

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



Université Abou Bekr Belkaid

Faculté des Sciences

Département de Physique



Unité de Recherche Des Matériaux et Energies Renouvelables
« URMER »

Mémoire de Master

Option

Physique des matériaux, systèmes des énergies renouvelables

Thème

**Réactualisation du gisement solaire et optimisation
d'un système photovoltaïque autonome dans le nord
algérien**

Présenté par: ABDELMALEK Zoulikha

Soutenu le: 20 Juin 2016

Devant le Jury composé de:

<u>Président:</u>	Dr D.Ameur	MCB, Université de Tlemcen
<u>Encadreur:</u>	Pr N.Ghellai	Professeur, Université de Tlemcen
<u>Examineurs:</u>	Dr C.Zidani	MCB, Université de Tlemcen
	Dr Z.Ziani	MCB, Centre Universitaire de Naâma

Année universitaire: 2015 - 2016

Remerciements

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué à l'Unité de recherche des Matériaux et des Energies Renouvelables (U.R.M.E.R) de la faculté des sciences de l'université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen.

Je tiens à remercier Madame le professeur N.GHELLAI qui m'a confié cette étude et qu'elle a suivi avec un grand intérêt. Je tiens à lui exprimer ma profonde gratitude pour les précieux conseils qu'elle n'a cessé de me prodiguer tout au long de ce travail.

Que monsieur D. AMEUR, MCB à l'Université Abou Bekr Belkaid, trouve ici l'expression de ma gratitude pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury.

Je remercie également : Madame C. ZIDANI et Monsieur Z. ZIANI et qui m'ont fait l'honneur d'accepter d'examiner ce travail.

Ma reconnaissance va à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail, et à tous ceux qui ont participé de près ou de loin à m'enrichir de leurs connaissances.

Je tenais également à remercier chacun de mes collègues de la promotion pour les moments agréables passés pendant ces années.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à tous ceux qui ont participé à l'élaboration de celui-ci en particulier :

Mes très chers parents qui sont toujours soucieux de ma réussite, pour l'aide qu'ils m'ont apporté dans mon travail et l'affection dont ils m'ont gratifié depuis toujours, qu'ils trouvent ici le fruit de leurs sacrifices.

Mes frères: MOHAMED EL AMINE et HAKIM.

Mon fiancé: SALIM.

Mes deux sœur : NADIA AMEL et FATIMA ZOHRA.

Mes nièces: WIDAD, SELMA, HADIL.

Ma famille ABDELMALEK, LACHOUB, HADDI

Ma chère WASSILA, FARAH, SARRA que j'adore avec lesquelles j'ai partagé les merveilles moments de mes études universitaires.

A toute la promotion avec lesquels j'ai passé mes meilleures années des études universitaires.

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre1 : Ressources énergétiques mondiales et production d'électricité.	
1. Introduction	3
2. l'énergie	3
2.1. Formes et sources d'énergie.....	3
2.1.1. Les forme d'énergie.....	3
2.1.2. Sources d'énergie.....	4
2.2. Unité et équivalences.....	5
2.3. Energie et environnement.....	5
2.3.1. Effet de serre.....	5
2.3.2. Impact de la production/consommation d'énergie..	6
2.4. Etat actuel des ressources énergétiques.....	8
2.4.1. Dans le monde.....	8
2.4.2. En Afrique.....	11
2.4.3. En Algérie.....	12
3. Production d'électricité	14
3.1. Mécanisme de production de base.....	14
3.2. Sources de production.....	14
3.2.1. Technologies conventionnelles.....	14
3.2.2. Technologies nouvelles.....	15
3.2.3. Technologies en développement.....	16
3.3. Transport et distribution d'électricité.....	16
3.4. Sites isolés et problématique posée.....	18
3.4.1. Problématique.....	18
3.4.2. Solution apportée par les énergies renouvelable...	18
4. Conclusion	18
Chapitre2 : Présentation et réactualisation du gisement solaire algérien.	
1. Introduction	19
2. L'énergie solaire	19
2.1. Définition.....	19
2.2. Le soleil.....	19
2.3. Le rayonnement solaire.....	21
2.3.1. Masse d'aire.....	21
2.3.2. Les composantes du rayonnement solaire.....	22
2.4. Les trois voies de l'énergie solaire.....	23
2.4.1. L'électricité solaire thermodynamique.....	23
2.4.2. L'énergie solaire thermique.....	23
2.4.3. L'électricité solaire photovoltaïque.....	24
2.5. Exploitation active et passive de l'énergie solaire.....	25
3. Gisement solaire algérien	25
3.1. Présentation.....	25

3.2. Réactualisation du gisement solaire algérien.....	26
3.2.1. Contexte.....	26
3.2.2. Problématique.....	26
3.2.3. Solution et démarche suivie.....	26
3.2.4. Résultats.....	28
3.2.5. Analyse des résultats.....	31
4. Conclusion.....	31
Chapitre3 : Système photovoltaïque autonome: présentation et modélisation	
1. Introduction.....	32
2. Générateur photovoltaïque.....	32
2.1. Effet photovoltaïque: définition.....	32
2.2. Historique du photovoltaïque.....	33
2.3. Cellule photovoltaïque.....	33
2.3.1. Principe de fonctionnement.....	34
2.3.2. Caractéristiques physiques d'une cellule photovoltaïque.....	34
2.3.3. Les paramètres des cellules photovoltaïques.....	35
2.4 Le panneau photovoltaïque.....	36
2.5 Les Différentes filières photovoltaïques.....	37
3. Stockage d'énergie.....	37
3.1. Introduction.....	37
3.2. Type d'accumulateurs (batteries).....	38
3.3. Caractéristiques des accumulateurs.....	39
4. Contrôle et régulation d'énergie.....	40
4.1. Les diode anti-retour.....	40
4.2. Hacheurs.....	41
4.3. Système de régulation.....	41
4.4. Onduleurs.....	43
5. Modélisation mathématique.....	44
5.1. Introduction.....	44
5.2. Production et gestion d'énergie électrique.....	49
5.2.1. Condition de fiabilité.....	49
5.2.2. Fonction utilisabilité horaire.....	49
5.2.3. Energies disponibles.....	50
5.2.4. Gestion d'énergie.....	50
6. Conclusion.....	51
Chapitre4: Optimisation du système photovoltaïque autonome	
1. Introduction.....	52
2. Simulation numérique et outils utilisés.....	52
2.1. Outils utilisés.....	52
2.1.1. Python.....	53
2.1.2. Bash.....	53
3. Choix des sites.....	53
3.1. Choix du nord algérien.....	

3.2. Sites retenus pour l'étude.....	53
3.3. Gisement solaire des sites choisis.....	55
4. Profils de consommation considérés.....	55
4.1. Maison.....	67
4.2. Centre de santé.....	67
5. Critères d'optimisation et algorithme utilisé.....	68
5.1. Probabilité de perte de charge.....	69
5.2. Analyse du coût.....	69
5.3. Algorithme génétique.....	69
6. Structure du système et configuration des charges à alimenter.....	70
7. Application et résultats.....	72
7.1.A. Influence du profil de consommation pour le site d'Ain Sefra....	74
7.2.A. Influence du rendement pour le site d'Ain Sefra.....	75
7.3. A. Influence de la valeur OF.....	79
7.1.B. Influence du profil de consommation pour le site de Souk Ahras.....	89
7.2.B. Influence du rendement pour le site de Souk Ahras.....	91
7.3.B. Influence de la valeur de OF pour le site de Souk Ahras.....	95
8. Conclusion.....	107
Annexe.....	109
Bibliographie.....	120

Table des figures

1.1 Sources d'énergies et leurs transformations.....	4
1.2 Mécanisme de l'effet de serre.....	6
1.3 L'évolution de la capacité installée mondiale d'origine renouvelable entre 2010-2014.....	10
1.4 Capacité totale d'électricité d'origine renouvelable installée dans le monde.....	11
1.5 Principales sources d'énergie présentes sur le continent africain.....	12
1.6 L'évolution de la capacité en énergie solaire installée en Afrique, 2000 à 2014.....	12
1.7 Evolution de la production du pétrole brut en Algérie (Mtep).....	13
1.8 Evolution de la production de gaz naturel en Algérie (Mtep).....	13
1.9 Alternateur d'une centrale électrique.....	14
1.10 Centrale thermique.....	15
1.11 Barrage hydroélectrique.....	15
1.12 Ferme éolienne Adrar, Algérie.....	16
1.13 Exemple d'une ligne THT dans un champ.....	17
1.14 Exemple d'un centre de dispatching en France.....	17
2.1 Couches du soleil.....	20
2.2 Positionnement du soleil au-dessus de la surface de la terre.....	21
2.3 Diffusion atmosphérique du rayonnement solaire.....	22
2.4 Capteurs paraboliques (à gauche) et centrale à tour (à droite).....	23
2.5 Chauffe-eau solaire.....	24
2.6 Modules photovoltaïques.....	24
2.7 Interface web SSE.....	27
2.8 Cartes solaires du rayonnement global pour les 6 premiers mois de l'année (unité kW/m ² /jour).....	29
2.9 Cartes solaires du rayonnement global pour les 6 derniers mois de l'année (unité kW/m ² /jour).....	30
3.1 Cellule photovoltaïque.....	34
3.2 Schéma équivalent d'une cellule solaire.....	34

3.3 Structure typique d'un module PV.....	36
3.4 Évolution des rendements des filières photovoltaïque.....	37
3.5 Principe d'une diode anti-retour.....	41
4.1 Carte d'Algérie avec les deux localités choisies.....	54
4.2 Vues aériennes des deux sites retenus (Souk Ahras et Ain Sefra).....	55
4.3 Rayonnement global solaire journalier sur surface horizontale pour Ain Sefra.....	56
4.4 Rayonnement global solaire journalier sur surface horizontale pour Souk Ahras.....	56
4.5 Composantes horaire du rayonnement solaire pour les 6 premiers mois l'année, Ain Sefra.....	59
4.6 Composantes horaires du rayonnement solaire pour les 6 derniers mois de l'année, Ain Sefra.....	61
4.7 Composantes horaires du rayonnement solaire pour les 6 premiers mois de l'année, Souk Ahras.....	64
4.8 Composantes horaires du rayonnement solaire pour les 6 derniers mois de l'année, Souk Ahras.....	66
4.9 Consommation électrique journalière horaire d'une maison.....	68
4.10 Consommation électrique journalière horaire du centre de santé.....	68
4.11 Principe générale des algorithmes génétiques.....	71
4.12 Étapes d'un algorithme génétique.....	72
4.13 Schéma générale du système.....	73
4.14.a Surface totale PV, capacité totale des batteries, pour les trois profils pour $\eta = 12\%$ et $OF = 36.5$	74
4.14.b Coût total des trois profile pour $\eta_{ref} = 12\%$ et $OF = 36.5$	75
4.15.a Surface totale PV, capacité totale des batteries, pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et $OF = 36.5$	76
4.15.b Coût total du premier profile pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et $OF = 36.5$	76
4.16.a Surface totale PV, capacité totale des batteries, du deuxième profile pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et $OF = 36.5$	77
4.16.b Coût total du deuxième profile pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et $OF = 36.5$. 77	77
4.17.a Surface totale PV, capacité totale des batteries, du troisième profile pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et $OF = 36.5$	78

4.17.b Coût total du troisième profile pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et $OF = 36.5$	78
4.18.a Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du première profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, $OF = 36.5$	80
4.18.b Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du première profil pour les trois rendements $\eta = 12\%, 13\%, 14\%$, $OF = 52.5$	81
4.18.c Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du première profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, $OF = 92.25$	82
4.19.a Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du deuxième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, $OF = 36.5$	83
4.19.b Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du deuxième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, $OF = 52.5$	84
4.19.c Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du deuxième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, $OF = 92.25$	85
4.20.a Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du troisième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, $OF = 36.5$	86
4.20.b Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du troisième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, $OF = 52.5$	87
4.20.c Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du troisième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, $OF = 92.25$	88
4.21.a Surface totale PV, capacité totale des batteries, pour les trois profils pour $\eta_{ref} = 12\%$ et $OF = 36.5$	90
4.21.b Coût total pour les trois profiles pour des $\eta_{ref} = 12\%$ et $OF = 36.5$	90
4.22.a Surface totale PV, capacité totale des batteries, du premier profile pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et $OF = 36.5$	92
4.22.b Coût total du premier profile pour $\eta = 12\%, 13\%, 14\%$ et $OF = 36.5$	92
4.23.a Surface totale PV, capacité totale des batteries du deuxième profile pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et $OF = 36.5$	93
4.23.b Coût total du deuxième profile pour $\eta = 12\%, 13\%, 14\%$ et $OF = 36.5$	93
4.24.a Surface totale PV, capacité totale des batteries du troisième profile pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et $OF = 36.5$	94
4.24.b Coût total du troisième profile pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et $OF = 36.5$	94
4.25.a Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du premier profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, $OF = 36.5$	96

4.25.b Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du premier profil pour les trois rendements $\eta_{ref}= 12\%,13\%,14\%$, OF = 52.2.....	97
4.25.c Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total de la première génération pour les trois rendements $\eta= 12\%,13\%,14 \%$, OF = 92.25.	98
4.26.a Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du deuxième profil pour les trois rendements $\eta= 12\%,13\%,14 \%$, OF = 36.5.....	99
4.26.b Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du deuxième profil pour les trois rendements $\eta= 12\%,13\%,14 \%$, OF = 52.5.....	100
4.26.c Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du deuxième profil pour les trois rendements $\eta= 12\%,13\%,14 \%$, OF = 92.25.....	101
4.27.a Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total de troisième profil pour les trois rendements $\eta= 12\%,13\%,14 \%$, OF = 36.5.....	102
4.27.b Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total de troisième profil pour les trois rendements $\eta= 12\%,13\%,14 \%$, OF = 52.5.....	103
4.27.c Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total de troisième profil pour les trois rendements $\eta= 12\%,13\%,14 \%$, OF = 92.25.....	104

Liste des tableaux

1.1 Réserves prouvées en charbon (2014).....	8
1.2 Réserves prouvées en pétrole et gaz naturel (2014).....	9
1.3 Réserve d'uranium les plus importantes (2012).....	9
2.1 Caractéristiques principales du soleil.....	20
3.1 Commande de régulation.....	42
3.2 Valeurs de $f_{11} \rightarrow f_{23}$ selon la valeur de ε	48
4.1 Coordonnées géographiques des sites sélectionnés.....	54
4.2 Journées moyennes pour chaque mois de l'année.....	57
4.3 Caractéristiques des panneaux photovoltaïques.....	73
4.4 Valeurs des différentes pertes.....	73
4.5 Caractéristiques des batteries.....	74

Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement.

De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures [1]

Aujourd'hui on distingue plusieurs sources d'énergies renouvelables, l'énergie hydroélectrique, l'énergie géothermique, l'énergie de la biomasse, l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque. L'avantage principal de ces énergies renouvelables est que leurs utilisations ne polluent pas l'atmosphère et elles ne produisent pas de gaz à effet de serre comme le dioxyde de carbone et les oxydes d'azote qui sont responsables du réchauffement de la terre [2].

Parmi les énergies les plus modernes: « l'énergie solaire ». Cette dernière fournit une énergie lumineuse illimitée à la terre [1], est aussi elle peut jouer un rôle capital pour une production locale de chaleur et d'électricité, notamment pour l'habitat individuel et collectif, où les besoins sont moins massifs que dans l'industrie [3].

L'Algérie dispose d'un gisement solaire important compte tenu des valeurs de la durée d'insolation enregistrées sur la quasi-totalité du territoire national dépassant les 2000 heures annuellement et pouvant atteindre même les 3900 heures sur les hautes plateaux et le Sahara [4]. Par conséquent la quantité d'énergie moyenne reçue par kWh/m²/an est de 1700 au niveau des régions côtières ; 1900 dans les hautes plateaux et 2650 au Sahara [3].

Il existe plusieurs façons d'utiliser cette énergie pour produire de l'électricité, mais la méthode la plus importante, et celle qui nous concerne dans ce mémoire, est la méthode basée sur le principe de la photovoltaïque [5].

Le système photovoltaïque autonome peut servir à fournir d'importantes quantités d'énergie, cependant, cela nécessite un énorme investissement qui rend le coût de l'électricité produite très élevé. Comme cette énergie présente des avantages, elle présente aussi quelques inconvénients. On notera parmi ses inconvénients son intensité variable, son caractère intermittent et son coût qui demeure malheureusement élevé, l'optimisation des générateurs solaires est donc nécessaire pour optimiser son rendement et amortir le coût de ces installations.

Cette optimisation est l'objectif de notre étude, dans lequel on se propose de déterminer la taille optimale d'une station solaire autonome permettant d'alimenter un profil d'une charge [6].

Le but de notre étude est déterminé un dimensionnement optimal par rapport aux données météorologiques disponibles et des critères de demande de charge qu'on a choisi. Dans Notre étude on a élaboré un programme informatique pour la simulation du système PV.

Notre travail à fait l'objet de quatre chapitres:

- Dans le premier chapitre, nous avons fait une synthèse générale de l'énergie et l'importance recourir aux sources renouvelables. A la fin nous clôturons par exposer la problématique principale des sites isolés et leur besoins en énergie électrique.
-
- Dans le deuxième chapitre, on a fait un état de l'art des travaux menés sur l'évaluation du gisement solaire Algérien, tout en exposant les problématiques qui se posent dans ce secteur, particulièrement le manque de données.
Et on a proposé des solutions et une méthodologie afin de trouver et récolter les données solaires, et ce pour réactualiser le gisement solaire Algérien.
- Dans le troisième chapitre, on présente le système photovoltaïque autonome, et on propose un dimensionnement basé sur des équations mathématiques pour évaluer son comportement. On s'est principalement concentré sur l'élaboration d'une méthodologie complète pour la génération de donnée de rayonnement solaire horaire sur plan incliné.
- Dans le quatrième chapitre, d'abord ; on a transformé les modèle mathématique qu'on a élaboré à base de Python en programme informatique pour la simulation, afin d'optimiser les deux systèmes photovoltaïque autonome, pour cela, on a retenues deux sites: "la wilaya d'Ain Sefra" et "Souk Ahras".
- On a terminé notre travail par une conclusion générale tous en les résultats obtenus, aussi que perspective.

Chapitre 1 :

Ressources Energétiques Mondiales et Production d'Electricité

1. Introduction

Depuis longtemps, l'homme a eu recours à l'exploitation de l'énergie sous ses différentes formes. Ceci lui assura du confort et lui a permis de bâtir de solides civilisations. Au fur et à mesure du passage des générations, une importante augmentation de la consommation mondiale d'énergie, et particulièrement d'énergie fossile, fut ressentie. Cette augmentation représente une double menace :

- L'épuisement des réserves de sources fossiles met en péril l'avenir énergétique de plusieurs pays.
- Les émissions de gaz à effet de serre, résultants de la combustion de sources fossiles, contribuent activement à la détérioration de l'environnement.

Ainsi, pour faire face à ces inquiétudes, l'être-humain commença à s'intéresser à d'autres sources d'énergie. La solution des énergies dites « renouvelables » s'est naturellement imposée à lui, surtout quand il s'agit de la production d'énergie électrique de façon décentralisée. Dans ce contexte, nous allons débiter notre mémoire avec un premier chapitre traitant du concept d'énergie de façon générale, ses formes ainsi que la relation qu'elle entretient avec l'environnement. Nous le clôturons en exposant la problématique posée par les sites isolés quand il s'agit de leur fourniture en énergie électrique, et la solution que peuvent apporter les sources renouvelables.

2. L'énergie

En physique, l'énergie est la capacité d'un système à modifier un état, à produire un travail entraînant un mouvement, de la lumière ou de la chaleur. L'énergie est aussi une des propriétés essentielle des objets, transférable entre eux grâce aux interactions fondamentale, et qui peut être convertie en une autre forme sans toutefois être créée ou détruite [7].

2.1. Formes et sources d'énergie

2.1.1 *Les formes d'énergies*

L'énergie peut se présenter sous différentes formes : électrique, chimique, thermique, mécanique, ...etc. Ces formes peuvent être classées dans deux grandes catégories : énergie cinétique et énergie potentielle. Dans certains cas, on peut trouver une forme qui appartient aux deux catégories en même temps.

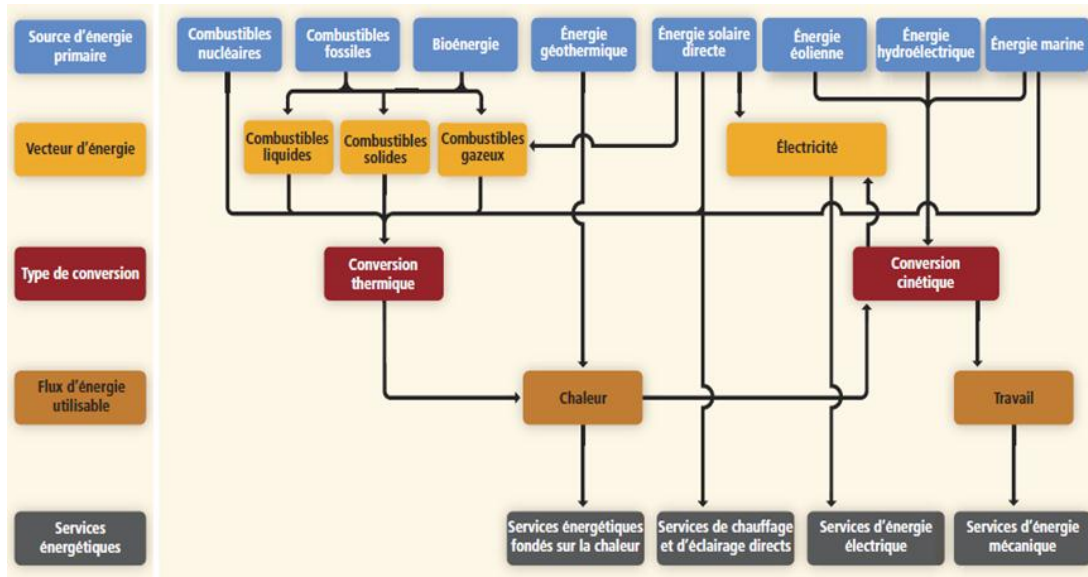


Figure 1.1 : Sources d'énergies et leurs transformations.

2.1.2 Sources d'énergies [8]

L'énergie peut aussi être classée selon la source depuis laquelle elle est issue. Généralement, une source est dite 'primaire' si elle est directement puisée depuis la nature. Une fois que cette source subit une transformation (ou plusieurs), elle est dite 'secondaire'. Parmi les sources primaires, on peut trouver :

- Sources non renouvelables : ce sont celles dont les réserves disparaissent au fur et à mesure qu'on les utilise. On distingue :
 - *Le charbon* : c'est une roche contenue dans le sous-sol de la Terre. Elle provient de la décomposition d'organismes morts durant des milliers d'années. Il est utilisé comme combustible dans les centrales thermiques.
 - *Le gaz naturel* : il provient de la transformation de matières organiques (des restes de plantes et d'animaux), qui se sont accumulées au fond des lacs et des océans durant des millions d'années. Il est utilisé comme combustible dans les centrales thermiques.
 - *Le pétrole* : c'est une roche liquide contenue dans le sous-sol de la Terre, issu de la décomposition de végétaux durant des milliers d'années. Il est transformé puis utilisé sous le nom de 'fioul' comme combustible dans les centrales thermiques.
 - *L'uranium* : est un minerai contenu dans le sous-sol de la Terre. On s'y intéresse à cause de sa radioactivité. Il est transformé puis utilisé comme combustible dans les centrales nucléaires.
- Sources renouvelables : au contraire des énergies non renouvelables, une source est dite renouvelable si le temps nécessaire au renouvellement de ses réserves est plus rapide que celui de leurs exploitations.

On y classe principalement :

- *La force de l'eau* : elle est utilisée pour faire tourner les turbines de différentes sortes de centrales (les centrales hydrauliques, les hydroliennes, les usines marémotrices).
- *La force du vent* : elle est utilisée pour faire tourner les pales (hélices) des éoliennes et les moulins à vent
- *Le rayonnement solaire* : il provient du soleil (on en reparlera plus en détail dans le deuxième chapitre).
- *La biomasse* : elle désigne l'ensemble des matières végétales ou animales, et est utilisée comme combustible dans les centrales biomasses. Elle peut aussi d'abord être transformée en gaz, que l'on appelle "biogaz".
- *La géothermie* : c'est la chaleur fournie par le centre de la terre. Cette chaleur réchauffe l'eau des nappes souterraines, qui est pompée pour être réutilisée.

2.2. Unités et équivalences [9]

L'unité d'énergie dans le système international est le joule (J). La puissance est une quantité d'énergie par unité de temps. L'unité de base est le Watt ($1 \text{ W} = 1 \text{ J/s}$). Dans le domaine de l'énergie on emploie souvent le Mégawatt ($1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$), le Gigawatt ($1 \text{ GW} = 10^9 \text{ W}$) et le Téra watt ($1 \text{ TW} = 10^{12} \text{ W}$).

Dans le domaine électrique on utilise aussi comme unité d'énergie le Wattheure (Wh) et ses multiples.

Pour comparer différentes sources d'énergies, il est d'usage de les rapporter à l'énergie fournie par le pétrole brut. Pour cela on utilise une unité, la tep (tonne équivalent pétrole), dont la valeur est fixée, par convention, à 1010 calories ($1 \text{ calorie} = 4,18 \text{ J}$).

Lorsque l'on parle de combustion, on peut se référer au pouvoir calorifique inférieur (PCI) ou au pouvoir calorifique supérieur (PCS). Le charbon a un pouvoir calorifique moins élevé que le pétrole, typiquement compris entre 0,6 à 0,75 tep selon sa qualité (houille, coke, anthracite, etc.). On définit parfois, par convention, le tec (tonne équivalent charbon) dont l'équivalence est $1 \text{ tec} = 0,697 \text{ tep}$. Le gaz naturel a un pouvoir calorifique légèrement supérieur à celui du pétrole puisqu'une tonne de gaz naturel liquide vaut 1,096 tep (1000 m³ valent 0,857 tep).

2.3. Energie et environnement

2.3.1 Effet de serre [10]

Le phénomène dit effet de serre résulte d'une augmentation considérable de gaz, le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane, le protoxyde d'azote, l'ozone troposphérique et les chlorofluorocarbones dans l'atmosphère. C'est un processus

naturel résultant de l'influence de ces derniers sur les différents flux thermiques contribuant aux températures au sol d'une planète.

La compréhension de ce mécanisme est nécessaire pour expliquer les températures observées à la surface de la Terre. Dans le système solaire, l'essentiel de l'énergie thermique reçue par une planète provient du rayonnement solaire, et en l'absence d'atmosphère cette planète rayonne idéalement comme un corps noir. Le rôle de l'atmosphère est d'absorber et de réfléchir une partie de ces rayonnements modifiant ainsi l'équilibre thermique au sein de la planète (**voir figure 1.2**).

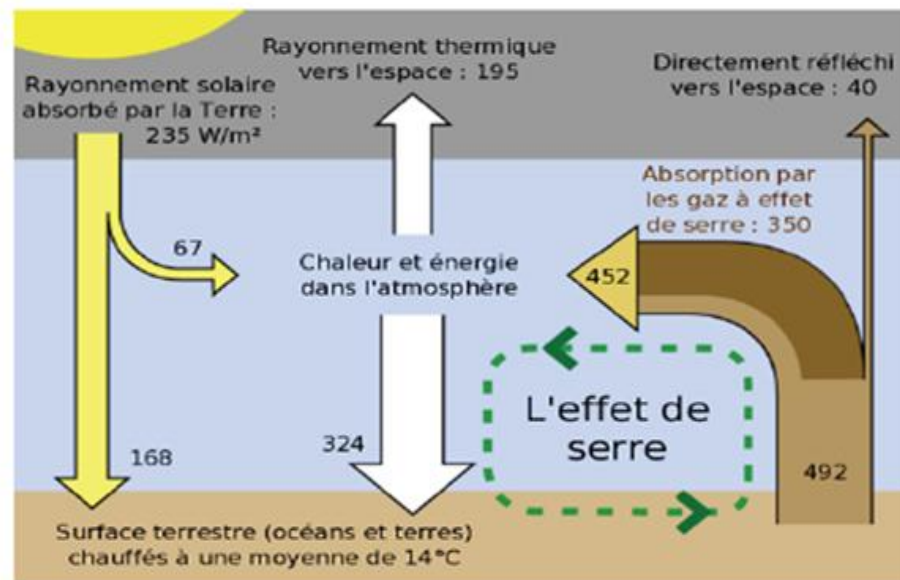


Figure 1.2 : Mécanisme de l'effet de serre.

2.3.2 Impact de la production/consommation d'énergie

- Les combustibles fossiles : Les combustibles fossiles produisent beaucoup de polluants atmosphériques. Ce sont essentiellement le pétrole et le charbon qui sont en cause : leur combustion dégage des oxydes d'azote, de soufre et de carbone ainsi que des hydrocarbures mal brûlés. Lorsque les oxydes de soufre et d'azote se combinent avec l'eau atmosphérique, des acides se forment (sulfuriques, nitriques...), et sont à l'origine des pluies acides, lesquelles sont responsables de la mort de millions d'hectares de forêts, de l'acidification de nombreux lacs et de l'empoisonnement de certaines espèces animales. De plus, la production et le transport du pétrole sont responsables de très nombreuses catastrophes: on ne compte plus les marées noires provoquées par les échouages d'immenses pétroliers, l'exemple le plus frappant est celui de la catastrophe Erika en 1999. le gaz naturel, lui ne dégage pas de soufre, en revanche son extraction (ainsi que celle du charbon) dégage beaucoup de méthane lequel a un potentiel de réchauffement 30 fois supérieur à celui du CO₂ [11].

- L'énergie nucléaire : L'exploitation d'une centrale nucléaire exige de très grandes quantités d'eau. Pour refroidir les réacteurs contenant les éléments radioactifs, et aussi pour la production de vapeur.

En cas d'accident majeur entraînant des rejets dans la nature, l'environnement à l'extérieur de la centrale est irréversiblement contaminé, et sa dépollution est extrêmement compliquée, voire impossible dans certains cas. (Exemple : La catastrophe de Tchernobyl, Fukushima). L'autre danger réside dans l'enfouissement des déchets radioactifs. Ces derniers ont besoin d'installations spéciales, et polluent le milieu dans lequel ils sont stockés, tel qu'il devient impropre à la vie.

- Les énergies renouvelables :
 - *L'énergie éolienne* : L'éolienne présente certains inconvénients. Dans les zones habitées, les turbines éoliennes peuvent provoquer des nuisances sonores et l'ombre projetée par leurs tours provoque un effet stroboscopique gênant pour les habitations aux alentours. De plus elle est responsable de la mortalité des oiseaux et chauves-souris.
 - *L'énergie hydraulique* : Les installations hydrauliques destinées à la production d'énergie ont un impact direct sur l'environnement. Les poissons ne peuvent plus se déplacer au-delà du barrage, ce qui a des répercussions sérieuses sur le cycle de vie de certaines espèces. Pour les habitations proches des barrages risquent d'inondation lors du déversement d'eau.
 - *La biomasse* : Certains impacts environnementaux sont directement liés à la production énergétique et à la consommation de la biomasse. Le premier s'agit de la croissance et de la moisson de la biomasse vierge pour l'usage unique en tant que ressource énergétique. Ceci implique que des plantations énergétiques de biomasse soient conçues et remplacées par de nouvelles au fur et à mesure de leur consommation exclusive pour la production d'énergie par procédé de biomasse, ce qui veut dire qu'on diminue l'espace de récolte pour les autres plantations destinées à la consommation alimentaire. L'autre aspect fâcheux de cette technologie est lié aux concentrations atmosphériques croissantes du CO₂ résultants de la combustion de certaines matières utilisées dans la biomasse.
 - *La géothermie* : L'utilisation de la géothermie, dont la ressource naturelle se trouve dans les sous-sols, nécessite la réalisation de forages qui peuvent impacter l'environnement au niveau géologique.
 - *Le solaire* : Cette source, a pu avoir un impact indirect sur l'environnement. Si la production d'énergie d'origine solaire ne rejette aucun gaz à effet de serre, et ne pollue pas l'environnement, son impact environnemental se situe principalement au niveau de la fabrication, du transport, de l'installation et du recyclage de ces technologies.

2.4. Etat actuel des ressources énergétiques

Dans le monde, les différentes sources primaires d'énergie ne sont pas distribuées de façon uniforme entre les différents pays. Chaque pays utilise les sources dont il dispose et qui lui sont les plus accessibles.

2.4.1 Dans le monde :

Aujourd'hui, est le charbon la source d'énergie la plus utilisée pour la production d'énergie électrique. Sur le **tableau 1.1**, nous remarquons que, d'après les statistiques de l'année 2014, il reste encore plus de 800 millions de tonnes de charbon.

Zone	Totale des minéraux solides (millions de tonnes)	Ratio R/P Minéraux solides (années)
Amérique du Nord	245088	248
Amérique centrale et du Sud	14641	142
Total Europe et Eurasie	310538	268
Afrique – Moyen-Orient	32936	122
Asie / Pacifique	288328	51

Tableau 1.1 : Réserves prouvées en charbon (2014) [12].

Zone	Pétrole (milliards tep)	Ratio R/P Pétrole (années)	Gaz naturel (mille milliards m³)	Ratio R/P Gaz naturel (années)
Amérique du Nord	35,3	34,0	12,1	12,8
Amérique centrale et du Sud	51,2	>100	7,7	43,8
Totale Europe et l'Eurasie	20,9	24,7	58,0	57,9
Afrique	17,1	42,8	14,2	69,8
Moyen-Orient	109,7	77,8	79,8	>100
Asie / pacifique	5,7	14	15,3	28,7

Tableau 1.2 : Réserves prouvées en pétrole et gaz naturel (2014) [12].

Pays	Réserves raisonnablement assurées milliers tonne U (<130../KgU)	Réserves supplémentaires présumées milliers tonnes U (<130../kgU)
Australie	1174	532
Canada	358	136
Niger	325	80
Kazakhstan	286	394
Namibie	248	135
Fédération de Russie	271	186
Etats Unis	207	-
Afrique du Sud	175	163
Brésil	155	121
Chine	120	79
Mongolie	108	33

Tableau 1.3 : Réserves d'uranium les plus importantes (2012) [12].

Pour les énergies renouvelables, au lieu de parler de réserves il est plus souhaitable de parler de capacité installée d'origine renouvelable. Cela traduit parfaitement l'importance des gisements de ces sources (voir figure 1.3)

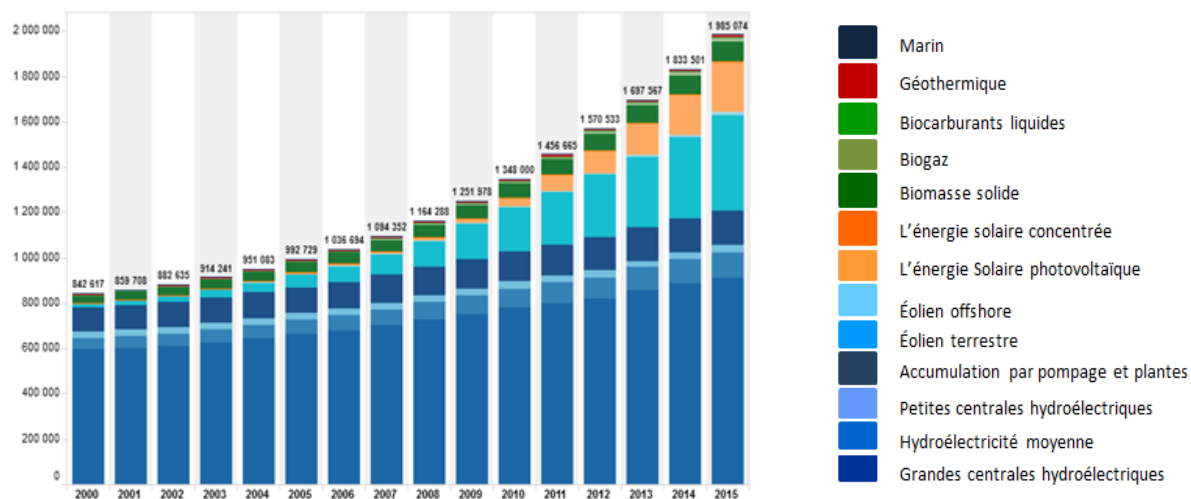


Figure 1.3 : L'évolution de la capacité installée mondiale d'origine renouvelable entre 2010-2014 [13].

Entre 2000 et 2014, l'éolien a presque doublé, l'énergie solaire photovoltaïque a connu un bond extraordinaire (augmentation de l'ordre de 430%), et le solaire thermique est passé de 196 MW à une capacité de 406 MW.

En s'intéressant à la capacité totale d'électricité d'origine renouvelable installée dans le monde (**figure 1.4**).

Nous constatons que la Chine et les USA sont les leaders de ce secteur.



Figure 1.4 : Capacité d'électricité d'origine renouvelable installée dans le monde [13].

2.4.2 En Afrique

L'Afrique regorge d'énormes réserves en combustibles fossiles et sources renouvelables (**Voir figure 1. 5**).

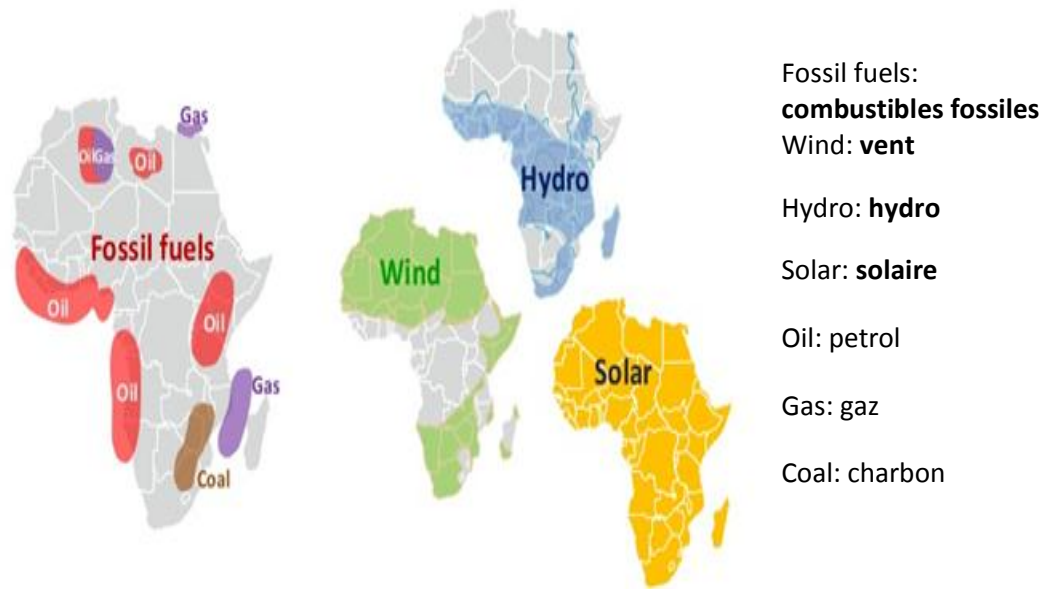


Figure 1.5 : Principales sources d'énergie présentes sur le continent africain [14].

L'évolution de la capacité de l'énergie solaire installée est donnée par la figure suivante :

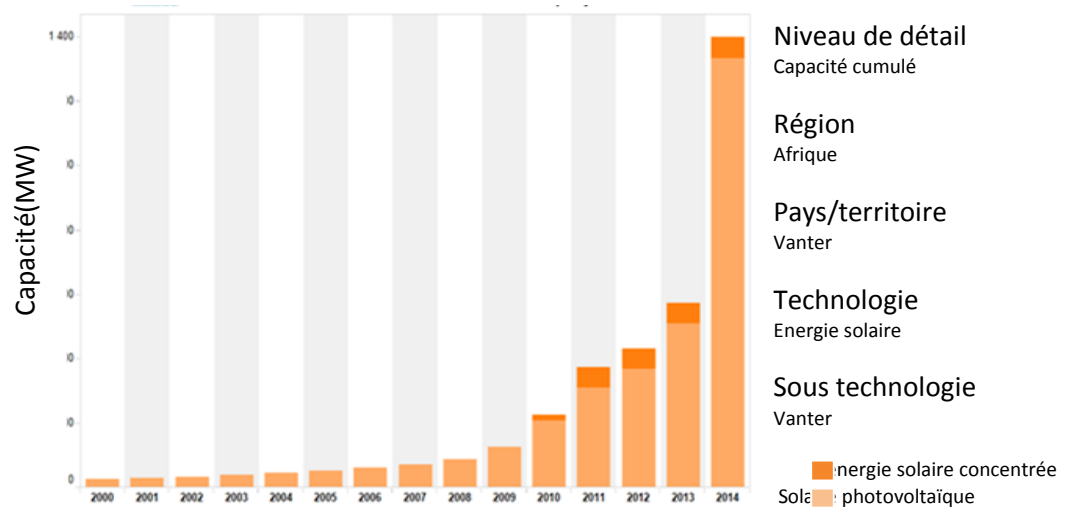


Figure 1.6 : L'évolution de la capacité en énergie solaire installée en Afrique, 2000 à 2014 [13].

2.4.3 En Algérie

L'Algérie, pays du nord-africain, possède de nombreuses sources d'énergie à l'état naturel. En effet, comme nous l'avons déjà vu sur **la figure 1.5**, le pétrole et le gaz naturel, pour ne citer que ces deux ressources fossiles, sont fortement présents dans ce pays. Cela a fait que son gouvernement s'est toujours reposé sur la production et l'exportation de ces ressources pour alimenter son économie nationale.

