الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique
et de l'Informatique

Mémoire de Fin d'Études

Présenté pour l'obtention du Diplôme
de Master en Génie Électrique

Option : énergies solaire et éolienne

THEME

Étude technico-économique d'un système hybride utilisant diverse sources énergétiques renouvelables destinés l'électrification rurale

Proposé et dirigé par :
Mr. Ahmed FERRAI
Dr. Djamel HASSANI

Préparé et présenté par :
Mr. Noureddine KRIBI

AnnéeUniversitaire2014-2015

Dédicaces

Nous Dédions Ce Travail A :

Notre Très Chers Parents Qui Etudiaient Pour Moi L'exemple De Sacrifie Et D'encouragement Et Qu'ils Demeurant Toujours Grave Dans Ma Mémoire Et J'espère Qu'ils Trouveront Ici L'expression De Ma Profonde Affection.

A Notre Chers Frère et A Mes Chers Sœurs

A Tout Ma Famille.

A Notre Tous Promotion 1015Génie Electrique.

A Tous Neutre Amies Prés Ou De Loin.

Noureddine KRIBI

ملخص

إن تحديد أبعاد نظم الكهرباء الهجينة المتجددة هي مرحلة هامة في تصميمها. ما دامت تكلفة المعدات هو العنصر الرئيسي في أسعار الكهرباء المتجددة ، والمبالغة في تحديد أبعاد هذه المرافق له تأثير ضار على تكلفة الطاقة المولدة. التقصير في تحديد الأبعاد ،من ناحية أخرى ، يقلل من موثوقية النظام.

والهدف من هذا العمل هو التحديد الأمثل لأبعاد نظم إنتاج الكهرباء من قبل مجموعة مكونة من واحدة أو أكثر من مصادر الطاقة المتجددة (الطاقة الشمسية وطاقة الرياح) مع مولدات الديزال. هذه المصادر المتعددة نظم التوريد تغذى قرية تتكون من عشرات البيوت بالطاقة الكهربائية و الموجودة في مختلف مواقع في الجزائر وهي ، الجزائر,تامنراست وادرار. فإن تحديد أبعاد يتم باستخدام برنامج ، Homer.

مفاتيح الكلمات :تحديد أبعاد, نظام الطاقة الهجينة ،طاقة الرياح,الطاقة الشمسية .

Résumé

Le dimensionnement d'un système hybride de production d'électricité d'origine renouvelable est une phase importante de sa conception. Du moment que le coût des équipements est le paramètre majeur du prix de l'électricité d'origine renouvelable, le surdimensionnement de ces équipements a un effet nuisible sur le prix de la puissance générée. Le sous dimensionnement, de l'autre coté, réduit la fiabilité du système.

Cette étude concerne le dimensionnement et l'analyse économique des systèmes multi sources de production d'électricité d'origine renouvelable (PV, Eolien, Diesel) dans lesquels un certain nombre de sources d'énergies renouvelables (vent, soleil), de générateurs diesel et de composants de stockage d'énergie sont combinés pour remplir la demande d'une charge. Ces systèmes multi sources doivent alimenter un village constitué d'une dizaine d'habitations pouvant être situé dans différents sites Algériens à savoir Alger, Tamanrasset et Adrar. Le dimensionnement s'effectue par l'utilisation du logiciel, Homer.

Mots clés: Energie photovoltaïque, Energie éolienne, Systèmes hybrides, Dimensionnement.

Abstract

The sizing of a hybrid system of renewable electricity is an important phase in its design. As long as the cost of the capital equipment is the major component in the price of renewable electricity, over sizing of these facilities has a detrimental effect on the price of the generated power. The sub sizing, on the other hand, reduces the reliability of the system.

The objective of this work is to optimize and size a stand-alone system of electricity production by combination of one or more renewable energy sources (solar, wind) with a diesel generator. These multi sources systems must supply a village consisting of a dozen homes and located at different isolated sites in Algeria namely Algiers, Tamanrasset and Adrar. The sizing is done using homer software.

Key words: Photovoltaic energy, Wind energy, Hybrid systems, sizing.

Table des matières

Liste des figures ……iv

Liste des tables……..……viii

Nomenclature……..x

Introduction générale…….……1

Chapitre I : Définition du Système d'Energie Hybride

I.1Introduction……3

I.2 Présentation du système hybride…….……..3

I.2.1 Les différentes configurations des systèmes hybrides…….…..4

I.2.1.1 Architecture à bus à CC…….….4

I.2.1.2 Architecture mixte à bus à CC/AC ……..…....4

I.3 L'énergie éolienne ……...8

I.3.1 Notions théoriques sur l'éolien……... 8

1.3.1.1 Les caractéristiques du vent et aérogénérateurs : aspects aérodynamiques ….9

1.3.1.1.1 Puissance récupérable par une turbine…….. 9

1.3.1.1.2 Distributions de Wei bull ……...……..11

1.3.1.1.3 Principe de fonctionnement d'un aérogénérateur……..12

1.3.1.1.4 Différents types d'aérogénérateurs……13

1.3.1.1.5 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne…….....14

1.3.1.1.6 Potentiel de l'énergie éolienne du site ……..15

1.4. L'énergie photovoltaïque……..16

1.4.1. Gisement solaire…….……16

1.4.1.1 Le rayonnement solaire sur notre planète……18

1.4.1.2 Instruments de mesure……19

1.4.1.3 Exploitation de données …….20

1.4.1.1.4 Variations du rayonnement global journalier……...21

1.4.1.2 Modélisation de l'irradiation solaire global sur un plan incliné ……22

1.4.1.2.1 Irradiation solaire directe totale sur une surface inclinée…….22

1.4.1.2.2 Irradiation solaire réfléchie absorbée par une surface inclinée……23

1.4.2.1.3 Le potentiels solaires énergétiques du site …….....28

I.4.4 Les différents types de systèmes PV……..…….....29

I.5 Générateur diesel ……..31

I.6 Batterie ……..32
I.7 Convertisseurs ……..33
I.8 Charges……..33
I.9 Présentation du logiciel HOMER ……..34
I.9.1 Architecture de simulation……..34
I.10 Conclusion……..35

Chapitre II : Estimation de la charge du village

II.1 Introduction……36
II.2 Estimation de la charge primaire……..36
II.2.1 Charge domestique……36
II.2.2 Charge Commerciale……..38
II.2.3 École ……..38
II.2.4 Le centre de santé ……..39
II.2.5 La mosquée ……..41
II.3 Estimation de la charge Déferré……....43
II.3.1 Approvisionnement en eau ……....43
II.3.2 Système d'irrigation……44
II.4 Conclusion……....45

Chapitre III : L'Optimisation des entrées du système hybride

III.1 Introduction……46
III.2 le profil de charge……...47
III.3 Les sources d'énergie solaire et éolienne……48
III.4 Spécifications des données du Coût et la taille de chaque composant …… . . 50
III.4.1 La Taille et le coût du photovoltaïques PV……50
III.4.2 La taille et le coût du générateur éolienne ……...51
III.4.3 La taille et le coût des batteries……52
III.4.4 La taille et le coût de Générateur diesel……52
III.4.5 La taille et le coût des convertisseurs……53
III.5 Autres entrées qui affectent Optimisation du système d'alimentation……53
III.5.1 Entrées économiques……..53
III.5.2 Les entrées de contraintes……..54
III.5.3 L'émission et système contrôle paramètres……..55
III.6 Conclusion……...55

Chapitre IV: Résultats de simulation

IV.1 Introduction…….56
IV.2 Optimisation des systèmes et de sélection des scénarios pour chaque site……56
IV.3 Optimisation des systèmes et de sélection scénarios pour site d'Adrar…….56
IV.3.1 Comparaison des scénarios……..……..….57
IV.3.2 Analyse d'optimisation du scénario retenu……..……61
IV.3.3 Première approche pour sélectionner un système technico-économique…….68
IV.4 Optimisation des systèmes et de sélection Scénarios pour Tamanrasset……71
IV.4.1 Comparaison des scénarios …….71
IV.4.2 Optimisation Analyse du scénario retenu ……...……75
IV.4.3 Première approche pour sélectionner un système technico-économique……83
IV.5 Optimisation des systèmes et de sélection scénarios pour site d'Alger…….85
IV.5.1 Comparaison des scénarios ……...……...……..85
IV.5.2 Analyse d'optimisation du scénario retenu……...…….90
IV.5.3 Première approche pour sélectionner un système technico-économique…....97
IV.6 Les Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes pour chaque site……..……...100
IV.7Remarque……..…..101
IV.8Conclusion……..102
Conclusion général……...103
Bibliographie……..…105

