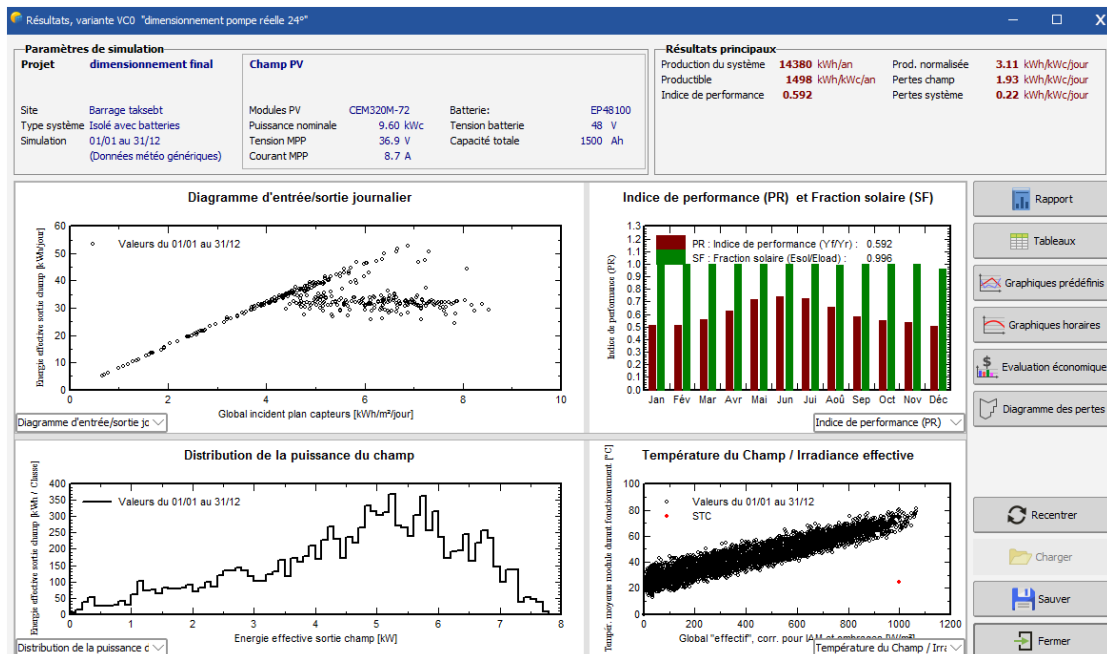


Figure.III.16. Résultat principaux de la simulation avec PVsyst.

• Discussion 1 :

Les résultats principaux représentés sur les Figures III.13, III.14, III.15 et III.16, sont très positifs, ils démontrent que le système photovoltaïque conçu répondra efficacement à nos

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

besoins énergétiques. La production d'énergie estimée est supérieure à notre consommation (14380 KWh/an), ce qui nous permettra non seulement de couvrir nos besoins en électricité, mais également de produire un surplus pouvant être stocké. Un indice de performance de 60 % qui indique que le système produit 60% de l'énergie théorique maximale qu'il pourrait produire dans les conditions idéales. Une fraction solaire de 99.6 % indiquant que presque toute l'énergie potentielle du soleil est captée et utilisée par le système. Une perte du système négligeable de 0.22 KWh/KWc/jour est indiquée également.

5.3 Résultats du dimensionnement avec PVSYST

Les résultats obtenus avec le logiciel PVSYST sont en très bonne concordance avec ceux de notre étude théorique. Le choix des panneaux photovoltaïques, des batteries et du régulateur de charge est identique dans les deux cas. Nous avons rigoureusement intégré toutes les caractéristiques techniques des composants utilisés dans les calculs théoriques au sein de la base de données de PVSYST, comme détaillé dans le rapport de simulation (voire l'Annexe A). Le tableau ci-dessous montre le résultat du dimensionnement avec PVSYST

Composants PV	Quantité
Panneaux solaires Condor CEM320M-72 monocristallin (320 W _c)	30
Batteries solaires LifeP04 48V 100Ah	16
Régulateur de charge universel MPPT 220 A 48V	1

Tableau.III.6. Résultats du dimensionnement avec PVSYST.

6. Inclinaison optimale du système FPV

Avec le logiciel PVSYST, nous avons varié l'orientation de notre champs PV afin de trouver l'inclinaison optimale pour notre installation.

Nous avons choisi le plan d'inclinaison fixe, la **Fig.III.17**, montre les résultats simulés en fonction de la variation de l'inclinaison :

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

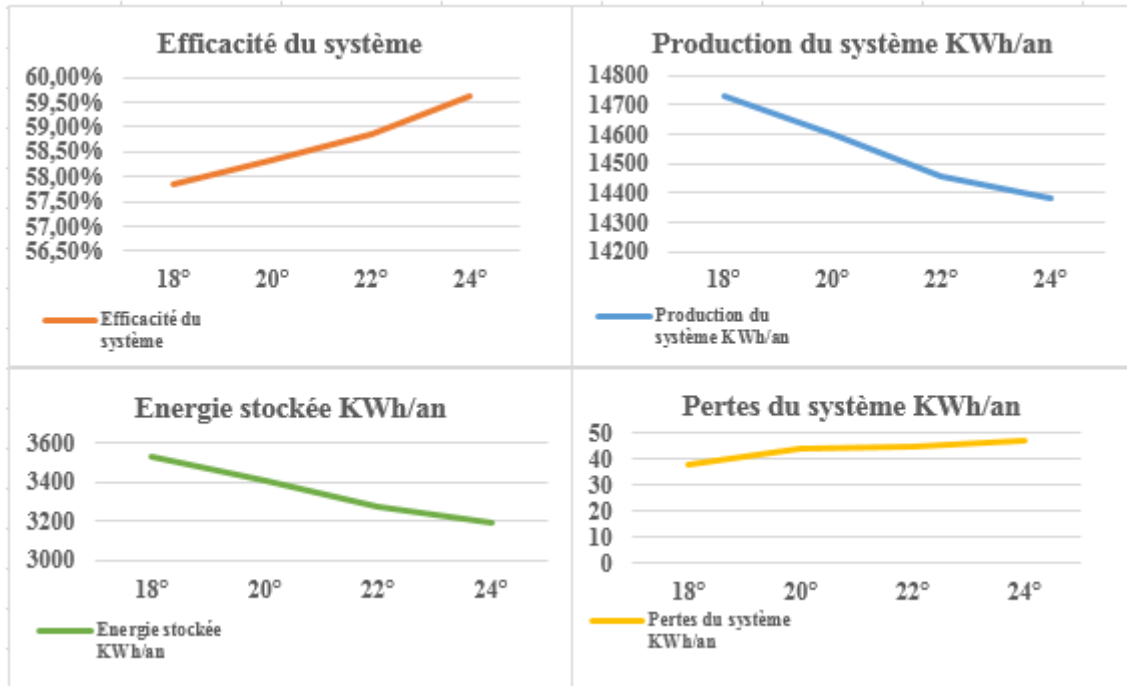


Figure.III.17. Résultats de simulation principaux en fonction de l'angle d'inclinaison.

- **Discussion 2 :**

D'après la Fig.III.17, on peut conclure que les résultats simulés varient avec l'angle d'inclinaison, et une inclinaison entre 22° et 25° peut être considérée comme optimale pour des prises de vue équilibrées.

7. Pourcentage de couverture en énergie totale consommé dans le cas de dimensionnement d'une seule pompe du barrage

7.1 Calcul du pourcentage

Une seule pompe nécessite 1250 W et fonctionne 24h/24h.

- Consommation quotidienne d'une pompe est : 30 kWh/jour
- Consommation annuelle d'une pompe est : 10 950 kWh/an
- Consommation totale annuelle est de : 108 839 kWh/an en 2021.

- Pourcentage de la consommation annuelle d'une seule pompe par rapport à la

consommation totale : $\frac{10\,950\text{ kWh}}{108\,839\text{ kWh}} \times 100 \approx 10.06\%$.