Sur les figures 1.7 et 1.8, nous remarquons l'évolution de la production de ces dernières entre 1970 et 2015. Pour le nucléaire, l'Algérie n'a pas encore effectivement commencé à utiliser cette énergie pour la production de son électricité. Le seul réacteur nucléaire présent dans ce pays est un réacteur utilisé pour la recherche scientifique [15].

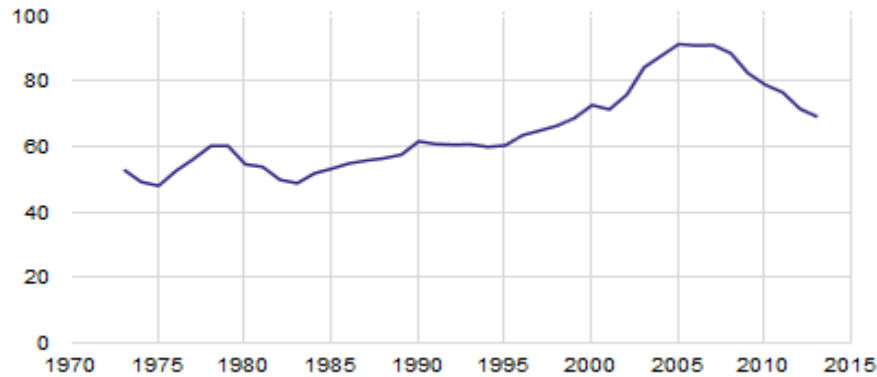


Figure 1.7 : Evolution de la production du pétrole brut en Algérie (Mtep).

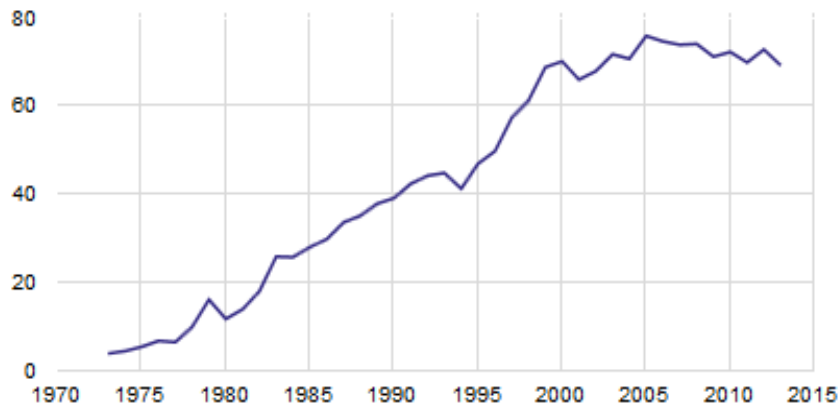


Figure 1.8 : Evolution de la production de gaz naturel en Algérie (Mtep).

Cependant, conscients des dangers que représente leur dépendance aux sources fossiles, et l'énorme potentiel en énergies renouvelable dont regorge le pays, particulièrement l'énergie solaire, les autorités algériennes ont lancé en 2011 l'ambitieux programme de développement des énergies renouvelables et de efficacité énergétique [16]. Le but est d'atteindre à l'horizon 2030 40% de la production globale d'électricité d'origine renouvelable.

Dans notre travail, nous allons principalement nous intéresser à l'énergie solaire en Algérie.

3. Production d'électricité

La production d'électricité est essentiellement un secteur industriel, destiné à mettre à disposition de l'ensemble des consommateurs la possibilité d'un approvisionnement adapté à leurs besoins en énergie électrique.

3.1 Mécanisme de production de base [17]

L'électricité est un phénomène électromagnétique. Il né grâce à la transformation d'une énergie primaire, directement puisée depuis la nature, en énergie secondaire qui est l'électricité elle-même. Les centrales électriques qui existent actuellement possèdent généralement des alternateurs (**figure 1.9**), sauf les centrales dites photovoltaïques ainsi que d'autres technologies modernes.



Figure1.9 : Alternateur d'une centrale électrique.

L'alternateur est une machine tournante qui convertit une énergie mécanique en énergie électrique à courant alternatif, et cela grâce à la rotation de son rotor. Hormis l'alternateur, il existe d'autres machines, les 'dynamos', qui produisent des courants électriques continus.

3.2 Sources de production [18]

3.2.1 Technologies conventionnelles

- Centrale thermique : Une centrale thermique (**figure 1.10**) peut être à flemme ou nucléaire. Elle produit de l'électricité à partir d'une source de chaleur. Cette source peut être un combustible brûlé (gaz naturel, certaines huiles, charbon, déchets industriels, déchets ménagers, ... etc.), la fission de noyaux d'uranium 235 ou de plutonium 239, ou encore de la chaleur préexistante (noyau de la Terre pour la géothermie, soleil etc.).La source chauffe un fluide (souvent de l'eau) qui passe de l'état liquide à l'état gazeux (vapeur).

Cette vapeur entraîne une turbine couplée à un alternateur qui transforme l'énergie cinétique de la turbine en énergie électrique.



Figure 1.10 : Centrale thermique.

- Centrale hydraulique : Une centrale hydraulique utilise l'énergie fournie par une masse d'eau en mouvement. Pour produire de l'électricité, les vannes du barrage (**figure 1.11**), par exemple, sont ouvertes, de l'eau s'engouffre dans une conduite forcée dans le barrage et sa vitesse augmente. A la sortie de cette conduite, l'eau fait tourner une turbine qui entraîne elle-même un alternateur qui produit une tension alternative sinusoïdale.



Figure 1.11: Barrage hydroélectrique

L'hydroélectricité est considérée comme une énergie propre et inépuisable, contrairement au pétrole ou au gaz naturel.

3.2.2 Technologies nouvelles

- Centrale géothermique : Elle est exploitée dans des réseaux de chauffage et d'eau chaude depuis des milliers d'années. Le principe est

l'utilisation de l'eau qui est chauffée par la chaleur de la Terre ou la vapeur qui s'en dégage afin de l'utiliser sous forme de chauffage ou pour la transformer en électricité.

- Ferme éolienne : L'énergie éolienne est produite par la force exercée par le vent sur les pales d'une hélice. Cette hélice est montée sur un arbre qui peut être relié à un générateur qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique.



Figure 1.12 : Ferme éolienne Adrar, Algérie

Les éoliennes raccordées au réseau électrique sont le plus souvent regroupées dans un parc éolien ou ferme éolienne (**figure 1.12**). Généralement elle contient 5 à 50 machines, mais il existe aussi des machines seules.

- Energie solaire photovoltaïque : Elle désigne la production d'électricité grâce au soleil. Cette technologie fera l'objet du troisième chapitre, donc on y reviendra plus en détail.
- La biomasse : C'est une énergie constituée de matières organiques végétales ou animales (déchets ménagers ou agricoles). Pour obtenir de l'énergie à partir de la biomasse, différents procédés (par exemple filière bois et filière biogaz) et certaines conditions doivent être réalisés.

3.2.3 Technologies en développement

Ça englobe l'ensemble des technologies qui sont encore timidement utilisées au niveau mondial (encore au stade de la recherche et développement). On peut citer comme exemples : le four solaire, l'hydrolienne, la fusion nucléaire, ...etc.

3.3 Transport et distribution d'électricité

Après la production d'énergie électrique, et ce par les différentes technologies qu'on a précédemment vu, il faut la transporter à travers tout le territoire.

L'électricité issue des centrales possède une tension généralement comprise entre 5 et 20 kV, elle est élevée grâce à des transformateurs afin d'être transportée sur de longues distances.



Figure 1.13 : Exemple d'une ligne THT dans un champ

Le transport de cette énergie est réalisé par des lignes électriques. Ces dernières peuvent être soit aériennes soit souterraines, et elles sont classées selon la valeur de la tension acheminée :

- Ligne haute tension (HT) et très haute tension (THT) : la valeur dépasse les 50 KV en alternatif.
- Ligne moyenne tension (MT) : la valeur se situe entre 1000 V et 50 KV.
- Ligne basse tension (BT) : la valeur est inférieure à 1000 V.



Figure 1.14 : Exemple d'un centre de dispatching en France

Une fois transportée, l'énergie électrique doit être distribuée entre les différents consommateurs. Cette distribution se fait grâce à ce qu'on appelle centre de répartition ou de dispatching (**figure 1.14**).

3.4 Sites isolés et problématique posée

3.4.1 Problématique

Certains sites, habitations ou autres, ne sont ou ne peuvent pas être reliés au réseau public de distribution d'électricité, soit car il est techniquement trop complexe d'étendre le réseau jusqu'à eux (en zone montagneuse par exemple), soit parce que le coût d'une telle opération n'est pas justifié par rapport à d'autres solutions existantes. Ces sites sont appelés « sites isolés ». Pour autant, il est souvent indispensable d'avoir accès à l'électricité afin d'assurer quelques services de base tels que l'éclairage, la production de froid, ou encore l'alimentation d'un poste de radio. Ces sites peuvent alors être alimentés en électricité par des systèmes autonomes [19].

Un système autonome est une unité de production d'électricité généralement de petite taille, et qui n'est reliée à aucun réseau. En Algérie, des groupes électrogènes ou des petites centrales diesel alimentent des réseaux isolés en électricité. Souvent l'éloignement de ces centrales des points d'approvisionnement en fuel, et l'instabilité des prix de ces derniers, constituent des problèmes pour l'opération d'exploitation.

3.4.2 Solution apportée par les énergies renouvelables

Afin d'éviter les problèmes qu'on vient de citer, les systèmes autonomes installés dans les sites isolés sont composés, en plus du générateur diesel, d'un générateur photovoltaïque et/ou éolien et d'un système de stockage d'électricité. Dans ce contexte, nous envisageons dans notre travail d'étudier un système autonome de production d'électricité utilisant seulement l'énergie solaire photovoltaïque, et ce en vue de l'optimisation de son dimensionnement pour une installation on site isolé.

4. Conclusion

Dans notre étude, nous voulons optimiser le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome. Ce système utilise l'énergie solaire, qui est considérés comme une énergie renouvelable, pour produire de l'électricité. Dans ce premier chapitre, on a introduit le concept d'énergie d'une manière générale, tout en passant en revue les principales formes et sources qu'elle peut avoir. Les transformations entre ces dernières se font d'après les besoins qu'on a.

Notre principal objectif est d'alimenter un ensemble de charges se trouvant sur un site isolé en électricité. Pour cela, nous avons introduit le principe de production d'électricité en général, afin de montrer les difficultés qu'on peut avoir dans ce type de site. Notre plan de travail nécessite que l'on fasse une étude préalable du gisement solaire algérien et ce, afin de repérer les sites où il est intéressant d'installer des systèmes utilisant l'énergie solaire.

Chapitre 2 :

Présentation et Réactualisation du
Gisement Solaire Algérien

1. Introduction

L'Algérie, pays située au Nord de l'Afrique, dispose d'un important gisement d'énergie solaire. Afin d'en tirer avantage, on utilise souvent des systèmes permettant de transformer cette énergie en d'autres formes (électricité ou chaleur). Ce système doivent souvent subir un dimensionnement au préalable, dimensionnement qui a particulièrement besoin de données de rayonnement solaire afin qu'il soit performant et qu'il nous donne des résultats. Pour cela, on utilise souvent des données récoltés et mesurées, ou on se réfère aux différents Atlas solaires qui permettent d'apprécier le potentiel solaire d'un pays en fonction de la position géographique.

Dans notre étude, nous allons dimensionner un système photovoltaïque autonome sur site isolé. Nous aurons besoin de données du rayonnement solaire, mais avant tout il faut optimiser le choix des sites. Dans ce contexte, nous avons décidé de contribuer à la réactualisation de l'évaluation du gisement solaire algérien, avant de choisir le site à étudier.

2. L'énergie solaire

2.1. Définition

L'énergie solaire est l'énergie rayonnante du soleil. Elle provient de la fusion nucléaire se produisant en son centre, son cœur. Cette énergie est à l'origine de nombreux phénomènes physiques sur Terre tels que la photosynthèse, le vent ou le cycle de l'eau.

L'énergie solaire circule dans l'espace sous forme d'un rayonnement électromagnétique. Ce rayonnement est composé de photons, petites particules d'énergie élémentaire [20], et est indirectement la source de la plupart des énergies renouvelables et des hydrocarbures fossiles présents sur Terre à part l'énergie géothermique et nucléaire [21].

2.2. Le soleil

Le soleil est une étoile pseudo-sphérique comparable à une immense boule de gaz très chaud qui se compose de 80% d'hydrogène et de 19% d'hélium, le 1% restant étant un mélange de plus de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus. Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le **tableau 2.1** [22]:

Diamètre (Km)	1392000
Masse (Kg)	2.10^{30}
Surface (Km ²)	$6.9.10^{12}$
Volume (Km ³)	$1.41.10^{18}$
Masse volumique moyenne (Kg/m ³)	1408
Vitesse (Km/s)	217
Distance du centre de la voie lactée (Km)	$2.5.10^{17}$

Tableau 2.1 : Caractéristiques principales du soleil.

C'est au centre du Soleil que des réactions thermonucléaires de fusion transmutent l'Hydrogène en Hélium. Ces transformations produisent l'énergie rayonnante qu'on connaît (**figure 2.1**).

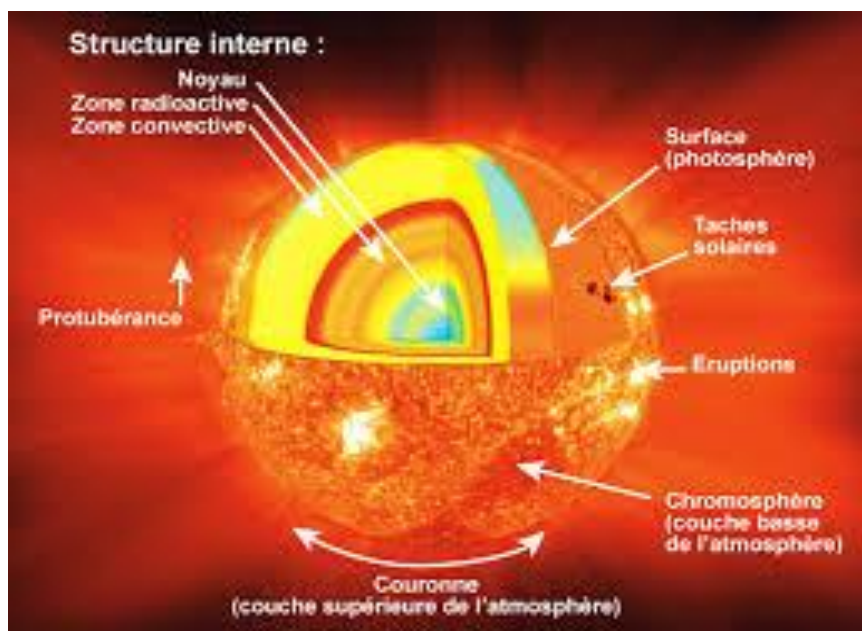


Figure 2.1 : Couches du soleil.

Les réactions thermonucléaires du soleil sont confinées dans un milieu où la densité est élevée (150 fois celle de l'eau) et la température atteint 15 106 K.

L'énergie produite traverse lentement le Soleil pour atteindre les couches superficielles et est ensuite émise sous forme de lumière. La surface visible du Soleil (la photosphère, couche épaisse de 300 km seulement) est à une température de 5750 K et émet la lumière blanche naturelle [23].

2.3. Le rayonnement solaire [24]

2.3.1 Masse d'air

Bien que le rayonnement de la surface du soleil soit constant, au moment où il atteint la surface de la terre il devient fortement variable, et cela est dû à son absorption et sa disparition dans l'atmosphère terrestre.

Lorsque le ciel est clair, un rayonnement maximal frappe la surface de la terre quand le soleil est directement au-dessus, et la lumière solaire a le plus court trajet optique à travers l'atmosphère. Ce trajet optique peut être approché par $1/\cos \phi$, où ϕ est l'angle entre la position du soleil et le point directement au-dessus de la surface de la terre, comme indiqué dans **la figure 2.2**

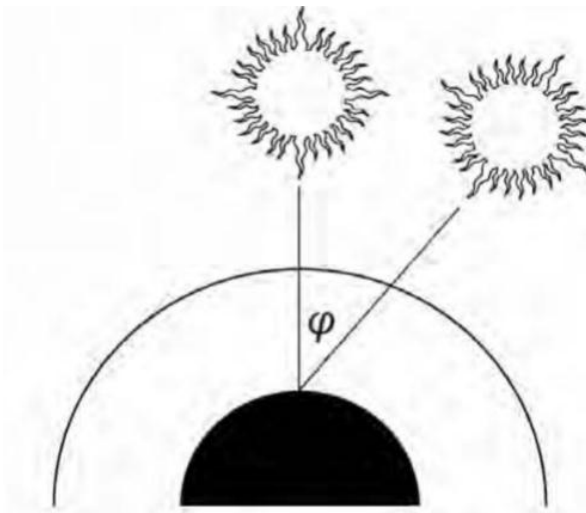


Figure 2.2 : Positionnement du soleil au-dessus de la surface de la terre.

Quand $\phi = 0$, la masse d'air est égale à 1, on dit qu'un rayonnement "AM1" est reçu. Lorsque $\phi = 60^\circ$, la masse d'air est égale à 2, donc on aura un rayonnement "AM2". Le "AM1.5" (équivalent à un angle de 42.8%) est devenu une norme pour les travaux en photovoltaïque.

La masse d'air (AM) peut être estimée à n'importe quel endroit en utilisant la formule suivante :

$$AM = \sqrt{1 + \left(\frac{s}{h}\right)^2} \quad [24]. \quad (2.1)$$

Où s est la longueur de l'ombre causée par un poteau vertical de hauteur h .

2.3.2 Les composantes du rayonnement solaire

L'énergie transmise à la surface de l'atmosphère par rayonnement est égale à 1350 W/m^2 (on l'appelle constante solaire). Cependant, en traversant l'atmosphère des parties de ce rayonnement sont réfléchies, absorbées ou diffusées, ce qui diminue significativement cette valeur [25]. De nombreux effets causent cela, par exemple :

- Diffusion Rayleigh par les molécules dans l'atmosphère, en particulier a courtes longueurs d'ondes.
- Diffusion par les aérosols et les particules de poussière.
- Absorption par le gaz atmosphérique tels que l'oxygène, l'azote, la vapeur d'eau et le dioxyde de carbone (CO_2) [24].

La **figure 2.3** montre comment l'atmosphère peut provoquer la diffusion du rayonnement solaire dans toutes les directions [3]. Les composantes de ce rayonnement sont [26]:

- Rayonnement solaire direct : c'est le rayonnement incident sur un plan donné en provenance d'un petit angle solide centré sur le disque solaire, il parvient en ligne droite et par temps clair.
- Rayonnement solaire diffus : il résulte de la diffraction de la lumière par les molécules atmosphériques, et de sa réfraction par le sol, il parvient de toute la voute céleste.
- Le rayonnement global : c'est la somme des rayonnements diffus et direct.

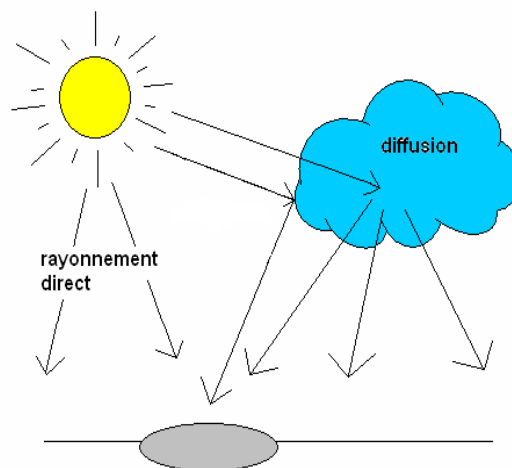


Figure 2.3 : Diffusion atmosphérique du rayonnement solaire [3].

2.4. Les trois voies de l'énergie solaire [27]

2.4.1 L'électricité solaire thermodynamique

La concentration du rayonnement solaire sur un seul foyer permet d'atteindre des températures élevées. Ce principe met en œuvre soit des capteurs paraboliques ou cylindro-paraboliques, soit des centrales dites "à tour" (**figure 2.4**), pour lesquelles une multitude d'héliostats orientables concentrent l'énergie solaire sur une chaudière unique située sur une tour. Cela rend possible le réchauffement de fluides caloporteurs, en général de l'huile ou des sels fondus, dans une gamme de température allant de 250 à 1000°C. Ces fluides viennent ensuite chauffer de la vapeur d'eau qui entraîne un turboalternateur et ainsi la production d'électricité se fait. Les avantages de cette méthode sont un taux de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique élevé, ainsi que le non nécessité de panneaux photovoltaïques. Cependant, cette méthode de récupération de l'énergie solaire utilise beaucoup d'espace.



Figure 2.4 : Capteurs paraboliques (à gauche) et centrale à tour (à droite).

2.4.2 L'énergie solaire thermique

L'énergie solaire thermique s'utilise principalement à travers de deux applications : le chauffage de l'eau chaude sanitaire et le chauffage des locaux (figure 20). Pour le premier point, quatre mètres carrés permettent de répondre aux besoins en eau chaude d'une famille de quatre personnes. Pour le second, dix à vingt mètres carrés assurent le chauffage d'une maison individuelle. Bien entendu, ces surfaces sont des valeurs moyennes, dépendant de l'ensoleillement reçu à l'endroit considéré.

Les avantages ici sont que la conversion de l'énergie solaire en chaleur se fait à un taux élevé, et que l'énergie est produite sur place, faisant fi des problèmes de transport.

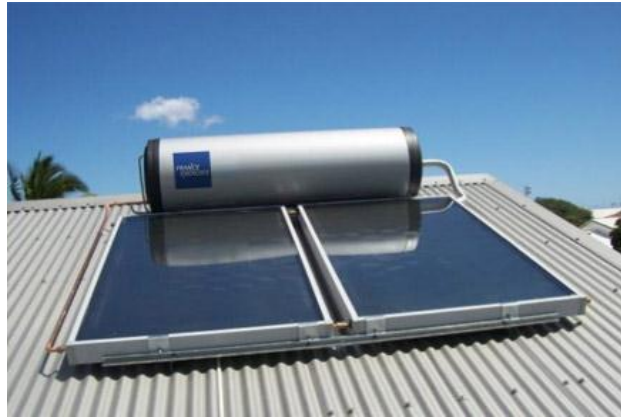


Figure 2.5 : Chauffe-eau solaire.

2.4.3 L'électricité solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est un moyen intéressant de réduire les coûts de distribution de l'électricité dans certaines régions. Particulièrement disponible dans la plupart des pays situés dans l'équateur, c'est une source d'énergie d'une fiabilité remarquable qui présente un bilan énergétique et environnemental tout à fait favorable. Il faut faire attention quant à la rumeur disant qu'un panneau solaire produit plus de gaz à effet de serre à la création qu'il ne permet d'en économiser au cours de sa durée de vie. Il convient d'analyser pour cela d'où provient l'électricité remplacée. Si elle vient d'une combustion de matériaux fossiles (du type charbon, gaz, ou pétrole), le panneau solaire présente bien un bilan économique très favorable. Dans le cas où l'énergie viendrait préalablement d'une source plus écologique (éolien, nucléaire, hydraulique, ... etc.), les études doivent être faites cas par cas. Parmi les avantages, il faut encore noter que la technologie est très jeune, et évolue très rapidement. On peut également constater que les panneaux peuvent être installés presque partout, et nécessitent très peu d'espace. Dans un futur proche, on devrait voir l'émergence de "vitres solaires" : des vitres transparentes, produisant de l'électricité avec un taux de conversion certes très faible, mais pour un surcoût par rapport à une vitre classique peu important.



Figure 2.6 : Modules photovoltaïques.

2.5. Exploitation active et passive de l'énergie solaire [28]

On peut exploiter l'énergie solaire de deux façons différentes :

- Exploitation active : elle consiste à se servir de la technologie solaire pour produire directement de l'électricité ou de la chaleur. Les modules solaires photovoltaïques permettent de produire de l'électricité, tandis que les capteurs solaires thermiques assurent la préparation d'eau chaude sanitaire ou le chauffage d'appoint.
- Exploitation passive : Appelée aussi indirecte, l'exploitation passive de l'énergie solaire vise à utiliser le rayonnement naturel du soleil sous forme d'énergie calorifique ou lumineuse par des mesures constructives optimisées. Impliquant la pose de fenêtres et de vitrages spéciaux, cette exploitation est centrée sur l'orientation optimale des bâtiments et des plans du point de vue énergétique, tenant compte du parcours du soleil et de l'ombrage, y compris des variations saisonnières.

3. Gisement solaire algérien

3.1. Présentation

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire reçu par une surface au cours d'une période donnée. Il est souvent exprimé en W/m^2 et est utilisé dans des domaines aussi variés que l'agriculture, la météorologie, les applications énergétiques et la sécurité publique.

Dans les systèmes d'exploitation de l'énergie solaire, le besoin de données d'insolation est d'une importance capitale aussi bien dans la conception et le développement de ces systèmes que dans l'évaluation de leurs performances. A cet effet, l'existence d'une solide et fiable base de données est une nécessité.

Bien qu'il existe un réseau de stations d'évaluation du gisement solaire en Algérie, le nombre de ces stations est très limité et elles sont surtout localisées dans le Nord du pays. A cause de cela, divers modèles ont été proposés pour estimer le gisement solaire à une échelle locale ou régionale. Ces modèles utilisent des codes de calcul des plus complexes et sophistiqués aux simples relations empiriques. Le choix du modèle est dicté par la nature des données et par la précision recherchée.

Dans ce contexte, nous donnons un aperçu global sur la quantité et la qualité du gisement solaire dont dispose l'Algérie. Pour cela, nous avons développé une méthodologie qui nous a permis de récupérer les données dont nous avons besoin afin de dresser des cartes solaires mensuelles permettant d'apprécier le potentiel solaire algérien.

3.2. Réactualisation du gisement solaire algérien

3.2.1 Contexte

Le gisement solaire peut être défini comme étant la quantité de rayonnement solaire reçue par une surface durant une certaine période de temps. En Algérie, la durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara), faisant de notre pays celui qui possède le plus important gisement solaire de tout le bassin méditerranéen [29].

De nombreux travaux ont été réalisés pour analyser et quantifier ce gisement, le plus célèbre d'entre eux est sûrement l'Atlas solaire de l'Algérie 1987 [30]. Sur le site internet du ministère de l'énergie et des mines algérien, on peut trouver des cartes représentant un Atlas solaire préliminaire algérien (1998 – 1999) [31] pour le rayonnement journalier reçu sur plan horizontal et normal.

En 2013, se basant sur le travail de Yaich et al [32], le centre de développement des énergies renouvelables (CDER) a publié le premier Atlas d'une série consacrée à l'évaluation des gisements des ressources renouvelables en Algérie. Ce premier volume, dédié au gisement solaire, comporte une étude sur 48 sites répartis à travers le territoire national, et se base essentiellement sur des données relatives à la durée d'insolation mesurée sur une période de 11 années par l'office national de météorologie (ONM). Cet office compte plus d'une soixantaine de stations implantées un peu partout en Algérie. (Une plus grande concentration au Nord).

3.2.2 Problématique

Dans notre travail, nous aurons principalement besoin de données relatives au rayonnement solaire. Elles doivent être dans un format exploitable afin de les traiter numériquement. Cette exigence élimine le recours aux cartes solaires fournies par les différents Atlas, car elles permettent seulement d'analyser le rayonnement solaire en fonction des coordonnées géographiques.

En Algérie, l'obtention des données mesurées par office national de la météorologie (ONM) est ses différentes stations est très difficile, pour ne pas dire impossible dans certaines situations. Cela nous a poussés à chercher une solution de substitution, facile à exploiter et répondant aux critères des données dont nous avons besoin afin de pouvoir réactualiser le gisement solaire de ce pays.

3.2.3 Solution et démarche suivie

Le manque de données et la difficulté d'accès à ces derniers nous a poussé à gérer nos propres données relatives au rayonnement solaire. Nous avons puis ceux relatifs au rayonnement global incident sur une surface horizontale des données fournies par la « NASA » (agence spatiale américaine).

En effet au sein de cette agence, il existe un programme consacré à la recherche et développement en Sciences de la Terre. Une des principales réalisations de ce dernier est le portail web SSE (« Surface meteorology and Solar Energy ») [33] qui, grâce à un réseau satellitaire, fourni d'importantes informations météorologiques et données atmosphériques, particulièrement celles utilisées dans les systèmes de production d'énergie à partir de sources renouvelables. C'est grâce à ce portail que nous allons récupérer les données nécessaires à notre travail.

SSE a connu plusieurs versions, la différence principale entre elles c'est le volume de données qu'elles contiennent. Actuellement, la version la plus récente est la 6.0.

ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER

NASA Surface meteorology and Solar Energy - Location

Enter BOTH latitude and longitude either in decimal degrees or degrees and minutes separated by a space.

Example: Latitude 33.5 Longitude -80.75 OR Latitude 33 30 Longitude -80 45

Latitude?

Longitude?

South: -90 to 0

West: -180 to 0

North: 0 to 90

East: 0 to 180

This form is "Reset" if the input is out of range.

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

Responsible > Data: Paul W. Stackhouse, Jr., Ph.D.
Officials > Archive: John M. Kusterer
Site Administration/Help: NASA Langley ASDC User Services ([Contact Us](#))
[\[Privacy Policy and Important Notices\]](#)

Document generated on Sat May 14 14:10:17 EDT 2016

Figure 2.7 : Interface web SSE.

Les principaux paramètres d'entrée dont a besoin ce portail web afin de nous fournir les données qu'on demande (il ne contient pas seulement les données relatives au rayonnement solaire), sont les coordonnées du lieu étudié (latitude et longitude) ainsi que le nombre d'années couvertes.

Dans notre travail, nous avons choisi de couvrir une large gamme de latitudes et longitudes, et de récupérer les données journalières du rayonnement solaire global horizontal pour chaque lieu. Généralement, le nombre de données récupérées s'étale sur plus de 15 ans. Ensuite, nous avons fait une moyenne pour obtenir une année type contenant 365 données pour chaque lieu, et nous les avons réorganisés sous forme mensuelle (puisque nous allons tracer 12 cartes représentant les 12 mois de l'année).

Finalement, nous avons exploité l'ensemble des données récupérées pour tracer ce qu'on appelle « heat map » (carte de chaleur). Ceci fut possible grâce au programme « plot.ly » [34]. Nous avons achevé ce travail en utilisant un autre outil, cette fois consacré au traitement graphique, « The Gimp » [35], pour délimiter le territoire algérien avec les résultats précédemment obtenus. Nous tenons à signaler que l'ensemble des outils utilisés sont gratuits et facilement accessibles.

3.2.4 Résultats

D'après les données récupérées, on a tracé les cartes représentant le rayonnement global solaire journalier moyen sur une surface horizontale pour chaque mois de l'année. Les résultats obtenus sont représentés sur **les figures 2.8 et 2.9**.

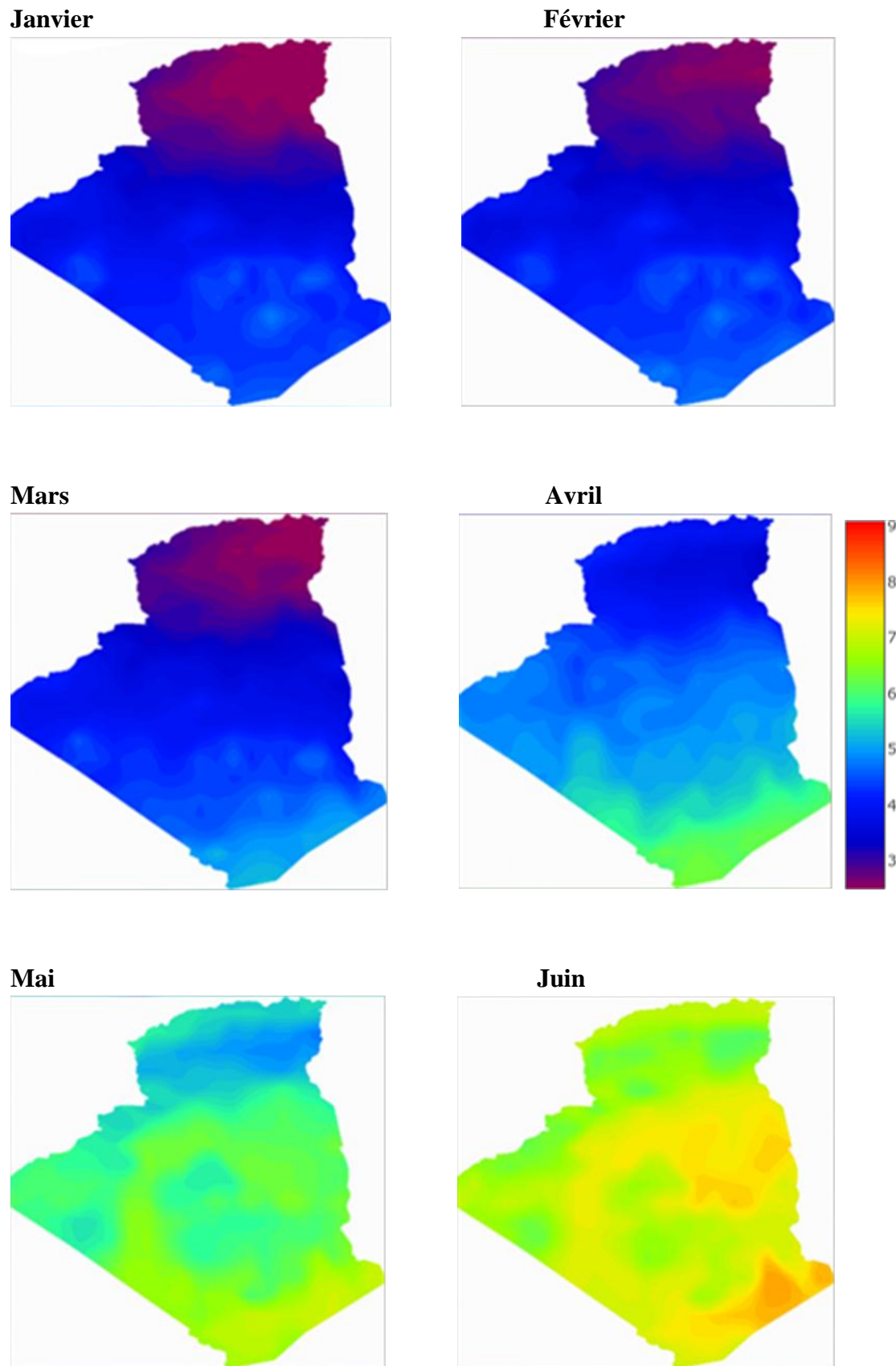


Figure 2.8 : Cartes solaires du rayonnement global pour les 6 premiers mois de l'année (unité $\text{kW/m}^2/\text{jour}$).

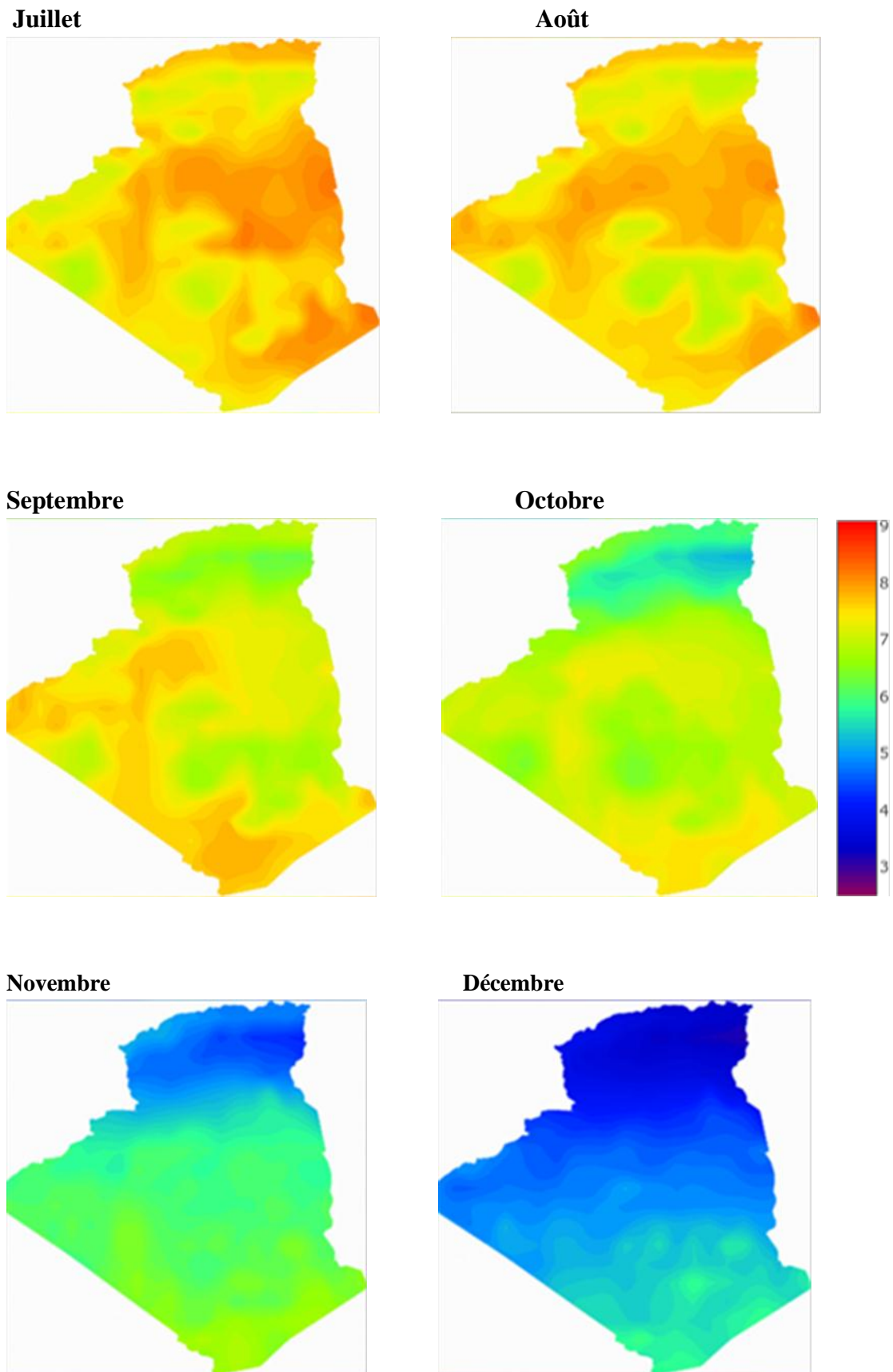


Figure 2.9 : Cartes solaires du rayonnement global pour les 6 derniers mois de l'année (unité kW/m²/jour).

3.2.5. Analyse des résultats

L'analyse des résultats montre que :

➤ Le nord d'Algérie :

- Le potentiel en énergie solaire est plus faible au Nord au Sud algérien.
- La répartition du rayonnement solaire est très différente durant l'année, d'où les mois d'été sont beaucoup plus ensoleillés (comme l'en voit dans la carte du juillet et août, les mois les plus chauds en Algérie) que les mois d'hiver.
- On remarque que dans les régions côtières de l'est et du centre du pays, il y a une fraction d'insolation plus faible et surtout dans les mois du janvier et décembre (les mois les plus froids en Algérie).
- Dans les régions côtières de l'ouest et l'ensemble des hauts plateaux, la fraction d'insolation est plus élevée par rapport aux régions de l'est et du centre du pays.

➤ Le Sud d'Algérie :

- Le potentiel en énergie solaire est très important au Sud d'Algérie, et surtout durant l'été.
- La répartition du rayonnement solaire est différente le long de l'année au Nord du Sahara, mais il est presque uniformément au centre de ce dernier.
- Le nord saharien, est caractérisé par une fraction d'insolation élevée. Tandis qu'au centre du, la fraction d'insolation est plus élevée.

4. Conclusion

Dans ce chapitre, un intérêt particulier est donné à l'énergie solaire, aussi qu'à la réactualisation des gisements solaire en Algérie. Vu l'importance des données solaires nécessaire pour tout étude de gisement, et la difficulté et le manque d'accessibilité à ces derniers, notre solution a été de gérer nous-même nos propre données en se basant sur le programme de la NASA à la recherche et le développement en science de la terre.

En traçant les courbes du rayonnement solaire moyen journalier sur une surface horizontale pour chaque mois de l'année, nous avons remarqué que notre pays dispose d'un grand gisement solaire.

En Algérie on deux a zones bien distinctes, le Nord et le Sud. On remarque que le potentiel du sud est beaucoup plus important par rapport au potentiel dans le Nord. Le potentiel au Nord-Ouest algérien est plus élevé que celui du centre et de l'Est Algérien durant toute l'année.

Chapitre 3 :

Systeme Photovoltaïque Autonome:
Présentation et Modélisation

1. Introduction

Le coût élevé de l'extension du réseau électrique vers les consommateurs isolés a fait que de nombreuses communautés, propriétés et ménages du monde entier s'appuient désormais sur des systèmes utilisant le diesel, l'essence ou même les énergies renouvelables pour subvenir à leurs besoins en termes d'électricité. Ceci peut s'appliquer particulièrement aux pays où il y a de grandes zones reculées et des trains ou l'implantation de lignes électriques est très difficile. Les systèmes photovoltaïques autonomes offrent une option très intéressante dans ce domaine et peuvent aussi servir de complément aux technologies plus anciennes (par exemple le diesel). Ils sont largement utilisés dans des petites installations, aussi que dans des grandes installations.