Liste des figures

Chapitre I : Définition du Système d'Energie Hybride

Figure-I.1: Configuration du SEH à bus CC ……5
Figure - I.2: Configuration du SEH à deux bus ……...5
Figure - I.3: Systèmes hybrides PV/Diesel série……...6
Figure - I.4: Systèmes hybrides PV/Diesel avec interrupteur…….....7
Figure - I.5: Systèmes hybrides PV/Diesel parallèle ……....7
Figure - I.6: Modèle général d'un système hybride PV /éolien/diesel……..9
Figure (I.7) Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée λ.[7] ……....10
Figure (1.8) Exemple de la distribution de Weibull……...12
Figure (1.9) Technologie d'éoliennes à axe vertical……....13
Figure (1.10) Technologie d'éoliennes à axe horizontal……..……13
Figure (1.11) Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent……..…14
Figure I-12: Les données de Ressources du Vent ……...……15
Figure (1.13) Evolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques en MW.[11] ……..…16
Figure (1.14) – Composantes du rayonnement solaire au sol[12]……..….17
Figure (1.15) Pyranometre ……..20
Figure (1.16) Pyrhéliometre ……20
Figure (1.17) – Rayonnement global journalier idéal (KWh/m^2) (modèle d'un jour clair sans nuages) en fonction de la saison et de la latitude du lieu ……....21
Figure (1.18) Schéma d'une cellule solaire[19] ……..25
Figure (1.19) Caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque[20]……..26
Figure (1.20) Schéma équivalent électrique d'une cellule PV……...….27
Figure (1.21) Influence du niveau d'éclairement……....27
Figure (1.22) Influence de la température de la cellule (Rayonnement solaire de 1KW/m^2)…….…….27
Figure I-23: mensuelles solaires sources de rayonnements et indice de clarté, respectivement. Adrar, Tamanrasset, et Alger……....29
Figure - I.24: Installations PV autonome…….……30
Figure - I.25: Installation photovoltaïque couplée au réseau (un aérogénérateur

et son convertisseur pourraient remplacer ou compléter le générateur photovoltaïque)…….....31
Figure - I.26: Configuration du générateur diesel……..…….31
Figure (I-27) Architecture de simulation…….……34
Chapitre II : Estimation de la charge du village
Figure II-1: Profile de charge journalier primaire du village…….…….42
Figure II-2: Profil mensuel moyen de la charge déferré du Village……...45
Chapitre III : L'Optimisation des entrées du système hybride
Figure III-1: Architecture de technologies sélectionnées du système hybride Produit par HOMER ……...46
Figure III-2: variation diurne de profil de charge primaire…….47
Figure III-3: Graphe DMAP du profil de charge primaire ……...48
Figure III-4:le site d'Adrar généré par Homer…….49
Figure III-5 : le site de Tamanrasset généré par Homer……..……49
Figure III-6 : le site d'Alger généré par Homer…….…..49
Chapitre IV: Résultats de simulation
Figure IV-1: Comparaison des scénarios basés sur des NPC……..57
Figure IV-2: Comparaison des scénarios basés sur COE……58
Figure IV-3: Comparaison des scénarios basés sur consommation de carburant diesel…….……...59
Figure IV-4: Les comparaisons basées sur la capacité Pénurie et RF……60
Figure IV-5: Comparaison des scénarios basés sur l'électricité excédentaire…...…..60
Figure IV-6: la production d'électricité à partir du système Optimum avec un RF de 80%.....62
Figure IV-7: le pourcentage partager de chaque composant du système 80% RF….63
Figure IV-8: production journalière moyenne de l'éolienne avec 80% RF…….64
Figure IV-9: production journalière moyenne de PV avec de 80%RF……65
Figure IV-10 : production journalière moyenne de générateur diesel avec de 80%RF…….....66
Figure IV-11: Résumé des flux de trésorerie en termes de NPC par type de composant…….68
Figure IV-12: Comparaison des options du système d'alimentation basé sur COE…69
Figure IV-13: Comparaison des options du système d'alimentation basé sur NPC…70

Figure IV-14: Comparaison des options du système d'alimentation en fonction de la consommation de carburant……..…70
Figure IV-15: Comparaison des scénarios basés sur des NPC ……72
Figure IV-16: Comparaison des scénarios basés sur COE……..…….72
Figure IV-17: Comparaison des scénarios basés sur consommation de carburant… 73
Figure IV-18: Les comparaisons basées sur la capacité Pénurie et RF……...74
Figure IV-19: Comparaison des scénarios basés sur l'électricité excédentaire……75
Figure IV-20: la production d'électricité à partir du système Optimum avec un RF de 83.1%.....76
Figure IV-21: le pourcentage partager de chaque composant du système 83.1% RF..77
Figure IV-22: production journalière moyenne de l'éolienne avec 83.1% RF…….78
Figure IV-23: production journalière moyenne de PV avec de 83.1%RF……...……80
Figure IV-24 : production journalière moyenne de générateur diesel avec de 83.1%RF……..81
Figure IV-25: Résumé des flux de trésorerie en termes de NPC par type de composant…….82
Figure IV-26: Comparaison des options du système d'alimentation basé sur COE....84
Figure IV-27: Comparaison des options du système d'alimentation basé sur NPC….84
Figure IV-28: Comparaison des options du système d'alimentation en fonction de la consommation de carburant……....…….85
Figure IV-29: Comparaison des scénarios basés sur des NPC……..……...…86
Figure IV-30: Comparaison des scénarios basés sur COE……...87
Figure IV-31: Comparaison des scénarios basés sur consommation de carburant diesel…….88
Figure IV-32: Les comparaisons basées sur la capacité Pénurie et RF……...89
Figure IV-33: Comparaison des scénarios basés sur l'électricité excédentaire……....91
Figure IV-34: la production d'électricité à partir du système Optimum avec un RF de 64.6%.....91
Figure IV-35: le pourcentage partager de chaque composant du système 64.6% RF……..92
Figure IV-36: production journalière moyenne de l'éolienne avec 64.6% RF……..…93
Figure IV-37: production journalière moyenne de PV avec de 64.6%RF……...95
Figure IV-38 : production journalière moyenne de générateur diesel avec de 64.6%RF ……96

Figure IV-39: Résumé des flux de trésorerie en termes de NPC par type de composant……...97
Figure IV-40: Comparaison des options du système d'alimentation basé sur COE...99
Figure IV-41: Comparaison des options du système d'alimentation basé sur NPC...99
Figure IV-42: Comparaison des options du système d'alimentation en fonction de la consommation de carburant……..……..100

Liste des tableaux

Chapitre I : Définition du Système d'Energie

Tableau (I-1) Paramètre de rugosité en fonction de l'environnement ……...11

Tableau (I-2) Classification des aérogénérateurs ……...14

Tableau I.3 : Moyenne mensuelle de la Vitesse du vent ……15

Tableau I-4**:** Moyenne mensuelle mondial rayonnement solaire……28

Chapitre II : Électricité charge estimation du village

Tableau II-1: Célibataire ménages électricité Caractéristiques de consommation pendant la semaine……..…37

Tableau II-2 consommation de la machine électrique…….…..38

Tableau II-3: consommation électrique de l'école……..……39

Tableau II-4: consommation du centre de santé…….….... 41

Tableau II-5: consommation de la mosquée ……..……41

Tableau II-6: : Consommation de Pompe pour l'approvisionnement en eau ménages ……44

Tableau II-7 La capacité de stockage ……..……..….44

Tableau II-8: Capacité de stockage d'énergie du système d'irrigation…….45

Chapitre III : L'Optimisation des entrées du système hybride

Tableau III-1: taille et le coût du panneau PV……..50

Tableau III-2: Les entrées paramétriques d'Éolienne sur Homer ……...52

Tableau III-3:la taille et le coût des batteries ……..52

Tableau III-4:la taille et le coût du générateur ……53

Tableau III-5:la taille et le coût du convertisseur……..…53

Chapitre IV: Résultats et discussions

Tableau IV-1: *Résultats de Simulation* …….….57

Tableau IV-2: *résultats globaux d'optimisation* ……..…61

Tableau IV-3 : La production d'électricité……..62

Tableau IV-4 : La consommation d'électricité……62

Tableau IV-5: la pénurie des capacités, charge non satisfaits, et excès électricité pour 80% de RF……63