- Pourcentage de la consommation du reste des appareils :

$$100\% - 10.06\% = 89.94\%$$

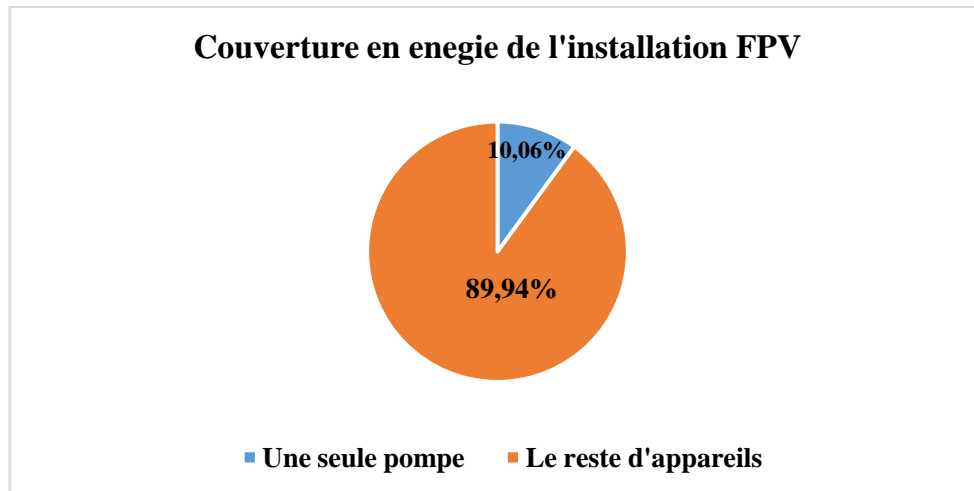


Figure.III.18. Secteur du pourcentage de couverture d'énergie d'une seule pompe du barrage.

7.2 Réduction de la facture d'électricité au niveau de SEAAL

- Facture initiale en 2021 = 1651017,8 DZD (Fig.III.3)

$$\text{Réduction de la facture} = \text{Facture initiale} \times \frac{\text{pourcentage de couverture énergétique}}{100}$$

$$= 1651017,8 \times \frac{10,06}{100}$$

$$= 166092,39 \text{ DZD}$$

Donc la facture sera : $1651017,8 - 166092,39 = 1484924,61 \text{ DZD}$

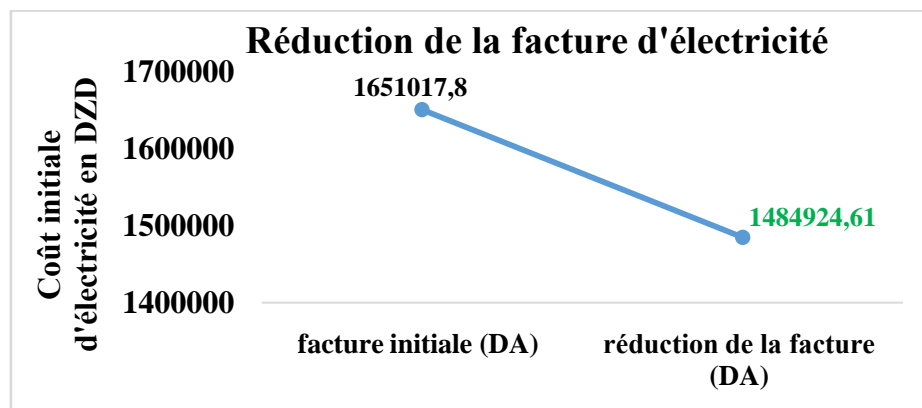


Figure.III.19. Réduction du coût d'électricité.

- **Discussion 3 :**

Bien que la couverture énergétique de notre installation photovoltaïque (FPV) atteigne 10,06% des besoins de la station SEAAL du barrage TAKSEBT, ce résultat semble modeste.

Chapitre III : Dimensionnement et étude technico-économique d'un système photovoltaïque flottant

Il ouvre la voie à des réductions substantielles de la facture d'électricité et démontre le potentiel des énergies renouvelables dans le secteur.

8. Coût de l'installation

Le coût de l'installation photovoltaïque dépend de plusieurs facteurs, notamment la taille du système, et la technologie choisie, le **Tab. III.7**, présente le prix des éléments PV choisis pour notre installation et le coût total.

Composants	Caractéristiques	Prix unitaire en DA	Quantité	Coût en DA
Panneaux solaires condor	-CEM320M-72 -320Wc	22 400,00 DA	36	806 400,00 DA
Régulateur Victron Energy	-MPPT RS 450/200-Tr -200 A -48V	276 257,92 DA	1	276 257,92 DA
Onduleur ZWRELB	-10000 W - 40-60 VDC -230 VAC	296 780,69 DA	1	296 780,69 DA
Batteries LifePO4	-48V -DOD 80% - 100 Ah	214 473,00 DA	16	3 431 568 DA
Flotteur Xiamen	-SF-FLM TGW02.	25 398,54 DA	6	152 391.24 DA
Coût total =				4 963 397,85 DA

Tableau.III.7. Estimation du prix de l'installation PV flottante.

- **Discussion 4 :**

Comme le montre le **tab.III.7**, les composants clés de notre installation FPV, à savoir les batteries au lithium, le régulateur de charge et l'onduleur, représentent une part importante des coûts initiaux. Cependant, il convient de souligner que les avantages à long terme de cette technologie, tels que l'optimisation de l'espace, l'amélioration du rendement des panneaux solaires grâce au refroidissement par l'eau et la réduction de l'évaporation, peuvent compenser cet investissement initial.

9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons démontré le potentiel des systèmes photovoltaïques flottants pour répondre aux besoins énergétiques spécifiques du barrage de TAKSEBT.

Les résultats obtenus sont encourageants, démontrant la faisabilité technique et économique de cette solution innovante. En outre, elle ouvre de nouvelles perspectives pour le développement de sources d'énergie renouvelable en Algérie. Toutefois, le coût initial d'investissement, notamment lié à l'acquisition des équipements et à l'installation, constitue un frein majeur au déploiement à grande échelle de cette technologie.

Conclusion générale

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Les systèmes photovoltaïques flottants avec stockage offrent une solution innovante et durable pour répondre aux défis énergétiques actuels. Notre étude, menée sur le site du barrage de TAKSEBT à Tizi-Ouzou, a permis de dimensionner et d'évaluer la performance d'une telle installation dans un environnement spécifique.

Pour concevoir un système FPV autonome, nous avons mené une étude de dimensionnement nécessaire pour alimenter une pompe du barrage. Le système autonome que nous avons développé, se compose de modules PV d'une puissance nominale de 320Wc destinés à fournir l'énergie nécessaire à une pompe électrique qui consomme quotidiennement une énergie électrique de 30 KWh/jours. Pour répondre à cette demande 36 modules combinés sont requis. Pour gérer d'éventuelles perturbations, un stockage sur 16 batteries de 48 V avec une capacité moyenne de 100 Ah, a été prévu. Pour protéger et garantir le bon le fonctionnement de ces batteries, un régulateur a été intégré dans notre installation.

Afin de maximiser l'efficacité du système sur le site, nous avons opté pour des équipements fabriqués avec des matériaux développés et disponibles sur le marché, permettant d'augmenter le rendement et de réduire le coût. Une inclinaison du champ photovoltaïque entre 22° et 25°, a été choisie, correspondant à l'angle optimal pour capter une énergie stable tout au long de l'année, ce qui assure un bon rendement et prolonge la durée de vie des batteries.

Les résultats de notre étude indiquent que l'implantation d'un système photovoltaïque flottant sur le barrage de TAKSEBT présente de nombreux avantages. La grande surface d'eau disponible offre un espace idéal pour le déploiement de panneaux solaires, optimisant ainsi la production d'électricité. Par ailleurs, le refroidissement naturel des panneaux par l'eau améliore leur performance et leur longévité.

L'intégration d'un système de stockage permet d'assurer une alimentation électrique continue, même en l'absence d'ensoleillement, et de répondre aux besoins énergétiques fluctuants du site. Cette solution contribue à réduire la dépendance aux énergies fossiles et à limiter les émissions de gaz à effet de serre.

Sur le plan économique, notre analyse a démontré la viabilité financière de ce projet sur le long terme. Bien que l'investissement initial soit important, les économies réalisées sur la facture énergétique permettent un retour sur investissement rapide.