Parmi toutes les configurations que nous pouvons envisager, la plus simple à étudier est celle pour laquelle l'énergie produite est utilisée directement. Dans ce cas, l'énergie produite en excès par rapport à la demande de charge est perdue et c'est pour cela que le concepteur doit envisager un moyen pour, soit dissiper cette énergie en excès, soit l'emmagasiner dans des batteries.

Pour le système photovoltaïque comportant un stockage dans des batteries, il faudra non seulement connaître la quantité d'énergie disponible pour le stockage, et en plus il faudra aussi estimer la fraction utilisée de l'énergie produite en excès.

Evans a résolu les problèmes cités ci-dessus en préparant des graphiques pour estimer la fraction de charge fournie par un système photovoltaïque avec n'importe quelle capacité d'accumulation d'énergie. La précision des graphiques est presque parfaite mais cependant, vu les énormes opportunités qu'offre de nos jours le monde de l'informatique, et le nombre de logiciels qui existent pour la simulation numérique, une méthode mathématique et analytique souhaitable.

Nous commençons par une présentation du système Photovoltaïque Autonome. Nous présenterons ensuite la modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque puis nous décrirons les modèles mathématiques que nous allons établir.

Dans notre modélisation notre système va compter les panneaux photovoltaïque et les batteries, nous allons présenter les équations de base de cette méthode avant de les transformer en programme informatique dans le chapitre suivant.

2. Générateur photovoltaïque

2.1. Effet photovoltaïque: définition [36]

Le terme « photovoltaïque » désigne le processus physique qui consiste à transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau semi-conducteur.

2.2 Historique du photovoltaïque [3]

La naissance d'une technologie résulte bien souvent de la combinaison résultats des travaux connexes menés par un grand nombre de chercheurs. C'est bien le cas pour le photovoltaïque.

De l'effet photoélectrique à la conception de la cellule photovoltaïque il a fallu attendre un siècle !

1839 – ANTOINE CESAR BEQUEREL (1788/1878) et son fils ALEXANDRE BEQUEREL (1820/1891), tous deux physiciens français, présentent devant l'académie des sciences l'effet photovoltaïque expérimenté avec des électrodes de platine et de cuivre plongées dans une solution électrolytique acide.

1873- WILLOUGHLOY MITH (1823/1891), ingénieur électricien anglais, découvre avec son assistant J.MAY les propriétés photosensibles de sélénium.

1877- WILLAM GRYLLES ADAMS (1836/1915), professeur anglais, met en évidence l'effet photovoltaïque du sélénium.

1885- ERNST WERNER VON SIEMENS (1816/1892) ingénieur et industriel allemand, précise que la conductivité est proportionnelle à la racine carrée de l'intensité de la lumière et imagine les possibilités de captage de l'énergie solaire.

1887- HEINERICH RUDOLF HERTZ (1857/1894), physicien allemand, publie les résultats de ses expériences photoélectriques dans un article intitulé « effet de la lumière ultraviolette sur les décharges électriques ».

1905- ALBERT EINSTEIN (1879/1955), physicien allemand, publie « un point de vue heuristique concernant la production et la transformation de la lumière ». en 1921, il reçoit le prix Nobel de physique pour son apport à la physique théorique et particulièrement son explication de l'effet photoélectrique.

1916- ROBERT ANDREWS MILLIKAN (1868/1953), physicien américain expérimentalement les travaux d'EINSTEIN.

1939- RUSSEL OHL (1898/1987), ingénieur américain, découvre la jonction p-n et ses travaux le conduisent à développer la première cellule solaire en silicium.

2.3 Cellule photovoltaïque

Une cellule solaire est un dispositif électronique qui convertit la lumière en électricité grâce à l'effet photovoltaïque, réalisé par le biais de la production et du transport, dans un matériau semi-conducteur comportant deux parties, une dopée n et une dopée p, de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière (**figure 3.1**).

2.3.1. Principe de fonctionnement

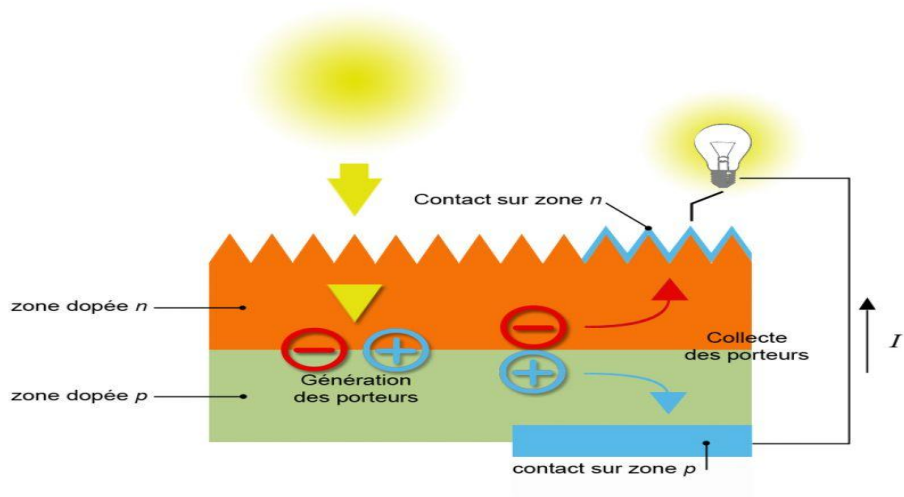


Figure 3.1: cellule photovoltaïque.

2.3.2. Caractéristiques physiques d'une cellule photovoltaïque [37]

Le schéma équivalent d'une cellule solaire est représenté sur la figure 3.2. Son photocourant peut être assimilé dans le cas d'une cellule solaire idéale à une source de courant dirigée dans le sens opposé de la caractéristique de la diode dans le noir. Dans l'obscurité totale, la courbe obéit à l'équation de Shockley suivante:

$$I = I_s \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad [37] \quad (3.1)$$

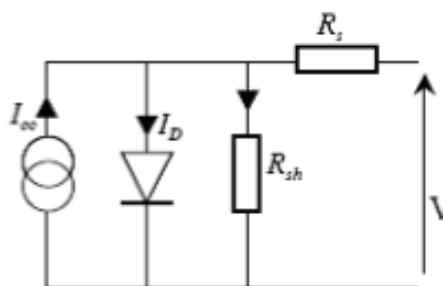


Figure 3.2: Schéma équivalent d'une cellule solaire.

Où I_s est le courant de saturation, q la charge de l'électron, K la constante de Boltzmann, T la température et n le facteur d'idéalité de la diode. Ce dernier tient compte des recombinaisons.

Sous éclairage, un terme I_{ph} , tenant compte du photocourant généré est rajouté. On obtient l'équation suivante:

$$I = I_s \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] - I_{ph} \quad [37] \quad (3.2)$$

Dans le cas d'une cellule photovoltaïque réelle, d'autres paramètres tenant compte des effets résistifs, des recombinaisons, des fuites vers les bords, doivent être pris en considération. Le schéma équivalent est représenté sur la figure 3.5 par un générateur de courant I_{cc} , une diode et deux résistances R_s et R_{sh} :

- R_s est une résistance série liée à la résistivité volumique et à l'impédance des électrodes et des matériaux.
- R_{sh} est une résistance shunt liée aux effets de bord et aux recombinaisons volumiques.

2.3.3. Les paramètres des cellules photovoltaïques [38]

Les panneaux caractérisent une cellule solaire sont :

- **Courant de court-circuit (I_{cc})** : Il s'agit du courant lorsque le potentiel appliqué à la cellule est nul. C'est le plus grand courant que la cellule peut fournir.
- **Tension de circuit ouvert (V_{co})** : C'est la tension aux bornes de la cellule lorsqu'elle n'est pas connectée à une charge ou lorsqu'elle est connectée à une charge de résistance infinie.
- **Facteur de forme, FF** : Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique $I(V)$ pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV : c'est le facteur de remplissage. Il est défini par la relation suivante :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad [38] \quad (3.3)$$

- **Le rendement, η_{pv}** : Le rendement, η des cellules PV désigne le rendement de conversion de la puissance lumineuse en puissance électrique. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale P_{max} délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente P_{in} .

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{FF \cdot I_{cc} \cdot V_{co}}{P_{in}} \quad [38] \quad (3.4)$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert.

2.4 Le panneau photovoltaïque [3]

Une simple cellule solaire en silicium cristallin, de surface égale à 100 cm^2 , génère un courant de 3A pour une tension de 0.5V, et cela quand elle est entièrement exposée au soleil. Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module.

Il y a quelques années un module PV typique conçu à partir de silicium consistait en 30 à 36 cellules connectées en série avec une puissance crête d'approximativement 50W. Aujourd'hui, des modules avec une puissance crête atteignant les 300W sont conçus et ce depuis qu'un module individuel consiste en un nombre dépassant la 100^{ème} de cellules connectées en séries et en parallèles.

Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl-acétate) (figure 3.3) et protégées sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une feuille de Tedlar ou de Polyéthylène.

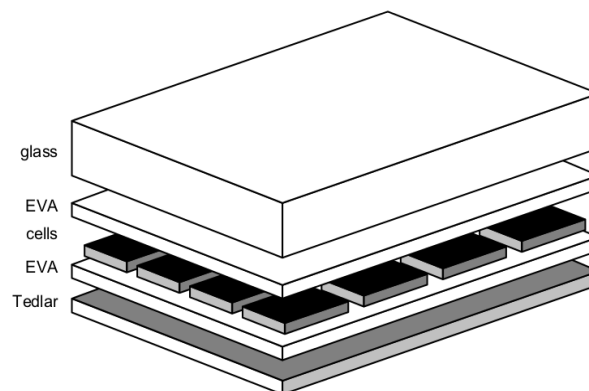


Figure 3.3: structure typique d'un module PV

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant les trous de fixation.

Pour relier électriquement les chaînes de cellule PV, qui se trouvent à l'intérieur du module, avec le milieu extérieur, il faut que le film arrière utilisé (face arrière du module PV) soit troué. Dans ce cas, une boîte de jonction est fixée sur les points d'entrée (les trous).

Les diodes antiparallèles, qui permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre, sont généralement incorporées au sein des boîtes de jonction.

2.5 Les Différentes filières photovoltaïques

Une cellule photovoltaïque est composée d'un matériau qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme en énergie électrique. Selon la nature de ce matériau et la structure adoptée, le photovoltaïque présente plusieurs filières (**figure 3.4**):

- Filière à base de silicium cristallin.
- Cellules multi-jonctions à haut rendement.
- Cellules photovoltaïques organiques.
- Cellules à base de CdTe et Cds.
- Matériaux photovoltaïques à base de colorants.
- Technologie couche mince.
- ... etc

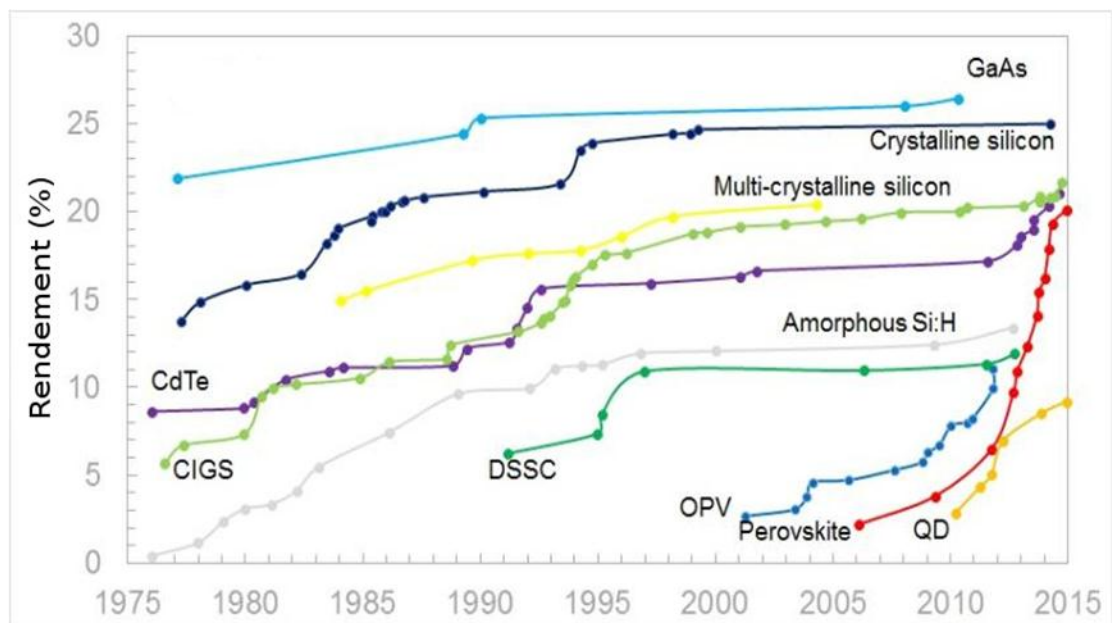


Figure 3.4: évolution des rendements des filières photovoltaïque [39]

3. Stockage d'énergie

3.1 Introduction

Le stockage d'énergie est l'action qui consiste à placer une quantité d'énergie en un lieu donné pour permettre son utilisation ultérieurement.

La maîtrise du stockage de l'énergie est particulièrement importante pour valoriser les énergies alternatives, telles que l'éolien ou le solaire, renouvelables et respectueuses, mais par nature intermittentes [40].

Actuellement on a deux types d'installations [3]:

Les systèmes raccordés au réseau, les plus fréquents dans le monde aujourd'hui, et les systèmes autonomes.

Pour le premier (systèmes raccordés au réseau), aucun stockage n'est requis. Cependant, si on veut utiliser et concevoir un système d'alimentation PV autonome, il est parfois primordial de prévoir un dispositif de stockage de l'énergie électrique selon les cas suivants :

- S'il y a concordance entre la présence de la lumière et le besoin d'énergie, il n'est pas nécessaire de la stocker (exemple : une calculatrice, un ventilateur...)
- Si l'on stocke l'énergie sous une autre forme, on peut également se passer de stockage électrique (exemple : une pompe alimentée par énergie solaire stocke l'eau dans un réservoir : la pompe fonctionnera à débit variable, en fonction de l'ensoleillement sur une journée, ou une autre base de temps, elle aura stocké suffisamment d'eau pour les usagers).

Dans ces deux cas, on parle de fonctionnement 'au fil de soleil' : il y a de la lumière, cela fonctionne, il n'y a pas de lumière, cela s'arrête. Mais le plus souvent, on souhaite disposer d'énergie électrique même dans l'obscurité.

Plusieurs cas se présentent alors : soit on dispose d'une autre source d'énergie à laquelle on peut avoir recours quand les panneaux sont dans l'obscurité (éolienne, groupe électrogène...), soit il faut stocker de l'électricité dans une batterie. La capacité stockée, et donc la réserve de marche sans lumière, dépendent énormément de l'application.

3.2 Type d'accumulateurs (batteries)

Les accumulateurs électrochimiques, ou batteries, sont des générateurs réversibles. Ils peuvent stocker l'énergie électrique sous forme chimique puis la restituer à tout moment sur demande grâce à la réversibilité des réactions chimiques. Parmi les types d'accumulateurs les plus célèbres on a [41]:

- Batteries au plomb: c'est un assemblage d'accumulateurs au plomb-acide sulfurique raccordés en série, afin d'obtenir la tension désirée, et réunis dans un même boîtier. C'est le type le plus ancien et le plus utilisé.
- Accumulateurs nickel-cadmium (NiCd): c'est un accumulateur électrique, rechargeable, utilisant de l'oxyhydroxyde de nickel et du cadmium comme électrodes.

Ces derniers ont permis le développement de l'utilisation de générateurs électrochimiques rechargeables dans les appareils électroniques grand public, mais sont aujourd'hui remplacés dans ce type d'application par les accumulateurs aux ions lithium.

- Accumulateurs nickel métal hydrures: dérivés du NiCd, ces accumulateurs ont été développés avec 3 objectifs: augmenter la capacité par unité de volume, favoriser les charges rapides (pour le marché de la téléphonie mobile notamment) et éliminer le cadmium, toxique pour l'environnement et déjà interdit dans certains pays.
- Accumulateurs au lithium: le lithium rechargeable est présent sur nombre d'appareils portables, sous le nom " Li-ion ". Très compacte et à recharge rapide, cette technologie n'est pas très bien adaptée au solaire à ce jour, en particulier parce-que les accumulateurs doivent subir un protocole de charge assez précis, plutôt incompatible avec les courants variables d'un photo-générateur soumis à divers éclairagements.

3.3 Caractéristiques des accumulateurs

➤ Tension nominale [3]

Une batterie est constituée d'éléments de base ayant une tension nominale de 2V (en réalité entre 1.9V et 2.1V selon l'état de charge). Il existe bien entendu des batteries 6, 12 ou 24V, mais ce sont des assemblages en série de plusieurs éléments (respectivement $3 \times 2V$ et $12 \times 2V$).

➤ La capacité de la batterie [42]

La capacité est la caractéristique principale d'un accumulateur, c'est l'énergie qu'un accumulateur est capable d'emmagasiner et donc celle qu'il est capable de restituer. Cette capacité s'exprime en Ampères heure (Ah) ou Watts heure (Wh).

➤ La charge [42]

La charge est la phase de stockage d'énergie dans l'accumulateur. Pour l'effectuer, on utilise un chargeur qui sera spécifique pour chaque technologie de batterie. Le rendement de la charge n'est pas de 100%. On apportera donc plus d'énergie à l'accumulateur qu'il sera capable d'en restituer ensuite.

➤ La surcharge [42]

Lorsque l'accumulateur est totalement chargé et qu'on continue de le charger, il passe en phase de surcharge. Les effets peuvent être une simple élévation de la température, une destruction partielle de l'accumulateur ou même une explosion de l'élément.

➤ La décharge [42]

Une fois que l'accumulateur est chargé, on peut utiliser l'énergie qui y est emmagasinée.

L'élément fournit alors de l'énergie tant qu'on lui en demande et surtout tant qu'il lui en reste. Si on demande longtemps trop d'énergie à un accumulateur, on appelle ça la décharge profonde et cela endommage l'accumulateur.

➤ **L'autodécharge [42]**

Même si l'accumulateur n'est pas utilisé, il se décharge, c'est l'autodécharge. Elle est exprimée en pourcentage durant une période de temps donnée, et varie selon le type de la batterie

➤ **La tension de charge [42]**

C'est la tension moyenne que délivre la batterie en phase de décharge, elle s'exprime en Volt (V). Sa valeur varie en fonction de la technologie employée pour la batterie mais aussi en fonction du temps lors de la décharge.

➤ **La durée de vie [43]**

La durée de vie d'une batterie désigne le nombre de cycle de charge/décharge pouvant être effectué avec une perte de densité d'énergie donnée (pour les applications portables, l'accumulateur doit restituer un niveau d'énergie supérieur à 80% de son énergie minimale ; ordre de grandeur souhaité presque 1000 cycles).

4. Contrôle et régulation d'énergie

4.1 Les diode anti-retour [3]

Parlons d'abord de ces diodes anti-retour, qui ne relèvent pas à proprement parler du contrôle de charge, mais sont généralement intégrées dans les contrôleurs.

Les courant circule naturellement du point de tension le plus fort vers la plus faible. Lorsque le photogénérateur se trouve dans l'obscurité (la nuit notamment), la tension de la batterie dépasse la tension délivrée par le photogénérateur. Le courant passerait alors de la batterie vers le photogénérateur. Si on ne mettait pas une diode qui bloque le passage du courant dans ce sens, cela pourrait l'endommager.

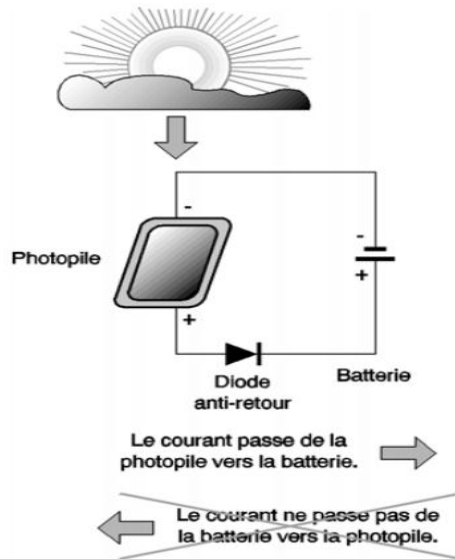


Figure 3.5: principe d'une diode anti-retour.

Cette diode a le rôle d'une valve qui évite la décharge de la batterie dans le photogénérateur lorsque la lumière est faible (la tension du photogénérateur est basse) (Voir figure 3.20).

4.2 Hacheurs [44]

Un hacheur est un convertisseur continu-continu qui doit permettre le réglage du transfert d'énergie entre une source continue et une charge. Cette source et cette charge peuvent être soit de nature capacitive (source de tension), soit de nature inductive (source de courant). Il en découle quatre types de hacheurs.

Les hacheurs sont employé principalement pour :

- Réaliser des alimentations continues (3.3V, 5V, 12V) à partir d'un bus continu ou d'une batterie,
- Alimenter à vitesse variable un moteur à courant continu.

4.3 Système de régulation [3]

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie.

Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

- La protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- L'optimisation du transfert du champ PV à l'utilisation.

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

Donc, au plan fonctionnel, le régulateur de charge :

- Collecte les informations relatives à l'état de charge de la batterie (tension, état de charge).
- Compare ces informations aux seuils de régulation préfixés :
 - V_{min} : tension de déconnexion de la charge (utilisation), protection décharge profonde.
 - V_{max} : tension de déconnexion des modules, protection à la surcharge.
 - Opère la protection de la batterie.

Le processus de régulation est donné dans le tableau ci-dessous :

Etat batterie	Commande
$V_b > V_{max}$	Déconnecte les modules PV.
Si 1 est vrais et $V_b < V_{t1}$	Reconnecte les modules.
$V_b < V_{min}$	Déconnecte la charge (utilisation).
Si 3 est vrais et $V_b > V_{t1}$	Reconnecte la batterie à la charge.

Tableau 3.1:Commande de régulation.

Avec :

- V_{t1} la tension de reconnexion des modules.
- V_{t2} la tension de reconnexion des récepteurs (utilisation)
- V_b la tension de la batterie
- V_{max} tension de fin de charge
- V_{min} tension de fin de décharge

Il existe principalement 4 types de régulateurs de charge :

Régulateur Shunt : le régulateur détecte la tension de la batterie en sortie, si cette tension atteint un seuil prédéfini, il va dériver le courant du panneau solaire vers une résistance de faible valeur (court-circuit du panneau solaire), ce qui va faire chauffer le régulateur. Ce type de régulation ce fait donc par court-circuit, à n'utiliser que pour de petites installations.

Régulateur Série : un circuit va mesurer la tension aux bornes de la batterie, si cette tension atteint un seuil prédéfini, le circuit va déconnecter la batterie du système de charge et ceci évite l'échauffement du régulateur solaire.

Ce type de régulation se fait donc par circuit-ouvert. Il s'utilise dans les petites et moyennes installations.

Régulateur PWM : un circuit va mesurer la tension aux bornes de la batterie, et va délivrer des impulsions qui vont charger la batterie. Ces impulsions haute fréquence, vont être d'autant plus larges que la batterie sera déchargée, si la batterie arrive en fin de charge, les impulsions seront fines.

C'est un fonctionnement très proche de type série, et il peut être utilisé pour tous types d'installations.

Régulateur MPPT : avec ce type de régulateur on peut charger une batterie de 12V à partir d'un panneau de 24V ou 48V, ou l'inverse charger une batterie de 24V ou 48V à partir d'un panneau de 12V.

Ce type de régulateur possède un microcontrôleur qui va mesurer la tension de la batterie, la tension du panneau solaire, et va gérer le mieux possible le rendement du couple panneau/batterie.

Le régulateur MPPT est celui qui introduit le moins de pertes dans un système PV, avec des rendements proches de 92% à 97%.

4.4 Onduleurs

Un onduleur est un convertisseur continu-alternatif qui, à partir d'une source continue, permet d'alimenter une charge en alternatif. Les onduleurs sont généralement des convertisseurs directs (tension courant ou courant tension). Ils peuvent néanmoins constituer le premier étage d'un convertisseur indirect tel qu'un convertisseur DC-DC [45].

Les onduleurs les plus couramment utilisés dans les systèmes PV autonomes sont décrits ci-dessous [3]:

Onduleurs légers (de basse puissance) : typiquement, ils fournissent en sortie une puissance de 100-10000W, avec ou sans contrôle de fréquence. Ils sont adaptés pour les appareils tels que les ordinateurs et téléviseurs, mais peuvent être relativement inefficaces et peuvent générer du bruit.

Onduleurs de résistance moyenne : Généralement, ils fournissent une puissance allant de 500-20000W, certains comprennent un mécanisme de démarrage et d'arrêt automatique suivant le fait que la charge soit allumée ou éteinte. Ils sont adaptés pour une utilisation avec une large gamme de petits appareils ou outils électroniques, mais peuvent ne pas avoir la capacité d'appoint suffisant pour alimenter les gros moteurs à induction AC.

Onduleurs robustes (de grande puissance) : Ils fournissent une puissance électrique allant de 10000 à 60000W et sont capables d'alimenter de grands moteurs à induction AC.

5. Modélisation mathématique

5.1. Introduction

Vu que le programme SSE nous donne des données du rayonnement global sur surface horizontale, le but de notre étude est d'avoir les valeurs de ces données sur surface inclinée, nous avons développé notre propre méthode de modélisation afin de générer, numériquement, ces données. Les paramètres de base qui vont nous servir sont :

Latitude ψ : [46]

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre au point considéré. Sa valeur est positive dans l'hémisphère nord, et est négative dans l'hémisphère sud.

Longitude λ : [46]

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich. Sa valeur est positive à l'ouest et est négative à l'est de la méridienne origine.

La déclinaison δ [38]:

C'est l'angle que forme la direction du soleil et le plan équatorial. La déclinaison varie de façon sinusoïdale au cours de l'année : elle vaut 0 aux équinoxes et atteint ses deux valeurs extrêmes au solstice d'hiver (-23°,27) et au solstice d'été (+23°,27). Plusieurs expressions ont été développées pour évaluer la déclinaison, la plus simple est celle utilisée par Cooper :

$$\delta = 23.45 \sin\left(2\pi \frac{284+n}{365}\right) \quad (3.5)$$

Angle horaire du soleil [47]:

L'angle horaire du soleil qu'on note (w) est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course de l'est à ouest, par rapport au méridien local. La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (un tour de 360° en 24 heures). W est défini d'après la relation suivante :

$$W = 15(T_{sv} - 12) \quad [3] \quad (3.6)$$

T_{sv} : est le temps solaire vrai en heure, se calcul par l'équation suivante :

$$T_{sv} = (L_{st} - \lambda) + T) + T_{std} \quad [48] \quad (3.7)$$

Où L_{st} est le méridien local

T : est l'équation du temps :

$$T = 229.2(0.000075 + 0.001868 \sin(Z) - 0.0320 \sin(Z) - 0.014615 \cos(2Z) - 0.04089 \sin(2Z)) \quad [49] \quad (3.8)$$

$$\text{Avec : } Z = \frac{2\pi}{365} (n_{day} - 1) \quad [48]$$

n_{day} : numéro du jour de l'année

L'angle horaire du soleil à son coucher ω_s [50]:

L'angle horaire du soleil à son coucher ω_s est l'angle horaire correspondant à l'heure où le soleil se couche ; il est donné par l'équation suivante :

$$\cos \omega_s = - \tan \psi \tan \delta \quad (3.9)$$

Où δ : est la déclinaison ; ψ : est la latitude du lieu.

Constante solaire G_{sc} [51]:

On appelle la constante solaire, la quantité d'énergie envoyée par le soleil à la limite de l'atmosphère terrestre sur une surface plane d'un mètre carré perpendiculaire au rayonnement solaire. Elle est en fonction de la distance solaire-terre. Cette distance varie quelque peu au cours de l'année, compte tenu de la légère excentricité de l'orbite terrestre.

La valeur moyenne de la constante solaire actuellement retenue : $G_{sc} = 1367 \text{W/m}^2$.

Albédo [49]:

Nom masculin originaire du bas latin "albédo", blancheur; c'est la fraction d'un rayonnement incident diffusée ou réfléchi par un obstacle. Ce terme étant généralement réservé au sol ou aux nuages, c'est une valeur moyenne de leur réflectance pour le rayonnement considéré et pour tous les angles d'incidences possibles. Par définition, le corps noir possède un albédo nul.

La valeur de l'albédo du sol α habituellement retenue est de 0,2 pour les sols cultivés, 0,3 à 0,4 pour le sable, 0,6 à 0.8 pour la neige.

Rayonnement extraterrestre [50]:

Le rayonnement extraterrestre est le rayonnement solaire avant qu'il n'atteigne la couche atmosphérique terrestre.

Le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale peut être calculé pour un jour précis n de l'année par l'équation suivante :

$$H_0 = \frac{86400 \cdot G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360 \cdot n}{365} \right) \left(\cos \pi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \psi \cdot \sin \delta \right) (J/m^2) \quad [3] \quad (3.10)$$

La valeur du rayonnement extraterrestre horaire normal :

$$I_{0,n} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right) \quad [48] \quad (3.11)$$

Angle incidence Θ [52]:

L'angle d'incidence, c'est l'angle formé par les rayons du soleil et le plan du panneau.

L'angle d'incident optimal est de 90° .

L'angle d'incidence des rayons du soleil détermine le rendement du panneau solaire.

$$\cos(\psi) = \cos(\psi - \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\psi - \beta) \sin(\delta) \quad [48] \quad (3.12)$$

Angle zénith Θ_z [53]:

C'est l'angle entre le zénith local et la ligne joignant l'observateur et le soleil. Il varie de 0 à 90° .

$$\cos(\Theta_z) = \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\varphi) + \sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) \quad [53] \quad (3.13)$$

Indice de clarté K_T [53]:

Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté, ou indice de sérénité. Il est défini par :

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad [53] \quad (3.14)$$

Où: H est l'irradiation solaire reçue sur un plan horizontal,

La moyenne mensuelle de l'indice de clarté K_T varie selon les endroits et les saisons et varie généralement entre 0.3 (pour des régions ou des saisons pluvieuses) et 0.8 (pour des saisons ou des climats secs et ensoleillés).

Rayonnement horaire globale et diffus [3]:

Comme on l'a vu, le rayonnement solaire peut être séparé en deux composantes : l'ensoleillement direct et l'ensoleillement diffus.

Dans notre calcul, on va se baser sur le concept de "journée moyenne" (concept précédemment défini), et cela pour le calcul des ensoleillements direct et diffus pour chaque heure de cette journée.

En premier lieu, il convient donc de calculer la moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus quotidien $\overline{H_d}$ en utilisant la corrélation d'ERBS et COLL [54]:

Si $\omega_s < 1.4204$ rad :

- Pour : $K_T < 0.722$:

$$\frac{H_d}{H} = 1 - 0.2727K_T + 2.4495K_T^2 - 11.9514K_T^3 + 9.3878K_T^4 \quad (3.15)$$

- Pour $K_T \geq 0.715$:

$$\frac{H_d}{H} = 0.143 \quad (3.16)$$

Si $\omega_s \geq 1.4208$ rad :

- Pour : $K_T < 0.722$:

$$\frac{H_d}{H} = 1 - 0.2832K_T + 2.5557K_T^2 - 0.8448K_T^3 \quad (3.17)$$

- Pour : $K_T \geq 0.722$:

$$\frac{H_d}{H} = 0.175 \quad (3.18)$$

Rayonnement horaire global sur plan incliné : [3]

Il peut être supposé (comme suggéré par HOTTEL et WORTZ (1942), que la combinaison des radiations diffuses et réfléchies par le sol est isotropie. Avec cette supposition, la somme des radiations diffuses à partir du ciel et celles réfléchies par le sol, et cela sur une surface inclinée, est la même dans n'importe quelle orientation (ou direction).

Une amélioration de ce modèle a été proposée sur LIU et JORDAN (1963). La radiation sur plan incliné est considérée comme la somme de 3 autres radiations : direct, diffuse (isotropiquement à partir du ciel) et la réflexion de la radiation diffuse sur le sol. Ainsi, on aura :

$$I_t = I_b R_b + I_{d,t} + I_\rho \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad [48] \quad (3.19)$$

Où ρ est l'albédo du sol et R_b est donné par la relation suivante :

$$R_b = \frac{A}{B} = \frac{\max(0, \cos \theta)}{\max(\cos(85^\circ), \cos(\theta))} \quad [48] \quad (3.20)$$

La composante diffuse i du rayonnement sur la surface inclinée était l'objet de plusieurs études pour proposer des modèles qui peuvent générer des valeurs assez réalistes. Cependant, de nombreux analystes suggèrent que le modèle de Perez, en dépit de sa complexité, donne dans la plupart des cas, les meilleurs résultats.

$$I_{d,t} = I_d (1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos(\theta)}{2} \right) + I_d F_1 \frac{A}{B} + I_d F_2 \sin(\beta) \quad [48] \quad (3.21)$$

F_1 et F_2 sont, respectivement, la circumsolaire et la luminosité de composante horizontale [48]:

$$F_1 = \max \left[0, \left(F_{11} + F_{12} \Delta + \frac{\pi \theta_z}{180} f_{13} \right) \right] \quad (3.22)$$

$$F_2 = f_{21} + f_{22} \Delta + \frac{\pi \theta_z}{180} f_{23} \quad (3.23)$$

Les paramètres $F_{11}, F_{12}, \dots, F_{23} \dots$ sont obtenus à partir du tableau ci-dessous, d'après les valeurs du coefficient de netteté ε :

ε	F_{11}	F_{12}	F_{13}	F_{21}	F_{22}	F_{23}
1-1.065	-0.008	0.588	-0.062	-0.06	0.072	-0.02
1.065-1.23	0.130	0.683	-0.151	-0.019	0.066	-0.029
1.23-1.5	0.330	0.487	-0.221	-0.055	-0.064	-0.026
1.5-1.95	0.568	0.187	-0.295	0.109	-0.152	-0.014
1.95-2.8	0.873	-0.392	-0.362	0.226	-0.462	0.001
2.8-4.5	1.132	-1.237	0.412	0.288	-0.823	0.056
4.5-6.2	1.066	-1.6	-0.359	0.264	-1.127	0.131
>6.2	0.678	-0.327	-0.250	0.156	-1.377	0.251

Tableau 3.2: valeurs de $f_{11} \rightarrow f_{23}$ selon la valeur de ε [55]

$$\varepsilon = \frac{\frac{I_d + I_{b,n}}{I_d} + 5.535 \times 10^{-6} \theta_z^3}{1 + 5.535 \times 10^{-6} \theta_z^3} \quad [48] \quad (3.24)$$

Avec :

$$I_{b,n} = \frac{I_d}{\cos(\theta_z)} \quad [48] \quad (3.25)$$

Où Δ est le coefficient de luminosité :

$$\Delta = \frac{I_d}{I_{0,n} \cos \theta_z} \quad [48] \quad (3.26)$$

5.2. Production et gestion d'énergie électrique

5.2.1. Condition de fiabilité

Le système photovoltaïque dimensionné doit fonctionner de manière optimale tel que, à chaque heure t de l'année, la demande de charge horaire $E_L(t)$ doit être satisfaite pour une des options suivantes :

- L'énergie produite par les panneaux photovoltaïques est transférée directement vers les différentes charges.
- L'énergie stockée dans les batteries
- L'énergie produite par les panneaux ainsi que l'énergie stockée dans les batteries, en même temps.

Si aucune des options que nous venons de citer ne parvient pas à combler la demande de charge, il se produit un déficit, c'est-à-dire que l'énergie électrique demandée est supérieure à celle fournie par les panneaux PV et/ou les batteries.

5.2.2 Fonction utilisabilité horaire

Dans le domaine de l'énergie solaire, la fonction utilisabilité représente la fonction du rayonnement total incident sur une surface et qui excèderait un certain niveau appelé "niveau critique" [56]:

$$\Phi(t) = \frac{(I_t(t) - I_c(t))^t}{I_t(t)} \quad (3.27)$$

Le signe " t " dans la relation précédente veut dire que nous prenons que les valeurs positives du résultat de l'opération entre parenthèse. Si $(I_t(t) - I_c(t))$ est négatif, la valeur de l'utilisabilité $\Phi(t)$ devient nulle.

La valeur du niveau critique est calculée ainsi :

$$I_c(t) = \frac{E_L(t)}{S \cdot \eta_{PV}(t) \eta_w \eta_{hach} \eta_{inv} \eta_r} \quad (3.28)$$

$E_L(t)$: énergie horaire demandée par la charge

S : surface total des panneaux photovoltaïques.

$\eta_{PV}(t)$: rendement photovoltaïque à l'heure t

η_w : prend en compte les pertes d'énergie dues à la transmission d'électricité à travers les câbles.

η_{hach} , η_{inv} et η_r sont respectivement, le rendement des hacheurs, le rendement de l'onduleur (convertisseur DC/AC) et le rendement du régulateur de charge $\eta_{PV}(+)$ est calculé ainsi [3]:

$$\eta_{PV}(t) = \eta_{ref} [1 - \beta_p (T_c(t) - T_r)] \quad (3.29)$$

η_{ref} : rendement photovoltaïque de référence

β_p : coefficient de température par le rendement PV

T_r : température de référence (25°)

$T_c(t)$: température des cellules solaires. Elle est calculée.

Ainsi [3]:

$$T_c(t) - T(t) = (219 - 823 \text{ K}) \frac{NOCT-20}{800} \quad (3.30)$$

NOCT est la température nominale de fonctionnement des cellules, et $T_a(t)$ est la température ambiante.

5.1.3. Energies disponibles

A' chaque heure t , l'énergie qui peut être utilisée pour recharger les batteries est :

$$E(t) = E_{PV}(t) \eta_{w} \eta_{hach} \eta_r \phi(t) \quad [48] \quad (3.31)$$

$E_{PV}(t)$ est l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques :

$$E(t) = I_t(t) \eta_{PV}(t) S \quad [48] \quad (3.32)$$

L'énergie disponible directement pour alimenter les différentes charges reliées au système PV est :

$$E_d(t) = E_{PV}(t) \eta_{w} \eta_{hach} \eta_r \eta_{inv} (1 - \phi(t)) \quad [48] \quad (3.33)$$

5.1.4. Gestion d'énergie [48]

L'énergie disponible dans les batteries est gérée selon la relation suivante :

$$B_c = B_c(t - 1) (1 - \sigma) + (E_b(t) \eta_{b,ch}) - L(t) \quad (3.34)$$

$B_c(t)$: capacité totale des batteries à l'heure t .

$B_c(t - 1)$: capacité totale des batteries à l'heure $t - 1$.

σ : taux horaire d'auto - décharge des batteries.

$\eta_{b,ch}$: rendement de recharge des batteries.

Si $E_L(t) - E_d(t) > 0$:

$$L(t) = \frac{E_L(t) - E_d(t)}{\eta_w \eta_r \eta_{inv}} \quad (3.35)$$

Si $E_L(t) - E_d(t) < 0$:

$$L(t) = \frac{E_L(t) - E_d(t)}{\eta_w \eta_{inv}} \quad (3.36)$$

Pour le contrôle de l'énergie, nous avons deux possibilités :

- $B_c(t) < B_{c,min}$: déficit d'énergie, le Contrôleur déconnecte les charges des batteries.
- $B_c(t) > B_{c,max}$: surplus d'énergie, les batteries sont déconnectées des panneaux PV.

$B_{c,min}$ représente le niveau minimal de la capacité totale des batteries qui ne doit pas être atteint, et cependant la décharge, et $B_{c,max}$ représente le niveau maximal de cette capacité.

6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié brièvement la technologie photovoltaïque, ensuite ; on a cité les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système de captage photovoltaïque autonome, enfin ; on présente une méthode de calcul simple mais très précise. Cette dernière est basée sur le concept d'utilisabilité horaire et nom journalière.

Les équations décrites vont être utilisées dans le chapitre suivant pour concevoir un programme informatique qui nous permettra de simuler le dimensionnement de notre installation photovoltaïque.

Chapitre 4 :

Optimisation du système
photovoltaïque autonome

1. Introduction

Afin d'alimenter une installation solaire autonome, il est important de faire un certain nombre de calculs et de suivre des étapes permettant de déterminer le matériel le mieux adapté permettant de satisfaire les besoins énergétiques de notre charge avec un coût minimal. On appelle cela dimensionnement.

L'étude de dimensionnement est toujours confrontée par deux critères essentiels qui sont gisement solaire et la demande de l'énergie.

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque revient à déterminer la surface nécessaire des panneaux solaire pour adopter un système PV suffisant pour couvrir les besoins de la charge à tout instant, ainsi que la capacité de charge de la batterie. Ces deux éléments sont considérés à ce jour les éléments les plus importants en raison de leur coût élevé qui totalisent à eux deux à peu près plus de 50% de pris de l'installation.

On applique la méthode du dimensionnement afin d'optimiser une installation photovoltaïque. On a choisi la demande en énergie d'une maison et un centre de santé isolé pour les sites d'Ain Sefra, et Souk Ahras.