Tableau IV-6: Résultat de l'éolienne……64

Tableau IV-7: Résultat PV……..……65

Tableau IV-8 : Résultat de générateur diesel……...66

Tableau IV-9 : Les émissions des gaz ……67
Tableau IV-10: Extrait résultat d'optimisation du tableau 4-2 en fonction du pourcentage d'options……69
Tableau IV-11: Résultats de Simulation ……...71
Tableau IV-12: résultats globaux d'optimisation ……..…75
Tableau IV-13 : La production d'électricité……..…….76
Tableau IV-14 : La consommation d'électricité…….77
Tableau IV-15: la pénurie des capacités, charge non satisfaits, et excès électricité pour 83.1% de RF……78
Tableau IV-16: Résultat de l'éolienne ……78
Tableau IV-17: Résultat PV ……....79
Tableau IV-18 : Résultat de générateur diesel…….80
Tableau IV-19 : Les émissions des gaz ……..….81
Tableau IV-20: Extrait résultat d'optimisation du tableau 4-2 en fonction du pourcentage d'options…….83
Tableau IV-21: Résultats de Simulation ……86
Tableau IV-22: résultats globaux d'optimisation ……..90
Tableau IV-23 : La production d'électricité……..…….91
Tableau IV-24 : La consommation d'électricité…….....92
Tableau IV-25: la pénurie des capacités, charge non satisfaits, et excès électricité pour 64.6% de RF…….……..92
Tableau IV-26: Résultat de l'éolienne…….……93
Tableau IV-27: Résultat PV ……..…….....94
Tableau IV-28 : Résultat de générateur diesel ……..…….95
Tableau IV-29 : Les émissions des gaz ……..…96
Tableau IV-30: Extrait résultat d'optimisation du tableau 4-2 en fonction du pourcentage d'options……..…98
Tableau IV.31: Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes pour chaque site……..……100

Nomenclature – Abréviations

1.Glossaire

A	Surface active de la voilure [m2].
$A\ i$	Indice d'anisotropie [%].
A_{PV}	Surface du module PV [m^2].
at	Azimut du soleil [°].
c	Vitesse de la lumière [m/s].
C_{10}	Capacité de batterie au taux de dix heures de décharge [Ah].
C_B	Capacité de la batterie [F].
C_p	Coefficient de puissance de la voilure [-].
Cp_{opt}	Coefficient de puissance optimal [-].
C_t	Couple de la turbine [N.m].
C_T	Coefficient de température [K^{-1}].
C_V	Coefficient de tension [V^{-1}].
c_w	Facteur d'échelle [m/s].
$E_{BB,C}$	la force électromotrice de charge la batterie [V].
$E_{BB,D}$	la force électromotrice de décharge la batterie [V].
EDC	État de charge de la batterie [%].
E_g	Énergie de gap [J].
E_{grid_sales}	Energie totale injectée sur le réseau [kWh /an].
E_{prim_AC}	Charge primaire AC servie [kWh /an].
E_{prim_DC}	Charge primaire DC servie [kWh /an].
P_{bat}	Puissance batterie [W].
P_C	Puissance crête d'une photopile en silicium [W].
P_D	Profondeur de décharge [%].
p_M	Puissance maximale extraite d'un seul panneau [W].
P_M	Puissance maximale pouvant être recueillie par le GPV ou l'aérogénérateur [W].
P_{opt}	Puissance optimale, maximisée par MPPT [W].
P_{PV}	Puissance électrique fournie par la chaîne de conversion photovoltaïque [W].
Pt	Puissance mécanique récupérée par une turbine éolienne [W].
P_W	Puissance électrique fournie par la chaîne de conversion éolienne [W]
$Q_{MAX,C}$	la capacité maximum de charge [Ah].
$Q_{MAX,D}$	la capacité maximum de décharge [Ah].
Q_{Rs}	Rapport de la puissance dissipée dans la résistance (série ou shunt) à la puissance délivrée par la cellule [%].
R_g	Résistance d'une phase statorique [Ω].
R_b	Facteur géométrique [%].
R_{bat}	Résistance batterie, états de charge/décharge confondus [V].
$R_{0,C}$	résistance interne de chargement et de déchargement [Ω].
$R_{0,D}$	résistance interne de déchargement [Ω].
r_s	Résistance série d'un panneau [Ω_].
R_s	Résistance série d'un groupe panneau [Ω].

r_{sh}	Résistance shunt d'un panneau [Ω].
R_{sh}	Résistance shunt d'un groupe panneau [Ω].
R_t	Rayon de la turbine éolienne [m].
s	Durée effective d'ensoleillement [heure].
s_0	Durée maximale d'insolation [heure].
a_T	Température ambiante [°C].
T_{BB}	la température de la batterie [K].
T_e	Couple électromagnétique [N.m].
G_t	Instant de l'apparition du phénomène de Gassing [s].
i_T	Constante de temps du régulateur PI du courant de charge batterie [s].
T_j	Température des panneaux photovoltaïques [°C].
s_t	Temps solaire [heures].
v	Tension aux bornes d'un panneau [V].
v_0	Tension à la sortie (de « out ») du hacheur [V].
V_g	Tension simple efficace aux bornes d'une phase de la génératrice [V].
V_{bat} [V].	Tension aux bornes de la batterie, états de charge/décharge confondus
$V_{BB,C}$	la tension de charge de la batterie [V].
$V_{BB,D}$	la tension de décharge de la batterie [V].
$V_{BB,D}$	Tension moyenne d'une cellule durant la décharge [V].
v_{co}	Tension en circuit ouvert aux bornes d'une photopile [V].
V_{co}	Tension en circuit ouvert aux bornes d'un groupe de panneaux [V].
v_d	Tension aux bornes de la jonction PN pour un panneau [V].
V_d	Tension aux bornes de la jonction PN pour un groupe panneaux [V].
V_{D0}	Tension aux bornes de la diode du hacheur Buck [V]
V_{EC}	Tension batterie en fin de charge [V].

2. Abréviation

FR	Fraction renouvelables «Renewable Fraction».
Ca	Capacité de pénurie «Capacity shortage».
EX	L'excès de production d'électricité«Excess Electricity Production».
Un	La charge non satisfaits «Unmet electric load».
Cons C	Consommation de carburant diesel «Diesel Fuel Consumption».
PV	Photovoltaïque.
Éol	Eolienne
GD	Générateur diesel
AM0	Air Masse 0.
STC Conditions ».	Conditions de fonctionnement standard « en ang. Standard

COE	Coût de l'énergie (DA/KWh)
NPC	Coût total actualisée nette(DA)
SOC	Etat de charge des batteries «en ang. State Of Charge ».
DMAP	Carte des données

Bibliographie :

[1] B. Wichert; «PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation — A review of current practice and future developments », Renewable and Sustainable Energy Reviews, 1997, vol. 1, No. 3, pp. 209—228, Elsevier Science 1997.

[2] M. Ashari, C. V. Nayar; «An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV) diesel-battery hybrid power system », Renewable Energy, vol. 66, No. 1, pp. 1—9, Elsevier Science 1999.

[3] Vaughn C. Nelson, Ken L. Starcher, Robert E. Foster, R. Nolon Clark, Deon Raubenheirner; «Wind hybrid systems technology characterization», West Texas AI\/1 University — AEI, New Mexico State University - SWTDI, USDA - ARS Bushland, Vista University, May 2002.

[4] Danish Wind Industry Association. http://www.windpower.org.

[5] S. Bellarbi ; « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Mémoire de Magister, ENP 2009.

[6] E. Hau; « Wind-turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics », Editions Springer 2000.

[7] B. Multon, O. Gergaud et al ; « Etat de l'art dans les aérogénérateur », L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables », Ed. NOVELECT - ECRIN, mai 2002, pp.97-154.

[8] Site Internet de l'institut allemand DEWI, http://www.dewi.

[9] B. Multon, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo et C. Nikita ; « Etat de l'art dans les aérogénérateurs », L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables, Ed. NOVELECT - ECRIN, Mai 2002, pp.97-154.

[10] S. Müller, M. deike, R.W. DE Doncker; « Adjustable speed generators for wind turbines based on doubly-fed induction machines and 4-quadrant IGBT converters linked to the rotor », IEEE IAS Conf., Oct. 2000.

[11] A. Tounzi ; «Utilisation de l'énergie éolienne dans la production de l'électricité», Journées électrotechnique du club EEA, Paris, 28-29 Janvier 1999.

[12] O. Gergaud, B. Multon, H. Ben Ahmed ; « Modélisation d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance », Electrotechnique du Futur, Nancy France, pp. 17-22, Nov. 2001.

[13] J. T. G. Pierik, R. W. Dunlop, W. K. Lee, J. Gabriel; «Performance evaluation methods for autonomous, applications oriented wind turbine systems», Technical Report ECN-C-0 1-090, 2001.