Conclusion Générale

En conclusion, le projet de centrale photovoltaïque flottante sur le barrage de TAKSEBT constitue un exemple concret de la transition énergétique en Algérie. Il s'inscrit dans une démarche globale de développement durable et contribue à renforcer l'autonomie énergétique du pays. Les résultats de cette étude peuvent être généralisés à d'autres sites similaires et ouvrent des perspectives prometteuses pour le développement de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable en Algérie.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] Anne Labouret, Michel Viloz, “Energie Solaire Photovoltaïque”, 4^{ème} Edition, Dunod, Paris, 2009.
- [2] Jimmy Royer, Thomas Djiako, Eric Schiller, BokarSadaSy, “Le Pompage Photovoltaïque”, France, 1998.
- [3] Sara Cherifi, Mohamed Haddad, “ L’énergie Solaire : Un Moteur du Développement Durable en ALGÉRIE”, Les Cahiers du Cread, Vol. 35, No.3, p. 95-125, 2019.
- [4] Marco Rosa-Clot, Giuseppe Marco Tina, “Floating PV Plants”, eBook ISBN: 9780128170625, 1st Edition, 2020.
- [5] Tounsia Ben Khemmou, “ Etude et dimensionnement d’une installation photovoltaïque intégrée au bâtiment : Cas d’un laboratoire au CDER”, Réseaux Electriques, Université Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou, Algérie, 28 septembre 2014.
- [6] Abdel Fettah Mesrane, Madjid Chikh, Rabah Sellami, “Des Installations Solaires Photovoltaïques Autonomes et Raccordées au Réseau Basse Tension”, Guide Technique CEREFÉ, 2022.
- [7] Cours master en énergies renouvelables, “Capteurs solaires photovoltaïques”, Université Alioune DIOP de Bambey, 2015.
- [8] Alain Ricaud, “Les systèmes photovoltaïques”, Polytechnique de Savoie (Ecole d’ingénieur), 5^{eme} année, octobre 2011.
- [9] Salomon Chabi, “Energie Solaire Photovoltaïque”, Manuel de l’installateur, Editions universitaires européennes, 2017.
- [10] Abdelhamid Benhaya, Cours, “Systèmes photovoltaïques”, Faculté de Technologie, Département d’Électronique, Université de Batna 2, Algérie, 2016/2017.
- [11] Asmaa El Fahli, Khaoula Sanak, “Dimensionnement et Modélisation d’un parc photovoltaïque flottant au niveau du barrage Al Massira”, Ingénierie électrique pour les énergies renouvelables et réseaux intelligents-Energie solaire photovoltaïque, Université Polytechnique Mohammed VI, Maroc, 2021.

Références bibliographiques

- [12] World Bank Group, ESMAP and SERIS. “Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report”. Washington, 2019.
- [13] CoherentMarket Insights, “ analyse de la taille et des parts du marché mondial des panneaux solaires flottants-tendances et prévisions de croissance (2023-2030)”, rapports de l’industrie, janvier 2024.
- [14] Aydan Garrod, ShanzaNeda Hussain, Aritra Ghosh, SaiyamNahata, Caitlin Wynne, Sebastien Paver, “An assessment of floating photovoltaic systems and energy storage methods: A comprehensive review”, Elsevier, Results in Engineering, Vol. 21, No.101940, pp. 1-13, 2024.
- [15] Gaëtan Masson, IzumiKaizuka, “Trends in Photovoltaic Applications 2021”, report IEA PVPS T1-41:2021.
- [16] Valentin Gigon, “Pourquoi le solaire flottant est une innovation ?” LAGRUME, article, 2 Mars 2024.
- [17] Carole Delga, “pour un projet photovoltaïque flottant concerté et réussi ”, Occitanie et énergie positive, Guide référentiel, 3 mai 2023.
- [18] HasnainYousuf , Muhammad QuddamahKhokhar, Muhammad Aleem Zahid, Jaeun Kim, Youngkuk Kim, Eun-Chel Cho, Jeune Hyun Cho, junsinYi, “areview on floatingphotovoltaic technology (FPVT)”, CurrentPhotovoltaicResearch, vol.8, No.3, p.67-78, 21 aout 2020.
- [19] Gwladys Johnson Akinocho, “Maroc : mise en service imminente de la 1ère centrale photovoltaïque flottante du continent à Sidi Slimane”, 24 septembre 2021.
- [20] Xiamen Solar First EnergyTechnology Co, entreprise, “ Système de montage en PV solaire flottant-TGW01”, china. https://fr.pvsolarfirst.com/sf-floating-solar-mount-tgw01_p114.html3 (consulté le 31 aout 2024)
- [21] Jean-Christophe Barla , “Peyrolles : Boralex fait flotter l’énergie solaire en Provence”, France, 16 novembre 2021.
- [22] Guide des prix condor, « CATALOGUE Produits solaires Photovoltaïques »
<https://www.condor.dz/showpdf/photovoltaique.html>(consulté le 31 aout 2024).
- [23]<https://richsolar.com/>(consulté le 31 aout 2024).

Références bibliographiques

[24]FitaLibwa Justin, Phongomavungu Germain, ‘‘Méthode de dimensionnement d’un système photovoltaïque comme source de secours pour l’alimentation d’un laboratoire informatique : Cas de laboratoire informatique de l’ISTA Lukula, Boma, RD Congo’’, International Journal of Innovation and Applied Studies, Vol.38, No.4, pp.847-859, 2023.

Annexes

ANNEXES

Annexe A

Rapport de simulation PVSYSY :



PVsyst V7.2.11
VCO, Simulation date:
31/08/24 12:23
with v7.2.11

Project: dimensionnement final

Variant: dimensionnement pompe réelle 24°

Project summary

Geographical Site Barrage taksebt Algeria	Situation Latitude 0.00 °N Longitude 0.00 °E Altitude 0 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Barrage taksebt NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Synthétique		

System summary

Stand alone system	Stand alone system with batteries
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 23 / 0 °	User's needs Dally household consumers Constant over the year Average 30.0 kWh/Day
System information	Battery pack
PV Array Nb. of modules 30 units Pnom total 9.60 kWp	Technology Lithium-Ion, LFP Nb. of units 15 units Voltage 48 V Capacity 1500 Ah

Results summary

Available Energy 14380 kWh/year	Specific production 1498 kWh/KWp/year	Perf. Ratio PR 59.17 %
Used Energy 10911 kWh/year		Solar Fraction SF 99.57 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Detailed User's needs	4
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7

ANNEXES



PVsyst V7.2.11
VCO, Simulation date:
31/08/24 12:23
with v7.2.11

Project: dimensionnement final
Variant: dimensionnement pompe réelle 24'

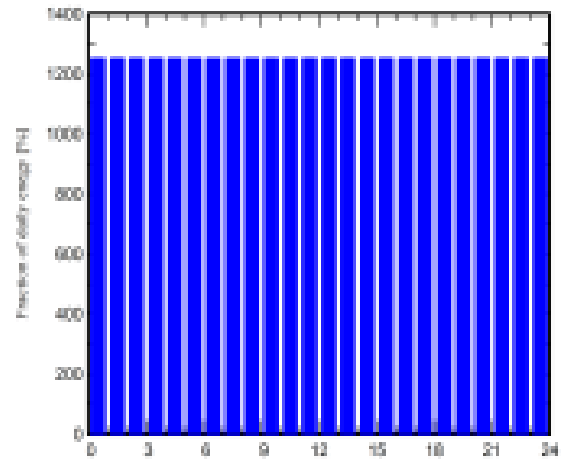
Detailed User's needs

Daily household consumers, Constant over the year, average = 30.0 kWh/day

Annual values

	Number	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
pompe	1	1250W	24.0	30000
Consomm. de veille			24.0	24
Total daily energy				30024Wh/day