Pour l'alimentation de la maison, nous prendrons une demande de charge par :

- Un Profil simplifié.
- Période : soit une période froide (Janvier, Février, Novembre, Décembre), une période chaude (Mai, Juin, Juillet, Août), une période douce (Mars, Avril, Septembre et Octobre).

2. Simulation numérique et outils utilisés

Notre travail consiste à étudier un système produisant de l'énergie électrique, cette étude nécessite que l'on prenne en compte les différents paramètres et grandeurs qui influent sur cette production, donc une analyse de l'évolution de ces grandeurs s'impose cela se fait généralement en utilisant des modèles de type "entrée – sortie", ainsi que des algorithmes d'optimisation adéquats.

2.1. Outils utilisés

Afin d'optimiser le dimensionnement du système photovoltaïque, nous allons développer un programme informatique de simulation à base du langage de programmation "python" [57]. En parallèle, nous utiliserons "Bash" [58], un interpréteur en ligne de commande. De type script, afin de traiter les données météorologiques dont on aura besoin. Ces deux langages sont sous licence libre.

2.1.1. Python

Python est un langage de programmation objet, multi – paradigme et multiplateformes. Il favorise la programmation impérative structurée, fonctionnelle et orientée objet. Il est doté d'un typage dynamique fort, d'une gestion automatique de la mémoire par ramasse – miettes et d'un système de gestion d'exceptions [59].

Python qui est sous licence libre, fonctionne sur la plupart des plates – formes informatiques (Windows, GNU/Linux et Mac OS). La première version de ce langage est sortie en 1991, créée par Guido Van Rossum. C'est un langage puissant, à la fois facile à apprendre et riche en possibilités, c'est pour cela que nous l'avons adopté pour notre travail.

2.1.2. Bash

Bash (acronyme de 'Bourne – Again shell') est un interpréteur en ligne de commande de type script. C'est le shell Unix du projet GNU [60]. Il fut écrit en 1977 par Sephen Bourn, et nous allons l'utiliser afin de récupérer, traiter et analyser les données météorologiques dont on aura besoin au cours de l'optimisation du système photovoltaïque autonome.

3. Choix des sites

3.1 Choix du nord algérien

Un des principaux problèmes rencontrés dans les sites isolés est que le besoin en énergie électrique se fait continuellement ressentir. La solution envisagée qui nous vient naturellement à l'esprit est que ces sites peuvent être raccordés au réseau général de distribution d'électricité, et ainsi en finir avec leur isolement du côté de l'énergie électrique. Cependant, comme nous l'avons déjà vu, le coût élevé des travaux nécessaires pour ce type de raccordement, ainsi que les contraintes naturelles, comme les longues distances et les terrains accidentés et difficiles d'accès, découragent souvent les autorités à investir dans de tels projet (coût plus élevé).

L'Algérie possède un territoire très vaste. On peut le diviser en deux grandes zones géographiques distinctes : le Nord méditerranéen et le sud saharien. Dans notre travail, nous allons optimiser un système photovoltaïque en vue de son installation dans un site isolé situé dans le Nord algérien. Ce choix fut les régions des hauts plateaux.

3.2 Sites retenus pour l'étude

Le critère essentiel pour le choix d'un site pour l'installation d'un système photovoltaïque est un fort gisement solaire. En analysant les cartes mensuelles que nous avons tracées lors de l'actualisation du gisement solaire algérien dans le Nord du pays (altitudes au-dessus de 32° Nord), nous remarquons clairement que la partie Nord – Ouest et celle qui reçoit le plus de rayonnement solaire.

En nous basant surtout sur les mois les plus chauds, nous remarquons que le territoire se situant entre les latitudes 32° et 33° Nord, et longitude 0° et -2° Est, frontière avec le Maroc, possède un fort gisement solaire. Dans ce territoire se situe, par exemple, la wilaya de Naâma, région qui compte de nombreuses familles bedonne vivants dans des sites isolés. Ainsi, notre premier site retenu sera dans cette région, et nous avons décidé de sélectionner la commune de Ain sefra.

Afin de faire une comparaison avec des régions moins ensoleillées, nous avons une nouvelle fois analysé les cartes solaires. Au contraire du Nord – Ouest algérien, la partie Nord – Est dispose d'un gisement moins important. Nous avons sélectionnée la région de souk Ahras, située dans une cuvette, entourée de montagne boisées, comme deuxième site pour notre étude. **(Figure 4.1)**



Figure 4.1: Carte d'Algérie avec les deux localités choisies [Google Maps]

Les coordonnées graphiques des sites retenus pour notre étude sont illustrées dans le **tableau 4.1**:

Site	Latitude (°N)	Longitude (°E)
Ain Sefra	32.75	-0.58
Souk Ahras	36.28	7.95

Tableau 4.1: Coordonnées géographiques des sites sélectionnés.

Les vues aériennes des régions retenues sont données par les figures suivantes :

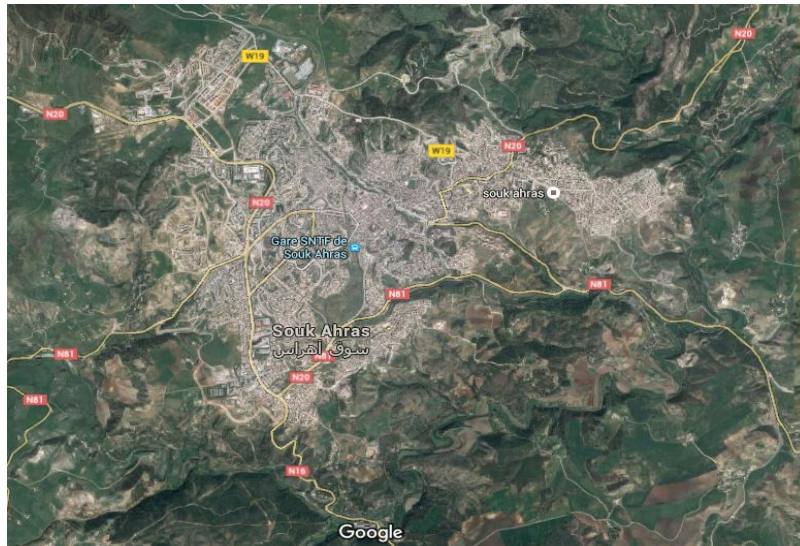


Figure 2.4.a : Vue aérienne du site de souk Ahras



Figure 2.4.b : Vue aérienne du site d'Ain Sefra

Figure 4.2: Vues aériennes des deux sites retenus (Google Maps)

3.3 Gisement solaire des sites choisis

Après avoir choisi les sites pour lesquels nous allons appliquer notre méthode d'optimisation, nous nous intéressons au gisement solaire incident d'après les coordonnées géographiques **du tableau 4.1**. Sur **la figure 4.4**, sont représentées les courbes des moyennes journalières du rayonnement solaire sur surface horizontale pour les Ain Sefra et Souk Ahras.

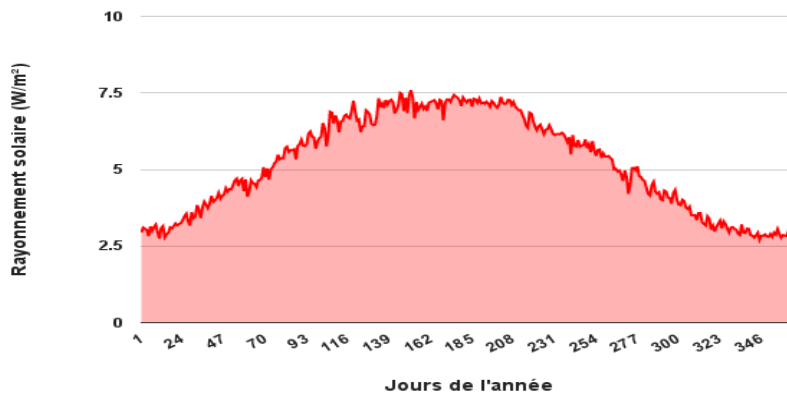


Figure 4.3: Rayonnement global solaire journalier sur surface horizontale pour Ain Sefra.

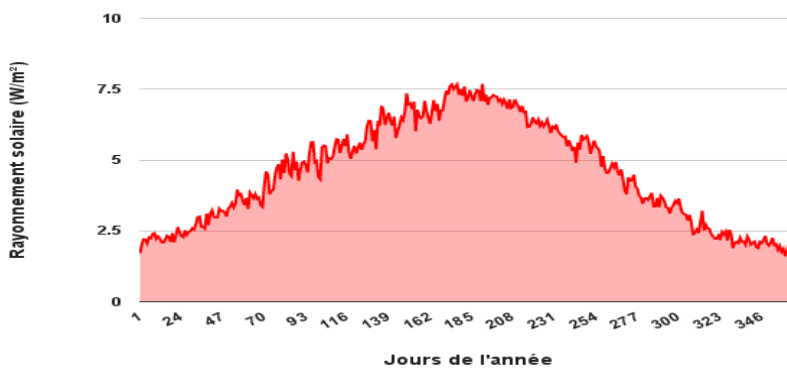


Figure 4.4: Rayonnement global solaire journalier sur surface horizontale pour Souk Ahras.

Interprétation des courbes du rayonnement solaire global sur surface horizontale pour les deux sites

On peut dire que les maximums des deux courbes se situent durant de l'intervalle [182jour, 208jour] pour la wilaya d'Ain Sefra, et on constate un pic aux environs du 185^{ème} jour pour Souk Ahras. Et que les minimums sont durant les premiers et les derniers jours de l'année. On remarque que la plus grande valeur de l'ensoleillement sur la surface horizontale des deux régions est de l'ordre de 7.5 W/m^2 et la plus petite valeur est égale à $2,5 \text{ W/m}^2$. On conclut que durant l'été (juin, juillet, Août) sont les mois qui ont un rayonnement solaire important.

En utilisant le concept de journée moyenne (vu dans le précédent chapitre), nous avons calculé, grâce au modèle mathématique, les composantes horaires du rayonnement solaire incident sur surface inclinée pour chaque journée moyenne de chaque mois de l'année (**voir tableau 4.2**).

Mois	Journée moyenne	Mois	Journée moyenne
Janvier	17 ^{ème} jour	Juillet	17 ^{ème} jour
Février	15 ^{ème} jour	Août	16 ^{ème} jour
Mars	16 ^{ème} jour	Septembre	16 ^{ème} jour
Avril	15 ^{ème} jour	Octobre	16 ^{ème} jour
Mai	15 ^{ème} jour	Novembre	15 ^{ème} jour
Juin	15 ^{ème} jour	Décembre	11 ^{ème} jour

Tableau 4.2: Journées moyennes pour chaque mois de l'année [13]

Aussi en utilisant ces composantes, le rayonnement global incident I_t sur une surface inclinée d'un angle β fût calculé. Cet angle est pris égal à la latitude du lieu choisi.

Les résultats obtenus sont donnés **les figures 4.5, 4.6 et 4.7, 4.8**. Nous remarquons que :

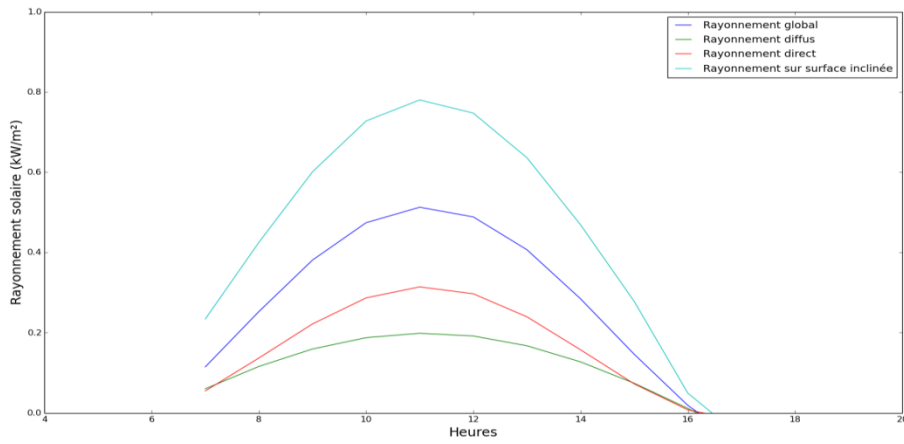


Figure 4.5.a: Composantes horaire du rayonnement solaire pour le mois de Janvier, Ain Sefra.

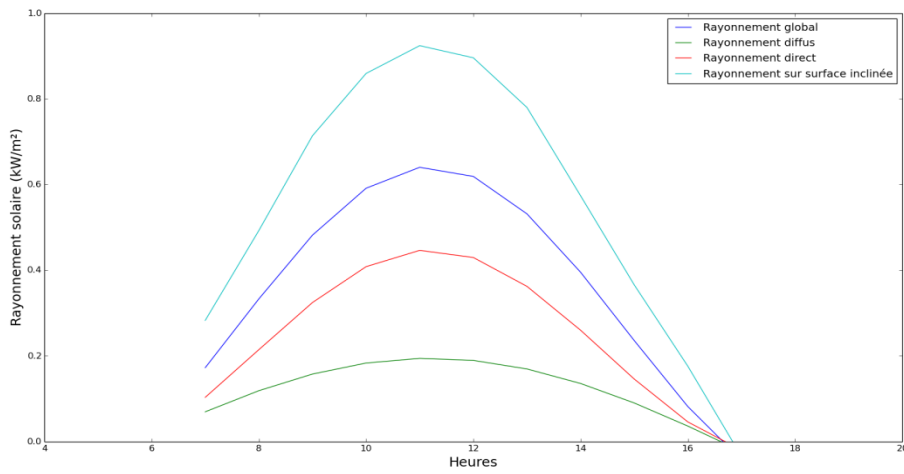


Figure 4.5.b: Composantes horaire du rayonnement solaire pour le mois de Février, Ain Sefra.

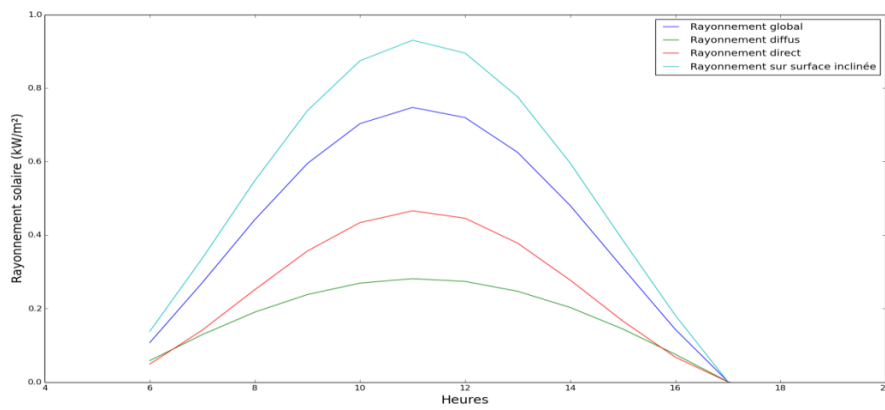


Figure 4.5.c: Composantes horaire du rayonnement solaire pour le mois de Mars, Ain Sefra.

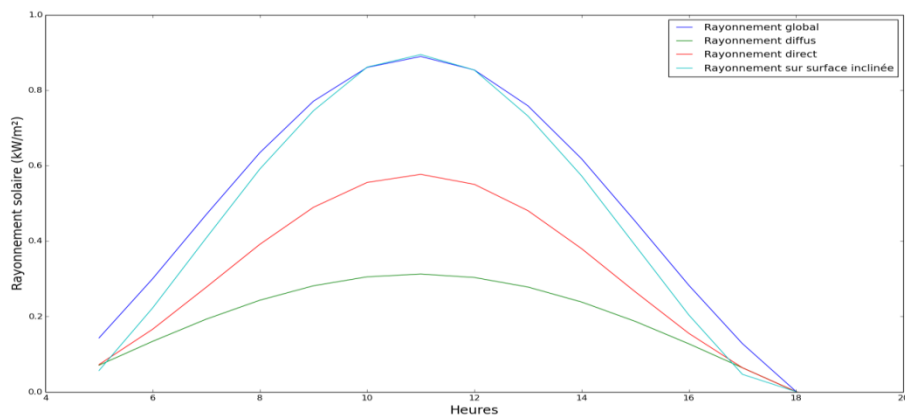


Figure 4.5.d: Composantes horaire du rayonnement solaire pour le mois d'Avril, Ain Sefra.

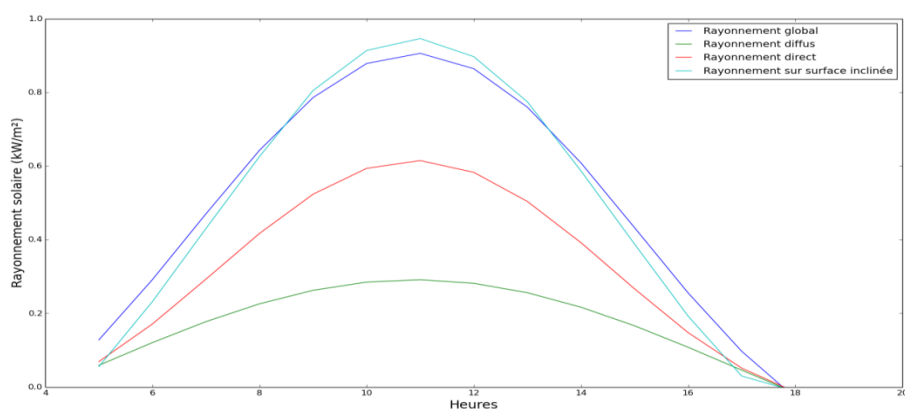


Figure 4.5.e: Composantes horaire du rayonnement solaire pour le mois de Mai, Ain Sefra.

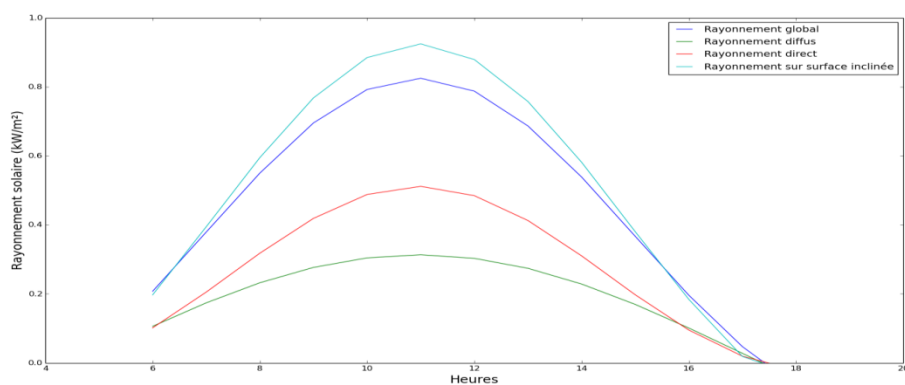


Figure 4.5.f: Composantes horaire du rayonnement solaire pour le mois de Juin, Ain Sefra.

Figure 4.5: Composantes horaire du rayonnement solaire pour les 6 premiers mois l'année, Ain Sefra.

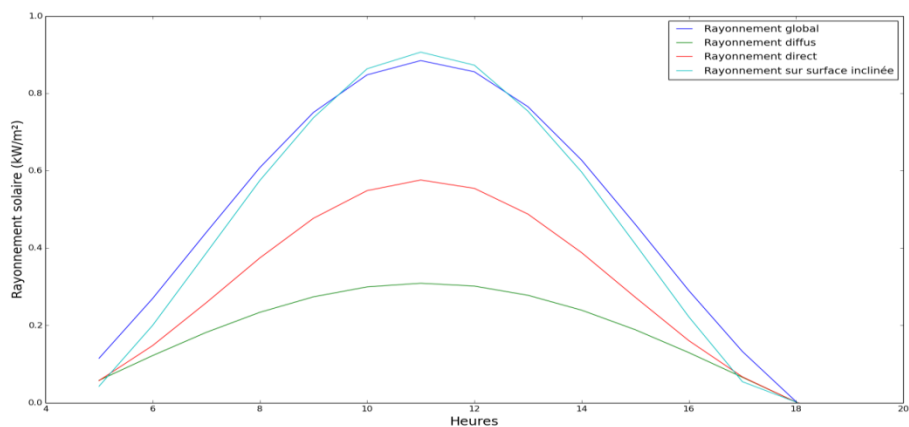


Figure 4.6.a: Composantes horaire du rayonnement solaire pour le mois de Juillet, Ain Sefra.

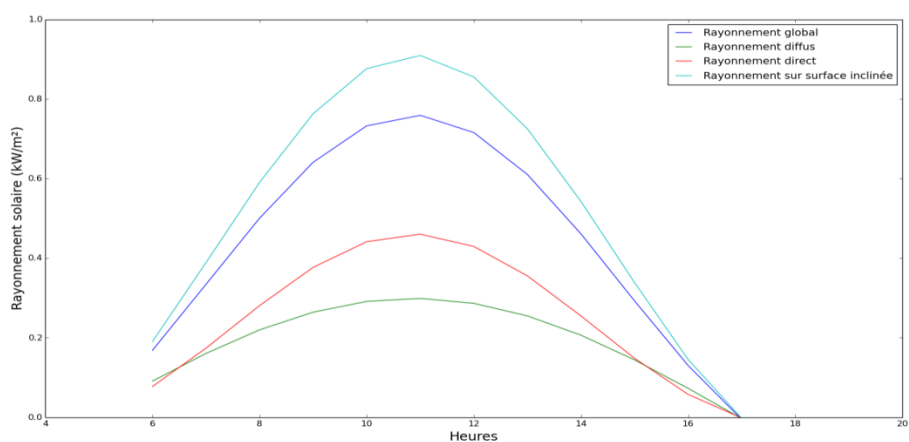


Figure 4.6.b: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois de Août, Ain Sefra.

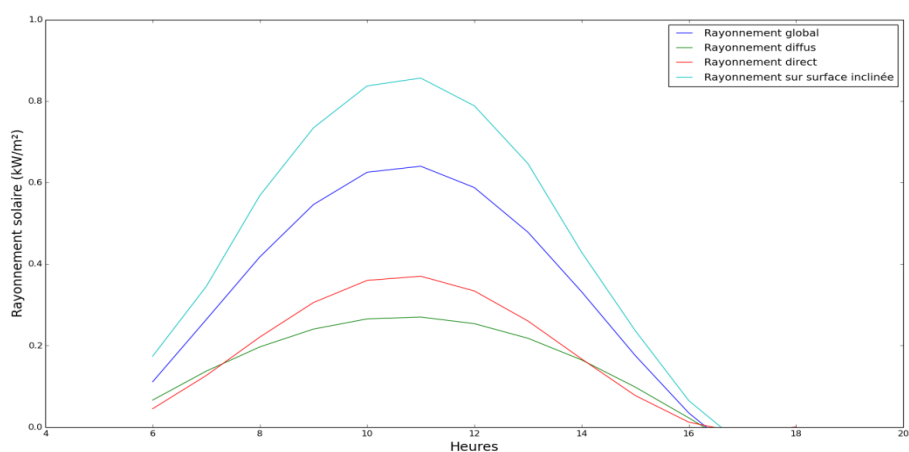


Figure 4.6.c: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois de Septembre, Ain Sefra.

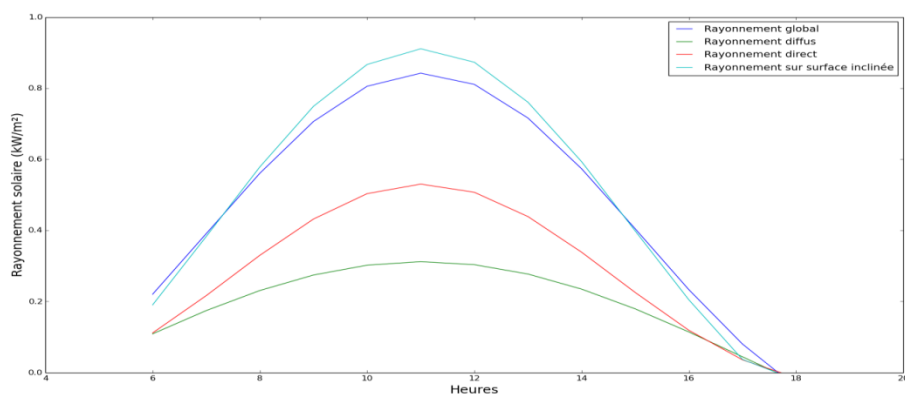


Figure 4.6.d: Composantes horaire du rayonnement solaire pour le mois d'Octobre, Ain Sefra.

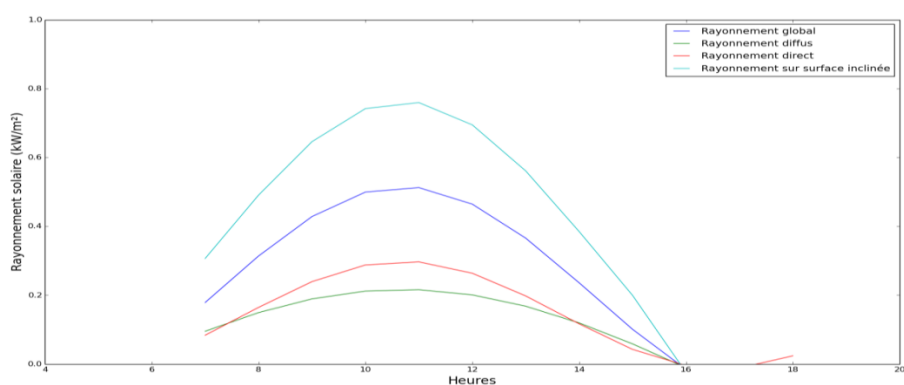


Figure 4.6.e: Composantes horaire du rayonnement solaire pour le mois de Novembre, Ain Sefra.

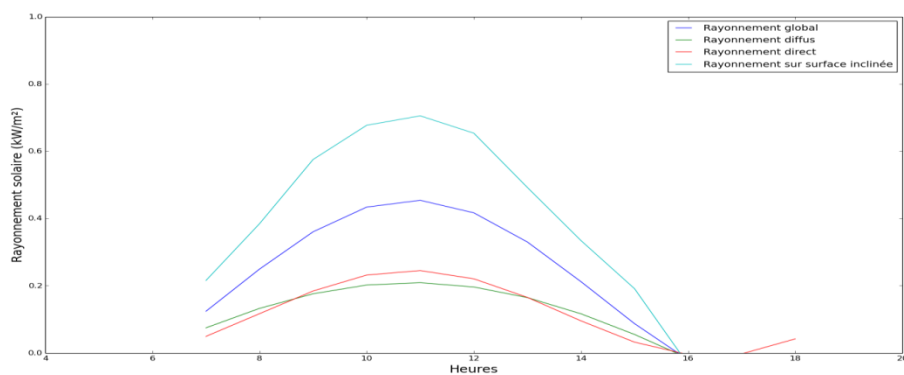


Figure 4.6.f: Composantes horaire du rayonnement solaire pour le mois de Décembre, Ain Sefra.

Figure 4.6: Composantes horaires du rayonnement solaire pour les 6 derniers mois de l'année, Ain Sefra.

Interprétation des courbes d'Ain Sefra

Les courbes représentant l'intensité des différentes composantes horaire du rayonnement solaire (globale, diffus, direct et rayonnement sur surface inclinée) de la journée, ont des allures similaires.

Pour les courbes correspondantes aux mois de (Janvier, Février, Novembre, Décembre), elles commencent à 7h, heure du lever de soleil.

Les courbes relatives aux mois chauds (Juin, Juillet et Août) début à 5h du matin correspondant à l'heure du lever de soleil.

Cependant toutes les courbes conservant la même allure et la même forme durant tous les mois de l'année. Leur minimum correspond au lever et coucher du soleil et leur maximum correspond à la tranche horaire 11h-14h.

La composante du rayonnement sur surface inclinée pour n'importe quel mois de l'année est la plus significative (par rapport aux autres composantes), l'inverse est constaté pour le rayonnement diffus. Le rayonnement global varie considérablement tout au long de l'année.

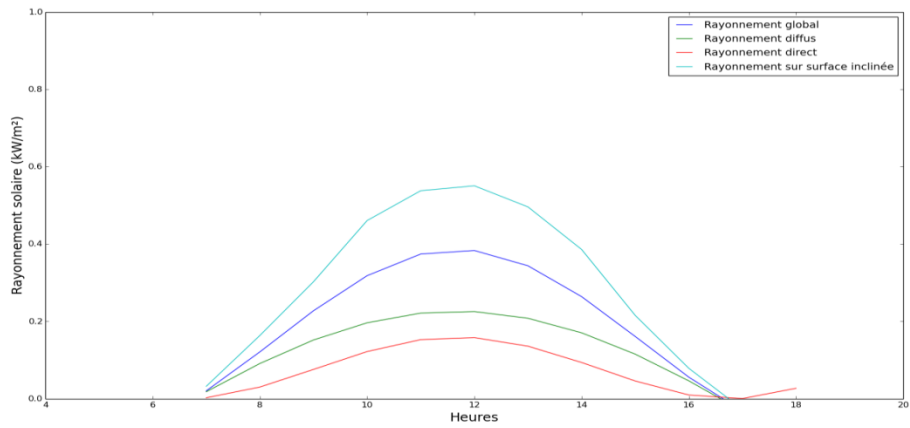


Figure 4.7.a: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois de Janvier, Souk Ahras.

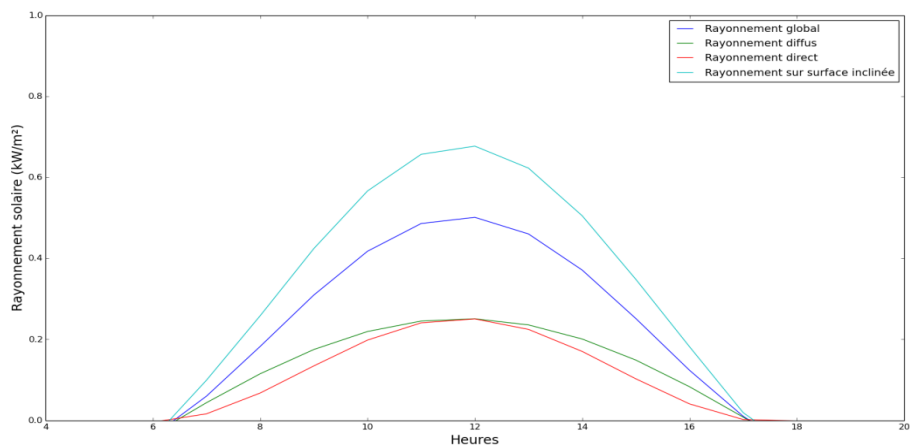


Figure 4.7.b: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois de Février, Souk Ahras.

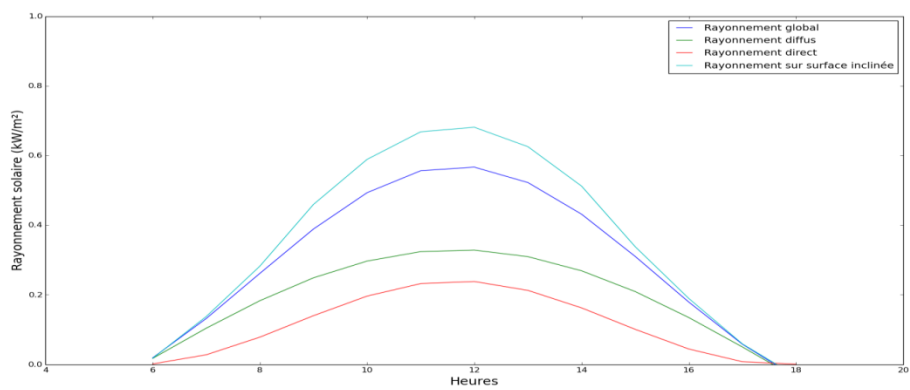


Figure 4.7.c: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois de Mars, Souk Ahras.

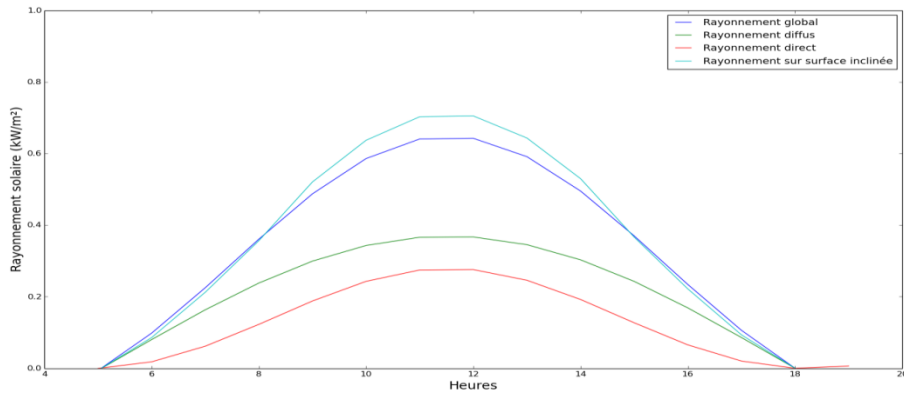


Figure 4.7.d: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois d'Avril, Souk Ahras.

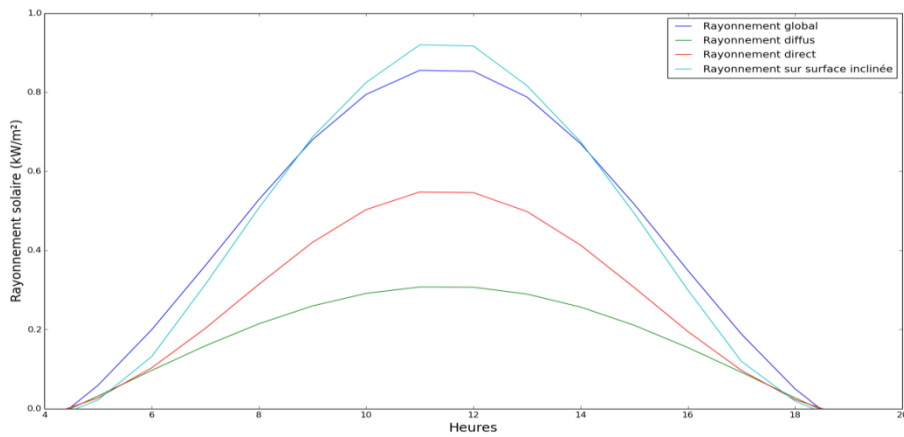


Figure 4.7.e: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois de Mai, Souk Ahras.

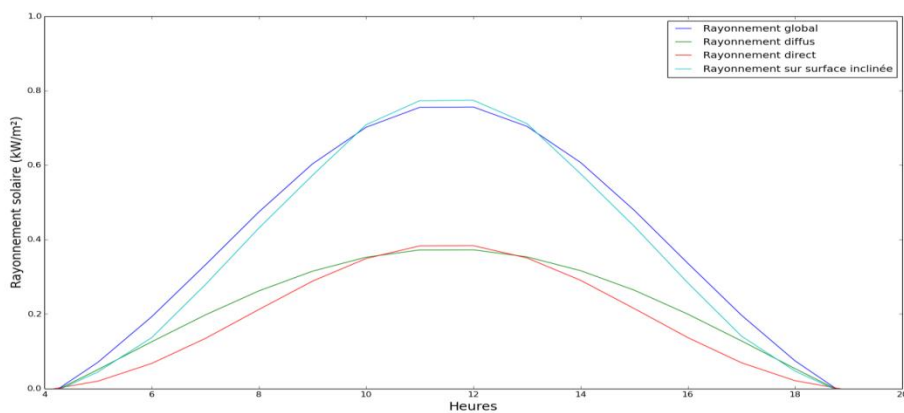


Figure 4.7.f: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois de Juin, Souk Ahras.

Figure 4.7: Composantes horaires du rayonnement solaire pour les 6 premiers mois de l'année, Souk Ahras.

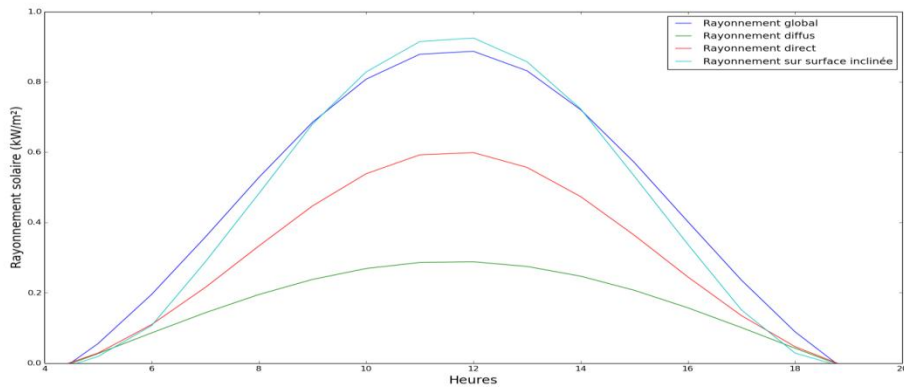


Figure 4.7.a: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois de Janvier, Souk Ahras.

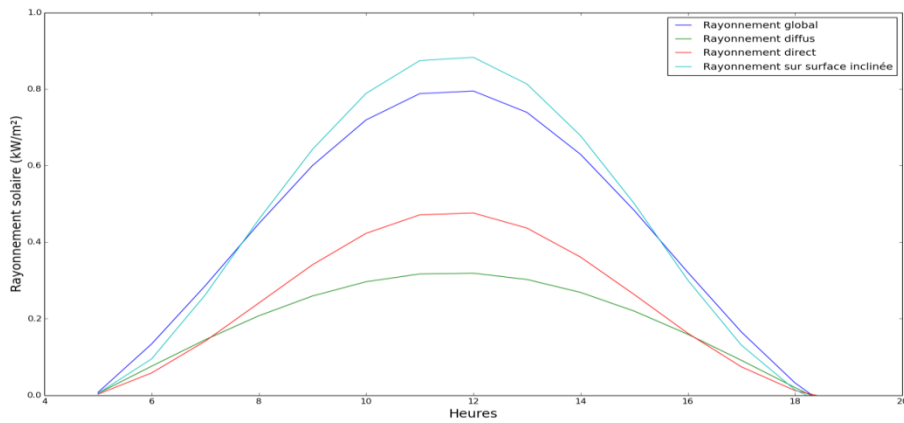


Figure 4.8.b: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois de Février, Souk Ahras.

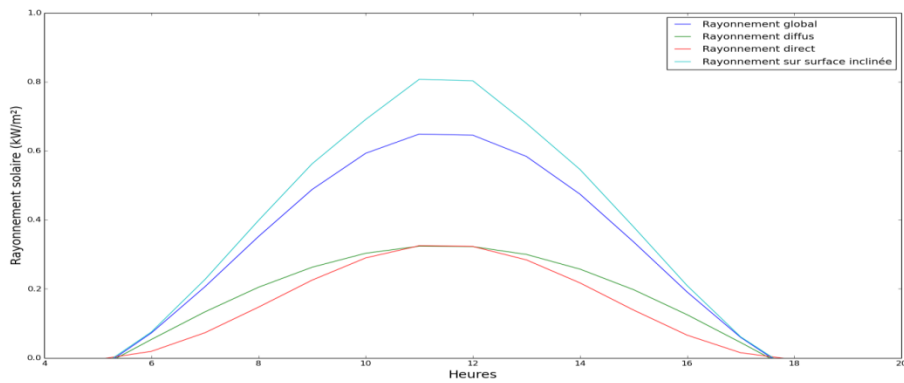


Figure 4.8.c: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois de Juin, Souk Ahras.

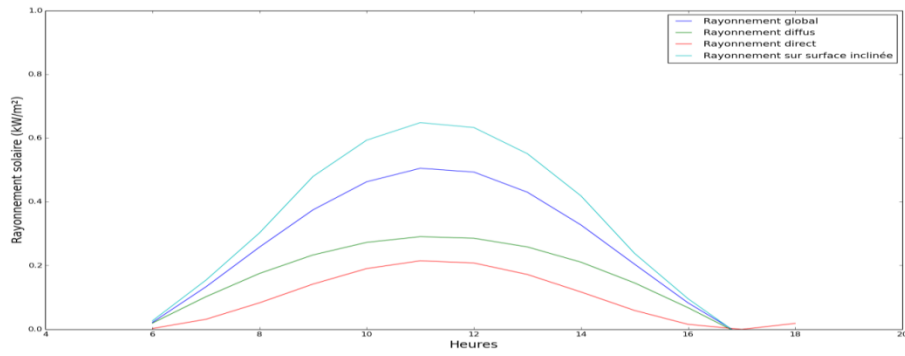


Figure 4.8.d: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois de Juillet, Souk Ahras.

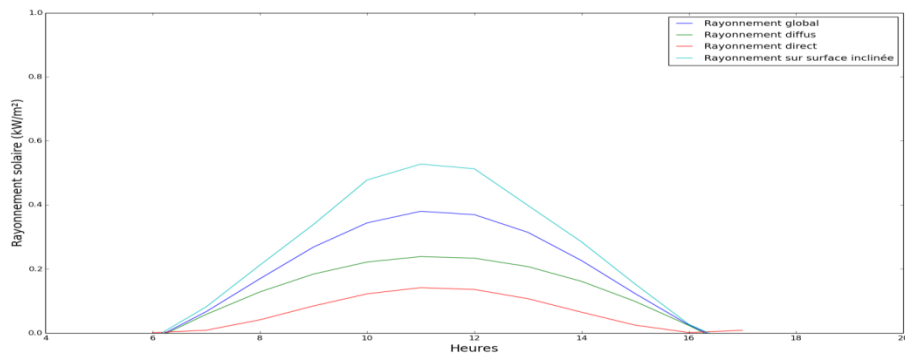


Figure 4.8.e: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois de Juin, Souk Ahras.