[14] T. Ackermann, L. Sôder; « An overview of wind energy-status 2002», Renewable and Sustainable Energy Reviews 6 (2002) 67-128, Elsevier Science 2003.

[15] A. Multon ; «L'énergie électrique : Analyse des ressources et de la production », Journées électrotechniques du Club EEA Paris, 28-29 janvier 1999.

[16] Y. Pankow; « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau BT. Application au GPV», Centre National de Recherche Technologique de Lille, Décembre 2004.

[17] E. F. Magos ; « Pproduction décentralisée dans les réseaux de distribution- Etude pluridisciplinaire de la modélisation pour le contrôle des sources », Ecole Nationale Supérieure d'Arts et métiers- Centre de Lille, Juillet 2005.

[18] A. Hoque, K. A. Wahid; « New mathematical model of a photovoltaic generator », Journal of Electrical Engineering, Vol. EE 28, N°. 1, June 2000.

[19] M. Huart ; « Guide des énergies renouvelables », Association pour la Promotion des Energies Renouvelables, Ministère de la Région Wallonne éditeur, 1994.

[20] J. Muller, R. Desserrières ; «Conversion photovoltaïque », Publié par Club CRIN, 2002.

[21] A. Alonso, J. Alzeu, C. Andrieu, S. Astier, J. Bonal, A. H. Ben, C. Combes, F. Costa, B. Dakyo, R.Desserrières, J. Fonio, O. Gergaud, C. Glazie, J-C. Muller, B. Multon, C. Nichita, X. Roboam, P. Rossetti ; « L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables », ECRIN, ISBN: 2- 912154-08-1, Paris, 2002.

[22] J.F. Walker, N. Jenkins; «Wind energy technology», John Wiley & Sons, Inc., 1997.

[23] J. Appelbaum; «Performance analysis of dc motor-photovoltaic converter system Solar Energy », 1981.

[24] N. Saïd; «Influence de la température sur les paramètres électriques, caractéristique des photopiles au silicium polycristallin : modélisation et analyse par thermographie infrarouge », Thèse de Doctorat d'Aix- Marseille 3, 1986.

[25] A. Lindgren; «Topology for decentralised solar energy inverters with a low voltage AC bus», EPE Lausanne, 1999.

[26] S.J. Chiang. K.T. Chang. and C.Y. Yen; « Residential photovoltaic energy storage system», IEEE Trans.on Industrial Electronics, Vol. 45(3) :385-394, 1998 .

[27] L. Protni, S. Astier; «Convertisseurs photovoltaïques», Techniques de L'ingénieur- D 3 360, 1996.

[28] M.N. Mather, M. Malengret. and J.H Enslin; « Rural South Africa and photovoltaic weak grid interface systems», EPE Lausanne, 1999.

[29] «bp solar, Informations générales sur le photovoltaïque, France-Décembre 2000, sur le site web http://www.apex-bpsolar.com

[30] F. Abdo; « Croissance des couches minces de silicium par épitaxie en phase liquide à basse température pour applications photovoltaïques », Institut National des sciences appliquées de Lyon, 2007.

[32] J. F. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C. T. Avelar and J. G. McGowan; « Hybrid2- A hybrid system simulation model. Theory manual », NREL Subcontract XL-11126-1-1, 1998.

[33] M. Pipattanasomporn; «A study of remote area internet access with embedded power generation», Etd- 12272004-1413 18, Virginia Polytechnic Institute, 2004.

[34] http://www.pvsyst.com/

[35] S. Lemofouet; « Investigation and optimisation of hybrid electricity storage systems based on compressed air and supercapacitors », École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Octobre 2006.

[36] N. Bernard; « Conception, dimensionnement et commande d'un moteur/générateur synchrone à excitation homopolaire et à bobinage dans l'entrefer pour accumulateur électrochimique d'énergie », LESiR (antenne de Bretagne), Décembre 2001.

[37] A. Kerzreho; « Caractérisation et optimisation d'une batterie électromécanique intégrée sous chargement cyclique », l'antenne de Bretagne de l'ENS de Cachan (LMT), Janvier 2002.

Introduction générale

L'énergie est un élément déterminant pour le développement économique. Elle contribue non seulement à l'amélioration de l'éducation, de la santé, et des conditions de vie mais aussi au développement d'activités économiques et à la création de valeurs. Elle contribue au développement rural en aidant à fixer les populations attirées par les grandes villes.

Les différentes sources d'énergie traditionnellement utilisées pour répondre aux besoins énergétiques domestiques ont un rendement énergétique faible. Elles sont souvent coûteuses et sont sources de pollution.

Aujourd'hui plus de 2 milliards de personnes dans le monde n'ont pas accès à l'électricité. Elles se trouvent majoritairement dans les zones rurales des pays en développement.

L'absence d'électricité est un frein aux processus de développement auxquels les populations aspirent. Elle les oblige à consommer des énergies qui sont à la fois coûteuses et peu respectueuses de l'environnement : bougies, bois, paraffine, piles, batteries (rechargées sur groupes électrogènes) etc...

Dans les zones rurales des pays en développement, une extension du réseau électrique exigerait des investissements financiers extrêmement importants et inadaptés à la situation. Les solutions autonomes et décentralisées offrent donc une alternative pertinente pour permettre aux populations rurales d'accéder à l'électricité.

La production d'électricité consomme actuellement environ le tiers de l'énergie primaire mondiale et la part des énergies renouvelables n'est que de 20% environ. Il apparaît donc de façon flagrante que l'électricité, bien qu'énergie finale propre par excellence, contribue très largement à la dégradation de l'environnement ainsi qu'à l'épuisement de ressources non renouvelables (combustibles fossiles et uranium). C'est pourquoi, l'une des mesures pour préparer un développement réellement durable consiste à accroître la part des ressources renouvelables pour la production d'électricité.

A travers la combinaison de dispositifs de conversion d'énergie renouvelable tels que le panneau solaire, la turbine éolienne avec le générateur Diesel et un système de stockage il est possible de produire l'énergie électrique dans les zones rurales ou les sites isolés d'une façon compétitive .Tels systèmes sont définis comme étant des systèmes hybrides et sont utilisés pour remplir la demande d'énergie des sites isolés ou les zones rurales.[1]

La technologie des systèmes hybrides est un domaine de R-D d'actualité, car elle offre toute une panoplie de défis et de possibilités aussi bien pour les pays développés que pour ceux en voie de développement.

Les systèmes hybrides autonomes offrent une solution avantageuse pour l'électrification des communautés rurales éloignées, en comparaison à un groupe électrogène, à la prolongation du réseau électrique national au delà d'une certaine distance et dans les situations ou les coûts du carburant ou de l'entretien d'un moteur sont élevés.

Cette méthode de production d'électricité s'avère être rentable dans les régions ensoleillées et ventées.

Le dimensionnement d'un système hybride est une phase importante de sa conception. Du moment que le coût capital des équipements est le composant majeur du prix de l'électricité d'origine renouvelable, le surdimensionnement de ces équipements a un effet nuisible sur le prix de la puissance générée. Le sous dimensionnement, de l'autre coté, réduit la fiabilité du système.

L'objectif de ce travail est d'optimiser et dimensionner un système de production d'électricité issu de la combinaison d'une ou plusieurs sources d'énergie renouvelables (solaire, éolienne) avec un générateur Diesel.

Un grand nombre de logiciels existent, actuellement, pour l'analyse, la simulation et le dimensionnement de ces systèmes. Ces outils présentent différents degrés de complexité et de précision suivant la tâche pour laquelle chaque logiciel a été développé.

A cet effet le travail proposé consiste à dimensionner et simuler un système de production d'électricité issu de combinaisons de dispositifs de conversion d'énergie renouvelable (solaire, éolienne) avec un générateur Diesel pour l'alimentation électrique d'un village situé sur différentes zones de l'Algérie à savoir Alger, Tamanrasset et Adrar. L'étude technique et économique et la simulation se font en utilisant le logiciel: Homer.

Le chapitre 1 donne un aperçu sur la modélisation des gisements solaire et éolien, l'aspect théorique et définition de grandeurs physiques utilisées dans la modélisation.

Le chapitre 2 présente les différentes configurations de systèmes hybrides (PV, éolien, Diesel), le dimensionnement et l'étude économique de ces différents systèmes.

Le chapitre 3 on présente les paramètres de la simulation

Au dernier chapitre on présente les résultats de dimensionnement et la discussion des principaux résultats obtenus.

. En conclusion générale nous présentons une synthèse des travaux effectués ainsi que les principaux résultats obtenus puis les perspectives à entreprendre dans l'avenir.