Hourly distribution



ANNEXES

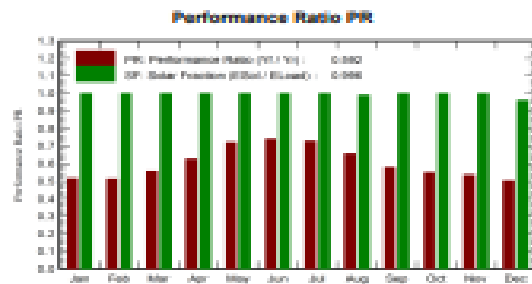
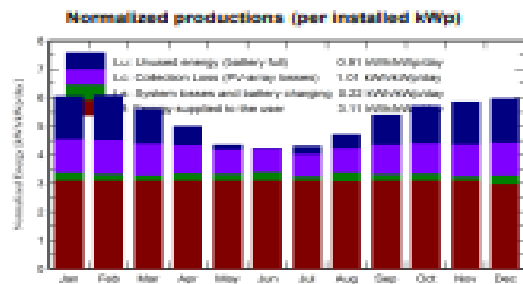


PVsyst V7.2.11
 HCO, simulation date:
 31/08/24 12:23
 with v7.2.11

Project: dimensionnement final Variant: dimensionnement pompe réelle 24"

Main results

System Production			
Available Energy	14380 kWh/year	Specific production	1498 kWh/kWp/year
Used Energy	10911 kWh/year	Performance Ratio PR	89.17 %
Excess (unused)	3192 kWh/year	Solar Fraction SF	89.57 %
Loss of Load		Battery aging (State of Wear)	
Time Fraction	0.4 %	Cycles SCW	89.3 %
Mixing Energy	47 kWh/year	Static SCW	90.0 %
		Battery lifetime	9.4 years



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	169.9	183.1	1407	440.5	0.00	930.7	930.7	1.000
February	163.5	186.0	1277	416.0	0.00	840.7	840.7	1.000
March	180.1	189.0	1292	355.5	0.00	930.7	930.7	1.000
April	171.0	143.9	1110	183.2	0.00	930.7	930.7	1.000
May	187.1	128.1	991	41.4	0.00	930.7	930.7	1.000
June	185.0	119.8	937	0.0	0.00	900.7	900.7	1.000
July	170.2	126.6	899	71.5	0.00	930.7	930.7	1.000
August	172.0	140.1	1103	138.2	9.46	921.3	930.7	0.990
September	175.5	156.7	1218	298.0	0.00	900.7	900.7	1.000
October	174.8	172.3	1338	377.0	0.00	930.7	930.7	1.000
November	162.0	171.4	1324	422.9	0.00	900.7	900.7	1.000
December	164.3	180.8	1386	449.8	37.91	892.8	930.7	0.959
Year	2005.5	1837.8	14380	3194.6	47.37	10911.4	10908.8	0.998

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	E_User	Energy supplied to the user
GlobEff	Effective Global, cor. for IAM and shadings	E_Load	Energy need of the user (Load)
E_Avail	Available Solar Energy	SolFrac	Solar fraction (EUsed / ELoad)
EUnused	Unused energy (battery full)		
E_Miss	Mixing energy		

ANNEXES

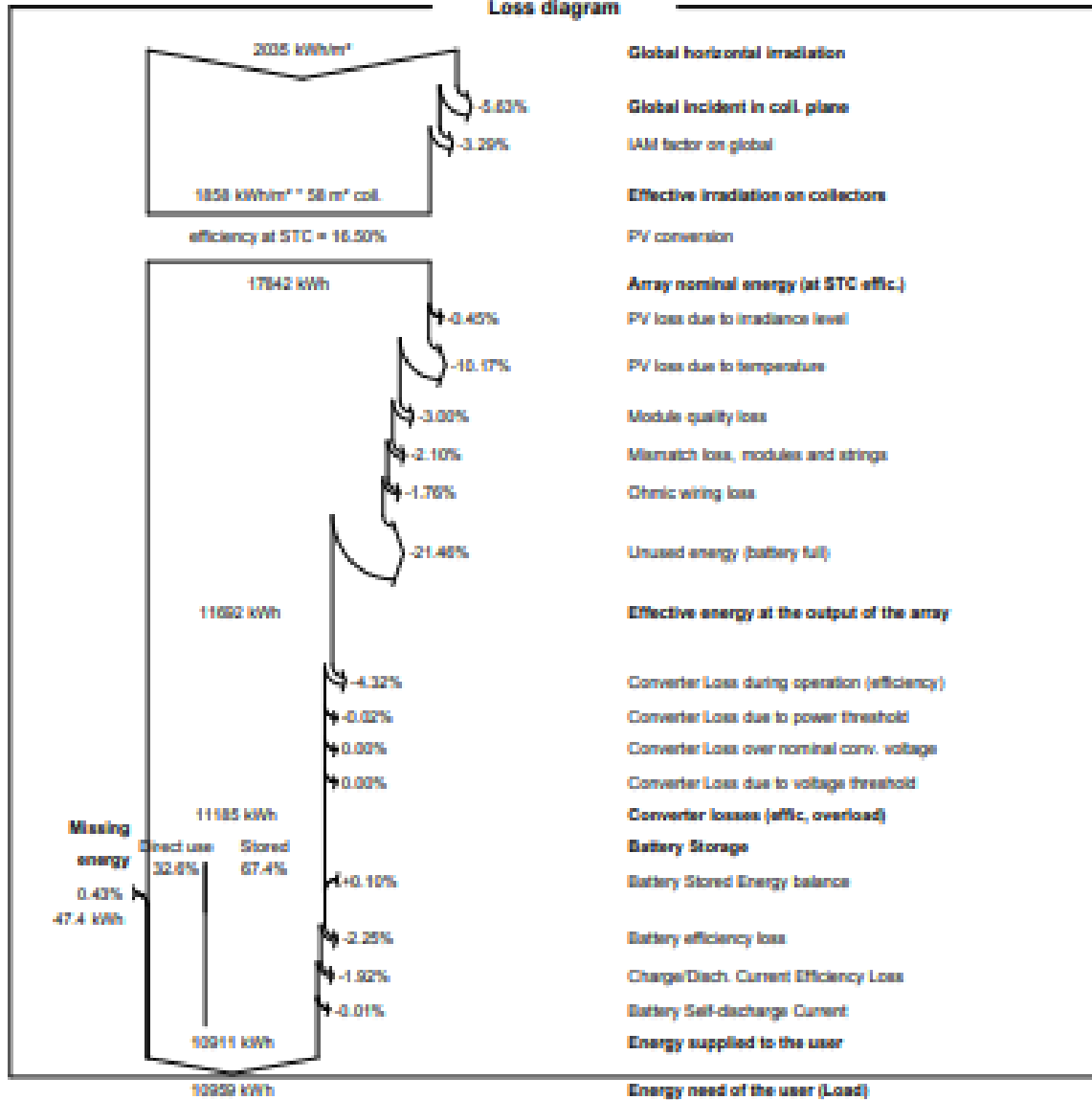


PVsyst V7.2.11
 VCO, Simulation date:
 31/08/24 12:23
 with v7.2.11

Project: dimensionnement final

Variant: dimensionnement pompe réelle 24'