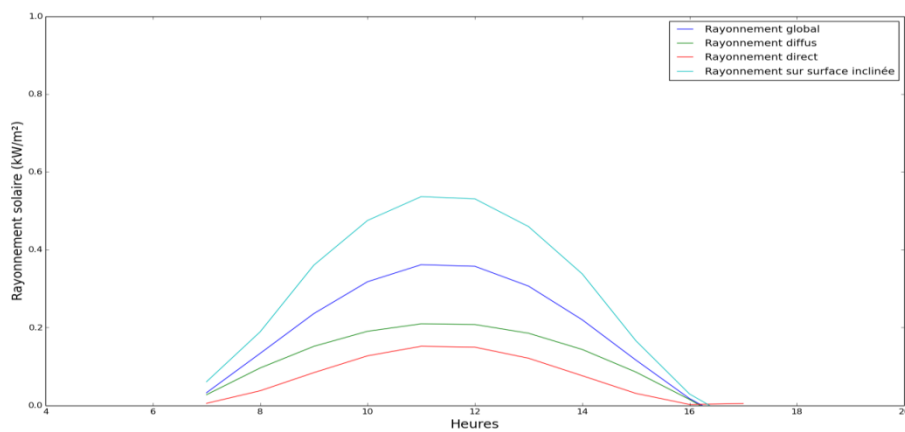


Figure 4.8.f: Composantes horaires du rayonnement solaire pour le mois de Août, Souk Ahras.

Figure 4.8: Composantes horaires du rayonnement solaire pour les 6 derniers mois de l'année, Souk Ahras.

Interprétation des courbes de souk Ahras

Les courbes représentant l'intensité des différentes composantes horaires du rayonnement solaire (globale, diffus, direct et rayonnement sur surface incliné) de la journée, ont des allures similaires.

Dans la région de Souk Ahras les rayonnements solaires sont plus faibles durant la période froide par rapport à la période chaude.

Pour les courbes correspondantes aux mois de (Janvier, Février, Novembre, Décembre), elles commencent à 7h, heure du lever de soleil.

Les courbes relatives aux mois chauds (Juin, Juillet et Août) début à 5h du matin correspondant à l'heure du lever de soleil.

Cependant toutes les courbes conservant la même allure et la même forme durant tous les mois de l'année. Leur minimum correspond au lever et coucher du soleil et leur maximum correspond à la tranche horaire 11h-14h.

La composante du rayonnement sur surface incliné pour n'importe quel mois de l'année est la plus significative (par rapport aux autres composantes, l'inverse est constaté pour le rayonnement diffus. Le rayonnement global varie considérablement tout au long de l'année.

On remarque que dans la période chaude le rayonnement solaire global et le rayonnement sur un plan incliné sont confondus et forme une seille maximale à 12h. Et le rayonnement diffus et le rayonnement direct sont aussi confondus.

4. Profils de consommation considérés

Afin d'évaluer l'impact de la consommation d'énergie électrique sur système photovoltaïque, nous allons considérer plusieurs profils de demande de charge.

4.1 Maison

Comme premier cas, nous considérons un profil journalier qui sera répété, à l'identique, pendant les 365 jours de l'année. Ensuite, un profil unique par période pour la consommation électrique d'une maison. On a divisé l'année en trois périodes :

Période chaude : Mai, Juin, Juillet et Août

Période douce : Mars, Avril, Septembre et Octobre

Période froide : Janvier, Février, Novembre, et Décembre

- La consommation horaire et par périodes d'une maison et donné dans la figure suivante :

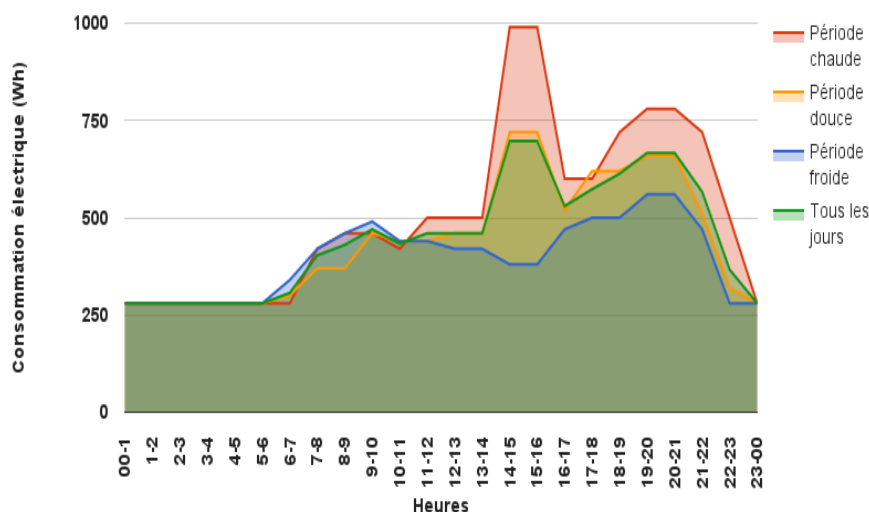


Figure 4.9: Consommation électrique journalière horaire d'une maison

4.2 Centre de santé

La présence d'un centre procurant des soins médicaux habitants est souvent vitale à proximité des sites isolés. En prenant en compte le matériel qu'il contient, ce type de centre a besoin d'une alimentation en énergie électrique. **Figure 4.10** représente la courbe de la consommation électrique journalière horaire supposée d'un tel centre.

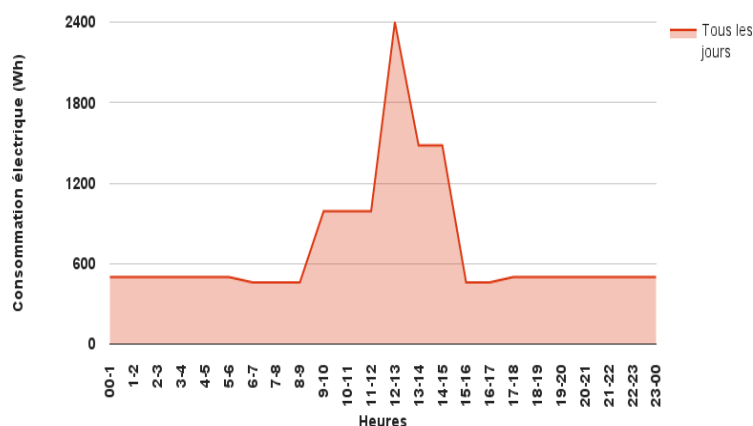


Figure 4.10: Consommation électrique journalière horaire du centre de santé

Les trois profils de consommation considérés sont :

- premier profil: maison avec une demande de charge journalière par période.
- deuxième profil: maison avec demande de charge journalière qui se répète pendant les 365 jours de l'année.
- troisième profil: un centre de santé avec une demande de charge journalière qui se répète pendant les 365 jours de l'année.

5. Critères d'optimisation et algorithme utilisé

Notre principal objectif à travers ce travail est d'optimiser le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome. Ce système devra fournir, d'une manière continue, de l'électricité à un petit regroupement de maisons et/ou un centre de santé située dans un site isolé. L'optimisation sera évaluée suivant deux critères, et un algorithme génétique sera utilisé.

5.1 Probabilité de perte de charge

Le dimensionnement du système photovoltaïque est optimal si au cours des 7860 heures de l'année, aucune défaillance au niveau de l'alimentation en électricité des différentes des charges reliées à ce système n'est enregistrée. Ceci est évalué en utilisant la notion de probabilité de perte de charge ("loss of power probability") :

$$LLP = \frac{T_{fail}}{8760} \quad [48] \quad (4.1)$$

Où : T_{fail} est le nombre d'heures par an durant lesquelles ni l'énergie produite, ni celle stockée dans les batteries, n'est suffisante pour combler l'ensemble de la consommation électrique des charges reliées au système photovoltaïque. Pour que ce système soit optimal à 100%, LLP devra avoir une valeur nulle.

5.2 Analyse du coût

Dans notre étude, nous allons considérer seulement le prix d'achat des panneaux photovoltaïques et des batteries. Le coût du groupe de batteries est :

$$Cost_{b,t} = N_b * Cost_{b,u} \quad [48] \quad (4.2)$$

N_b est le nombre de batteries utilisées, $Cost_{b,u}$ est le prix unitaire des batteries.

La puissance crête totale photovoltaïque est :

$$P_{peak,t} = 1000.S.\eta_{ref} \quad [48] \quad (4.3)$$

Où S : est la surface des panneaux photovoltaïques
 η_{ref} : le rendement photovoltaïque de référence.

- Quand on calcule le $P_{\text{peak},t}$, on prend par défaut une valeur de 1000 w/m^2 pour le rayonnement solaire [61].

$P_{\text{peak},u}$ est la puissance crête fournie par un seul panneau. Le coût total des panneaux sera :

$$\text{Cost}_{\text{PV},t} = N_{\text{PV}} * \text{Cost}_{\text{PV},u} \quad [48] \quad (4.4)$$

Le coût total de l'achat des batteries et des panneaux photovoltaïque est :

$$\text{Cost}_i = \text{Cost}_{\text{PV},t} + \text{Cost}_{\text{b},t} \quad [48] \quad (4.5)$$

5.3 Algorithme génétique

Les algorithmes génétiques appartiennent à la famille des algorithmes évolutionnistes. Leur but est d'obtenir une solution approchée à un problème d'optimisation, lorsque les méthodes nous donnent pas de solution ou une solution nécessitant un temps important, on au recours aux algorithmes génétiques [62].

Principe des algorithmes génétiques [63]:

Les algorithmes génétiques tentent de simuler le processus d'évolution naturelle Suivant le modèle darwinien dans un environnement donné. Ils utilisent un vocabulaire similaire à celui de la génétique naturelle. Cependant, les processus naturels auxquels ils font référence sont beaucoup plus complexes. On parlera ainsi d'individu dans une population.

L'individu est représenté par un chromosome constitué de gènes qui contiennent les caractères héréditaires de l'individu. Les principes de sélection, de croisement, de mutation s'inspirent des processus naturels de même nom.

Pour un problème d'optimisation donné, un individu représente un point de l'espace d'états, une solution potentielle. On lui associe la valeur du critère à optimiser, son adaptation. On génère ensuite de façon itérative (**figure4.11**) des populations d'individu sur lesquelles son applique des processus de sélection, décroisement et de mutation. La sélection a pour but de favoriser les meilleurs éléments de la population pour le critère considéré (les mieux adaptés), le croisement et la mutation assurent l'exploration de l'espace d'états. On commence par générer une population aléatoire d'individus.

Pour passer d'une génération k à la génération $k+1$, les opérations suivantes sont effectuées. Dans un premier temps, la population est reproduite par sélection où les bons individus se reproduisent mieux que les mauvais. Ensuite, on applique un

croisement aux paires d'individus (les parents) d'une certaine proportion de la population (probabilité P_c généralement autour de 0.6). Pour en produire des nouveaux (les enfants). Un opérateur de mutation est également appliqué à une certaine proportion de la population (probabilité P_m , généralement très inférieure à P_c). Enfin, les nouveaux individus sont évalués et intégrés à la population de la génération suivante.

Plusieurs critères d'arrêt de l'algorithme sont possibles : le nombre de générations peut être fixé a priori (temps constant) ou l'algorithme peut être arrêté lorsque la population n'évolue plus suffisamment rapidement. Pour utiliser un algorithme génétique sur un problème d'optimisation non doit donc disposer d'un principe de codage des individus, d'un mécanisme de génération de la population initiale et d'opérateurs permettant de diversifier la population au cours des générations et d'explorer l'espace de recherche.

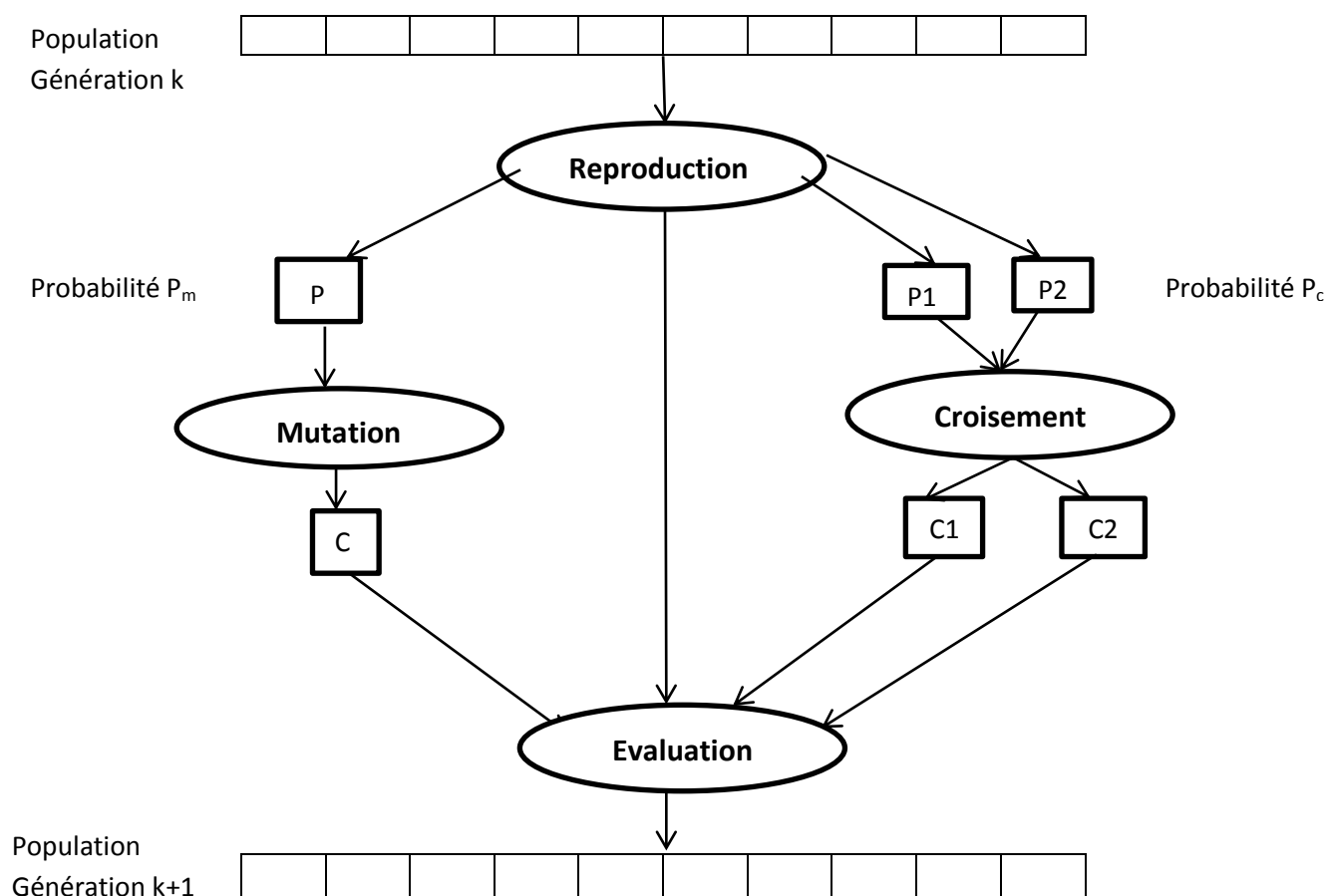


Figure 4.11: principe générale des algorithmes génétiques.

Durant l'exécution d'un algorithme génétique, il passe par les étapes suivantes [48]:

- 1 – Initialisation: création d'une manière aléatoire de la population initiale avec un nombre scientifique de probables solutions.
- 2 – Sélection: basée sur une fonction objective, représentant le mérite de chaque individu à être plus proche de la solution optimale, une évaluation et sélection des individus de la première génération se produit.
- 3 – Croisement: à partir de la population des survivants de l'étape de sélection, un croisement va se produire tel que chaque deux individus (parents), qui ont passé avec succès la deuxième étape; vont s'échanger des "chromosomes" (caractéristiques) pour donner naissance à de nouveaux individus (enfants). Ces individus formeront la prochaine génération.
- 4 – Mutation: avant que les individus d'une nouvelle génération ne soient produits, des mutations peuvent survenir au niveau de leurs caractéristiques. Dans ce cas, la probabilité que de telles mutations se produisent doit être très faible pour ne pas perdre trop de temps dans la recherche de la solution optimale.

Les étapes de ce genre d'algorithme est donnée par la figure suivante:

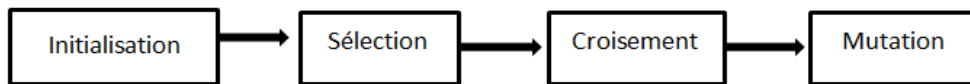


Figure 4.12: étapes d'un algorithme génétique.

Ces étapes sont répétées jusqu'à atteindre la condition d'arrêt fixée par l'utilisateur. La fonction objective OF est une fonction utilisée comme critère pour déterminer la solution optimale de notre problème d'optimisation. En fixant une valeur pour LLP, la solution optimale sera celle qui produira une certaine valeur minimale de la fonction objective définie comme suit :

$$OF = \frac{1}{LLP} = \frac{8760}{T_{fail}} \quad [48] \quad (4.6)$$

Dans notre travail, vu que notre site isolé se trouve au niveau du Nord Algérien, où d'autres infrastructures énergétiques existent. Pour cela on peut se permettre une durée initialement maximale de 10 jours ($OF = 36.5$) pour suite nous réduirons cette durée en 7 jours ($OF = 52.2$), puis en 4 jours ($OF = 92.25$).

6. Structure du système et configuration des charges à alimenter

Nous avons adopté le schéma de la figure pour le système photovoltaïque autonome.

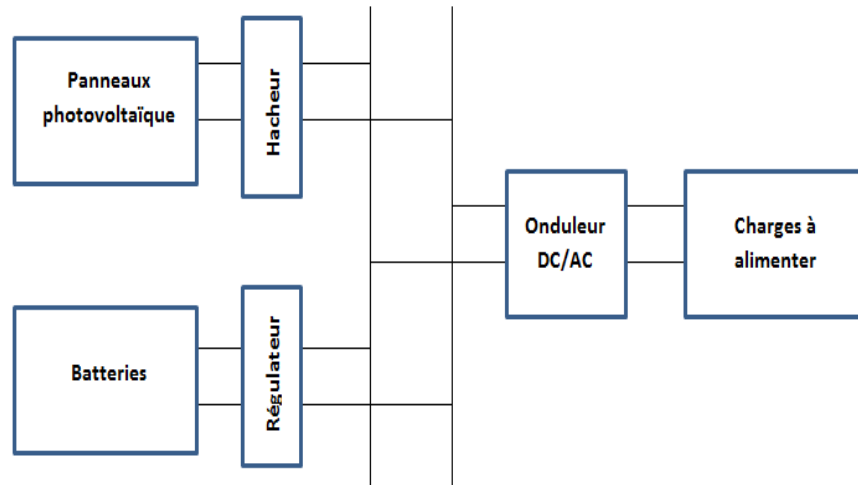


Figure 4.13: schéma générale du système.

Nous avons sélectionné trois modèles de panneaux photovoltaïques avec différentes valeurs de rendement η_{ref} (**tableau 4.3**).

Modèle	Puissance crête	NOCT	η_{ref}	B	Prix
70 W (poly)	70W	45°	12%	-0.369%/°C	94.29 \$
90 W (mono)	90W	45°	13%	-0.73%/°C	115.17 \$
145 W (poly)	145W	45°	14%	-0.369%/°C	175.79 \$

Tableau 4.3: Caractéristiques des panneaux photovoltaïques [64].

Les valeurs des rendements : η_w , η_{hach} , η_{inv} , η_r sont dans le **tableau 4.4**. Pour le prix et la capacité unitaire des batteries, nous résumons cela dans le **tableau 4.5** [48]:

Rendement	η_w	η_{hach}	η_{inv}	η_r
Valeur	0.99	0.95	0.98	0.98

Tableau 4.4: valeurs des différentes pertes.

Σ	$\eta_{b, ch}$	Capacité unitaire	Prix unitaire
0.005/heure	0.80	1.4Kw	150 \$

Tableau 4.5: Caractéristiques des batteries.

7. Application et résultats

➤ A- la région d'Ain Sefra

Nous avons commencé par appliquer notre méthode d'optimisation du système photovoltaïque à la région d'Ain Sefra. Pour les besoins d'alimentation en énergie électrique des trois profils de consommation sur site isolé. Nous avons décidé d'analyser et d'étudier principalement l'effet qu'à la valeur de la fonction objective sur le processus d'optimisation. Ensuite, nous sommes intéressés à l'influence du nombre des solutions considérées pour chaque optimisation sur les résultats finaux. Toutefois nous analyserons aussi sur l'effet qu'ont d'autre paramètre sur ces derniers.

7.1.A. Influence du profil de consommation pour le site d'Ain Sefra

OF =36.5, η_{ref} = 12 %.

Pour commencer, nous avons fixé la valeur du rendement de référence du panneau photovoltaïque à $\eta_{ref} = 12\%$, et OF à 36.5, c'est-à-dire que nous acceptons dans notre processus d'optimisation une période de 10 jours, au maximum, durant laquelle ni le système photovoltaïque, ni le stockage, ne peuvent satisfaire la demande de charge. En optimisant le système PV pour les trois profils de consommation, nous remarquons que (**figure 4.12**) :

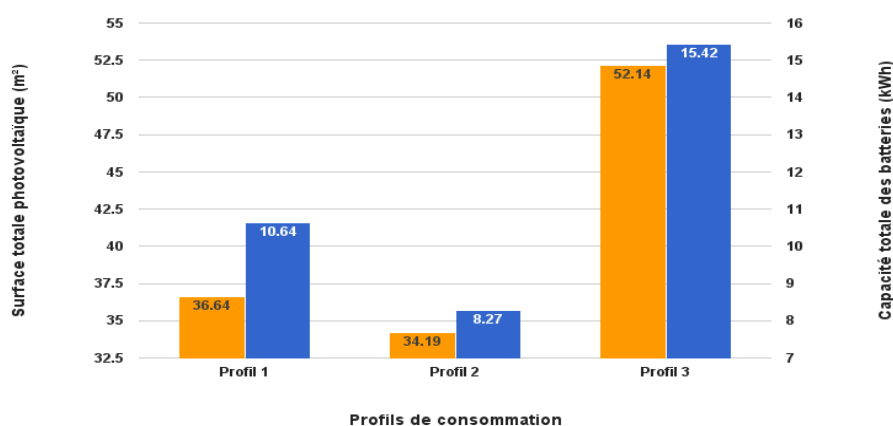


Figure 4.14.a : Surface totale PV, capacité totale des batteries, pour les trois profils pour $\eta_{ref} = 12\%$ et OF =36.5

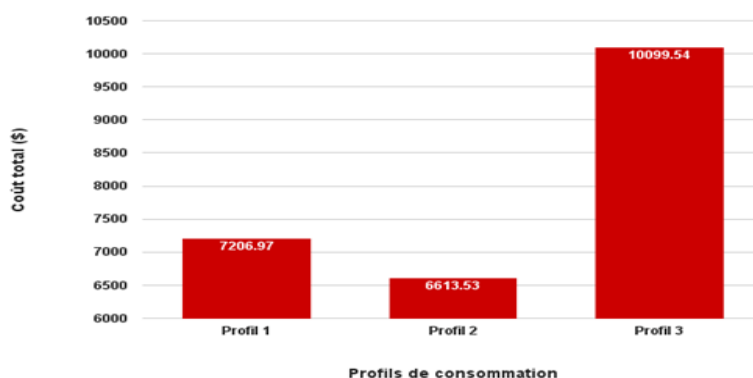


Figure 4.14.b : Coût total des trois profile pour $\eta_{ref}= 12\%$ et $OF =36.5$

Pour le premier profil, la surface photovoltaïque optimale est égale à $S_{PV} = 36,64 \text{ m}^2$. Cette dernière adopte une valeur plus faible pour le deuxième profil ($S_{PV} = 36.19 \text{ m}^2$), et augmente considérablement pour le troisième ($S_{PV} = 52,14 \text{ m}^2$). Ceci peut être expliqué par le fait que la demande de charge totale du deuxième profil est inférieure à celle du premier, elle-même beaucoup moins importante que celle du troisième.

La variation de la capacité totale des batteries suit la même logique que la variation de la surface totale photovoltaïque. En effet, elle est minimale pour le deuxième profil ($C_b=18.27 \text{ KWh}$), et maximale pour le troisième ($C_b= 15.42 \text{ KWh}$). Ceci peut aussi être expliqué pour les différences qu'il y a au niveau des demandes de charge annuelles des trois profils, tel-que plus elle sont importantes, plus grande devra être la capacité des batteries afin d'éviter tout problème de perte d'alimentation.

Pour le coût total d'achat, et suivant les remarques qu'on a fait jusqu'à maintenant, sa valeur est logiquement minimale pour le deuxième profil, ensuite elle augmente légèrement avec le premier profil avant d'atteindre une valeur maximale avec le troisième.

7.2.A. Influence du rendement pour le site d'Ain Sefra

Le 1^{eme} cas : OF = 36.5, $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$.

Après avoir analysé l'effet que pouvait avoir les différents profils de consommation sur les résultats d'optimisation, nous passons à l'étude de l'influence du rendement de référence photovoltaïque η_{ref} . En prenons des valeurs de rendement suivantes : 12%, 13%, 14%, tout en fixant $OF = 36,5$, nous avons obtenu les résultats illustrés sur les figures 4.13, 4.14, 4.15.

Premier profil de charge avec OF = 36.5

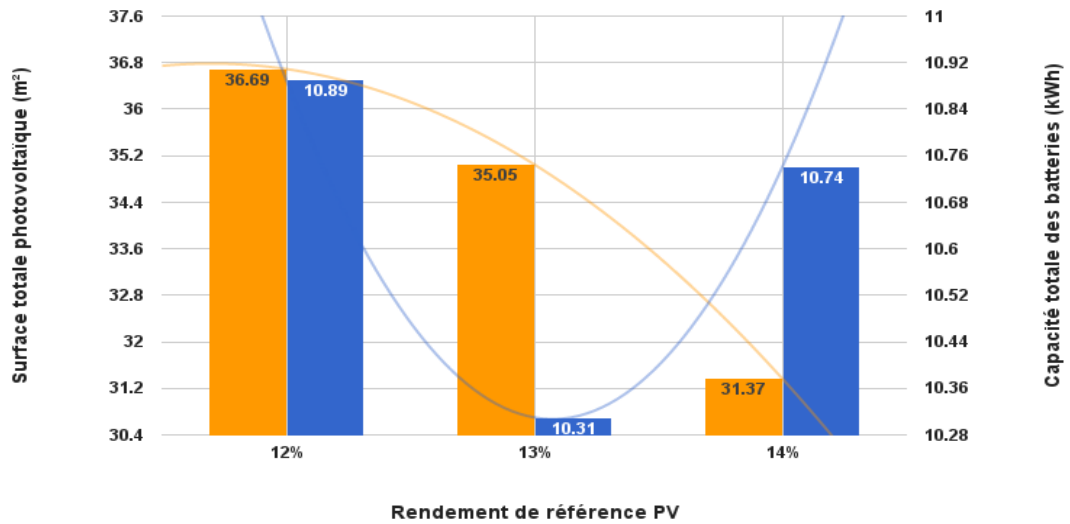


Figure 4.15.a : Surface totale PV, capacité totale des batteries, pour $\eta_{ref}= 12\%,13\%,14\%$ et OF =36.5

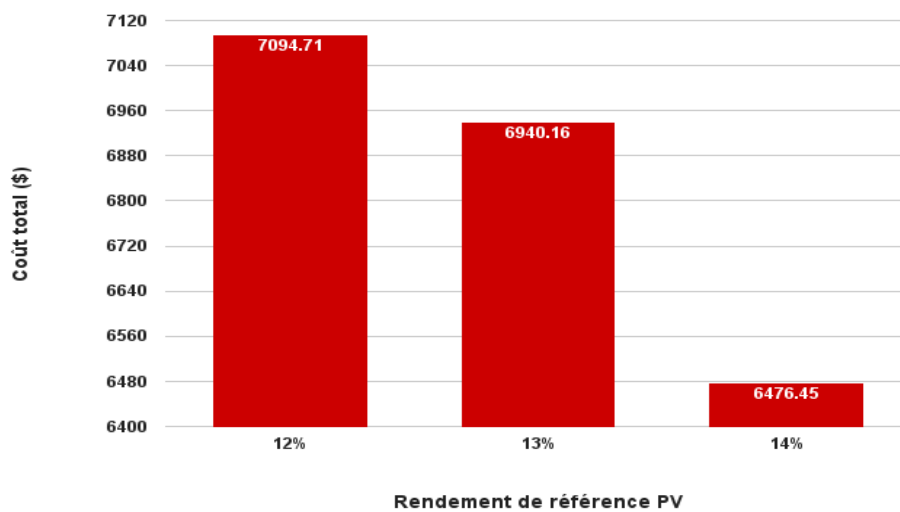


Figure 4.15.b : Coût total du premier profil pour $\eta_{ref}= 12\%,13\%,14\%$ et OF =36.5

Deuxième profil de charge avec OF = 36.5

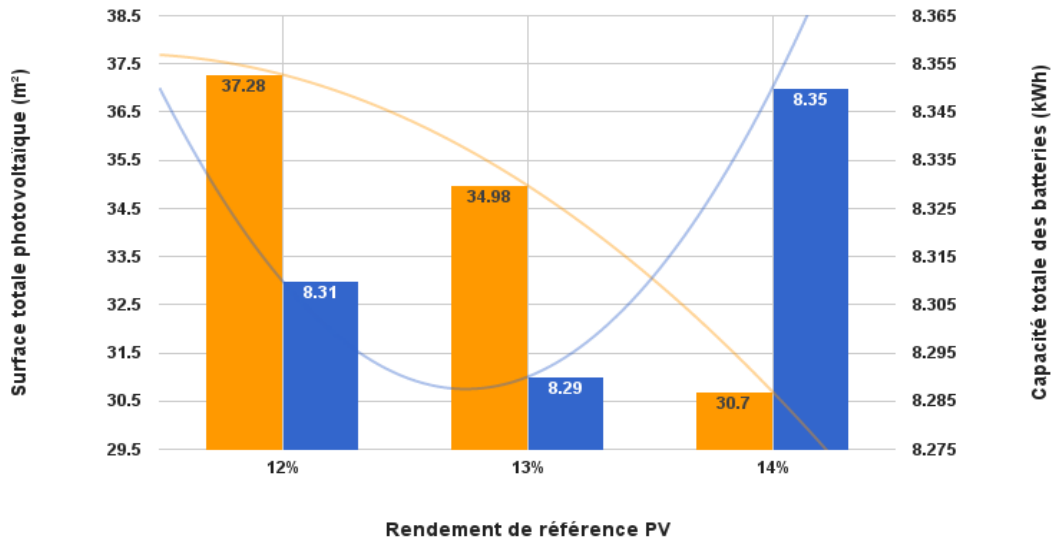


Figure 4.16.a: Surface totale PV, capacité totale des batteries, du deuxième profile pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et OF = 36.5

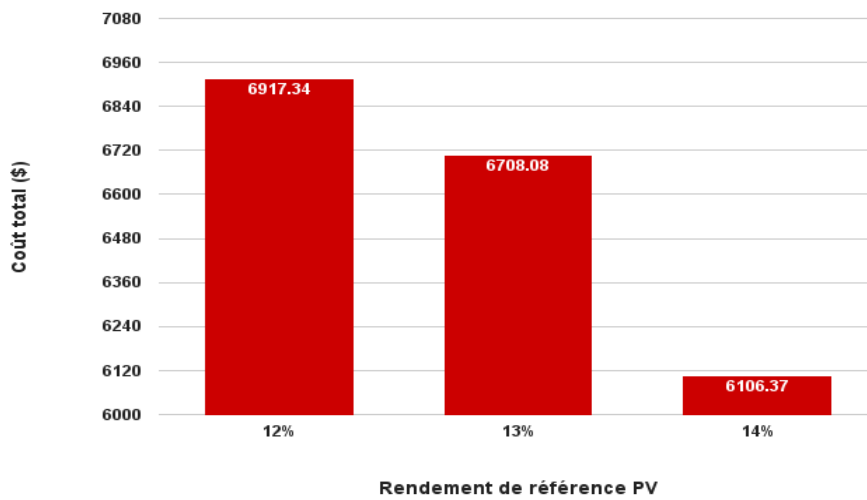


Figure 4.16.b: Coût total du deuxième profile pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et OF = 36.5

Troisième profil de charge avec OF = 36.5

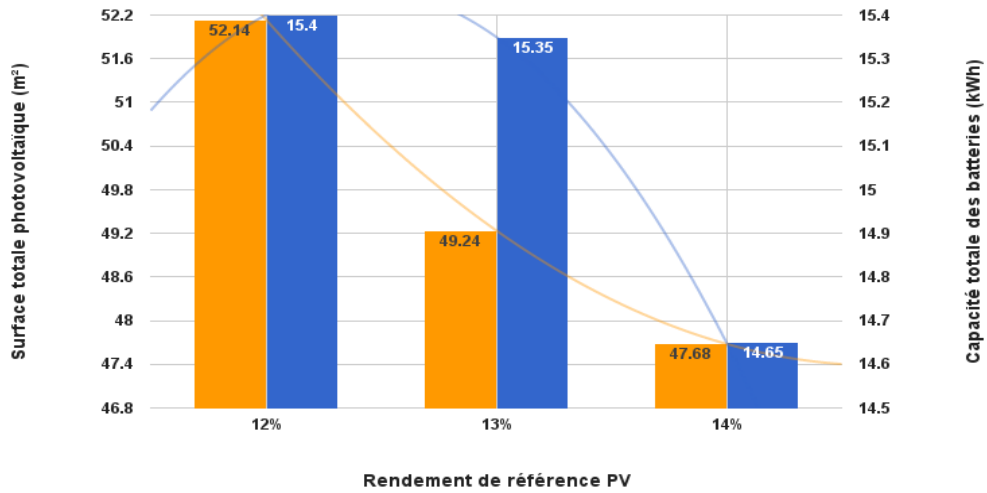


Figure 4.17.a : Surface totale PV, capacité totale des batteries, du troisième profile pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et OF = 36.5

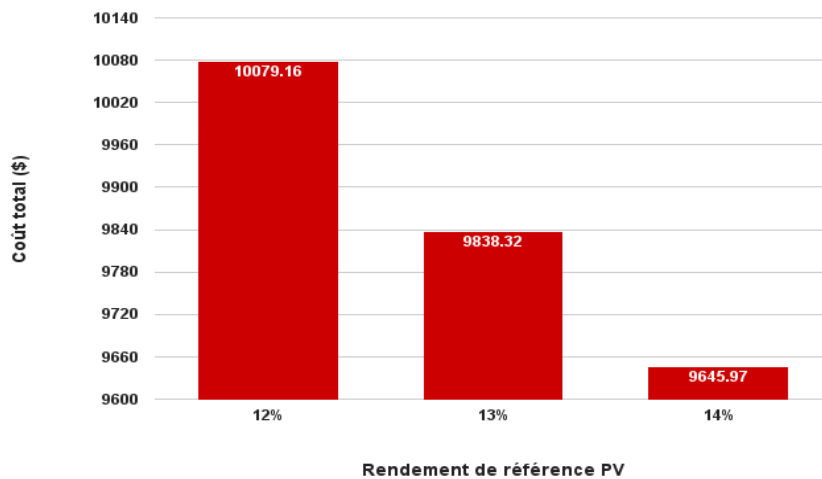


Figure 4.17.b : Coût total du troisième profile pour $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$ et OF = 36.5

On remarque que:

- Quel que soit le profil considéré, l'augmentation de la valeur de η_{ref} produit une diminution de la surface photovoltaïque totale. On peut dire que ces deux paramètres sont inversement proportionnels. Ceci s'explique par le fait que, pour une même quantité d'énergie demandée pour les différentes charges, et un rayonnement solaire constant, les deux paramètres restants sont S_{PV} et η_{ref} (voir relation de puissance PV produite). Plus un des deux augmente, plus le deuxième diminue afin de garder la même valeur d'énergie.

Pour le deuxième profil, la capacité totale des batteries n'est presque pas affectée par la variation de η_{ref} . Pour les deux autres profils, le premier et le troisième, nous remarquons qu'elle augmente toujours lorsqu'on passe de $\eta_{ref} = 12\%$ à $\eta_{ref} = 13\%$, preuve que la configuration optimale n'a pas été atteinte.

Pour le coût total, il diminue avec l'augmentation de η . Cette diminution est plus remarquable avec les profils 1 et 2.

7.3. A Influence de la valeur OF

Le 2^{ème} cas: **OF = 36.5, 52.2, 91.25**

On va faire varier le paramètre représentant le nombre du jour insatisfait de notre système :

- OF = 36.5 correspond à 10 jours.
- OF = 52.2 correspond à 7 jours.
- OF = 92.25 correspond à 4 jours.