I.1 Introduction

L'épuisement des ressources fossiles, à plus ou moins long terme, la flambée des cours du brut et la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre rendent urgentes la maîtrise des consommations et la diversification des sources d'énergie, un fait qui interpelle plus fort que jamais le développement des **énergies renouvelables**.

Et afin d'atténuer le caractère aléatoire d'un gisement d'énergie renouvelable donné, on peut multiplier les sources de natures différentes. On obtient alors un système dit multi-sources.

Il présente en somme le double avantage de minimiser les perturbations de l'environnement grâce à une consommation sur le lieu de production de ressources naturelles renouvelables et d'une sécurité d'approvisionnement maximale. Raisons pour lesquelles il se trouve utilisé dans de très nombreuses applications d'intérêt très sensible et stratégique comme les relais de télécommunication, les postes frontières, les dispensaires, etc., hors réseau d'électricité conventionnel, la disponibilité permanente de la source primaire d'énergie est vitale et conditionne dans une très large mesure la fiabilité des installations et leur fonctionnement permanent.[1]

I.2 Présentation du système hybride

Le système hybride de production de l'énergie, dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables.

Le système qui nous intéresse regroupe trois parties, à savoir l'éolienne, le photovoltaïque, et comme appoint un groupe électrogène, ces trois sources de production de l'énergie passent par un stockage électrochimique.

L'ajout du groupe électrogène à un système de production d'énergies renouvelables peut d'une part augmenter la fiabilité du système, alimenter des charges plus énergétivores et, d'autre part, diminuer de manière importante le coût de l'électricité produite par une diminution importante de la taille des générateurs solaire et éolien. Nous allons envisager dans notre étude d'alimenter un village composé d'une dizaine de foyers isolés, situé trois zones climatiques algériennes différentes, ou de manière plus exacte d'apporter un certain service énergétique. En fait, ce n'est pas l'énergie en soi que réclame une population mais un service énergétique, à nous de le lui apporter au moindre coût et avec une efficacité énergétique.

Cette étude fait, en premier lieu, usage de dimensionnement et d'analyse du système hybride précité, se configurant selon plusieurs combinaisons. Le choix de l'une ou de l'autre doit tenir compte du coût de fonctionnement ainsi que de la taille du système.

I.2.1 Les différentes configurations des systèmes hybrides

Deux configurations s'imposent.[2]

I.2.1.1 Architecture à bus à CC, ayant les avantages et inconvénients suivants :

- **Avantages**

La connexion de toutes les sources sur un bus à CC simplifie le système de commande ; Le générateur diesel peut être dimensionné de façon optimale, c'est-à-dire de sorte à fonctionner à puissance nominale pendant le processus de chargement des batteries jusqu'à un état de charge de 75 à 85 %.

- **Inconvénients**

• Le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs.

• Les générateurs diesels ne peuvent pas alimenter directement la charge, l'onduleur doit donc être dimensionné pour assurer le pic de charge.

I.2.1.2 Architecture mixte à bus à CC/CA, dont les atouts et les inconvénients sont énumérés comme suit ;

- **Avantages**

• Le GD et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle. Quand le niveau de la charge est bas, l'un ou l'autre peut générer le nécessaire d'énergie. Cependant, les deux sources peuvent fonctionner en parallèle pendant les pics de charge ;

• La possibilité de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur sans affecter la capacité du système à alimenter les pics de charge.

- **Inconvénients**

• La réalisation de ce système est relativement compliquée à cause du fonctionnement parallèle de l'onduleur qui doit être capable de fonctionner en modes autonome et non-autonome en synchronisant les tensions en entrée avec les tensions en sortie du GD.

Les **figures- (I.1)** et (**I.2)** montrent la configuration de chacun de ces deux systèmes ;

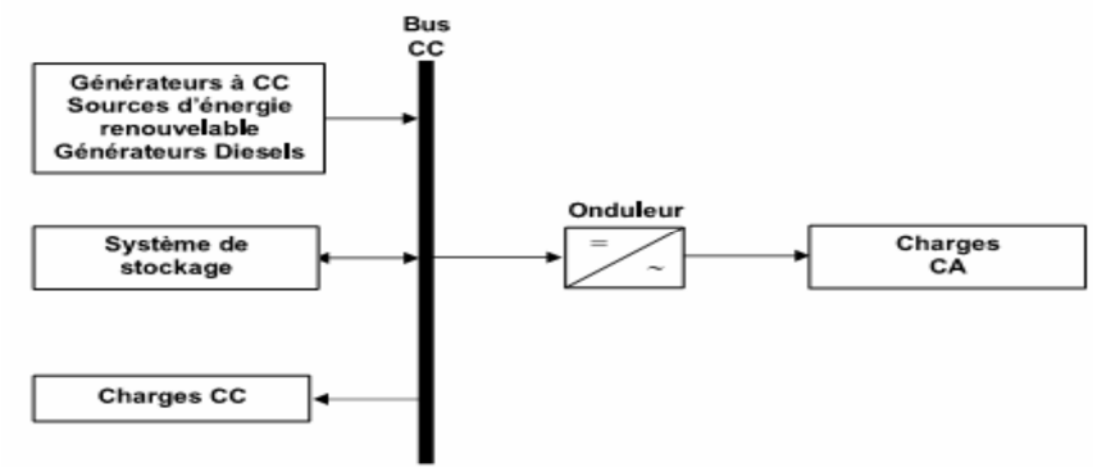


Figure- I.1: *Configuration du SEH à bus CC*

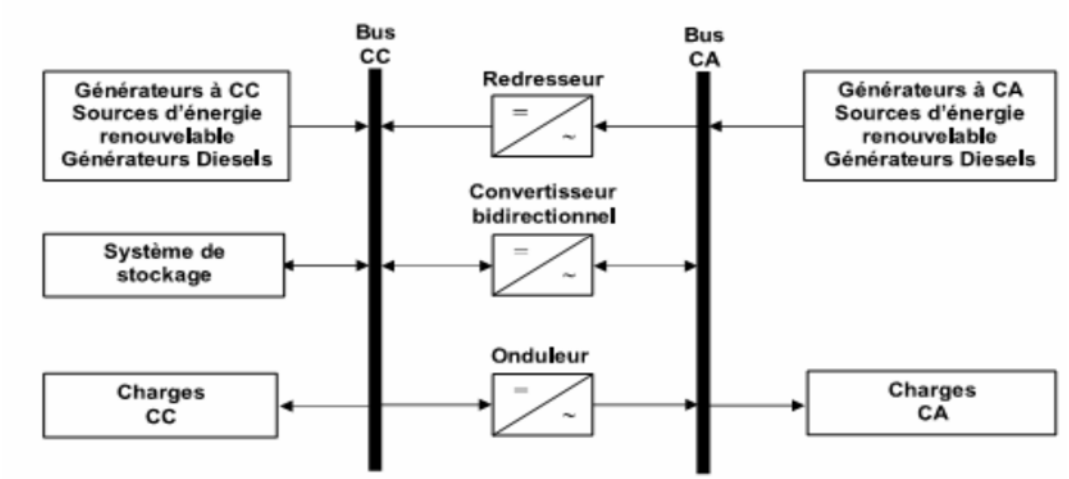


Figure - I.2: *Configuration du SEH à deux bus*

On distingue donc le système:

I.2.1.2- a) PV/ Génératrice

Pour les applications hors réseau, il est possible d'avoir un système PV fonctionnant en parallèle avec une génératrice diesel, en toute complémentarité.

Ce type de système s'applique particulièrement à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité en continu, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable d'utiliser un système PV seul avec batteries.

Les génératrices peuvent utiliser plusieurs types de combustibles fossiles, essence, mazout, Propane ou gaz naturel. Ce système se présente sous différentes variantes.