Loss diagram

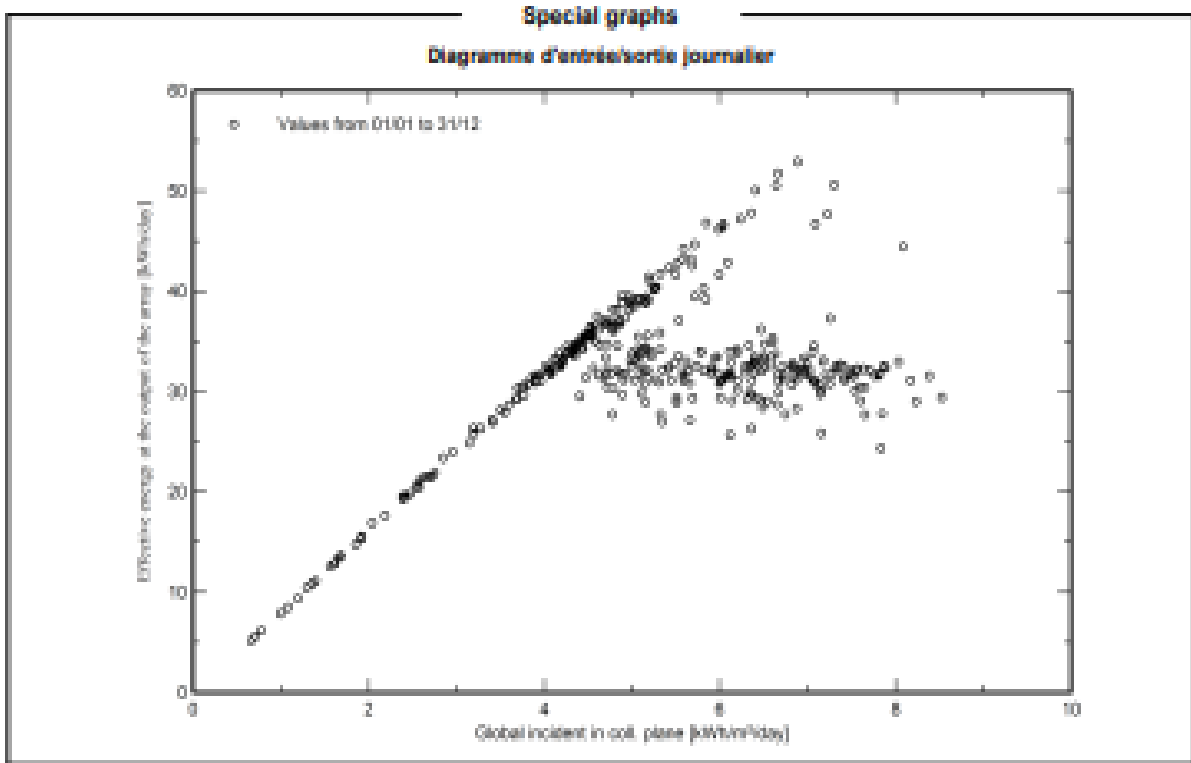


ANNEXES



PVsyst V7.2.11
VCO, Simulation date:
31/08/24 12:23
with v7.2.11

Project: dimensionnement final
Variant: dimensionnement pompe réelle 24'



Annexe B

Fiches techniques :

- Module PV :

Type de module	Unité	CEM310M-72	CEM315M-72	CEM320M-72
Puissance nominale	Wc	310	315	320
Tension en circuit ouvert (Vco)	V	45,60	45,73	45,90
Courant de court Circuit Isc	A	9,80	8,92	9,26
Tension mpp Vmpp	V	36,20	37,15	36,60
Courant mpp Impp	A	8,56	8,48	8,74
Tension maximale du système VDC	V	1000		
Charge maximale De fusibles (A)	A	15		
Facteur de température (cellule):				
Température nominale de fonctionnement		NOCT	45±2°C	
Coefficient de température de puissance		%/°C	-0.41	
Coefficient de température de courant		%/°C	+0.06	
Coefficient de température de voltage		%/°C	-0.32	

ANNEXES

Type de cellule	Cellule monocristalline avec anti-reflection
Nombre de cellules par module	72 cellules (6x12)
Dimensions de la cellule	165x165 mm
Dimensions du module	1956x992x50mm
Poids du module	23.5 Kg
	Alliage en aluminium anodisé
Type de verre	Verre trempé, 3.2 mm d'épaisseur
Boite de jonction et connecteur	IP65;3 Diodes By-passe et câbles compatibles avec un connecteur MC4
Température d'utilisation	- 40°C à 85°C

Fiche technique d'un module PV Condor CEM320M-72 [22].

- Batteries :**

Type de Batterie	LiFePO4 / Lithium	Tension de Flotteur	55,2V
Tension Nominale	51.2V	Max. Cont'd Décharge Courant	100A
Capacité Évaluée	100Ah (0.2C, 77°F)	Max. Cont'd Charge Courant	100A
Normale Énergie	5120Wh (0.2C, 77°F)	Recommandé Charge Courant	50A
Type de Terminal	M6	Durée de vie (68°F 0.2C 50%DOD)	>7500 Cycles
Dimensions (L x L x H)	19 X 18,9 x 7 pouces	Norme de Sécurité	UL1642 à Cell-Level
Poids	98 lb	Matériau de Boîtier	16S1P / 16pcs 100Ah Cellules
Tension de Charge	56V	Matériau de Boîtier	Matériau de Boîtier

Fiche technique de la batterie lifepo4 EP48100 [23].

- Régulateur :**

SmartSolar MPPT RS isolé	450 100	450 200	GÉNÉRAL	
CHARGEUR			Fonctionnement en parallèle synchronisé	Oui, jusqu'à 25 unités avec VE.Can
Tension de la batterie	48 V		Relais programmable ⁽¹⁾	Oui
Courant de charge nominal	100 A	200 A	Protection	Polarité inversée PV Court-circuit de sortie Surchauffe
Puissance de charge maximale	5,8 kW à 57,6 V	11,5 kW à 57,6 V	Communication de données	Port VE.Direct, Port VE.Can et Bluetooth (6)
Tension de recharge « d'absorption »	Configuration par défaut : 57,6 V (réglable)		Fréquence Bluetooth	2402 – 2480 MHz
Tension de charge Float	Configuration par défaut : 55,2 V (réglable)		Puissance Bluetooth	4 dBm
Plage de tension programmable	Minimum : 36 V Maximum : 60 V ⁽²⁾		Port d'entrée universel analogique/numérique	Oui, 2x
Algorithme de charge	Adaptatif à étapes multiples (réglable)		Allumage/Arrêt à distance	Oui
Sonde de température de la batterie	Inclus		Plage de température d'exploitation	De - 40 à + 60 °C (refroidissement par ventilateur)
Efficacité maximale	96 %		Humidité (sans condensation)	maxi 95 %
Autoconsommation	15 mA		BOÎTIER	
SOLAIRE			Matériau et couleur	Acier, bleu RAL 5012
Tension CC PV maximale	450 V		Degré de protection	IP21
Tension de démarrage	120 V		Raccordement de la batterie	Écrous M8
Plage de tension d'exploitation du MPPT	65 – 450 V ⁽¹⁾		Entrée PV sur bornes de puissance (version -Tr)	16 mm ²
Nombre de traqueurs	2	4	Entrée PV sur bornes de puissance (version MC4)	1 paire de connecteurs MC4 mâle et femelle par tracker
Courant d'entrée PV opérationnel max.	Modèles MC4 : 16 A par tracker Modèles Tr : 18 A par tracker		Poids	7,9 kg 13,7 kg
Courant de court-circuit PV max. ⁽²⁾	20 A par tracker		Dimensions (h x l x p) en mm	440 x 313 x 126 487 x 434 x 146
Puissance de charge de sortie CC max.	4000 W par tracker 5760 W total	4000 W par tracker 11520 W total		
Capacité maximale du parc PV par traqueur ⁽²⁾	7200 Wp (450 V x 20 A) ⁽¹⁾			
Niveau de défaillance Isolation PV ⁽⁴⁾	100 kΩ			

Fiche technique du régulateur MPPT Victron [23].

ANNEXES

- **Onduleur :**

Tension DC	12V ou 24V ou 48V	Surcharge	Arrêt de la sortie
Plage de tension DC	10-15VDC ou 21-30VDC ou 42-60VDC	Tension haute d'arrêt	15.5V ou 30.5V ou 61.2V
Consommation à vide	<3.5A	Protection en surchauffe	Arrêt automatique
Rendement	>90%	Protection fusibles	Court circuit
Connecteur DC	Bornier ou pinces	Température d'utilisation	-10 .. +50 degrés
Tension AC	230VAC	Humidité	20%-90% sans condensation
Puissance continue	10000W	Stockage	-30.. +70 degrés
Puissance maximale	20000W	Démarrage	Progressif
Forme d'onde	Pur sinus	Refroidissement	Ventilateur
Fréquence	50HZ	THD	<5%
Régulation AC	3%	Dimensions (mm)	500*380*135
Alarme tension basse	10DC±0.5V ou 20.5DC±1V ou 44VDC±1V	Dimension du carton(mm)	645*515*240
Tension d'arrêt	9.5DC±0.5V ou 19.5DC±1V ou 42VDC±1V	Poids t(kgs)	19.32KG
		Poids emballe(kgs)	21.92KG
		Type d'emballage	Carton

Fiche technique de l'onduleur PureSine WZRELB [23].