Nous voulons voir l'influence de ce paramètre pour les trois profils de charge. Ces résultats sont donnés par **les figures 4.16, 4.17, 4.18.**

Premier profil de charge avec OF = 36.5

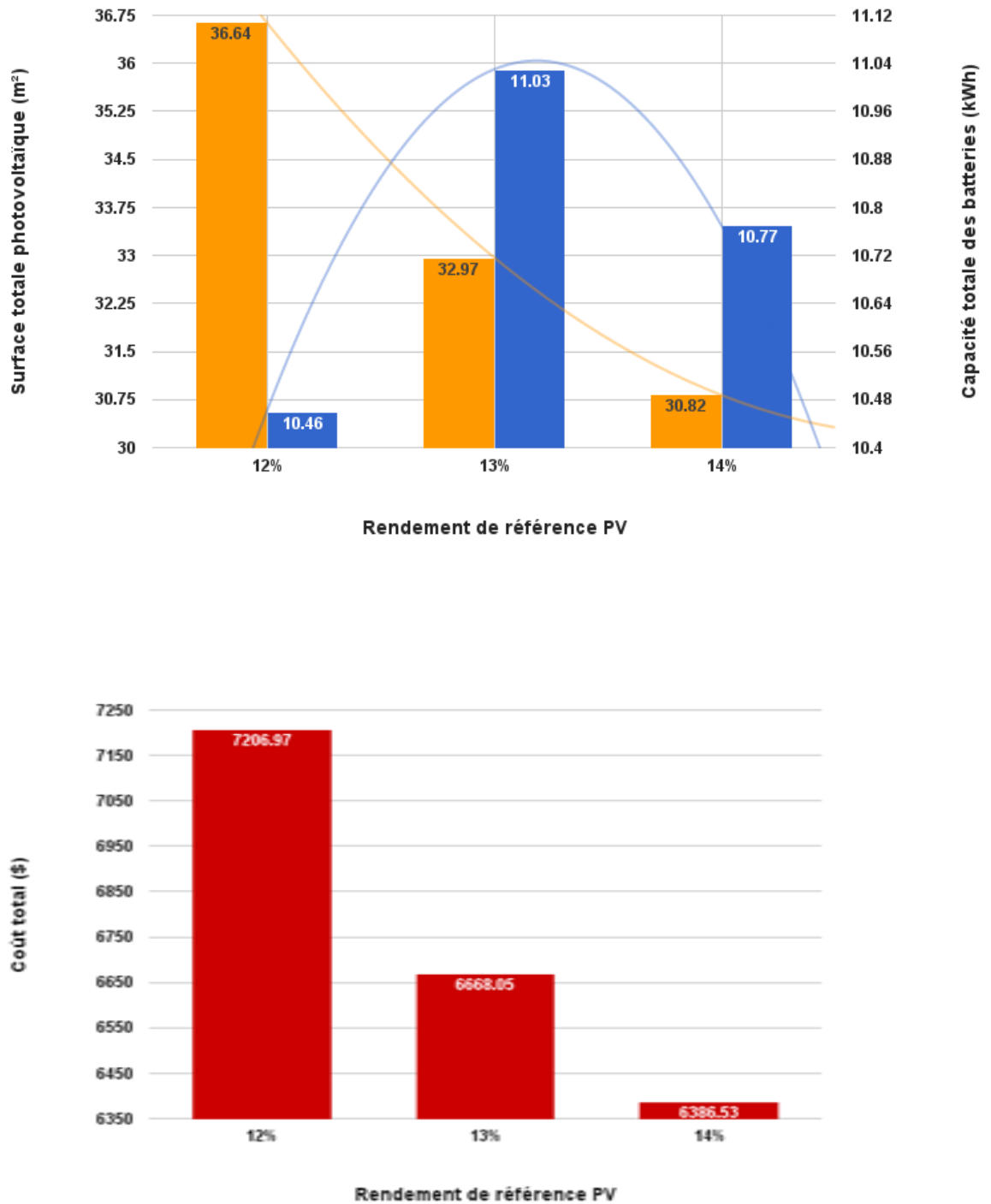


Figure 4.18.a: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du première profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 36.5

Premier profil de charge avec OF = 52.2

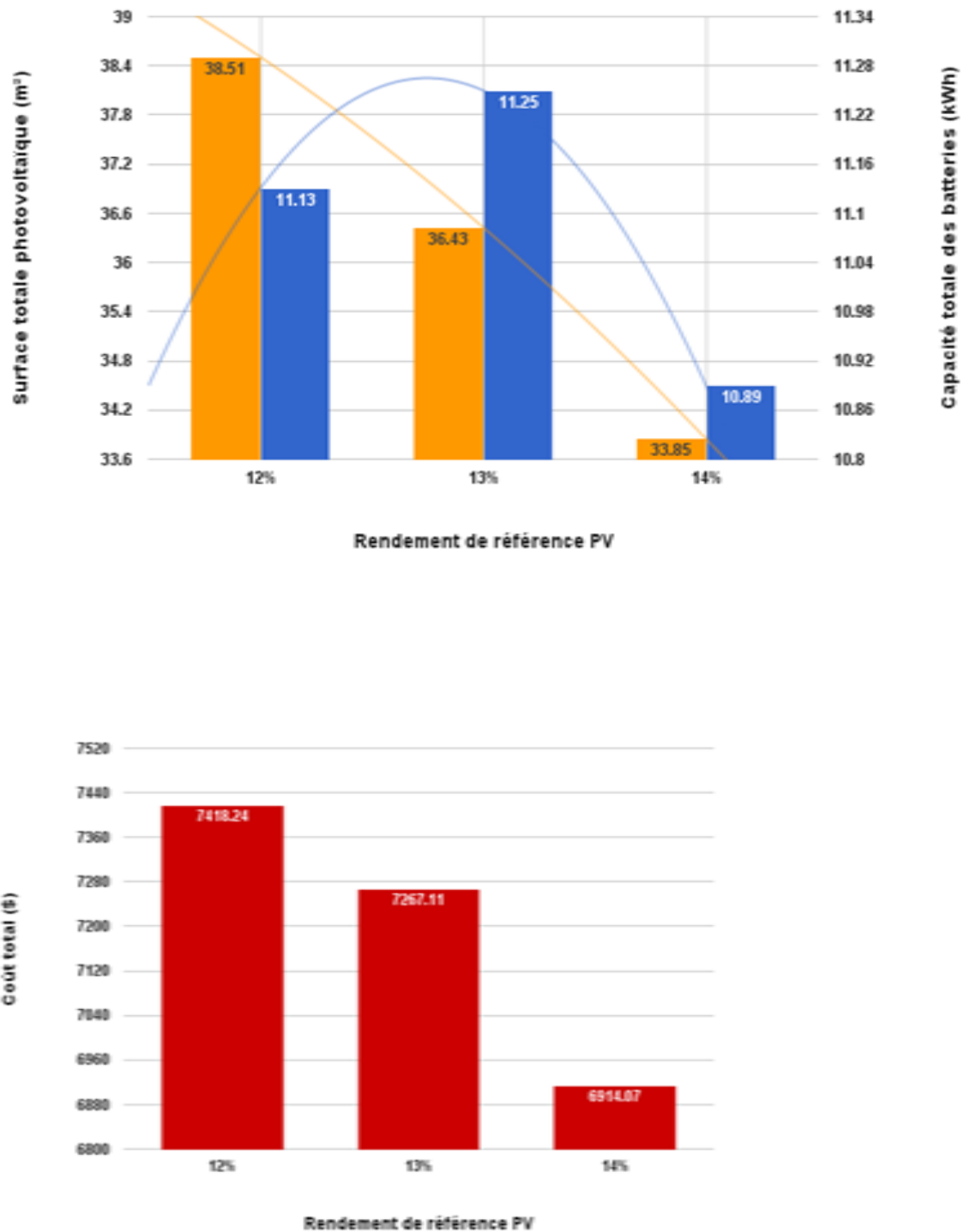


Figure 4.18.b: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du première profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 52.5

Premier profil de charge avec OF = 92.25

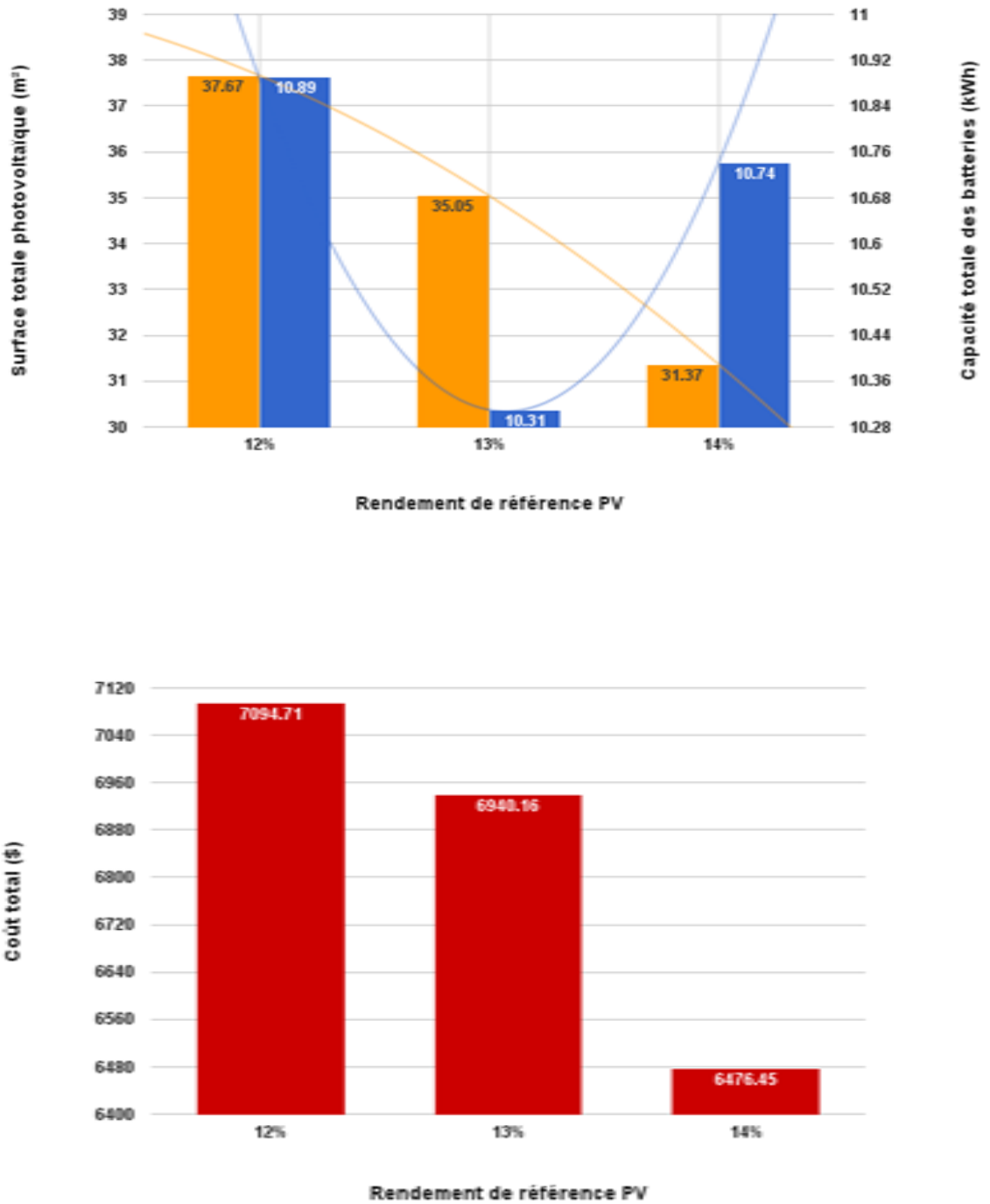


Figure 4.18.c: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du première profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 92.25

Deuxième profil de charge avec OF = 36.5

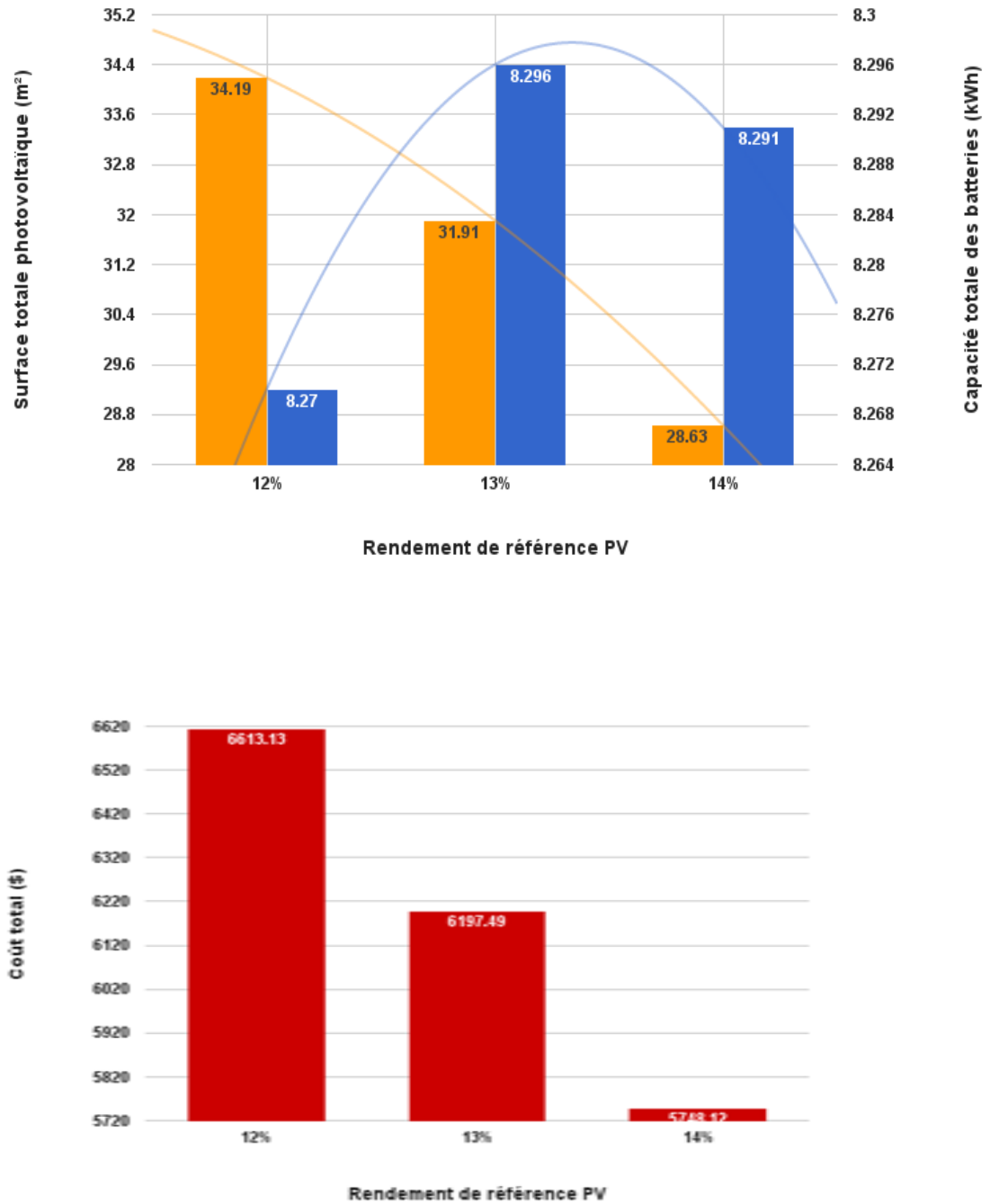


Figure 4.19.a: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du deuxième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 36.5

Deuxième profil de charge avec OF = 52.2

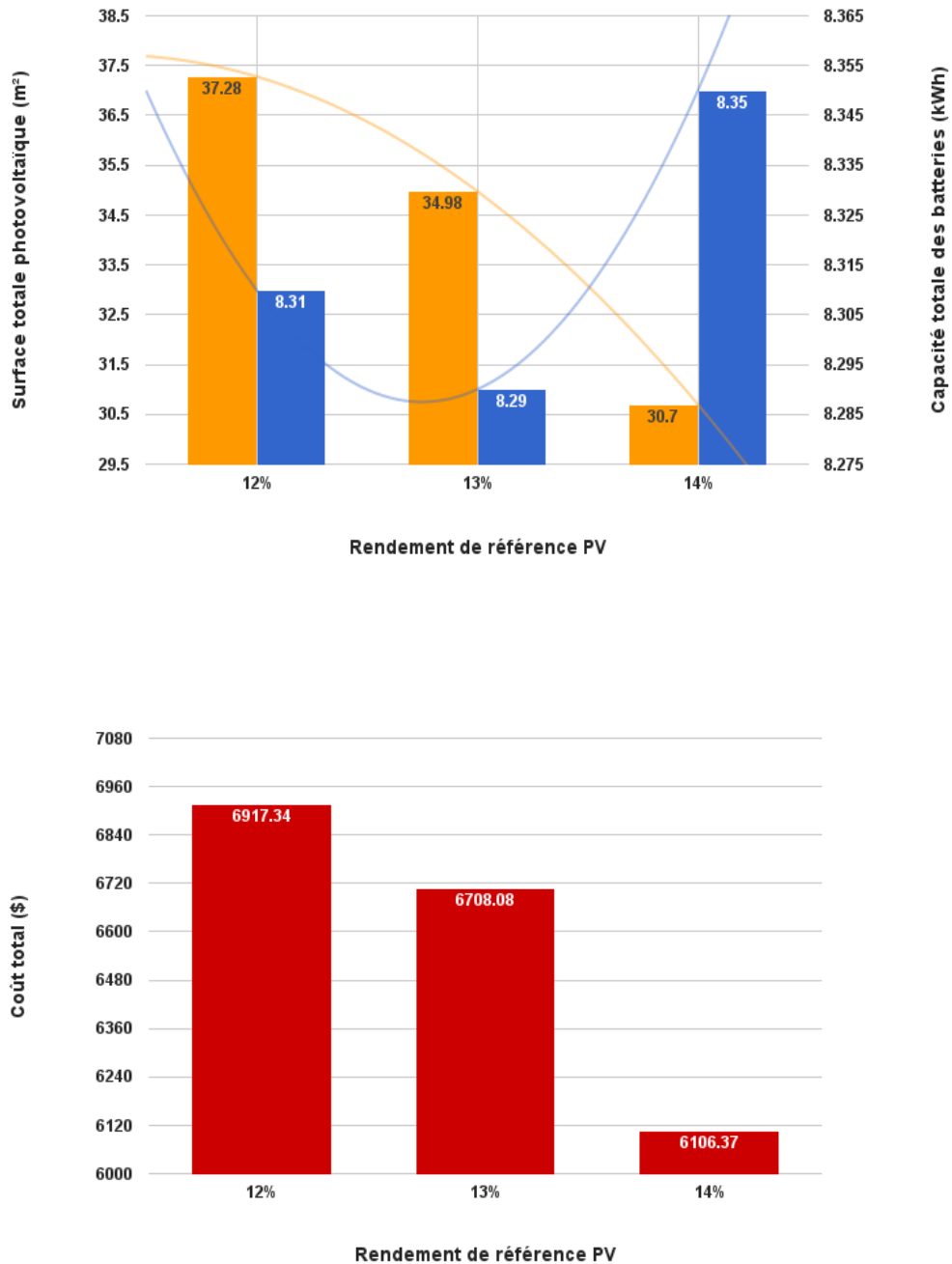


Figure 4.19.b: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du deuxième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 52.5

Deuxième profil de charge avec OF = 92.25

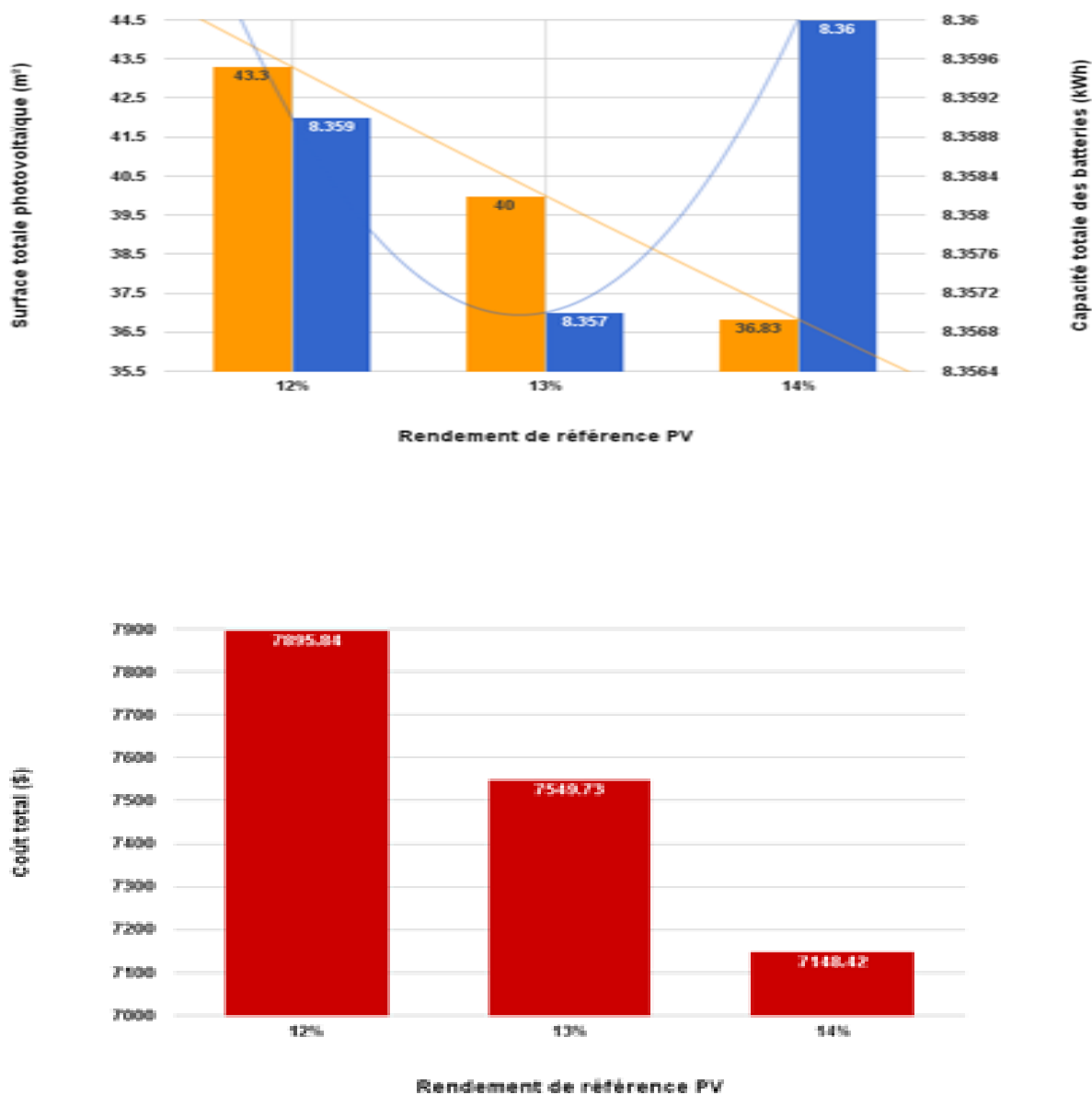


Figure 4.19.c: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du deuxième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 92.25

Troisième profil de charge avec OF = 36.5

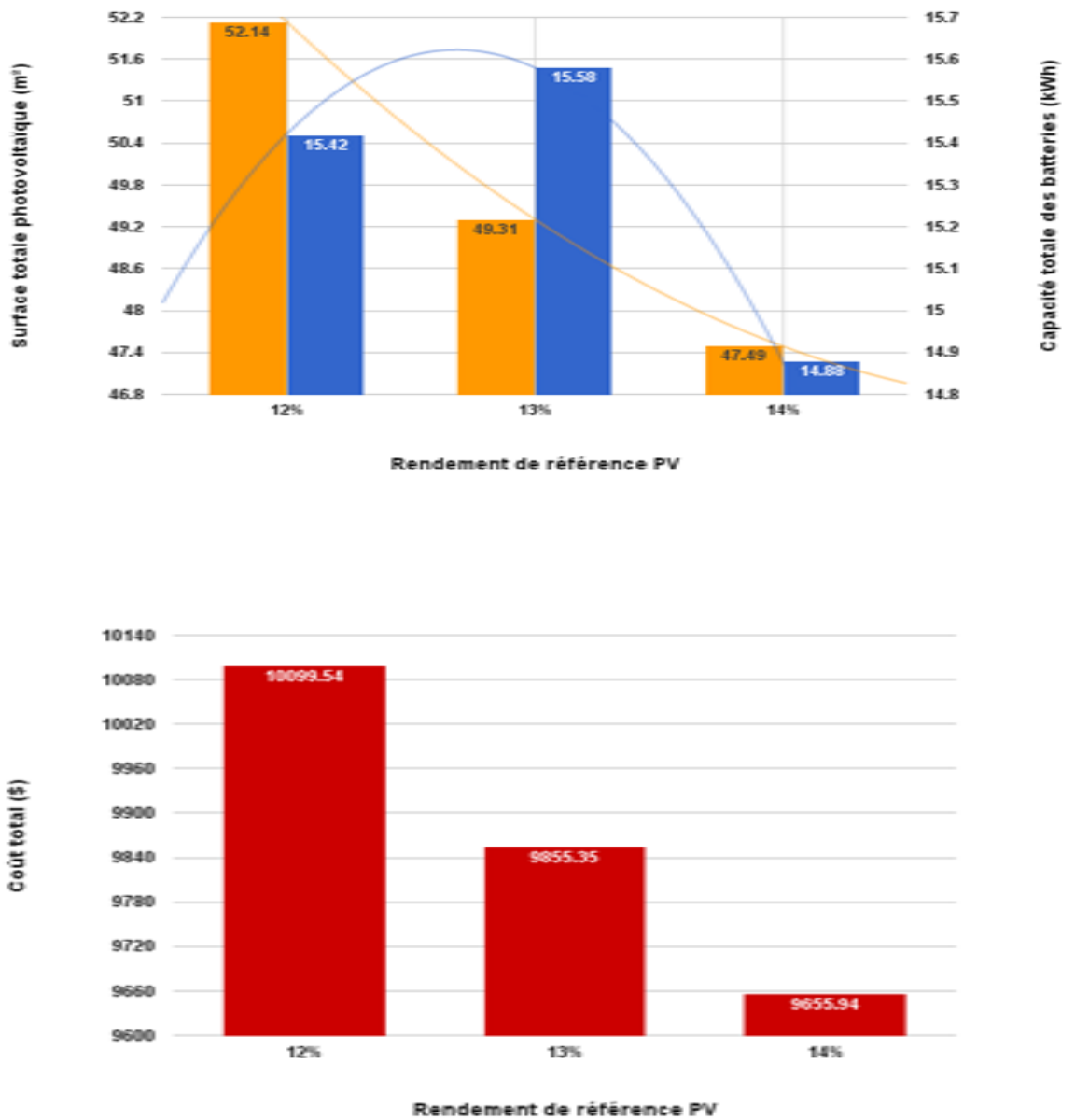


Figure 4.20.a: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du troisième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 36.5

Troisième profil de charge avec OF = 52.2

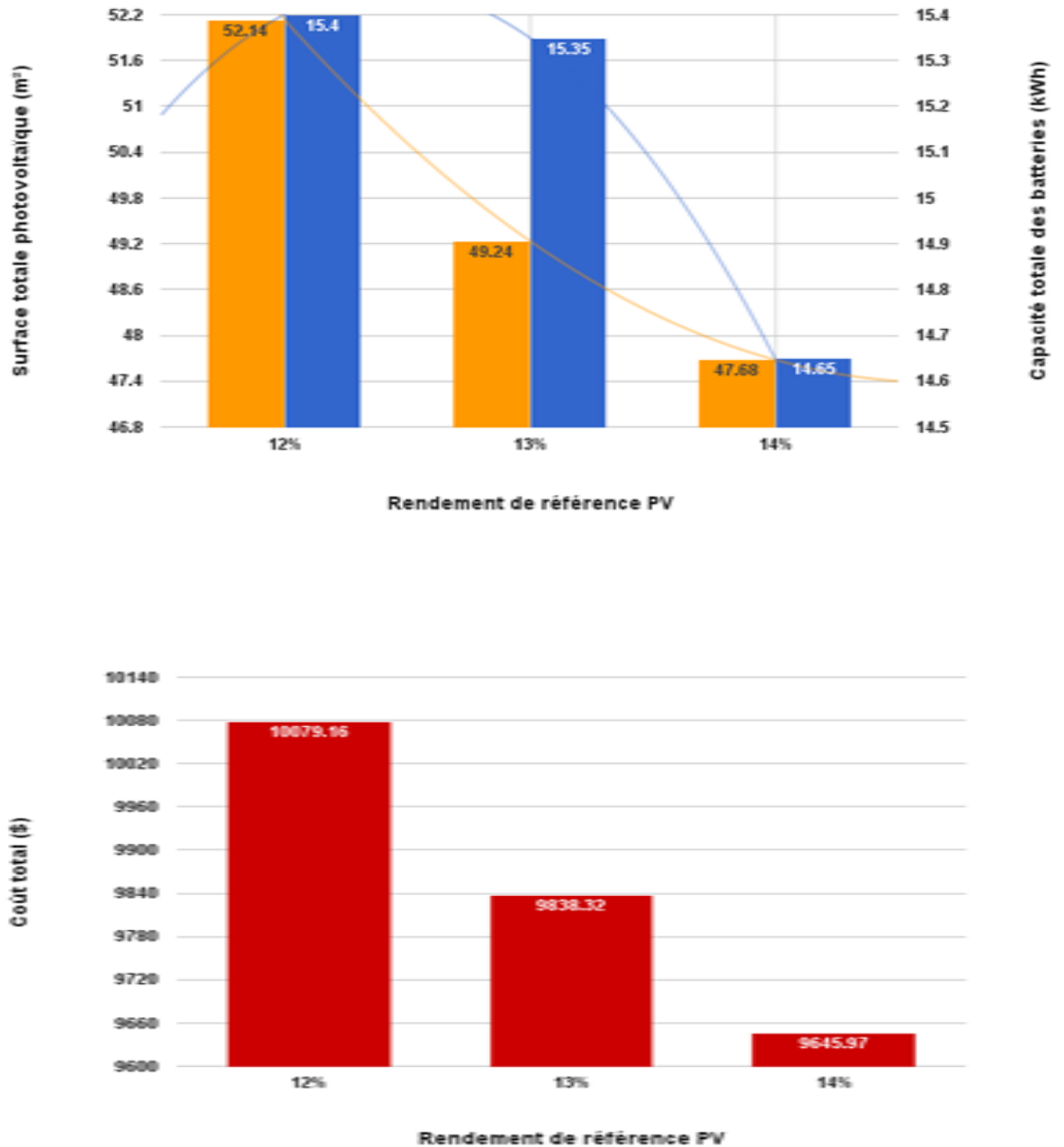


Figure 4.20.b: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du troisième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 52.5

Troisième profil de charge avec OF = 92.25

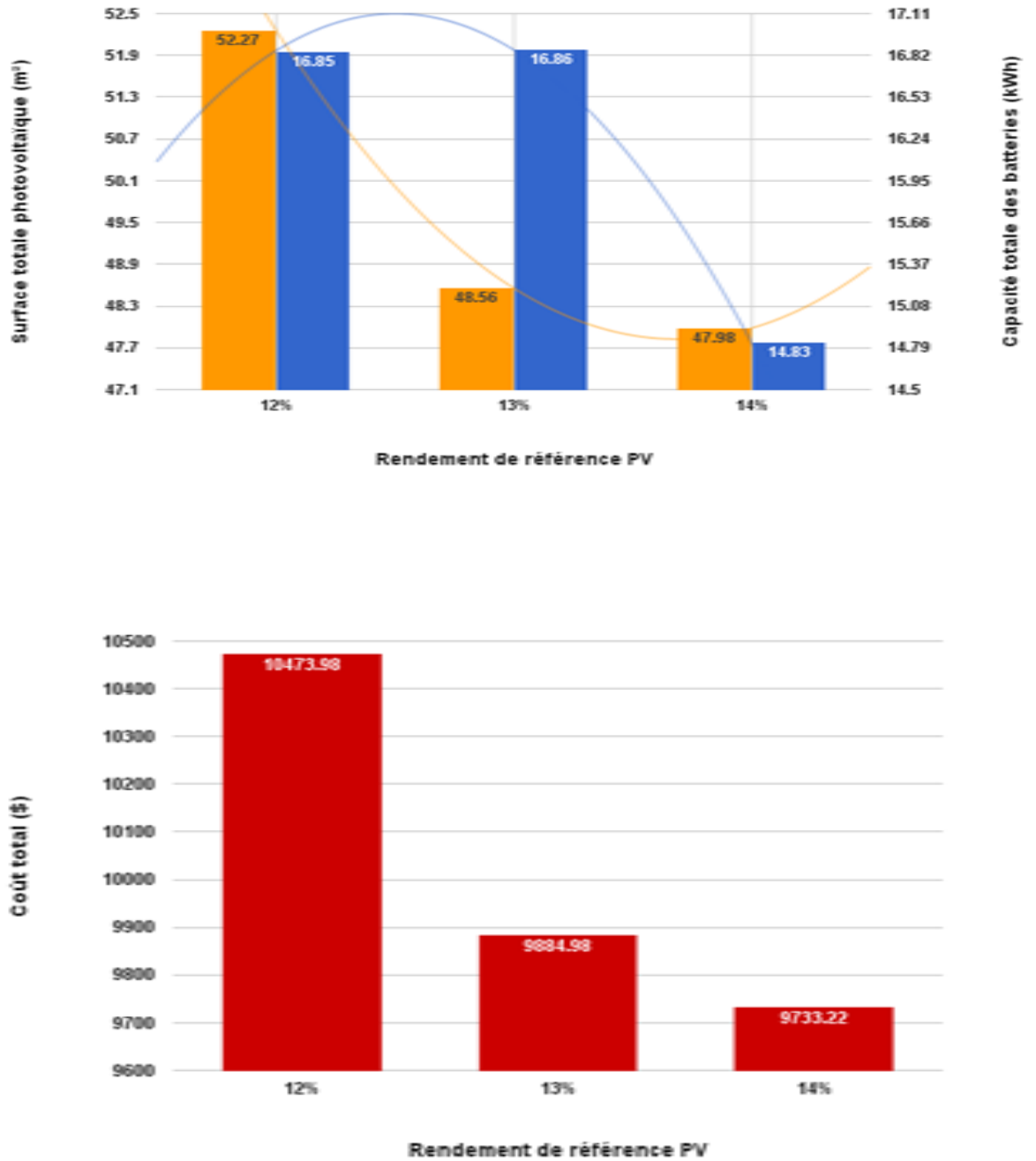


Figure 4.20.c: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du troisième profil pour les trois rendements η_{ref} = 12%,13%,14 %, OF = 92.25

On remarque que :

- La valeur de la surface photovoltaïque totale, pour les trois valeurs de fonction optimale (OF), diminue en fonction de l'augmentation de la valeur de η_{ref} et cela avec l'ensemble des profils. Ceci appuie nos précédentes constatations.
- Plus la valeur de OF augmente, donc le nombre de jours permis pour T_{fail} diminue, plus on aura besoins d'avantage de panneaux photovoltaïques. Cela se traduit par une augmentation au niveau de S_{PV} , augmentation nécessaire. Pour produire plus d'énergie qui sera stockée afin d'être restituée au moment où la production photovoltaïque est trop faible pour satisfaire la demande de charge.
- La capacité des batteries reste quasiment stable lorsqu'on varie la valeur de OF de 36.5 à 52.2, et ce pour l'ensemble des profils de consommation. Cependant, lorsque cette valeur atteint le seuil 91.25 (4 jours), on remarque une augmentation au niveau de C_b pour les profils 1 et 3, alors que pour le deuxième, elle demeure presque stable. Ce dernier cas s'explique par le fait qu'en prenant un profil journalier simplifié, qui se répète pendant les 365 jours de l'année, la demande de charge reste constante, donc aucune pression n'est exercée sur le système de stockage pour qu'il soit plus grand afin d'éviter tout problème de manque d'alimentation. Durant les pics de la demande.
- Généralement, le coût d'achat total augmente avec l'augmentation de la valeur de la fonction optimale, sauf pour le troisième profil où il reste quasiment stable malgré la variation de la valeur de la fonction objective. Ceci peut être expliqué par les faibles variations au niveau de S_{PV} .

➤ *B - la région de Souk Ahras*

Notre méthode D'optimisation du système photovoltaïque a été appliquée à la région de Souk Ahras, pour les besoin d'alimentation en énergie électrique on a pris en considération les trois profils de consommation sur site isolé, On a principalement analysé et étudier l'effet qu'à la valeur de la fonction objective sur le processus d'optimisation. Dans notre analyse nous verrons l'effet d'autre paramètre.

7.1.B. Influence du profil de consommation pour le site de Souk Ahras

OF = 36.5, $\eta_{ref} = 12\%$

D'abord, on a fixé la valeur du rendement de référence PV à $\eta_{ref} = 12\%$, et la fonction optimale à $OF = 36.5$, c'est-à-dire que nous acceptons dans notre processus d'optimisation une période de 10 jours, au maximum, durant laquelle ni le système photovoltaïque, ni le stockage, ne peuvent satisfaire la demande de charge. En optimisant le système PV pour les trois profils de consommation, (**figure 4.18**) :

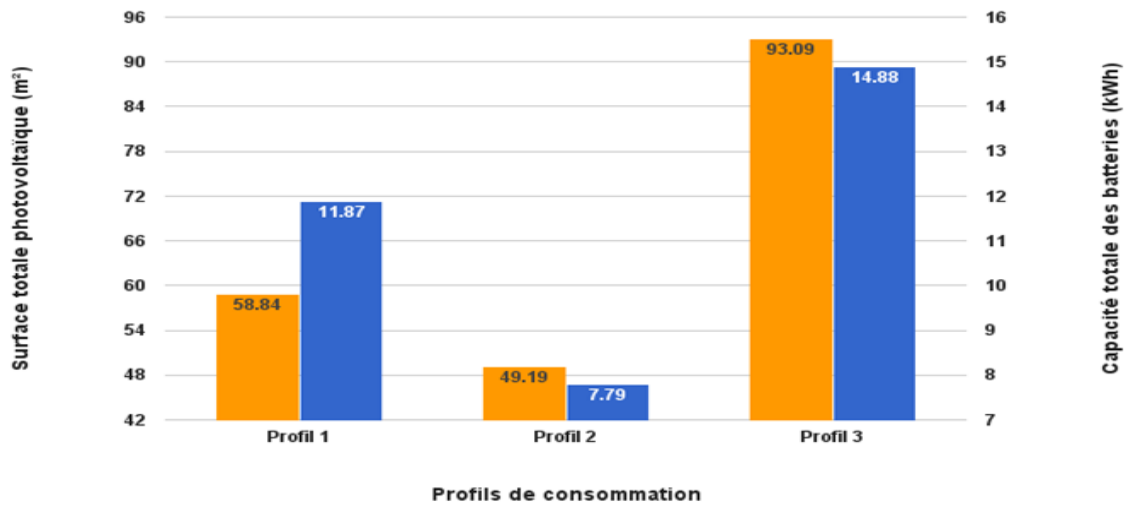


Figure 4.21.a: Surface totale PV, capacité totale des batteries, pour les trois profils pour $\eta_{ref}= 12\%$ et $OF =36.5$

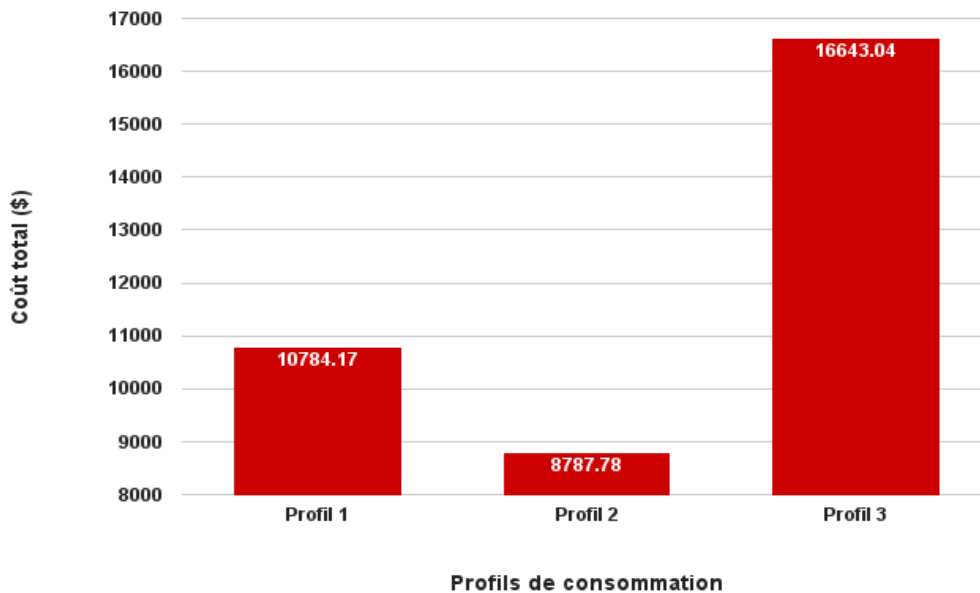


Figure 4.21.b: Coût total pour les trois profils pour des $\eta_{ref}= 12\%$ et $OF =36.5$

Nous remarquons que:

- La surface photovoltaïque optimale du premier profil est égale à $S_{PV} = 58.84 \text{ m}^2$. cette dernière adopte une valeur plus faible pour le deuxième profil ($S_{PV} = 49.19 \text{ m}^2$), et augmente considérablement pour le troisième ($S_{PV} = 93.09 \text{ m}^2$). Ceci peut être expliqué par le fait que la demande de charge totale du deuxième profil est inférieure à celle du premier, elle-même beaucoup moins importante que celle du troisième.
- La variation de la capacité totale des batteries suit la même logique que la variation de la surface totale photovoltaïque. En effet, elle est minimal pour le deuxième profil ($C_b = 7.79 \text{ KWh}$), et maximale pour le troisième ($C_b = 14.88 \text{ KWh}$). Ceci peut aussi être expliqué par les différences qu'il y a au niveau des trois profils, plus la demande d'énergie est importante plus grande doit être la capacité des batteries afin d'éviter tout problème de perte.
- Pour le coût total d'achat, et suivant les remarques qu'on a fait jusqu'à maintenant, sa valeur est minimale pour le deuxième profil, et maximale pour le troisième.