- **Catégories des systèmes hybrides PV/Diesel**
  - **Systèmes hybrides PV/Diesel série**

Dans ce système, l'énergie issue du générateur diesel et du champ PV est utilisée pour charger un parc de batteries. Le générateur diesel est connecté en série avec l'onduleur pour alimenter la charge, cet onduleur convertissant évidemment la tension continue du parc de batteries pour alimenter la charge de nature alternative. La capacité du parc des batteries et de l'onduleur devrait être en mesure de délivrer une puissance supérieure au pic de la charge. Celle du générateur devrait également remplir cette tâche et charger le parc de batteries simultanément.[3]

Ce système est représenté sur la **figure- (I.3);**

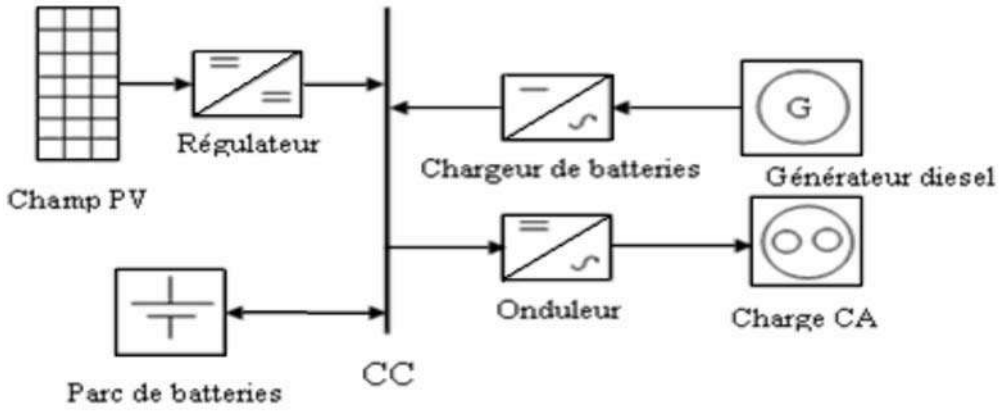


Figure - I.3: *Systèmes hybrides PV/Diesel série*

•Systèmes hybrides PV/Diesel avec interrupteur

Dans ce système, et d'après schéma de la **figure- (I.4)**, le parc de batteries peut être chargé par le générateur diesel et le champ PV. La charge peut être alimentée directement par le générateur diesel.

Si la puissance délivrée par ce dernier excède la charge, cet excès d'énergie sera utilisé pour recharger le parc de batteries. Durant la période de faible demande d'énergie, le générateur diesel est interrompu, la charge est alimentée par le champ PV et l'énergie stockée.

L'étude de l'efficacité de conversion mène à dire que ce système est plus efficace que le série.

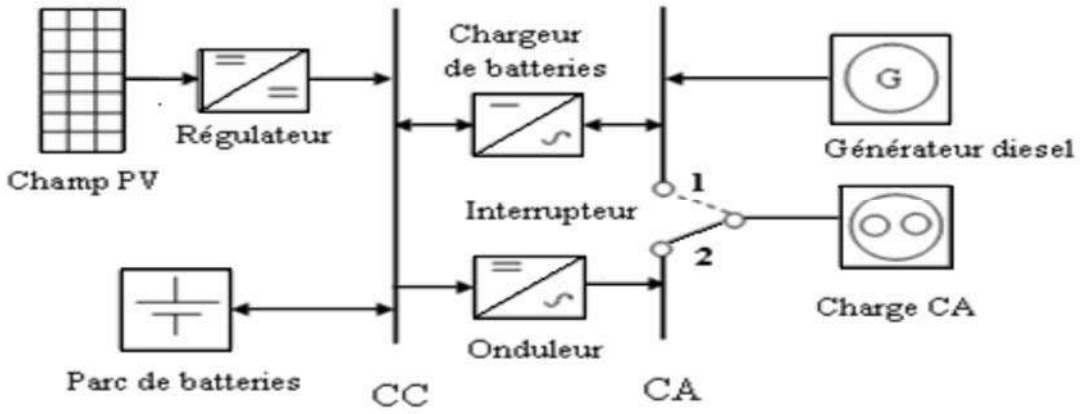


Figure - I.4: *Systèmes hybrides PV/Diesel avec interrupteur*

•Systèmes hybrides PV/Diesel parallèle

Ce système est illustré sur la **figure- (I.5)**.

Le générateur diesel peut alimenter la charge directement. Le champ PV et le parc de batteries sont connectés en série avec le convertisseur bidirectionnel, pour alimenter la charge. Le convertisseur bidirectionnel charge le parc de batteries en présence d'un excès d'énergie à partir du générateur diesel.

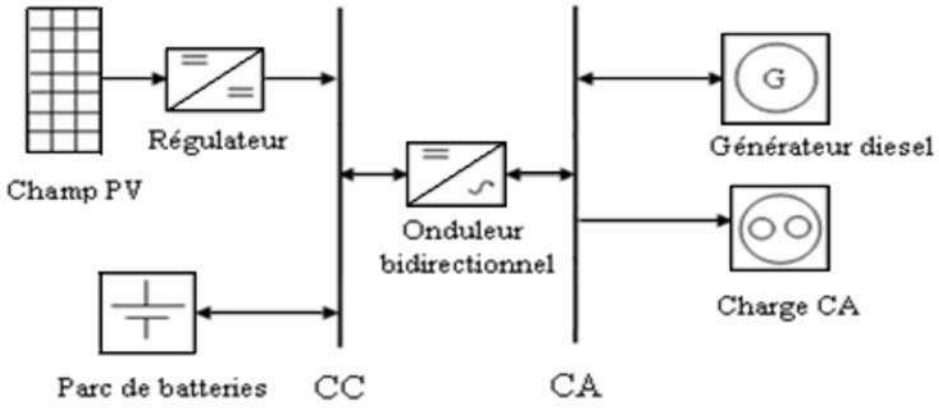


Figure - I.5: *Systèmes hybrides PV/Diesel parallèle[4]*

I.2.1.2- b) Systèmes hybrides PV/Diesel/éolien

Les systèmes hybrides PV/Diesel peuvent également être couplés avec d'autres sources d'énergie, telles les turbines éoliennes et les microcentrales hydrauliques, lorsqu'il y a complémentarité des productions électriques.

Dans les régions ensoleillées l'été avec des vents forts l'hiver, les systèmes PV /éolien/diesel permettent d'exploiter en plus l'énergie du vent pour couvrir une part de l'exigence de la charge qui, autrement serait couverte par un groupe diesel.[5]

La configuration d'un tel système est donnée par la **figure- (I.6)** ci-après ;

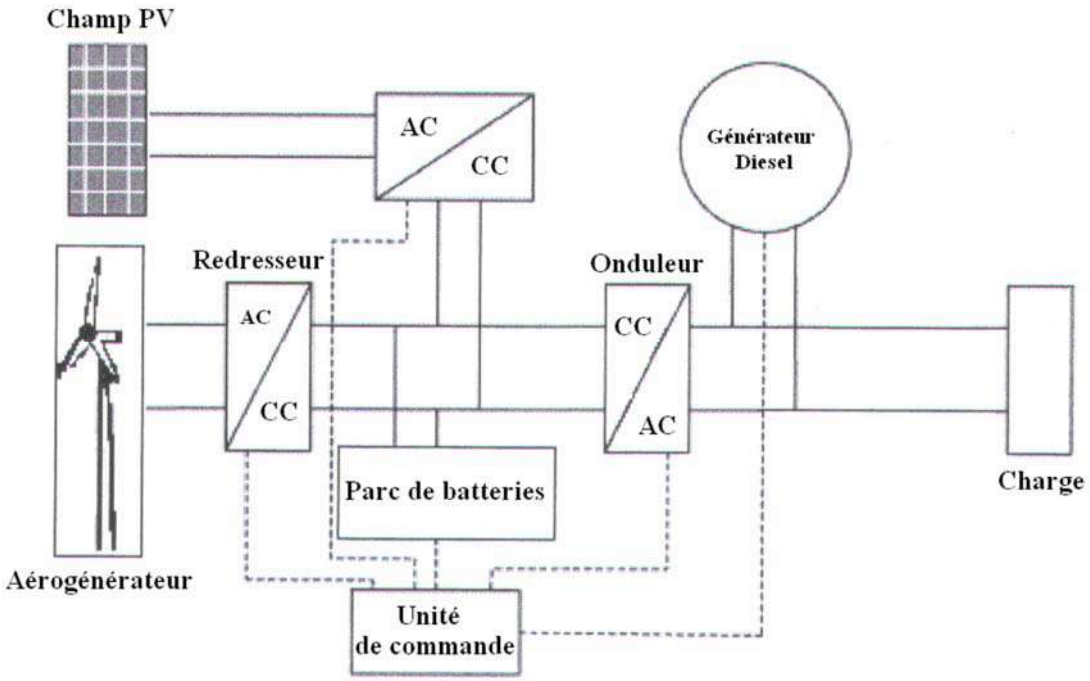


Figure - I.6: *Modèle général d'un système hybride PV /éolien/diesel*

I.3 L'énergie éolienne

I.3.1 Notions théoriques sur l'éolien

La source d'énergie éolienne est le vent qui est essentiellement une manifestation de la chaleur déposée par le rayonnement solaire dans l'atmosphère. Elle crée des écarts de températures donc des masses d'air de densités différentes qui mettent en mouvement pour répondre aux variations de pression atmosphérique. Les spécialistes estiment à 2% l'énergie solaire incidente déposée sous forme d'énergie éolienne.