Annexe C

Collecte des données :

1) L'évaporation mensuelle du barrage :

- **Dans l'année 2021 :**

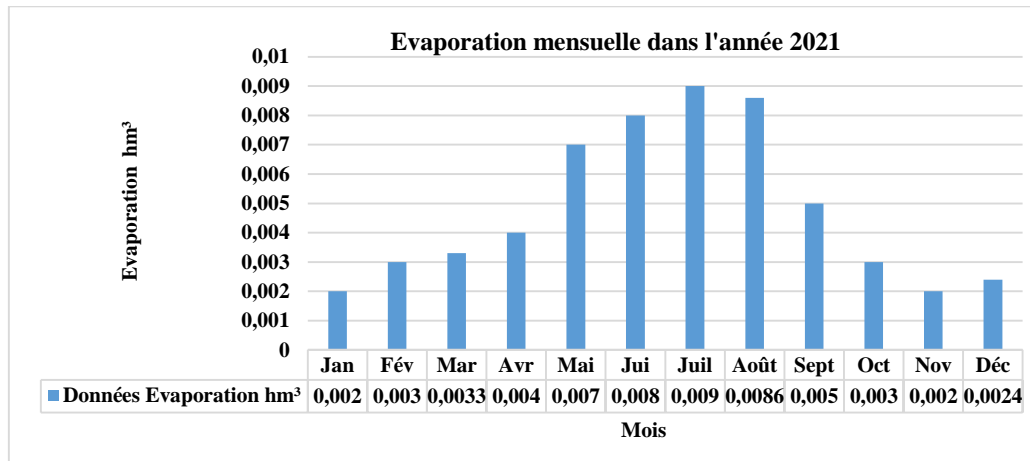


Figure III.2. Évaporation mensuelle du barrage TAKSEBT en 2021.

- **Discussion :**

Entre Janvier et Mars, Les taux d'évaporation sont faibles (entre 0,002 et 0,003 hm³) en raison des températures froides et des pluies fréquentes durant l'hiver, limitant ainsi l'évaporation. En Avril et Mai, On observe une légère hausse de l'évaporation (0,004 et 0,007 hm³) due à l'augmentation des températures et à la réduction des précipitations au printemps.

ANNEXES

Juin et Juillet, l'évaporation augmente plus nettement (0,008 et 0,009 hm³) en raison des températures élevées et de la sécheresse estivale. En **Août et Septembre**, les taux d'évaporation diminuent légèrement (0,0086 et 0,005 hm³), ce qui peut être attribué à la baisse des températures et à la reprise des précipitations en fin d'été et début d'automne. A la fin de l'année, on remarque des taux d'évaporation faibles, entre 0,003 et 0,0024 hm³.

- **Dans l'année 2022 :**

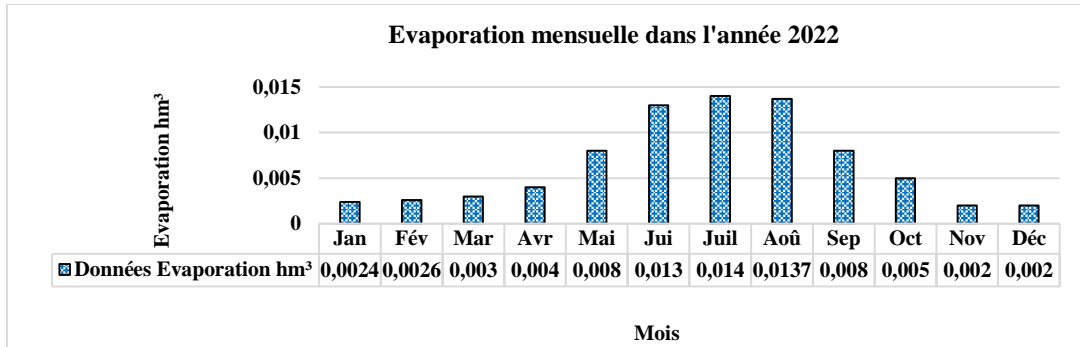


Figure III.3. Evaporation mensuelle du barrage TAKSEBT en 2022.

Janvier et Février : Taux d'évaporation faibles (0,0024 à 0,0026 hm³) en raison des températures hivernales fraîches.

Mars à juin : Augmentation marquée de l'évaporation (0,008 à 0,013 hm³) due aux températures élevées et à la faible pluviométrie estivale.

Juillet et Août : Évaporation maximale (0,014 à 0,0137 hm³) à cause des températures très élevées et de la quasi-absence de précipitations.

De Septembre à décembre : Taux d'évaporation faibles en raison des températures fraîches et des précipitations automnales et hivernales.

- **Dans l'année 2023 :**

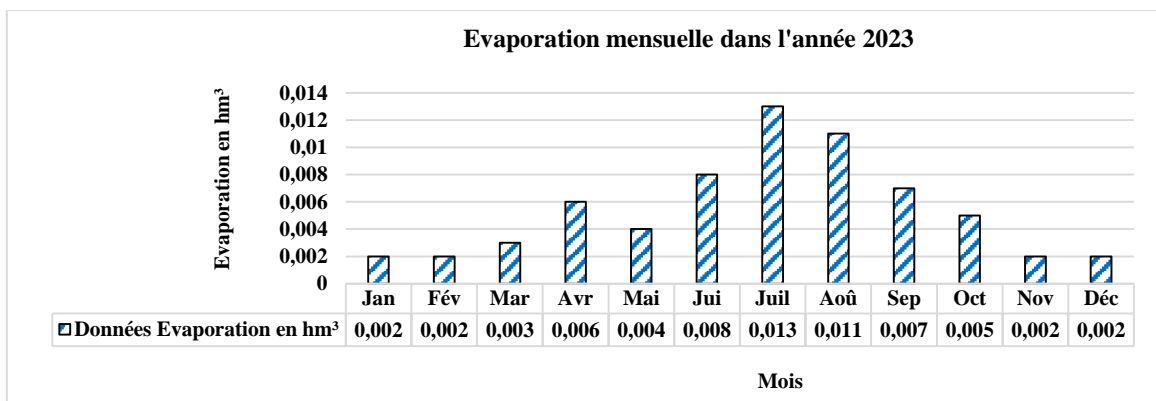


Figure III.4. Evaporation mensuelle du barrage TAKSEBT en 2023.

ANNEXES

En Janvier et Février, les taux d'évaporation sont bas (0,002 hm³), semblables aux années précédentes, en raison des températures hivernales basses et des précipitations abondantes.

Mars, Avril et Mai, une légère augmentation de l'évaporation est observée (0,003, 0,006 et 0,004 hm³) en raison de la montée des températures au printemps.

Juin, Juillet et Août : L'évaporation augmente de manière plus prononcée (0,008, 0,013 et 0,011 hm³) en raison des températures estivales élevées. De **Septembre à Décembre**, une légère baisse des taux d'évaporation est notée (0,007, 0,005 et 0,002 hm³) avec la diminution des températures et l'augmentation des précipitations en fin d'été et en automne.

2) Taux de remplissage mensuel du barrage :

- **En 2021 :**

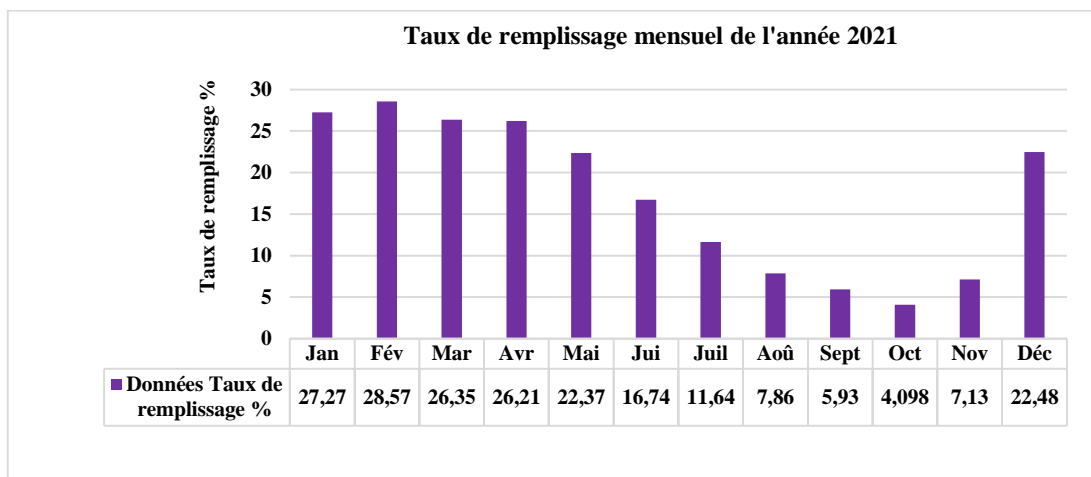


Figure III.5. Taux de remplissage du barrage TAKSEBT en 2021.