7.2.B. Influence du rendement pour le site de Souk Ahras

1^{ème} cas $OF = 36.5$, $\eta_{ref} = 12\%$, 13% , 14%

Après l'analyse de l'effet que pouvait avoir les différents profils de consommation sur les résultats d'optimisation nous voulons voir de l'influence du rendement de référence photovoltaïque η_{ref} . En prenons des valeurs du rendement de : 12%, 13% puis 14%, tout en fixant notre fonction optimale OF à 36.5. Les résultats obtenus sont données par **les figures 4.12, 4.20, 4.21.**

Premier profil de charge avec OF = 36.5

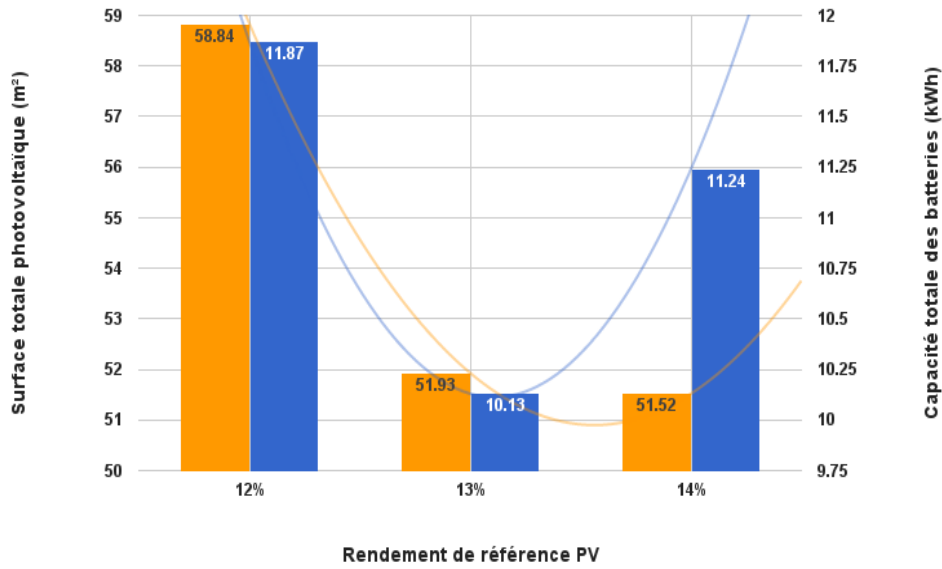


Figure 4.22.a: Surface totale PV, capacité totale des batteries, du premier profil pour $\eta_{ref}= 12\%,13\%,14\%$ et $OF =36.5$

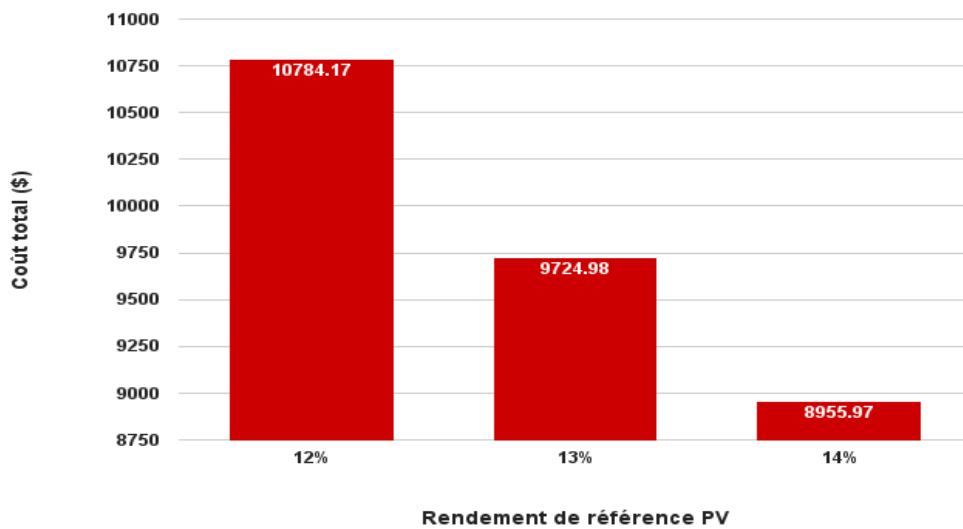


Figure 4.22.b: Coût total du premier profil pour $\eta_{ref}= 12\%,13\%,14\%$ et $OF =36.5$

Deuxième profil de charge avec OF = 36.5

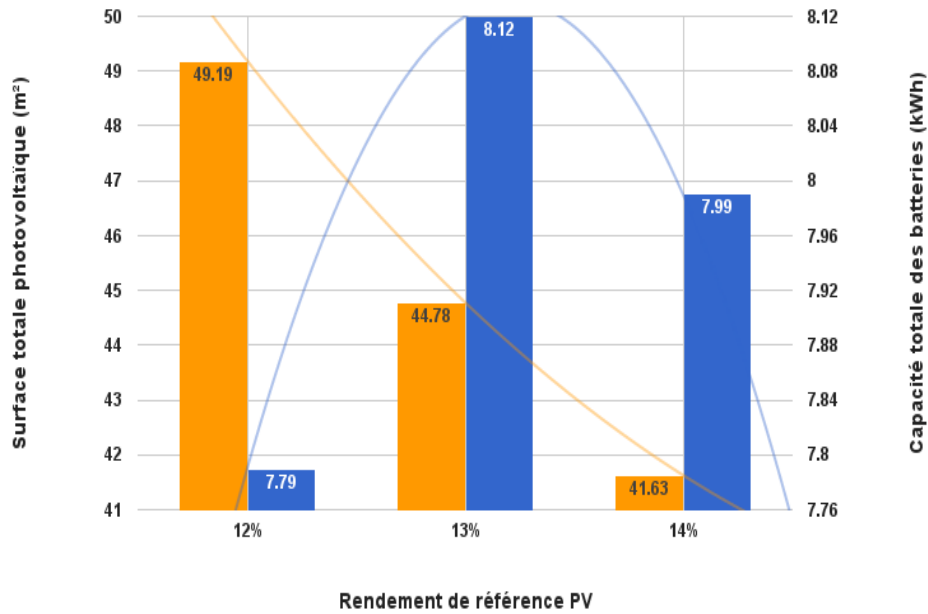


Figure 4.23.a: Surface totale PV, capacité totale des batteries du deuxième profil pour $\eta_{ref}= 12\%,13\%,14\%$ et OF =36.5

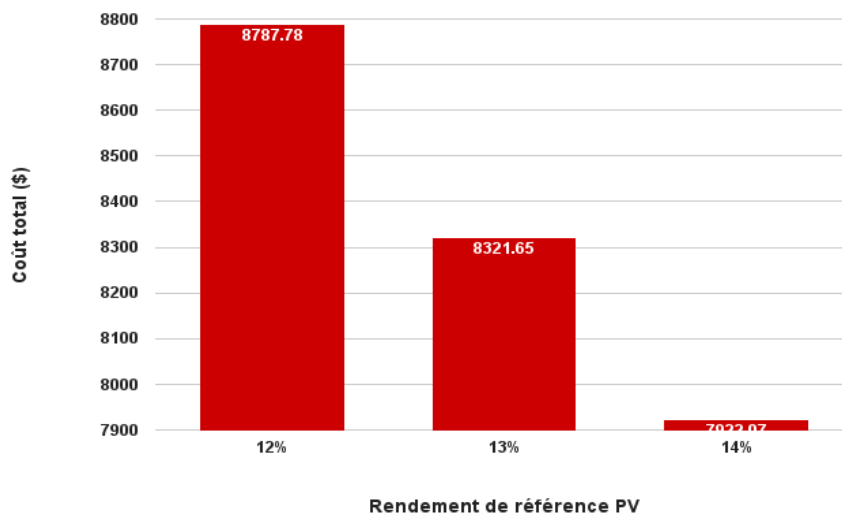


Figure 4.23.b: Coût total du deuxième profil pour $\eta_{ref}= 12\%,13\%,14\%$ et OF =36.5

Troisième profil de charge avec OF = 36.5

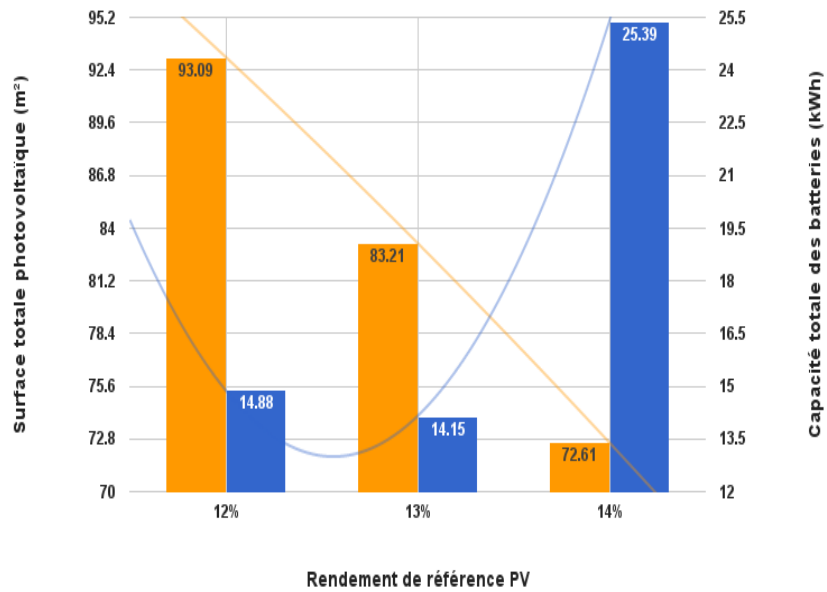


Figure 4.24.a: Surface totale PV, capacité totale des batteries du troisième profil pour $\eta_{ref}= 12\%, 13\%, 14\%$ et OF =36.5

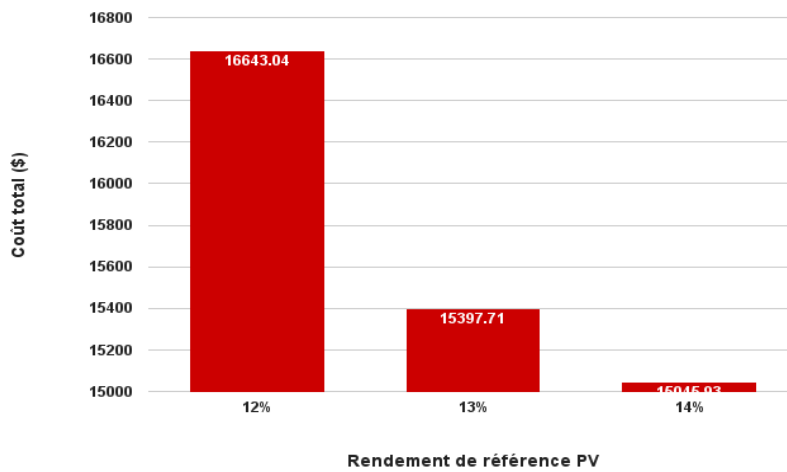


Figure 4.24.b: Coût total du troisième profil pour $\eta_{ref}= 12\%, 13\%, 14\%$ et OF =36.5

On remarque que :

- Quelle que soit le profil considéré, l'augmentation de la valeur de η_{ref} produit une diminution de la surface photovoltaïque totale. En effet l'augmentation du rendement de référence relative nécessairement une diminution de la surface de captation.
- Au niveau du premier et du deuxième profil, la capacité totale des batteries n'est presque pas affectée par la variation du rendement de référence η_{ref} . Au niveau du troisième profil la capacité des batteries augmente avec l'accroissement du rendement de référence. nous remarquons quelle augmente toujours lorsqu'on passe de $\eta_{ref} = 12\%$ à $\eta_{ref} = 13\%$ et à $\eta_{ref} = 14\%$, preuve que la confirmation optimale n'a pas été atteinte.
- Pour le coût total, il diminue avec l'augmentation du rendement de référence η . En effet ce dernier diminue considérablement la surface des panneaux, par conséquent diminue le coût total de l'installation. Pour les deux autres profils, cette diminution n'est pas significative.

7.3.B. Influence de la valeur de OF pour le site de Souk Ahras

2^{ème} cas : OF = 36.5, 52.2, 91.25

On a toujours pris dans chaque simulation la période T_{fail} maximal égale à 240 heures (10 jours), ceci correspond à une fonction objective de $OF = 36.5$. Afin d'étudier l'influence de cette dernière sur le processus d'optimisation, nous avons décidé d'augmenter sa valeurs (donc diminution du nombre de jours) de telle façon qu'elle sera égale à 52.2 puis 91.25. Les résultats pour les trois profils sont illustrés sur les **figures 4.22, 4.23, 4.24**.

Premier profil de charge avec OF = 36.5

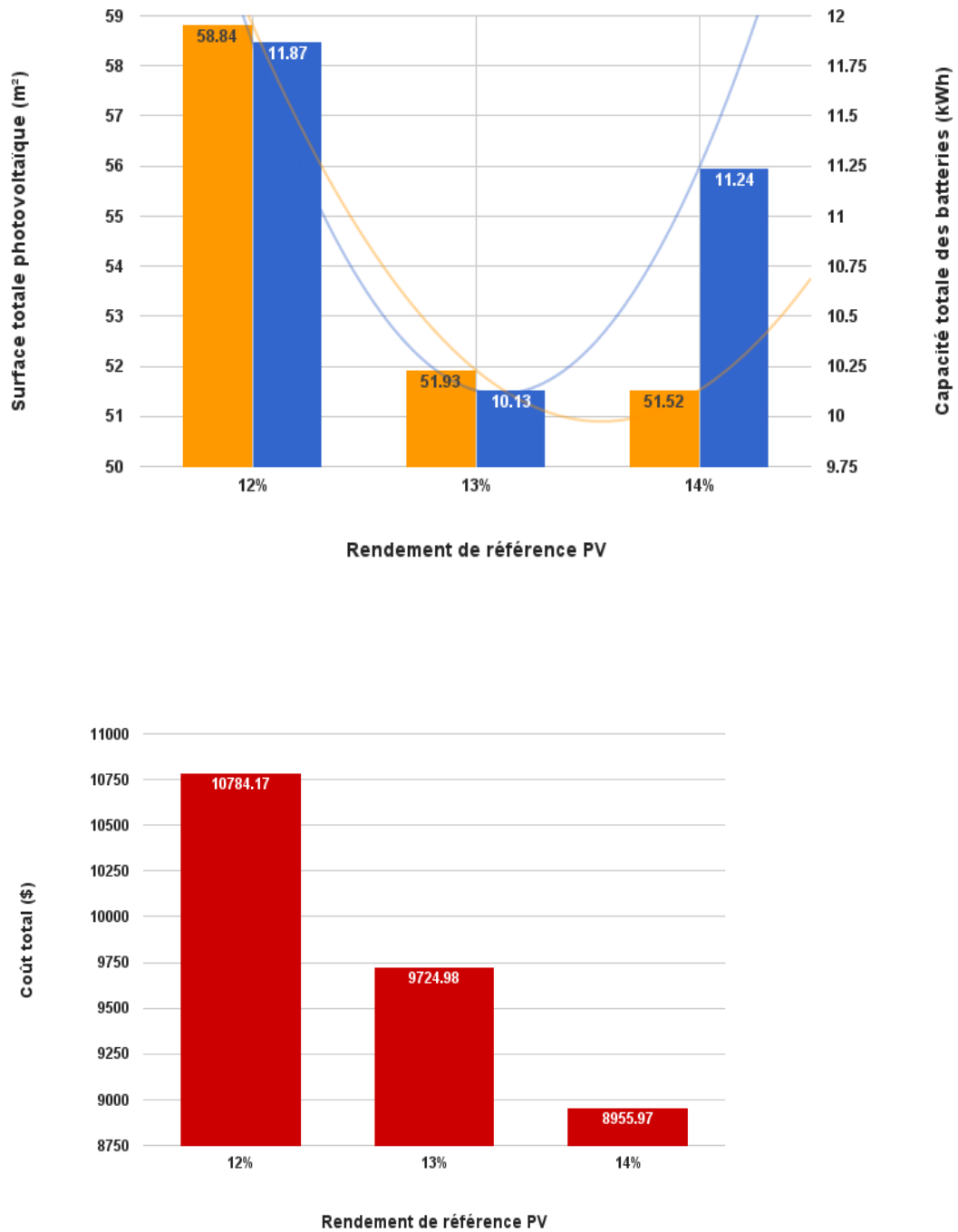


Figure 4.25.a: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du premier profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 36.5

Premier profil de charge avec OF = 52.2

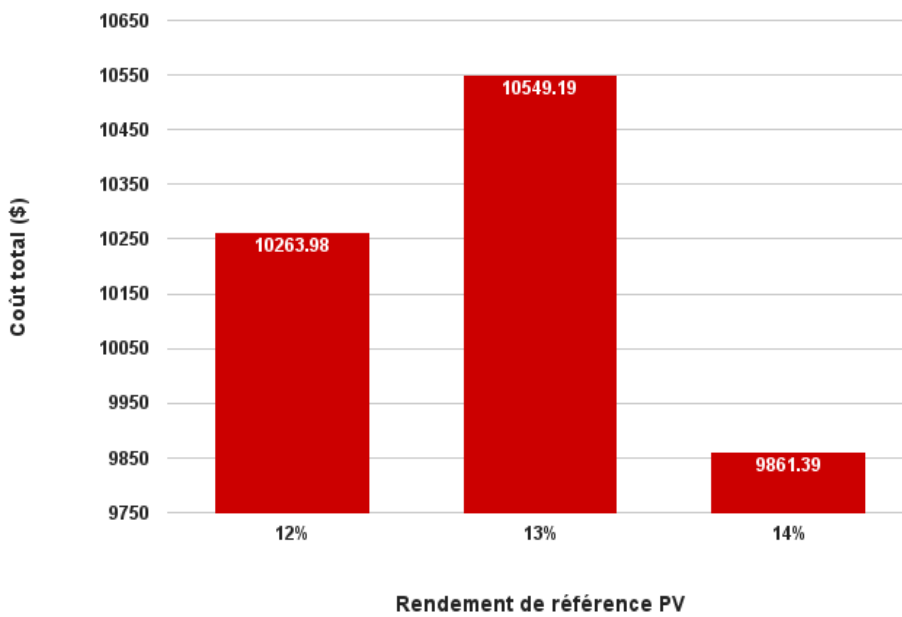
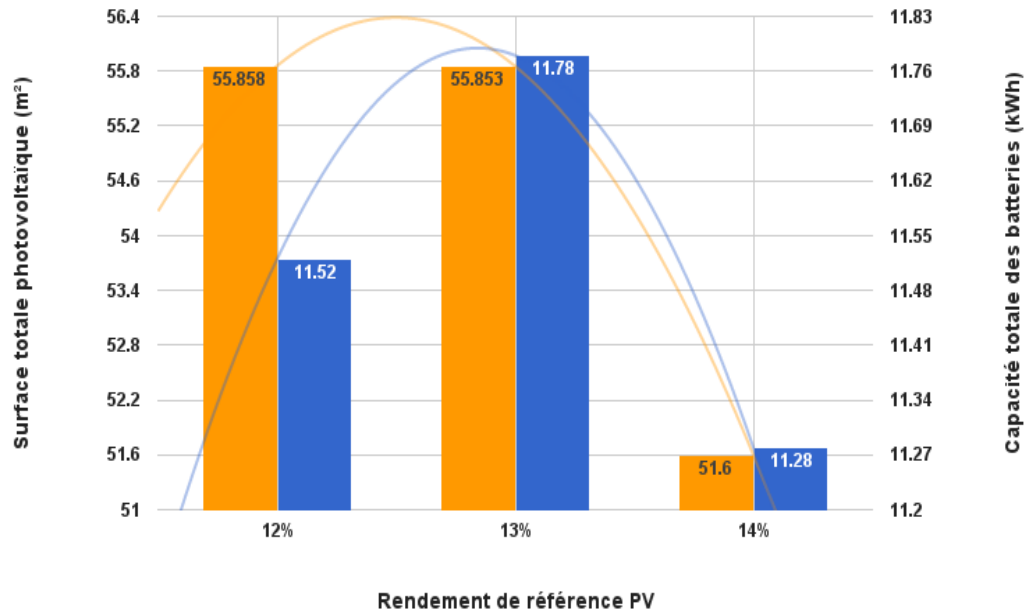


Figure 4.25.b: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du premier profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 52.2

Premier profil de charge avec OF = 92.25

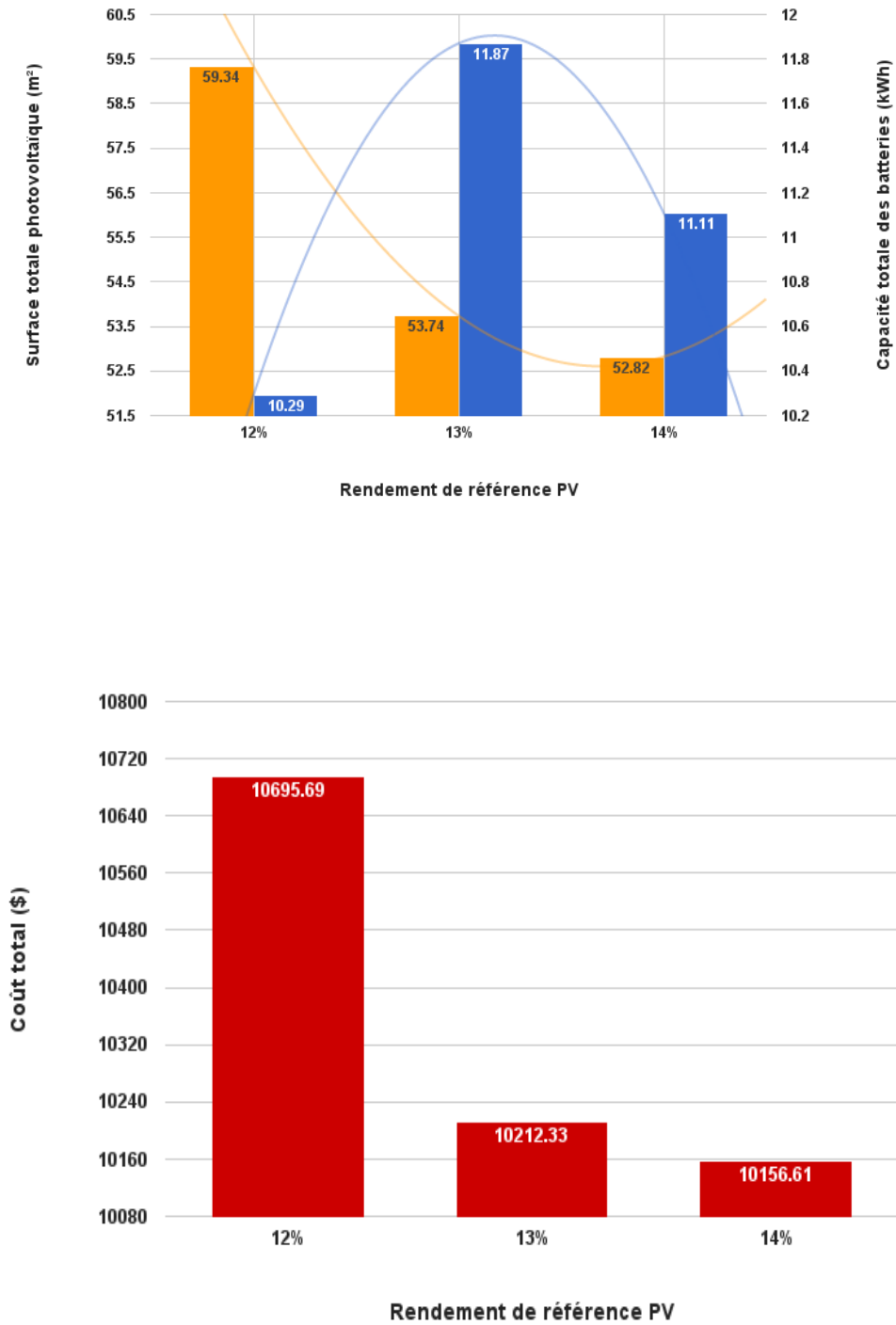


Figure 4.25.c: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total de la première génération pour les trois rendements $\eta_{ref}= 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 92.25

Deuxième profil de charge avec OF = 36.5

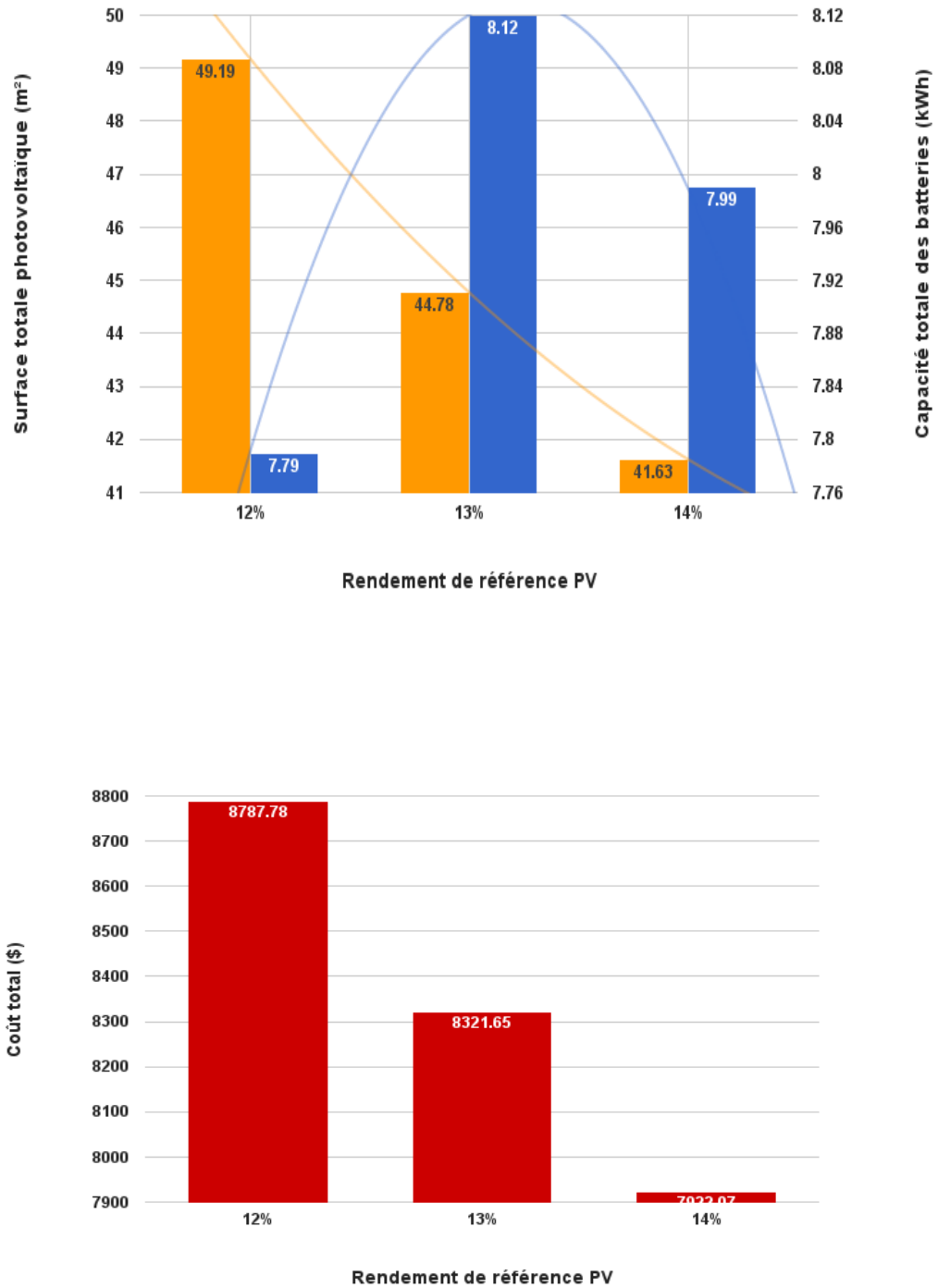


Figure 4.26.a: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du deuxième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 36.5

Deuxième profil de charge avec OF = 52.2

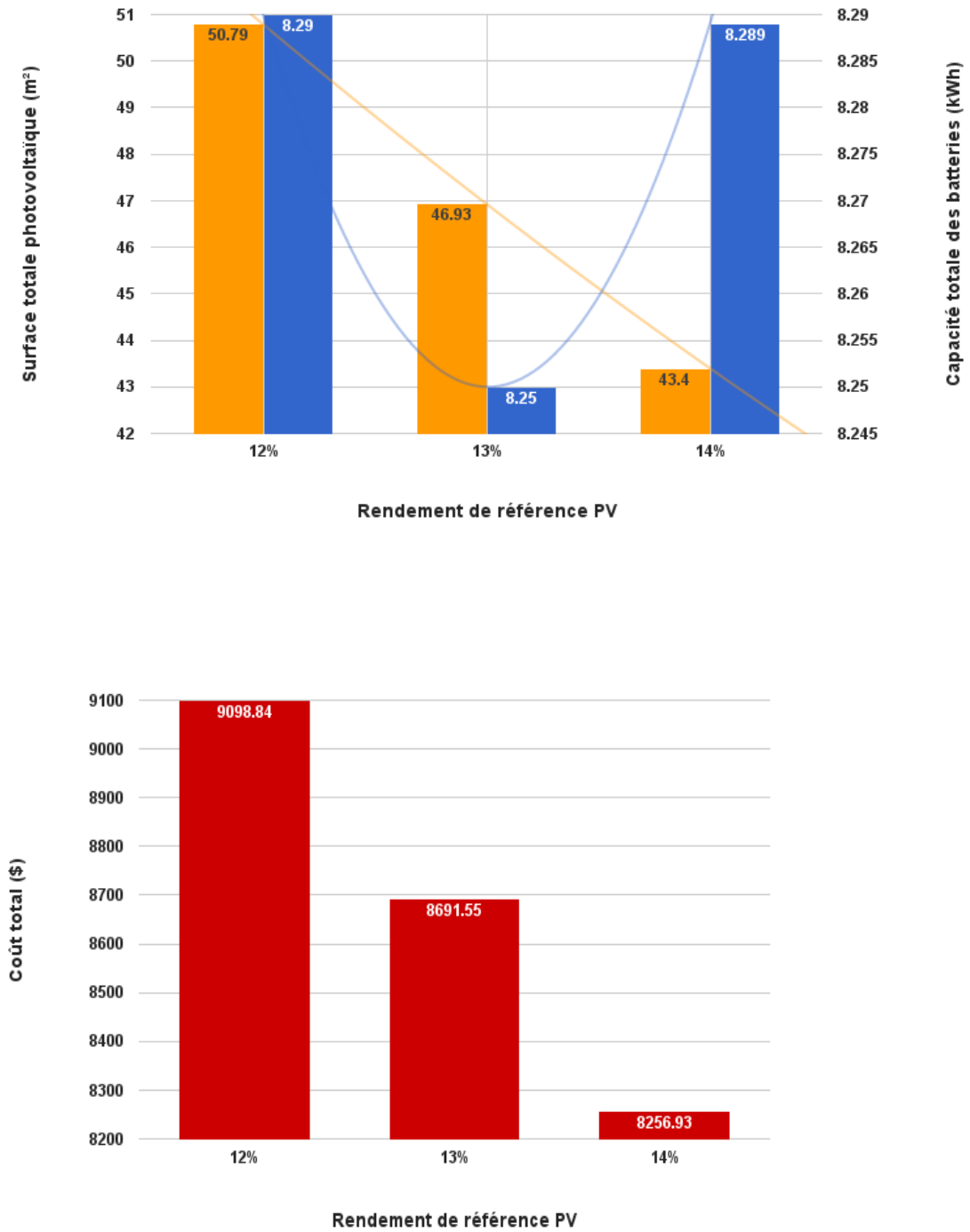


Figure 4.26.b: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du deuxième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 52.5

Deuxième profil de charge avec OF = 92.25

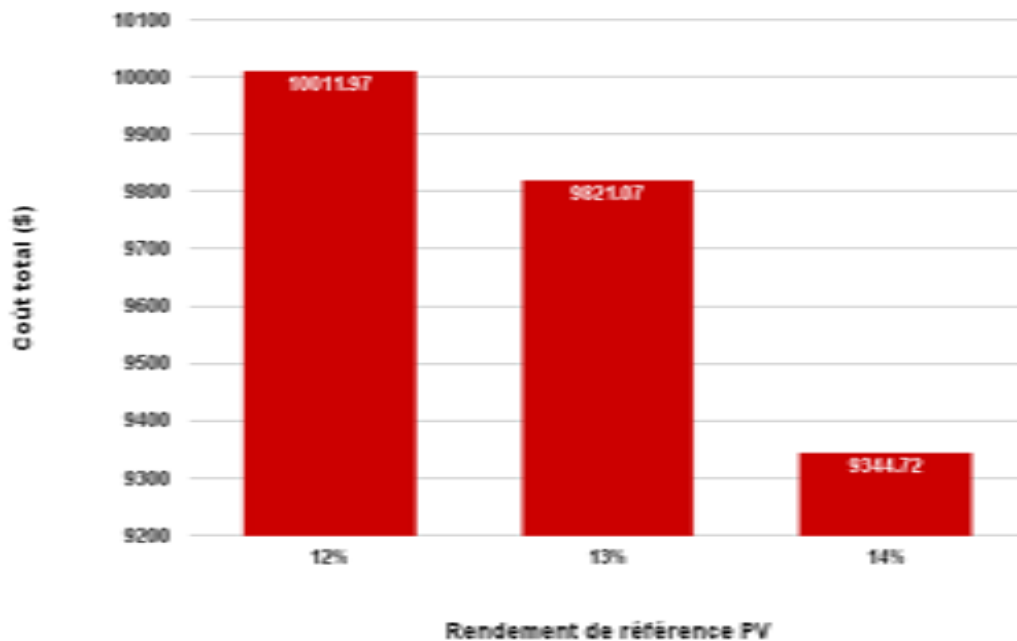
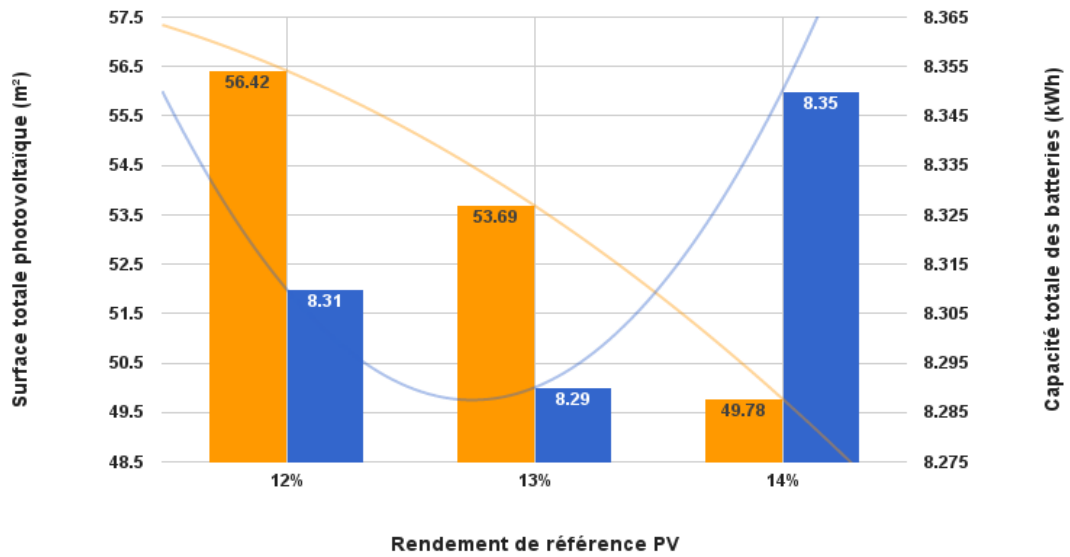


Figure 4.26.c: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total du deuxième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 92.25

Troisième profil de charge avec OF = 36.5

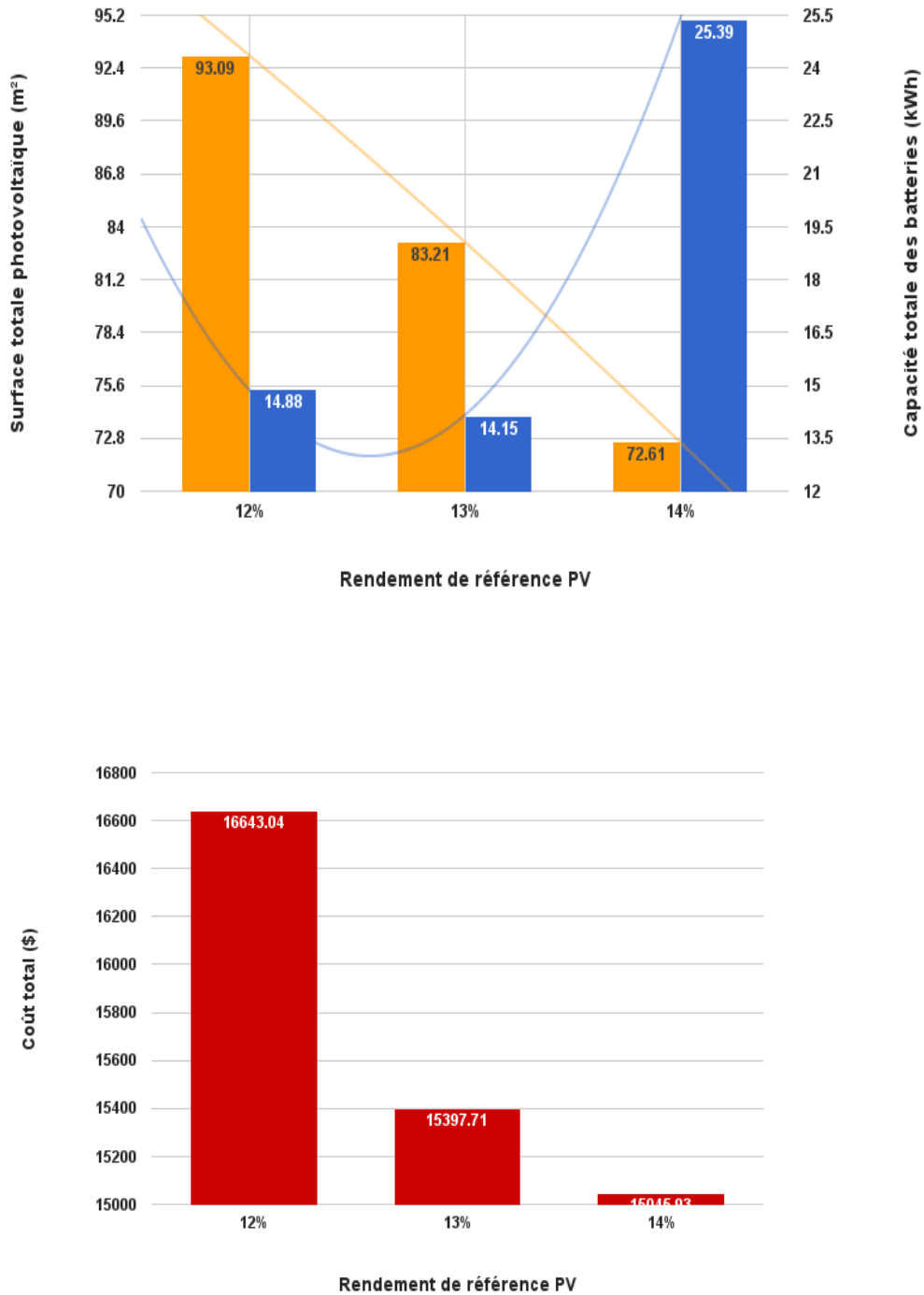


Figure 4.27.a: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total de troisième profil pour les trois rendements η_{ref} = 12%, 13%, 14 %, OF = 36.5

Troisième profil de charge avec OF = 52.2

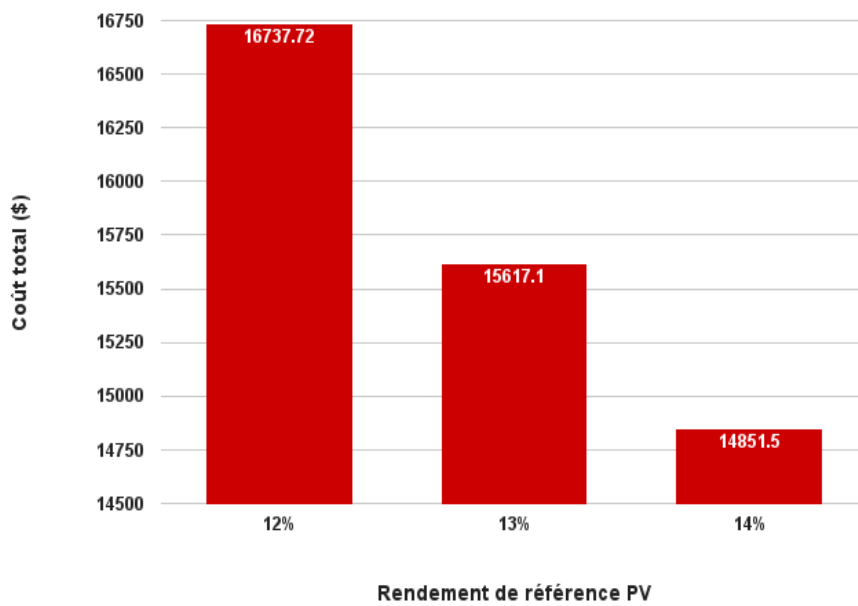
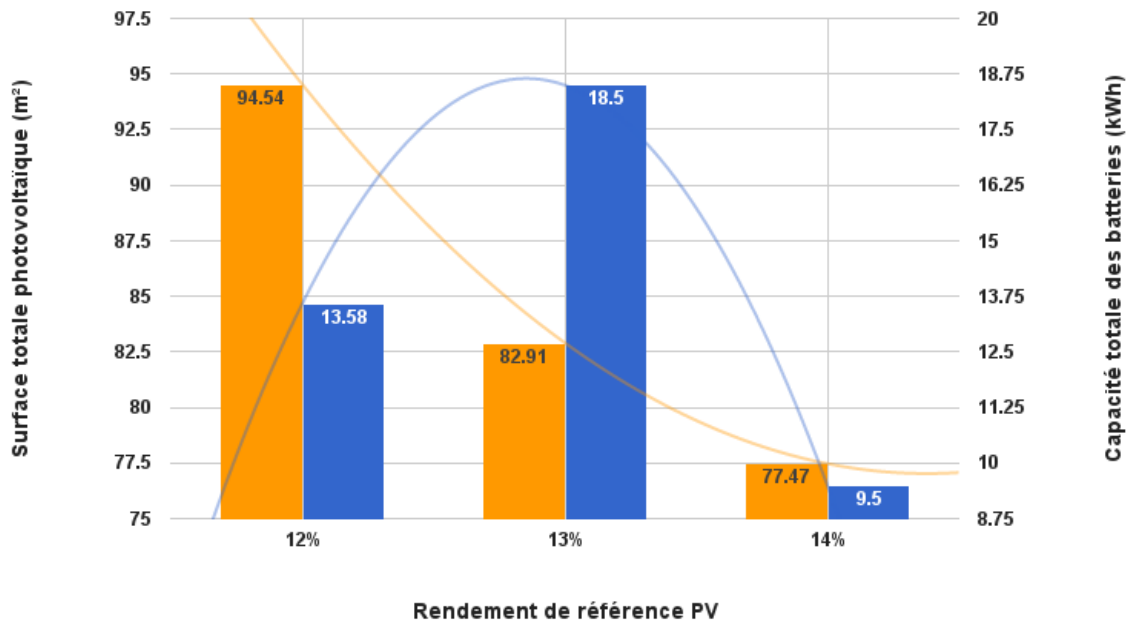


Figure 4.27.b: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total de troisième profil pour les trois rendements η_{ref} = 12%, 13%, 14 %, OF = 52.5

Troisième profil de charge avec OF = 92.25

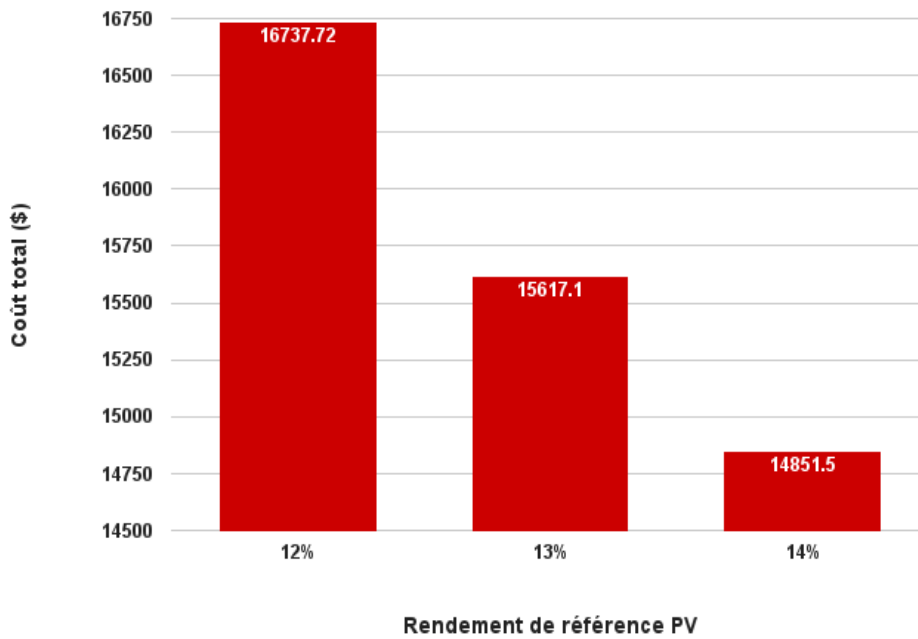
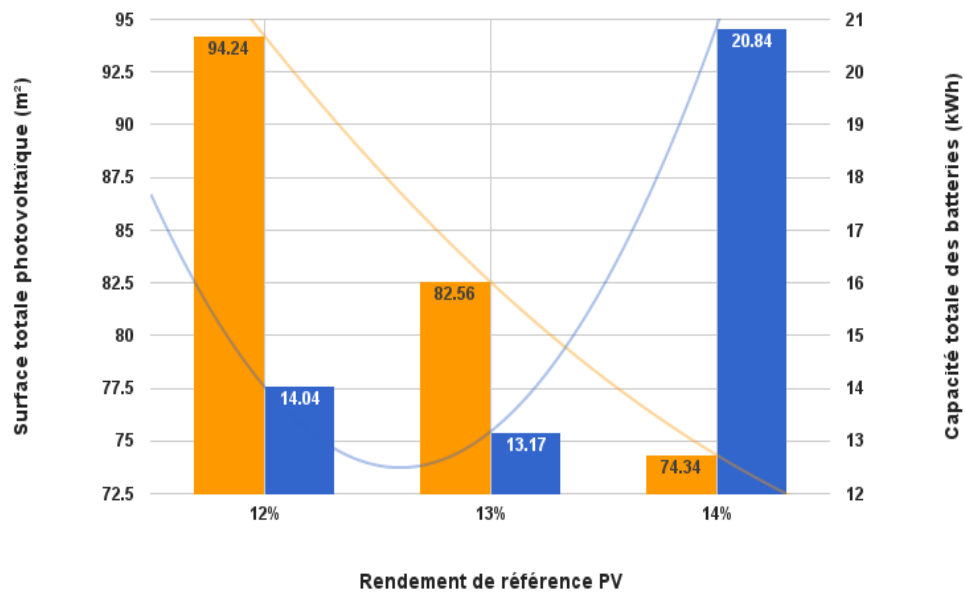


Figure 4.27.c: Surface totale PV, capacité totale des batteries, coût total de troisième profil pour les trois rendements $\eta_{ref} = 12\%, 13\%, 14\%$, OF = 92.25

On remarque que :

- La valeurs de la surface photovoltaïque totale, pour les trois valeurs de la fonction optimale OF, diminue en fonction de l'augmentation de la valeur du rendement de référence η_{ref} , et cela avec l'ensemble des profils. Ce qui est
- Plus la valeur de la fonction optimale OF augmente, donc le nombre de jours pour T_{fail} diminue, plus on aura besoins d'avantage de panneaux photovoltaïques. Cela se traduit par une augmentation au niveau de S_{PV} , augmentation nécessaire. Pour produire plus d'énergie qui sera stockée afin d'être restituée au moment où la production photovoltaïque est trop faible pour satisfaire la demande de charge.
- La capacité des batteries reste quasiment stable lorsqu'on varie la valeur de OF de 36.5 à 52.2 et à 91.25 pour l'ensemble des profils de consommation. On remarque une augmentation au niveau de C_b pour les profils 1 et 3, alors que pour le deuxième, elle demeure quasiment stable. Ce dernier cas s'explique par le fait qu'en prenant un profil journalier simplifier, qui se répète pendant les 365 jours de l'année, la demande de charge reste constante n'atteint pas des valeurs élevées pendant certaines périodes durant lesquelles elle doit les atteindre, donc aucune pression n'est exercée sur le système de stockage pour qu'il soit plus grand afin d'éviter tout problème de manque d'alimentation.
- Le coût d'achat total de premier profil augmente avec l'augmentation de la valeur de OF, sauf pour le deuxième et le troisième profil où il reste quasiment stable malgré la variation de la valeur de la fonction objective. Ceci peut être expliqué par les faibles variations au niveau de S_{PV} .