Les performances des machines dépendent de plusieurs caractéristiques du vent:

- ✓ sa distribution en vitesse : moyenne, facteur d'irrégularité, probabilité d'avoir une vitesse comprise dans l'intervalle ou la puissance est récupérable;
- ✓ sa distribution en direction, essentielle dans les parcs où il existe des effets de traînée ;
- ✓ sa variation avec la hauteur.

Ces caractéristiques varient avec l'environnement de chaque site qu'il est donc essentiel d'étudier pour optimiser la conception, les emplacements et la puissance des éoliennes. Lorsque ces éoliennes sont équipées d'un générateur électrique, on les appelle des aérogénérateurs. Plusieurs de ceux-ci peuvent être regroupés sur un même site pour former un

« parc d'aérogénérateurs » constituant une « centrale éolienne », appelée aussi une « ferme éolienne ».

1.3.1.1 Les caractéristiques du vent et aérogénérateurs : aspects aérodynamiques

1.3.1.1.1 Puissance récupérable par une turbine [6]

L'énergie éolienne provient de l'énergie cinétique du vent. En effet, si nous considérons une masse d'air, m, qui se déplace avec la vitesse v, l'énergie cinétique de cette masse est:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \qquad (1.1)$$

Si, pendant l'unité de temps, cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'une hélice qui balaie une surface A, située perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, la puissance instantanée fournie serait, alors :

$$P = \frac{1}{2}\rho A v^3 \qquad (1.2)$$

où ρ est la masse volumique de l'air.

Cependant, le dispositif de conversion extrait une puissance Pe inférieure à la puissance incidente Pv, à cause de la vitesse non nulle des masses d'air derrière l'aéromoteur. On définit alors, le coefficient de puissance de l'aéromoteur par la relation :

$$C_p = \frac{P_e}{P} \; ; \qquad C_p < 1 \qquad (1.3)$$

Ce coefficient caractérise l'aptitude de l'aérogénérateur à capter de l'énergie éolienne. La puissance correspondante est donc donnée par :

$$P_e = \frac{1}{2}\rho\pi.R^{.2}v.^3C_p \qquad (1.4)$$

où R est le rayon de l'hélice.

On peut estimer la valeur maximale de ce coefficient, donc la puissance maximale qui peut être récupérée avec une turbine éolienne, en s'appuyant sur la théorie Rankine – Froude de l'hélice dans un fluide incompressible. C'est la valeur maximale de ce coefficient qui correspond à la limite dénommée la limite de Betz (théorie de Betz années 1920) du coefficient de puissance :

$$C_{p\max} = \frac{16}{27} = 0{,}593 \qquad (1.5)$$

La valeur du coefficient de puissance C_p dépend de la vitesse de rotation de la turbine et peut s'exprimer en fonction de la vitesse spécifique λ:

$$Cp = Cp(\lambda)$$

Avec:

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v}$$

Où Rλ est la vitesse linéaire périphérique en bout de pale de l'hélice.

La courbe $C_P(\lambda)$ passe un maximum λ_{max}, compris entre 5 et 16 environ, selon le nombre de pales de la turbine et c'est seulement pour cette valeur que C_P approche la valeur de 16/27.

On peut définir la notion de par le rapport :

$$\eta_a = \frac{C_p}{C_p^{max}} = \frac{C_p}{0{,}593} \qquad (1.6)$$

qui est représentatif de la « qualité aérodynamique » de l'éolienne.

La figure (1.7) montre l'évolution du coefficient de puissance C_p pour des aérogénérateurs réels à axe horizontal à 1, 2, 3 et 4 pales, notons que sa valeur reste bien en dessous de la limite de Betz (0,59). Ces courbes dépendent pratiquement du profil des pales. Si on considère la machine tripale, on peut dire que son coefficient de puissance est maximal pour λ=7, c'est-à-dire une vitesse périphérique en bout de pale égale à 7 fois la vitesse du vent. C'est pour une telle vitesse normalisée que l'on maximise le rendement aérodynamique. A diamètre et vitesse de vent donnés, une bipale devra avoir une vitesse de rotation plus élevée qu'une tripale.

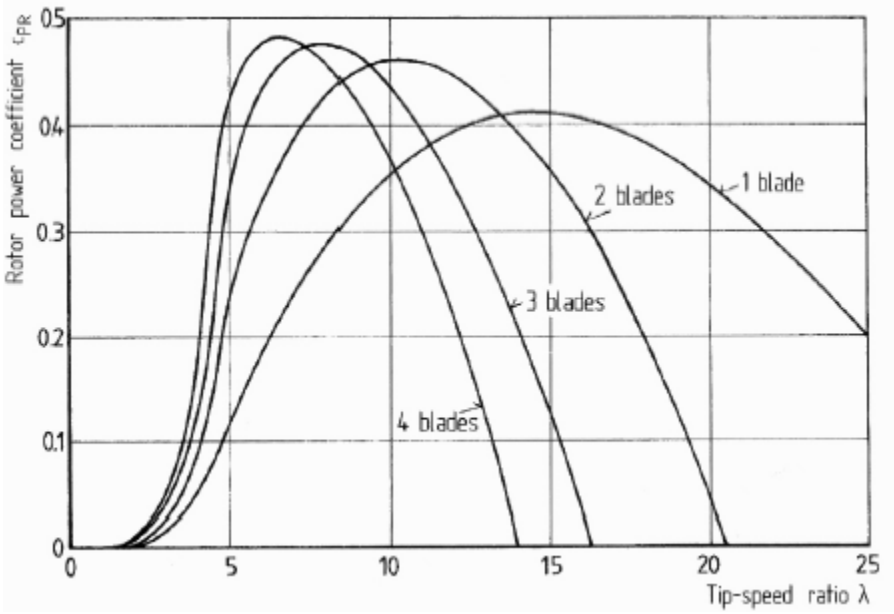


Figure (I.7) *Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée λ.[7]*

Un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, permet de rester sur le maximum de la courbe.

Pratiquement la puissance récupérable ne dépasse pas 60 à 70% de la valeur de maximale (0,59) à cause des divers rendements successifs de la chaîne de conversion.

Si on fait le calcul avec une masse volumique de l'air égale à 1,2 kg/m3, on obtient, pour une vitesse moyenne de vent de 6 m/s, une puissance par unité de surface balayée de 77 W/m², soit une énergie annuelle de 670 kW.h/m².

La productivité moyenne des aérogénérateurs danois valait environ 500 kW.h/m² au début des années 80 et atteint 900 kW.h/m² à la fin des années 90.

1.3.1.1.2 Distributions de Weibull

Le choix géographique d'un site éolien est primordial dans un projet de production d'énergie. Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que de sa direction, sur une grande période du temps, sont nécessaires (un à dix ans).

En effectuant la caractérisation d'un site éolien, il est impératif de connaître la hauteur sur laquelle les mesures sont prises et ensuite adapter les résultats à la hauteur de mat de l'éolienne. En effet, la vitesse du vent augmente selon la hauteur. L'expression (1.7) donne la méthode de ce calcul et le Tableau (I-1) les valeurs de rugosité en fonction du caractère des obstacles dans l'environnement proche. On précise que h est la hauteur du mat et h_{mes} la hauteur des appareils de mesure.

$$V(h) = V\ (h_{mes}).\frac{Ln(h/\alpha)}{Ln(h_{mes}/\alpha)} \qquad (1.7)$$

α est le facteur de rugosité .

Tableau (I-1) Paramètre de rugosité en fonction de l'environnement

Nature du sol	Paramètre de rugosité
Surface d'un plan d'eau	0,0002
Terrain vague avec surface lisse (piste de décollage, gazon entretenu	0,0024
Zone agricole sans barrière ni haie, parsemée d'habitations éparses sur un relief de collines douces	0,03
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 1250 m	0,055
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 500 m	0,1
Zone agricole avec de nombreux bâtiments, ou des haies de 8 mètres espacées de 250 m	0,2

Villages, petites villes, zones agricoles avec de nombreuses haies, Forets et terrains très accidentés	0,4
Grandes villes avec bâtiments hauts	0,8
Très grandes villes avec de grands immeubles et gratte-ciel	1,6

La caractéristique la plus importante est la distribution statistique de Weibull (Figure (1.8)). Elle s'est révélée la plus adéquate pour l'emploi dans l'éolien. Elle modélise avec succès la probabilité de l'occurrence des vitesses de vent du gisement éolien.