Janvier et février présentent des taux de remplissage élevés, avec respectivement 27,27 % et 28,57 %, en raison des fortes pluies hivernales. **Mars et avril** montrent une légère baisse à 26,35 % et 26,21 % à cause de la transition vers la saison sèche. **Mai, juin et juillet** connaissent une diminution marquée à 22,37 %, 16,74 % et 11,6%, attribuable à la saison sèche. **Août et septembre** affichent des taux très bas de 7,86 % et 5,93 % en raison de la quasi-absence d'averses. **Octobre et novembre** voient une légère augmentation à 4,098 % et 7,13 %, marquant la fin de la saison sèche. Enfin, **Décembre** montre un taux élevé de 22,48 %, dû aux importantes chutes de pluie hivernales.

- **Année 2022 :**

ANNEXES

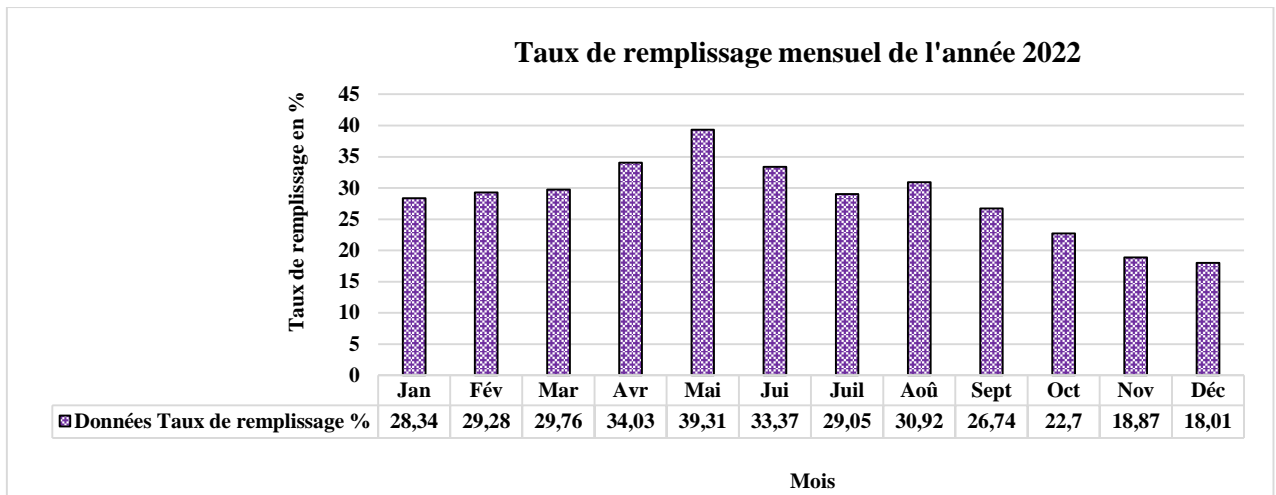


Figure III.6. Taux de remplissage du barrage TAKSEBT en 2022.

Janvier et février continuent avec des taux élevés, respectivement 28,34 % et 29,28 %, grâce aux averses hivernales abondantes. **Mars et avril** montrent une augmentation à 29,76 % et 34,03 % avec la fin de la saison hivernale. Du mois de **Mai à août**, on remarque une hausse marquée malgré la saison sèche en raison des pluies estivales.

Septembre et octobre montrent une légère baisse à 26,74 % et 22,7 % à cause du retour de la saison sèche. **Novembre et décembre** présentent des taux plus bas de 18,87 % et 18,01 %, liés à la saison hivernale.

- **Dans l'année 2023 :**

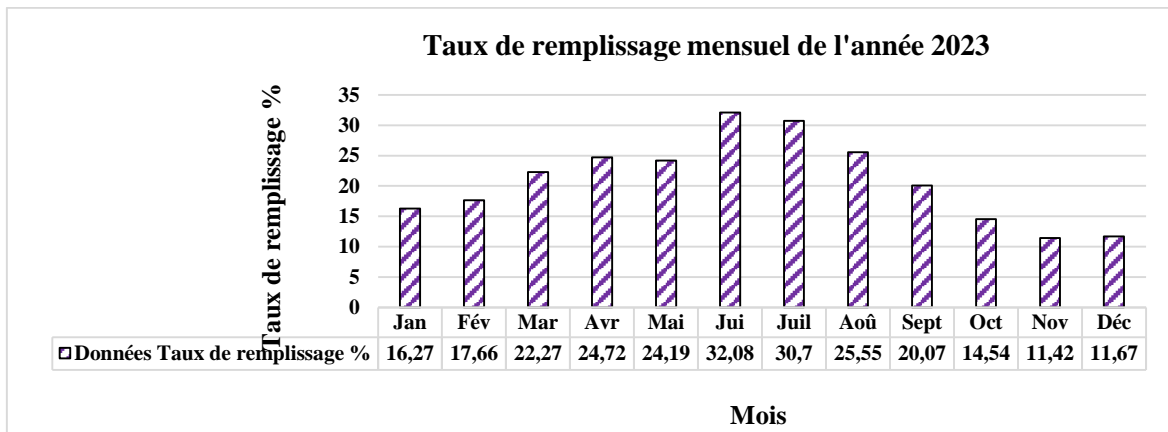


Figure III.7. Taux de remplissage du barrage TAKSEBT en 2023.

Janvier et février enregistrent des taux faibles de 16,27 % et 17,66 %, en raison des faibles chutes de pluie hivernales. **Mars et avril** montrent une augmentation à 22,27 % et 24,72 % avec la fin de la saison hivernale. Du mois de **Mai à août** les taux sont élevés de 24,19% à 30,7 % grâce aux averses estivales. **Septembre et octobre** montrent des taux plus bas de

ANNEXES

20,07 % et 14,54 % en raison de la saison sèche. Enfin, **Novembre et décembre** présentent des taux faibles de 11,42 % et 11,67 %, dus à la faible pluviométrie hivernale.

3) Taux de consommation du barrage :

- Dans l'année 2021 :

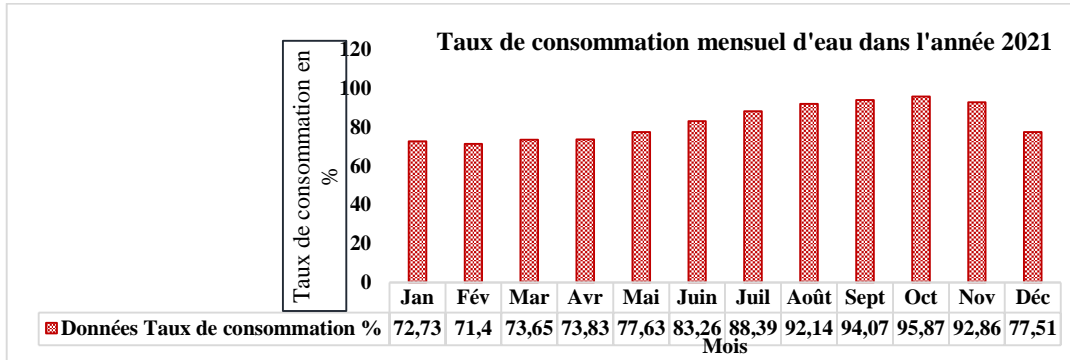
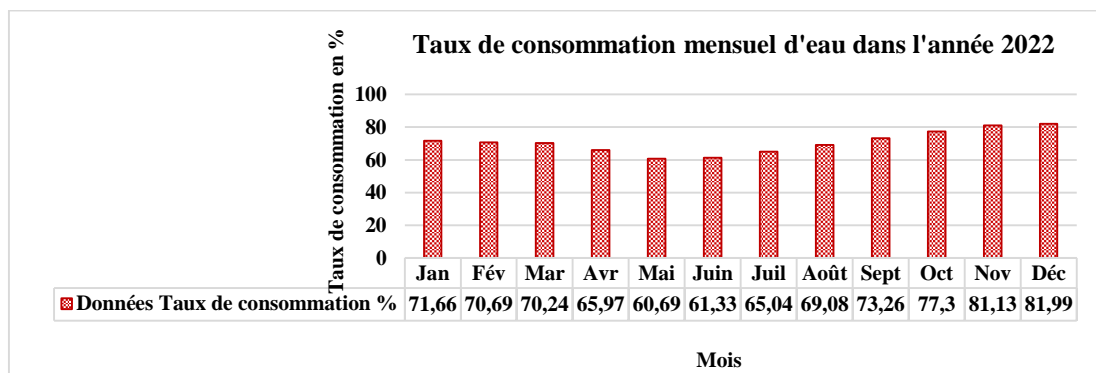


Figure III.8. Taux de consommation du barrage TAKSEBT en 2021.