Comparaison entre les deux sites :

D'après notre étude, on a conclu qu'il y a une liaison proportionnelle entre le rayonnement solaire et le système de production d'énergie. A partir de là on peut dire que le choix idéal pour satisfaire les besoins en énergie électrique des trois profils choisis est la wilaya d'Ain Sefra vu qu'elle à un rayonnement solaire important et aussi elle nous a donnée des bonnes résultats par rapport à la wilaya de Souk Ahras qu'elle a moins de rayonnement solaire.

Les figures 4.12, 4.18, montre que :

- Les surfaces totales photovoltaïques de captation des trois profils d'Ain Sefra sont inférieures à celle de Souk Ahras.
- La capacité des batteries des trois profils à Ain Sefra elle est plus grande de celle de Souk Ahras
- Le coût total des trois profils d'Ain Sefra est moins élevé par rapport à Souk Ahras.

8. Conclusion

Dans ce chapitre, on a basé sur une méthode de dimensionnement et d'optimisation pour les systèmes photovoltaïques autonomes.

On a appliqué le concept d'utilisabilité horaire pour optimiser le dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome dans le Nord algérien. Pour assurer une grande précision des résultats. Ce dernier permet de suivre heure par heure la consommation énergétique de la charge. On s'est particulièrement intéressé au trinôme : surface de captation, capacité des batteries et le coût total. Pour cela nous avons varié ces trois paramètres afin de trouver la configuration optimale pouvant satisfaire les besoins en énergie électrique de la demande de charge choisie.

Conclusion Générale

Dans notre étude, on veut optimiser le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome. Ce système utilise l'énergie solaire, qui est considérée comme une énergie renouvelable, pour produire de l'électricité. On a introduit le concept d'énergie d'une manière générale, tout en passant en revue les principales formes et sources qu'elle peut avoir. Les transformations entre ces dernières se font d'après les besoins qu'on a.

Notre principal objectif est d'alimenter un ensemble de charges se trouvant sur un site isolé en électricité. Pour cela, on a introduit le principe de production d'électricité en général, afin de montrer les difficultés qu'on peut rencontrer dans les sites isolés. Notre plan de travail nécessite que l'on fasse une étude préalable du gisement solaire algérien et ce, afin de repérer les sites où il est intéressant d'installer des systèmes utilisant l'énergie solaire.

Dans notre travail, un intérêt particulier est donné à l'énergie solaire, aussi qu'à la réactualisation des gisements solaire en Algérie. Vu l'importance des données solaires nécessaires pour toute étude de gisement, et la difficulté et le manque d'accessibilité à ces dernières, notre solution a été de générer nous-même nos propres données en se basant sur le programme de la NASA à la recherche et le développement en science de la terre.

En traçant les courbes du rayonnement solaire global moyen journalier sur une surface horizontale pour chaque mois de l'année, nous avons remarqué que notre pays dispose d'un grand gisement solaire.

En Algérie on deux a zones bien distinctes, le Nord et le Sud. On remarque que le potentiel du sud est beaucoup plus important par rapport au potentiel dans le Nord. Le potentiel au Nord-Ouest algérien est plus élevé que celui du centre et de l'Est Algérien durant toute l'année.

On a conçu un programme informatique qui a permis de simuler le dimensionnement de notre installation photovoltaïque basé sur le concept utilisabilité horaire.

Notre méthode de dimensionnement et d'optimisation est appliquée pour les systèmes photovoltaïques autonomes.

On a appliqué le concept d'utilisabilité horaire pour optimiser le dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome dans le Nord algérien, afin d'avoir une grande précision des résultats. Ce dernier permet de suivre heure par heure la consommation énergétique de la charge.

On s'est particulièrement intéressé au trinôme : surface de captation, capacité des batteries et le rendement des panneaux. Pour cela nous avons varié ces trois paramètres afin de trouver la configuration optimale pouvant satisfaire les besoins en énergie électrique de la demande de charge choisie.

Comme perspective, on peut envisager le même travail au sud Algérien, qui dispose d'un gisement solaire plus grand que celui du Nord et où la problématique des sites isolés est bien posée et faire une comparaison entre le Sud et le Nord.

En peut aussi rajouter la variation de l'angle d'inclinaison des panneaux photovoltaïque lors de l'optimisation.

Annexe

```
1 from random import *
2 from numpy import *
3 import math, os, calendar, csv, linecache
4 from matplotlib.pyplot import *
5 import pylab as pl
6
7 nMax = 12
8 priceTot_max1 = 999999999999
9 priceTot_max2 = 999999999999
10 priceTot_max3 = 999999999999
11 bbb12 = 999999999
12 bbb13 = 999999999
13 bbb14 = 999999999
14 while nMax < 15:
15     def individual(sMax,nMax,bMax):
16         return array([uniform(1,sMax), uniform(nMax,nMax), uniform(1,bMax)])
17
18     def population(count,sMax,nMax,bMax):
19         ppl = array([individual(sMax,nMax,bMax) for x in xrange(count)])
20         return ppl
21
22     def survival(ppl,count,PRO):
23         slc_ran = zeros(count)
24         parents = array([[0.0,0.0,0.0] for x in xrange(count)])
25         ran = 0
26         while ran < count:
27             if ran == count-1:
28                 slc_ran[ran] = sum(PRO)
29             else:
30                 slc_ran[ran] = sum(PRO[0:ran+1])
31             ran += 1
32         ran2 = 0
33         while ran2 < count:
34             selection = float64(random.random())
35             idx = (abs(slc_ran-selection)).argmin()
36             if selection <= slc_ran[idx]:
37                 parents[ran2] = ppl[idx]
38             else:
39                 parents[ran2] = ppl[idx+1]
40             ran2 += 1
41         return parents
42
43     def parUnion(parents,count):
44         random.shuffle(parents)
45         union = array([[0.0, 0.0, 0.0],[0.0, 0.0, 0.0]] for x in xrange(count/2))
46         selec_parents = 0
47         add = 0
```

```

48     while selec_parents < count/2:
49         (union[selec_parents])[0] = parents[add]
50         (union[selec_parents])[1] = parents[add+1]
51         selec_parents += 1
52         add = add + 2
53     return union
54
55 def newGen(union, count):
56     nextGen = array([[0.0,0.0,0.0] for x in xrange(count)])
57     selec_new = 0
58     add = 0
59     while selec_new < count/2:
60         prnt = union[selec_new]
61         ch_gen = randint(1,2)
62         if ch_gen == 1:
63             nextGen[add] = array([(prnt[0])[0], (prnt[1])[1], (prnt[1])[2]])
64             nextGen[add+1] = array([(prnt[1])[0], (prnt[0])[1], (prnt[0])[2]])
65         if ch_gen == 2:
66             nextGen[add] = array([(prnt[0])[0], (prnt[0])[1], (prnt[1])[2]])
67             nextGen[add+1] = array([(prnt[1])[0], (prnt[1])[1], (prnt[0])[2]])
68         selec_new += 1
69         add = add + 2
70     return nextGen
71
72 def mutation(nextGen, sMax, nMax, bMax):
73     ran_mut = 0
74     for i_mut in nextGen:
75         mut_ou_pas = randint(0,1)
76         if mut_ou_pas == 1:
77             mut = randint(0,2)
78             if mut == 0:
79                 i_mut[0] = uniform(1, sMax)
80             elif mut == 1:
81                 i_mut[1] = uniform(nMax, nMax)
82             else:
83                 i_mut[2] = uniform(1, bMax)
84             nextGen[ran_mut] = i_mut
85         ran_mut += 1
86     return nextGen
87
88 count = 30
89 long_R = math.radians(7.95)
90 lat_R = math.radians(36.28)
91 Filename = 1
92 NumSol = 50
93 sol = array([[0.0,0.0,0.0] for x in xrange(NumSol)])
94 sol_nbr = 0

```

```

94 while sol_nbr < NumSol:
95     OF_max = 0
96     generation = 0
97     exec_2 = 1
98     exec_ = 0
99     CC = 0
100    while OF_max < 52.2:
101        if exec_ == 1:
102            if exec_2 == 1:
103                lolo = quo_enMax/((nMax/100.)*0.80*nu_w*nu_vr*nu_inv*nu_mppt)
104                lala = quo_enMin/((nMax/100.)*0.80*nu_w*nu_vr*nu_inv*nu_mppt)
105                sMax = lolo
106                print(sMax)
107                bMax = CC
108                print(bMax)
109                exec_2 = 0
110            if generation == 0:
111                ppl = population(count,sMax,nMax,bMax)
112            else:
113                ppl = nextGen
114            OF = zeros(count)
115            mem = 0
116            while mem < count:
117                if exec_ == 1:
118                    XXX = ppl[mem]
119                    s = float('%f' % XXX[0])
120                    nu_ref = float('%f' % XXX[1])/100.
121                    Capa_B = float('%f' % XXX[2])
122                    T_fail = 0
123                    D_nbrT = 1
124
125                    while D_nbrT <= 365:
126                        dec_D = 23.45 * sin(2*pi*((284+D_nbrT)/365.)); dec_R = math.radians(dec_D) #Solar Declination
127                        ang_HCR = arccos(-tan(lat_R)*tan(dec_R)) #Hour angle of sunset
128                        #Calculation of extraterrestrial radiation on horizontal plane
129                        Cs = 1367.033
130                        H0 = 10.440438706*(1+(0.033*(cos((2*pi*D_nbrT)/365.))))*((cos(lat_R)*cos(dec_R)*sin(ang_HCR))+((ang_HCR)*sin(lat_R)*sin(dec_R)))
131                        H_data = (linecache.getline('H.csv', Filename)).split(",")
132                        H = float(H_data[D_nbrT-1]); Kt = H/H0 #Daily Clearness Index
133                        #Calculation of diffuse radiation
134                        if ang_HCR < 1.4208:
135                            if Kt < 0.715:
136                                Hd = (1.0 - (0.2727*Kt) + (2.4495*(Kt**2)) - (11.9514*(Kt**3)) + (9.3879*(Kt**4)))*H
137                            elif Kt >= 0.715:
138                                Hd = 0.143*H
139                        elif ang_HCR >= 1.4208:
140                            if Kt < 0.722:

```

```

141     Hd = (1.0 + (0.2832*Kt) - (2.5557*(Kt**2)) + (0.8448*(Kt**3))) * H
142 elif Kt >= 0.722:
143     Hd = 0.175*H
144
145 #Calculation of sunrise and sunset
146 lngHour = (long_R*(180/pi))/15
147 t = [(D_nbrT + ((6 - lngHour)/24)), (D_nbrT + ((18 - lngHour)/24))]
148 S_ma = [(0.9856 * t[0]) - 3.289, (0.9856 * t[1]) - 3.289]
149 L1 = S_ma[0] + (1.916 * sin((pi/180) * S_ma[0])) + (0.020 * sin((pi/180.) * S_ma[0]) * 2 * S_ma[0]) + 282.634
150 L2 = S_ma[1] + (1.916 * sin((pi/180) * S_ma[1])) + (0.020 * sin((pi/180.) * S_ma[1]) * 2 * S_ma[1]) + 282.634
151 L1 = L1 + 360 if L1 < 0 else L1 - 360 if L1 > 360 else L1; L2 = L2 + 360 if L2 < 0 else L2 - 360 if L2 > 360 else L2
152 L_quad = [(math.floor(L1/90.))*90, (math.floor(L2/90.))*90]
153 S_ra1 = (180./pi)*arctan(0.91764 * tan((pi/180.) * L1))
154 S_ra1 = S_ra1 + 360 if S_ra1 < 0 else S_ra1 - 360 if S_ra1 > 360 else S_ra1
155 S_ra2 = (180./pi)*arctan(0.91764 * tan((pi/180.) * L2))
156 S_ra2 = S_ra2 + 360 if S_ra2 < 0 else S_ra2 - 360 if S_ra2 > 360 else S_ra2
157 S_quad = [(math.floor(S_ra1/90))*90, (math.floor(S_ra1/90))*90]
158 S_raPrimH = [(S_ra1+(L_quad[0]-S_quad[0]))/15, (S_ra1+(L_quad[0]-S_quad[0]))/15]
159 H1 = (360 - ((180./pi)*ang_HCR))/15; H2 = ((180./pi)*ang_HCR)/15
160 UT1 = H1 + S_raPrimH[0] - (0.06571 * t[0]) - 6.622 * lngHour
161 UT1 = UT1 + 24 if UT1 < 0 else UT1 - 24 if UT1 > 24 else UT1
162 UT2 = H2 + S_raPrimH[1] - (0.06571 * t[1]) - 6.622 * lngHour
163 UT2 = UT2 + 24 if UT2 < 0 else UT2 - 24 if UT2 > 24 else UT2
164 sun_Rise = UT1 + 1; sun_Set = UT2 + 1
165 if sun_Rise > (math.floor(sun_Rise) + 0.5):
166     sun_Rise = math.ceil(sun_Rise)
167 elif sun_Rise <= (math.floor(sun_Rise) + 0.5):
168     sun_Rise = math.ceil(sun_Rise)-1
169 if sun_Set > (math.floor(sun_Set) + 0.5):
170     sun_Set = math.ceil(sun_Set)
171 elif sun_Set <= (math.floor(sun_Set) + 0.5):
172     sun_Set = math.ceil(sun_Set)-1
173 #Calculation of the hour angle
174 Z = (D_nbrT-1)*(2*pi/365); Lstd = 15
175 Tstd = arange(sun_Rise,sun_Set+1)*60
176 T0 = 229.2; T1 = 0.000075; T2 = 0.001868; T3 = 0.032077; T4 = 0.014615 ; T5 = 0.04089
177 #Tstd = arange(sun_Rise,math.ceil(sun_Set)-1)*60 #This can replace the previous line to correct the problem of negative values
178 T = T0 * ( T1 + T2 * cos(Z) + T3 * sin(Z) + T4 * cos(2*Z) + T5 * sin(2*Z))
179 Tsv = ((4 * (Lstd - (long_R*(180/pi)))) + T + Tstd)/60.
180 ang_HR = (15 * (Tsv - 12)) * (pi/180.)
181 Incl_R = lat_R
182 #Incidence and zenith angle
183 teta_R = arccos((cos(lat_R-Incl_R) * cos(dec_R) * cos(ang_HR)) + (sin(lat_R-Incl_R) * sin(dec_R)))
184 teta = (180./pi)*teta_R
185 teta_zR = arccos((cos(lat_R) * cos(dec_R) * cos(ang_HR)) + (sin(lat_R) * sin(dec_R)))
186 teta_z = (180./pi)*teta_zR
187 #Hourly horizontal components

```

```

188 alpha = 0.409 + (0.5016 * sin((ang_HCR*(180/pi))-60) * pi/180.)
189 beta = 0.6609 - (0.4767 * sin((ang_HCR*(180/pi))-60) * pi/180.)
190 rd = (pi/24.) * ((cos(ang_HR) - cos(ang_HCR))/(sin(ang_HCR) - ((ang_HCR) * cos(ang_HCR))))
191 rt = rd * (alpha + (beta * cos(ang_HR)))
192 I = H * rt ; Id = Hd * rd ; Ib = I - Id
193 #Calculation of radiation on inclined surface
194 Ibn = Ib/cos(teta_zR)
195 const = 0.000005535 * (teta_z**3)
196 rho = 0.2
197 epsilon = (((Id + Ibn)/Id) + const)/(1 + const)
198 I0n = Cs * (1 + (0.033 * cos(2*pi*D_nbrT/365.)))
199 m = 1./cos(teta_zR)
200 delta = m * (Id/I0n)
201 incr = 0
202 F1 = zeros(len(epsilon))
203 F2 = zeros(len(epsilon))
204 A = zeros(len(epsilon))
205 B = zeros(len(epsilon))
206 for i in epsilon:
207     i = float(i)
208     if i > 1.000 and i <= 1.065 :
209         f = (-0.008, 0.588, -0.062, -0.06, 0.072, -0.02)
210     elif i > 1.065 and i <= 1.230 :
211         f = (0.130, 0.683, -0.151, -0.019, 0.066, -0.029)
212     elif i > 1.230 and i <= 1.500 :
213         f = (0.330, 0.487, -0.221, 0.055, -0.064, -0.026)
214     elif i > 1.500 and i <= 1.950 :
215         f = (0.568, 0.187, -0.295, 0.109, -0.152, 0.014)
216     elif i > 1.950 and i <= 2.800 :
217         f = (0.873, -0.392, -0.362, 0.226, -0.462, 0.001)
218     elif i > 2.800 and i <= 4.500 :
219         f = (1.132, -1.237, -0.412, 0.288, -0.823, 0.056)
220     elif i > 4.500 and i <= 6.200 :
221         f = (1.066, -1.600, -0.359, 0.264, -1.127, 0.131)
222     elif i > 6.200 :
223         f = (0.678, -0.327, -0.250, 0.156, -1.377, 0.251)
224     F1[incr] = max(0, (f[0] + (f[1]*delta[0]) + (teta_zR[incr]*f[2])))
225     F2[incr] = f[3] + (f[4] * delta[0]) + (teta_zR[incr] * f[5])
226     A[incr] = max(0, cos(teta_R[incr]))
227     B[incr] = max(cos(pi*85/180.), cos(teta_zR[incr]))
228     incr += 1
229 Idt = (Id * (1 - F1) * ((1 + cos(Incl_R))/2)) + (Id * F1 * A/B) + (Id * F2 * sin(Incl_R))
230 Rb = A/B
231 It = (Ib * Rb) + Idt + (I*rho*((1 - cos(Incl_R))/2))
232 remp = where(It < 0)[0]
233 rem = len(remp)
234 minus = 0
235 while minus < rem:

```



```

284 nu_inv = 0.97
285 nu_b_ch = 0.83
286 nu_b_dch = 1
287 tau = 0.995
288 DOD = 0.8
289 if sun_Rise == 5:
290     first_rank = 5
291     if sun_Set == 17:
292         second_rank = 16
293     elif sun_Set == 18:
294         second_rank = 17
295     elif sun_Set == 19:
296         second_rank = 18
297     elif sun_Set == 20:
298         second_rank = 19
299 if sun_Rise == 6:
300     first_rank = 6
301     if sun_Set == 17:
302         second_rank = 16
303     elif sun_Set == 18:
304         second_rank = 17
305     elif sun_Set == 19:
306         second_rank = 18
307     elif sun_Set == 20:
308         second_rank = 19
309 elif sun_Rise == 7:
310     first_rank = 7
311     if sun_Set == 17:
312         second_rank = 16
313     elif sun_Set == 18:
314         second_rank = 17
315     elif sun_Set == 19:
316         second_rank = 18
317     elif sun_Set == 20:
318         second_rank = 19
319 elif sun_Rise == 8:
320     first_rank = 8
321     if sun_Set == 17:
322         second_rank = 16
323     elif sun_Set == 18:
324         second_rank = 17
325     elif sun_Set == 19:
326         second_rank = 18
327     elif sun_Set == 20:
328         second_rank = 19
329 Lt = Lt_global[first_rank:second_rank+1]
330 quo_en = sum(Lt_global)/H
331 if D_nbrT == 1:

```

```

335     quo_enMin = quo_en
336     quo_enMax = quo_ref
337 elif quo_en > quo_ref:
338     quo_enMax = quo_en
339     quo_enMin = quo_ref
340 else:
341     if quo_en > quo_enMax:
342         quo_enMax = quo_en
343     elif quo_en < quo_enMin:
344         quo_enMin = quo_en
345
346 C_max = (sum(Lt_global))/(DOD*nu_w*nu_vr*nu_inv)
347 C_max = max(Lt_global)*12
348 if C_max > CC:
349     CC = C_max
350 if exec_ == 1:
351     Ict = Lt/(s*nu_t*nu_w*nu_mppt*nu_inv*nu_vr)
352     #Solar utilizability
353     Util = zeros(len(Ict))
354     dif = It_mean - Ict
355     inc = 0
356     for i in dif:
357         if i > 0:
358             Util[inc] = i/It_mean[inc]
359         elif i <= 0:
360             Util[inc] = 0
361         inc = inc + 1
362     #Energy production
363     Epv_t = s*nu_t*It_mean
364     Epv_t_total = sum(Epv_t)
365     Eb_t = Epv_t*nu_mppt*nu_vr*nu_w*Util
366     Ed_t = Epv_t*nu_mppt*nu_vr*nu_inv*nu_w*(1-Util)
367     Ed_t_global = zeros(len(Lt_global))
368     Ed_t_global[first_rank:second_rank+1] = Ed_t
369     Eb_t_global = zeros(len(Lt_global))
370     Eb_t_global[first_rank:second_rank+1] = Eb_t
371     L = Lt_global - Ed_t_global
372     if D_nbrT == 1:
373         SOC_max = Capa_B
374         SOC_min = Capa_B*(20/100.)
375         SOC_t1 = SOC_max
376     inc = 0
377     while inc < len(L):
378         i = L[inc]
379         if i > 0:
380             SOC_t = (SOC_t1*tau) + (Eb_t_global[inc]*nu_b_ch) - (i/nu_w*nu_vr*nu_inv)
381             if SOC_t > SOC_max:

```

```

380         SOC_t = (SOC_t1*tau) + (Eb_t_global[inc]*nu_b_ch) - (i/nu_w*nu_vr*nu_inv)
381         if SOC_t > SOC_max:
382             SOC_t1 = SOC_max
383         elif SOC_t < SOC_min:
384             SOC_t1 = SOC_min
385             T_fail = T_fail+1
386         else:
387             SOC_t1 = SOC_t
388     elif i < 0:
389         SOC_t = (SOC_t1*tau) + (Eb_t_global[inc]*nu_b_ch) - (i/(nu_w*nu_inv))
390         if SOC_t > SOC_max:
391             SOC_t1 = SOC_max
392         elif SOC_t1 < SOC_min:
393             SOC_t1 = SOC_min
394             T_fail = T_fail + 1
395         else:
396             SOC_t1 = SOC_t
397     inc = inc + 1
398     D_nbrT = D_nbrT + 1
399 if exec == 1:
400     if T_fail == 0:
401         OF[mem] = 999
402     else:
403         OF[mem] = 1/(T_fail/8760.)
404     if OF[mem] > OF_max:
405         OF_max = OF[mem]
406         X_gen = XXX
407     mem = mem + 1
408 if D_nbrT == 366:
409     if exec_2 == 1:
410         mem = count + 1
411 if exec == 1:
412     PRO = zeros(len(OF))
413     i = 0
414     while i < len(OF):
415         PRO[i] = OF[i]/sum(OF)
416         i = i + 1
417     print "Generation "+str(generation)+". "+str(X_gen)+" Best value for the fitness function is "+str(OF_max)
418     parents = survival(ppl,count,PRO)
419     union = parUnion(parents,count)
420     nextGen = newGen(union,count)
421     nextGen = mutation(nextGen,sMax,nMax,bMax)
422     generation = generation + 1
423 if D_nbrT == 366:
424     exec = 1
425 print "OK "+str(sol_nbr)
426 sol[sol_nbr] = X_gen
427 sol_nbr += 1

```

```

428
429 print(sol)
430 if nMax == 12:
431     Pn = 70
432     unit_price = 94.29
433     num_sol = 0
434     bat_price = 150
435     while num_sol < len(sol):
436         Ppeak = ((sol[num_sol])[0])*1000*(nMax/100.)
437         numMod = Ppeak/Pn
438         priceMod = numMod*unit_price
439         numBat = (sol[num_sol])[2]/1.4
440         priceBat = numBat*bat_price
441         priceBat2 = (priceBat*((1+0.05)**6))/((1+0.06)**7)
442         priceBat3 = (priceBat*((1+0.05)**13))/((1+0.06)**14)
443         priceTot = (priceMod + priceBat)
444         if priceTot < priceTot_max1:
445             priceTot_max1 = priceTot
446             best_sol1 = sol[num_sol]
447             numMod1 = numMod
448             numBat1 = numBat
449             num_sol += 1
450 elif nMax == 13:
451     Pn = 90
452     unit_price = 115.17
453     num_sol = 0
454     bat_price = 150
455     while num_sol < len(sol):
456         Ppeak = ((sol[num_sol])[0])*1000*(nMax/100.)
457         numMod = Ppeak/Pn
458         priceMod = numMod*unit_price
459         numBat = (sol[num_sol])[2]/1.4
460         priceBat = numBat*bat_price
461         priceBat2 = (priceBat*((1+0.05)**6))/((1+0.06)**7)
462         priceBat3 = (priceBat*((1+0.05)**13))/((1+0.06)**14)
463         priceTot = (priceMod + priceBat)
464         if priceTot < priceTot_max2:
465             priceTot_max2 = priceTot
466             best_sol2 = sol[num_sol]
467             numMod2 = numMod
468             numBat2 = numBat
469             num_sol += 1
470 elif nMax == 14:
471     Pn = 145
472     unit_price = 175.79
473     num_sol = 0
474     bat_price = 150
475     while num_sol < len(sol):

```

```

476     Ppeak = ((sol[num_sol])[0])*1000*(nMax/100.)
477     numMod = Ppeak/Pn
478     priceMod = numMod*unit_price
479     numBat = (sol[num_sol])[2]/1.4
480     priceBat = numBat*bat_price
481     priceBat2 = (priceBat*((1+0.05)**6))/((1+0.06)**7)
482     priceBat3 = (priceBat*((1+0.05)**13))/((1+0.06)**14)
483     priceTot = (priceMod + priceBat)
484     if priceTot < priceTot_max3:
485         priceTot_max3 = priceTot
486         best_sol3 = sol[num_sol]
487         numMod3 = numMod
488         numBat3 = numBat
489     num_sol += 1
490 nMax += 1
491
492 print "OK"
493 print "For nMax = 12 the ideal solution is "+str(best_sol1)+" with price of "+str(priceTot_max1)
494 print "For nMax = 13 the ideal solution is "+str(best_sol2)+" with price of "+str(priceTot_max2)
495 print "For nMax = 14 the ideal solution is "+str(best_sol3)+" with price of "+str(priceTot_max3)

```

Bibliographie

- [1] Fateh, S. L. A. M. A. (2012). Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique (Doctoral dissertation, Université Ferhat Abbas de Sétif 1).
- [2] D.BOUKERCH "OPTIMISATION D'UN SYSTEME D'ENERGIE PHOTOVOLTAIQUE A PPLICATION AU POMPAGE" ,2007 - bu.umc.edu.dz/theses/electrotec/BOU4948.pdf-
- [3] Z.BOUZID, (2014). Dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes basé sur le concept d'utilisabilité horaire. Application au sud Algerien (Doctoral dissertation).
- [4] Melle MEZIANI, F. Détermination du gisement solaire par traitement d'image MSG (Doctoral dissertation, Université Mouloud Maameri de Tizi Ouzou).
- [5] ABDELHAK, M. Etude et Identification paramétrique d'une cellule photovoltaïque organique (Doctoral dissertation, Université El Hadj Lakhdar de Batna), (2011).
- [6] Salaheddine, M. A. N. S. O. U. R. (2014). Etude de Dimensionnement optimal d'une station solaire autonome en site isolé (Doctoral dissertation).
- [7] <https://Fr.wikipedia.org/wiki/Energie>, 2016
- [8] L'ECOLE DE L'ENERGIE - Renouvelable ou non renouvelable - ©EDF 2011
- [9] ©Dunod.la photocopie non autorisée est un délit
- [10] http://wikipedia.org/wiki/Effet_de_serre?oldid=114248102
- [11] WWW.protegeomslaterre.com/impact-des-energies-fossiles/
- [12] [memento-energie-2015.pdf](#)
- [13] <https://resourceirena>
- [14] https://figliodellafantasia.files.wordpress.com/2014/10/mappa_potenziali.jpg
- [15] www.iea.org/statics/
- [16] Programme_des_energie_renouvelable_et_de_l_efficacite_energitique_Fr.pdf , 2011
- [17] www.wikiepidia.org
- [18] pedagogie.ac-toulouse.fr/col-verdier-leguevin/.../mpires.hsptJBMDT_Electricite.pdf
- [19] accompagnement-projets.hespul.org/particuliers/utiliser-les_energie-renouvelable/solaire-photovoltaïque/technique-8/site-isole.
- [20] [www.kasciope.org/IMG/pdf/Poster_4 - Energie solaire.pdf](http://www.kasciope.org/IMG/pdf/Poster_4_-_Energie_solaire.pdf)
- [21] <http://www.futura-science.com/magazines/envirennement/info/d/energie-renouvelable-energiesolaire-6679>
- [22] SOUAD, S. (2010). Effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan (Doctoral dissertation, UNIVERSITE MENTOURI DE CONSTANTINE).
- [23] bass2000.obspm.fr/cours/soleil.pdf, « Soleil »

- [24] Wenham, S. R., Green, M. A., & Watt, M. E. (2007). Applied photovoltaics. ARC Centre of Excellence for Advanced Silicon Photovoltaics and Photonics.
- [25] <https://site-google.com/site/tpesoleil2012/Frajolle/composition-des-rayon>
- [26] P, H, Communay. Héliothermique: le gisement solaire, méthode et calculs, Groupe de recherche et d'Édition, France (2002).
- [27] sycomoreen.free.fr/syco_francais/Docs/3voies_solaires.pdf, 29/05/2016
- [28] www.swissolar.ch/Fr/lenergie-solaire/la-construction-solaire/exploitation-actibe-et-passive-de-lenergie-soalire/. (21-02-2016)
- [29] Groupe Sonalgaz Revue Noor, numéro 10 juillet 2010
- [30] Capderou, M(1988).Atlas Solaire de l'Algérie. Office des publications universitaires.
- [31] Ministère de l'Énergie - Algérie - Cartes Solaires Mensuelles
- [32] Yaiche, M. R., Bouhanik, A., Bekkouche, S. M. A., Malek, A., & Benouaz, T. (2014). Revised solar maps of Algeria based on sunshine duration. Energy Conversion and Management, 82, 114-123.
- [33] <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/ssl.cgi+SO1#SO1>
- [34] <http://www.plot.ly> (2016)
- [35] <https://www.gimp.org> (2016)
- [36] Le photovoltaïque fonctionnement et technologies
- [37] Radbeh, R. (2008). Réalisation et caractérisation de cellules solaires organiques à couches composites polymères incluant des nanotubes de carbones (Doctoral dissertation, Limoges).
- [38] HELALI-Kamélia, M. Modélisation d'une cellule photovoltaïque, étude comparative (Doctoral dissertation, Université Mouloud Maameri de Tizi Ouzou).
- [39] <http://www.idtechex.com/> (16-05-2016)
- [40] <https://Fr.wikipedia.org/wiki/stockage-d'energie> (30-05-2016)
- [41] Berndt, D. (1997). Maintenance-free batteries: lead-acid, nickel-cadmium, nickel-metal hydride; a handbook of battery technology;* nickel/cadmium nickel/metal. Research Studies Press.
- [42] Chargeur de Batterie Chargeur de Batterie au plomb 48V. pdf
- [43] L'accumulateur Nickel Métal-Hydrure (Ni-MH).pdf
- [44] DUT GEii – 2^{ème} année, Cours-Hacheurs.pdf (UNIVERSITE JOSEPH FOURIER)
- [45] DUT GEii – 2^{ème} année, Cours-Onduleurs.pdf (UNIVERSITE JOSEPH FOURIER).
- [46] KHALED, M. (2008). Conception et réalisation d'un concentrateur sphérique.
- [47] Mohamed, N. I. A. (2010) Etude comparative des méthodes d'estimation du rayonnement solaire.
- [48] Bouzid, Z., Ghellai, N., & Benmedjahed, M. (2015). Estimation of Solar Radiation, Management of Energy Flow and Development of a New Approach for the Optimisation of the Sizing of Photovoltaic System; Application to Algeria. International Journal of Renewable Energy Research (IJRER), 5(1), 317-324.

- [49] Gisement-solaire Alain Ricaud Jan-2011.doc
- [50] Boukmah, M. (2008). CONTRIBUTION A L'ETUDE, LA SIMULATION ET L'ANALYSE DES POMPES A CHALEUR ASSISTEES PAR L'ENERGIE SOLAIRE.
- [51] Analyse-des-pertes-thermiques.pdf
- [52] <https://panneau solaire photovoltaïque. WordPress. Com/ fonctionnement/ l'angle-d'incidence/>.
- [53] Fatiha, T. R. A. H. I. (2011). Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels. Application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du labo de recherche LAMPA (Doctoral dissertation, Université Mouloud Maameri de Tizi Ouzou).
- [54] Erbs, D. G., Klein, S. A., & Duffie, J. A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar energy*, 28(4), 293-302.
- [55] Perez, Richard, et al. "Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance." *Solar energy* 44.5 (1990): 271-289
- [56] Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (1980). *Solar engineering of thermal processes* (Vol. 3). New York etc.: Wiley.
- [57] <https://www.pyton.org/> (12-4-2016)
- [58] <https://www.gnu.org/software/bash/> (12-4-2016)
- [59] [https://Fr.wikipedia.org/wiki/python_\(langage\)](https://Fr.wikipedia.org/wiki/python_(langage)) (15-4-2016)
- [60] https://Fr.wikipedia.org/wiki/Bourne-Again_shell
- [61] www.photovoltaique.info/Performance-et-puissance-crête-des.html.
- [62] https://Fr.wikipedia.org/wiki/Algorithme_génétique.(06-05-2016)
- [63] Barnier, N., & Brisset, P. (1999). Optimisation par algorithme génétique sous contraintes. *Technique et science informatiques*, 18(1), pp-1.
- [64] Condor Electronics web site <http://www.condor.dz>

Résumé

Actuellement le générateur diesel est considéré comme la source principale d'énergie électrique dans les sites isolés. Vu le coût très élevé d'extension d'un réseau électrique pour ces régions, de plus l'Algérie dispose d'un assez important gisement, l'utilisation d'un système photovoltaïque autonome est une solution pour répondre aux besoins en électricité de ces populations tout en respectant l'environnement, en effet le solaire est une énergie durable et propre.

Dans notre étude on a commencé par la réactualisation du gisement solaire, étape indispensable pour le choix des sites retenus tout en tenant compte du critère isolement. Ensuite on s'est intéressé à l'optimisation du dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonome pour divers profils de charge. Dans cette étape un intérêt particulier est donné aux trois paramètres suivants : surface totale du panneau, capacité totale des batteries, et le coût total d'achat d'un système photovoltaïque autonome pour les deux sites retenus ; « Ain Sefra et Souk Ahras ». Notre dimensionnement est basé sur le concept utilisabilité horaire

Mots clés: Rayonnement solaire, dimensionnement, simulation, installation photovoltaïque autonome, modèle mathématique

ملخص

حاليا يعتبر مولدات الديزل المصدر الرئيسي للكهرباء في مواقع منعزلة. ونظرا للتكلفة العالية جدا لتوسيع شبكة الكهرباء لهذه المناطق زيادة على ان الجزائر لديها ودائع لا بأس بها. وبالتالي فإن نظام الضوئية المستقل هو الحل لتلبية احتياجاتها من الكهرباء لهؤلاء السكان مع احترام البيئة، وتأثير الطاقة الشمسية هي الطاقة المستدامة والنظيفة

في دراستنا بدأت عن طريق تحديث مجال الطاقة الشمسية، وهي خطوة ضرورية للمواقع المختارة، مع الأخذ بعين الاعتبار معيار العزلة. ثم أصبحنا مهتمون في تحسين تصميم النظم الكهربائية الضوئية ذاتية الحكم لمحطات الحمل المختلفة. في هذه الخطوة من أهمية خاصة يعطى للمعاملات الثلاثة التالية: المساحة الكلية للوحة، والقدرة الإجمالية للبطاريات، والتكلفة الإجمالية لشراء نظام الضوئية مستقلة لمدة المواقع المختارة. "عين الصفر و سوق أهراس" يستند لدينا تصميم على مفهوم سهولة الاستخدام ساعة

كلمات مفتاحية: الإشعاع الشمسي، التصميم، المحاكاة، الضوئية الكهربائية، نموذج رياضي

Abstract

Currently the diesel generator is considered the main source of electricity in isolated sites. Given the very high cost of extending a power grid for these areas over Algeria has a sizable deposit Using a standalone photovoltaic system is a solution to meet the electricity needs of these populations while respecting the environment, the solar effect is sustainable and clean energy.

In our study began by updating the solar field, a necessary step for the chosen sites, taking into account the isolation criterion. Then we became interested in optimizing the design of autonomous photovoltaic systems for various load profiles. In this step of particular interest is given to the following three parameters: total area of the panel, total capacity of the batteries, and the total cost of buying an autonomous photovoltaic system for the two selected sites; "Ain Sefra and Souk Ahras" Our design is based on the hourly usability concept

Keywords :

Solar radiation, Design, Simulation, Self photovoltaïque installation, Mathematical model