Au début de l'année 2021 (**Janvier à Avril**), la consommation d'eau reste relativement stable et basse. Cette stabilité peut être liée à une disponibilité accrue de l'eau due aux précipitations hivernales, réduisant ainsi la dépendance à l'eau du barrage pour les besoins domestiques.

Durant la période (**Mai à Juillet**), on observe une augmentation progressive de la consommation d'eau. Cette tendance peut être expliquée par l'augmentation des températures, entraînant une demande accrue en eau potable. La consommation atteint son maximum entre août et octobre, probablement en raison des températures élevées de l'été et de la demande continue en eau potable. À partir de novembre, on observe une diminution de la consommation, probablement due à l'augmentation des précipitations automnales et hivernales.

- Dans l'année 2022 :



ANNEXES

Figure III.9. Taux de consommation du barrage TAKSEBT en 2022.

Au début de l'année 2022 (**Janvier à Avril**), la consommation d'eau est relativement stable et basse. Cela peut être attribué aux précipitations hivernales qui augmentent la disponibilité de l'eau, réduisant la dépendance à l'eau du barrage.

De mai à juillet, on observe une légère diminution de la consommation d'eau. Cela peut s'expliquer par une pluviométrie suffisante ou une diminution temporaire de la demande en eau domestique.

À partir d'août, la consommation d'eau commence à augmenter. Cette tendance peut être due à une réduction des précipitations et à une augmentation de la demande en eau potable avec la fin de l'été et le retour des habitants de vacances.

- **Dans l'année 2023 :**

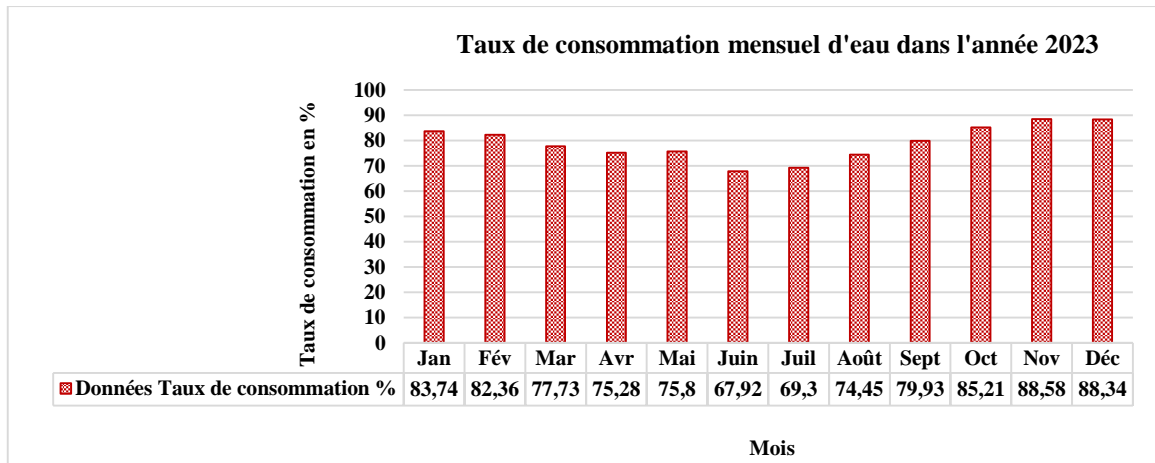


Figure III.10. Taux de consommation du barrage TAKSEBT en 2023.

En 2023, la consommation d'eau est élevée dès le début de l'année. Cela peut être attribué à un hiver sec ou à une demande accrue en eau potable, peut-être due à des températures plus élevées que d'habitude ou à une augmentation de la population. Du mois de mai à août, la consommation d'eau diminue légèrement par rapport aux mois précédents. Cela pourrait indiquer une amélioration des conditions de précipitation ou une réduction temporaire de la demande.

La consommation d'eau augmente de nouveau à partir de septembre, atteignant un pic de 88.58 % en novembre. Cette augmentation peut être liée à une réduction des précipitations, à une plus grande demande en eau potable pendant les mois plus frais.

ANNEXES

Annexe D

Prix des module PV en Algérie 2024 :

Prix de la marque CONDOR :

Bonjour ;
Nous vous remercions de l'intérêt que vous portez à nos produits. À la suite de votre demande, nous avons le plaisir de vous informer que le **prix** de vente du (panneau solaire) est de **70,00 DA/W (EN TTC)**.

Le reste des autres produits (**batteries, régulateurs & onduleurs**) sont vendus selon KIT Solaire.

Ci-joint catalogue produits copie PDF.

Nous restons à votre disposition pour toutes informations complémentaires.

Cordiales salutations.

| **Azzouz DJELLOULI**

Prix de la marque Miltech-spa :



Contact <contact@milltech-dz.com>

À moi ▾

Bonjour,

Veuillez trouver ci-dessous les **prix** des panneaux fabriqué par Milltech :

- **Prix** en HT d'un Panneau 72 cellules Mono 410W/c : 22550 DA
- **Prix** en HT d'un Panneau 60 cellules Mono 330W/c : 18150 DA
- **Prix** en HT d'un Panneau 72 cellules Poly 340W/c : 17000 DA
- **Prix** en HT d'un Panneau 60 cellules Poly 265W/c : 13250 DA
- **Prix** en HT d'un Panneau 36 cellules Mono 200W/c : 11000 DA

Salutations



From: baouane lydia [mailto:baouane.lydia2018@gmail.com]

Sent: samedi 8 juin 2024 12:42

To: contact@milltech-dz.com

Subject:

Résumé

Ce travail propose une étude sur le dimensionnement et l'évaluation technico-économique d'un système photovoltaïque flottant avec stockage, une technologie innovante qui consiste à installer des panneaux solaires sur des structures flottantes, généralement sur des plans d'eau. Nous avons focalisé notre étude sur le cas spécifique du barrage de TAKSEBT à Tizi-Ouzou. Une analyse détaillée des composants photovoltaïques (modules, batteries, onduleur) a permis d'optimiser la configuration du système. La comparaison de différentes technologies de panneaux solaires a guidé notre choix vers la solution la plus adaptée. Par ailleurs, des simulations réalisées avec le logiciel PVSYST ont permis d'évaluer le comportement du système dans les conditions locales. Enfin, une étude économique a démontré la viabilité financière de ce projet par rapport à d'autres solutions énergétiques.

Mots-clés : énergie, photovoltaïque, flottant, stockage, dimensionnement, barrage de TAKSEBT, PVSYST, technico-économique.

Abstract

This work presents a study on the sizing and techno-economic assessment of a floating photovoltaic system with storage, an innovative technology involving the installation of solar panels on floating structures, typically on bodies of water. We focused our study on the specific case of the TAKSEBT dam in Tizi-Ouzou. A detailed analysis of the photovoltaic components (modules, batteries and inverter) allowed for the optimization of the system configuration. Comparing different solar panel technologies guided our choice towards the most suitable solution. Additionally, simulations conducted with PVSYST software enabled us to evaluate the system's performance under local conditions. Finally, an economic study demonstrated the financial viability of this project compared to other energy solutions.

Keywords: energy, photovoltaic, floating, storage, sizing, TAKSEBT dam, PVSYST, techno-economic.