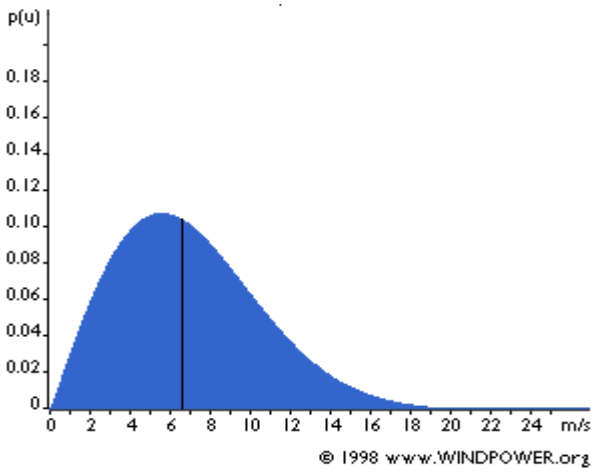


Figure (1.8) Exemple de la distribution de Weibull

Cette figure est obtenue grâce à l'expression (1.8) qui présente la fonction de distribution statistique de Weibull. Les paramètres k et c sont respectivement facteur de forme (sans dimension) et le facteur d'échelle en m/s. Habituellement, le facteur de forme qui caractérise la symétrie de la distribution est dans l'éolien égal à k=2. Le facteur d'échelle est très proche de la vitesse moyenne de la vitesse du vent V.[8]

$$P(V) = \frac{k}{c}.\left(\frac{V}{c}\right)^{k-1}.e^{-(V/c)^k} \qquad (1.8)$$

1.3.1.1.3 Principe de fonctionnement d'un aérogénérateur

Considéré comme une éolienne de conversion de l'énergie provenant des déplacements des masses d'air, l'aérogénérateur transforme cette dernière en énergie électrique.

Le couple transmis aux pales entraîne la rotation d'un multiplicateur de vitesse dont le rôle est de multiplier la vitesse du rotor à une vitesse suffisamment grande pour que la génératrice puisse débiter une tension à sa sortie.

1.3.1.1.4 Différents types d'aérogénérateurs

Il existe deux grandes catégories d'aérogénérateurs selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice.

- ✓ Les aérogénérateurs à axe horizontal ;
- ✓ Les aérogénérateurs à axe vertical.[9]



Figure (1.9) Technologie d'éoliennes à axe vertical



Figure (1.10) Technologie d'éoliennes à axe horizontal

Généralement les aérogénérateurs sont choisis dans la catégorie à axe horizontal.

Le tableau (I-2) suivant propose une classification des aérogénérateurs selon leur puissance délivrée et le diamètre de leur hélice.

Tableau (I-2) Classification des aérogénérateurs

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 KW
Moyenne	12 m à 45 m	De 40 KW à 999 KW
Grande	46 m et plus	1 MW et plus

1.3.1.1.5 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

Les objectifs de la régulation sont d'assurer la sécurité de l'éolienne par vents forts et délimiter la puissance.

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre une puissance dénommée puissance nominale P_n. La puissance P_n est obtenue à partir d'une vitesse du vent v_n, dénommée vitesse nominale. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à v_n la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante.

A coté de la vitesse nominale v_n, on spécifie aussi :

- la vitesse de démarrage, v_D, à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie,
- la vitesse maximale du vent, v_M, pour laquelle la turbine ne convertit plus l'énergie éolienne, pour des raisons de sûreté de fonctionnement.[10]

Les vitesses v_D, v_n et v_M définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent :

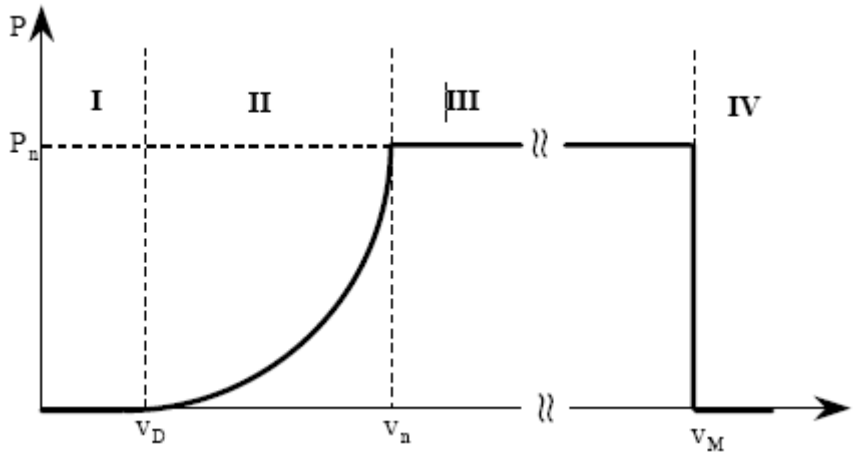


Figure (1.11) *Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent*

- ✓ la zone I, où P = 0 (l'aérogénérateur ne fonctionne pas),
- ✓ la zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent v,

- ✓ la zone III, où la vitesse de rotation est maintenue constante et où la puissance P fournie reste égale à P_n,
- ✓ la zone IV, dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête le transfert de l'énergie.

1.3.1.1.6 Potentiel de l'énergie éolienne du site

Il a été mesurée à 10 mètres et 10 mètres de hauteur de mât vent mais les données utilisées dans le présent document a seules les données de hauteur de 10 mètres mesurée. Comme pour les données de sources solaires la vitesse du vent a également été mesurée à la même zone avec le même enregistreur de données.. La moyenne des données de vitesse du vent est le principal paramètre d'entrée dans Homer à la synthèse de la vitesse moyenne du vent. La vitesse du vent du site au cours d'une année moyenne en base horaire est également déterminée à partir des données mesurées en utilisant le même logiciel. Le potentiel de vitesse du vent de la zone est accessible dans le **tableau I-3** et la **figure I-17**. Bien que l'écoulement du vent mensuel obtenu dans ce domaine d'étude peut pas utiliser pour la production d'électricité que les systèmes autonomes, donc ce est pratique pour se hybrider à travers d'autres sources d'énergie renouvelables et non renouvelables. Généralement, il montre les données de vitesse du vent ne est pas très satisfaisante pour une grande production d'énergie à des fins puisque ces machines nécessitent de grandes vitesses de vent coupe. A la vitesse du vent annuelle moyenne de 6.37m / s a été obtenu pour Adrar, 3.63 pour Tamanrasset, et 4.03 pour Alger.

Tableau *I.3 :* *Moyenne mensuelle de la Vitesse du vent*

Mois	Vitesse du vent m / s Pour Adrar	Vitesse du vent m / s Pour Tamanrasset	Vitesse du vent m / s Pour Alger
Jan	5.98	3.1	4.23
Février	6.42	3.44	4.89
Mar	6.76	3.78	5.45
Avril	7	4.15	4.67
Mai	7.19	4.33	4.1
Juin	6.28	4.11	3.64
Juillet	6.81	4.42	4.07
Août	6.33	3.87	3.4
Sept	6.14	3.7	3.71
Octobre	5.95	3.41	3.12
Novembre	5.94	2.7	3.64
Décembre	5.61	2.54	3.49

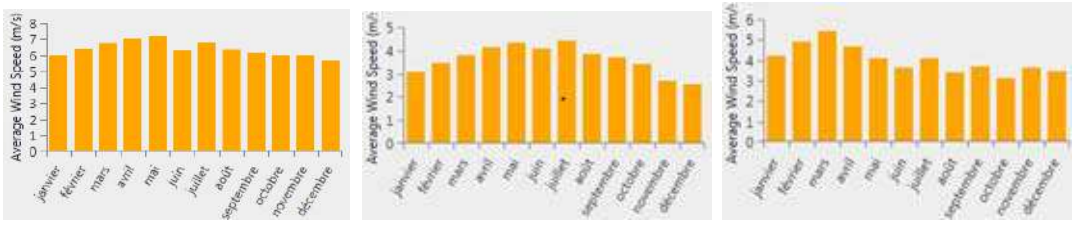


Figure I-12: Les *données de Ressources du Vent*

1.4. L'énergie photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil. Les panneaux photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable. Les panneaux solaires actuels sont relativement onéreux à la fabrication malgré la matière première peu coûteuse et abondante (silice) car une énergie significative est nécessaire à la production des cellules. Des progrès technologiques sont en cours pour rendre l'énergie photovoltaïque plus compétitive.

Les panneaux solaires sont très pratiques d'utilisation. L'intégration dans le bâtiment est facile et devient même esthétique. Pour les sites isolés et dispersés qui demandent peu d'énergie, c'est une solution idéale.

La technique photovoltaïque malgré sa complexité est aussi en très forte croissance.

La Figure (1.13) montre l'évolution mondiale de cette ressource qui est en très nette progression depuis le début du siècle (la production est équivalente à la puissance installée).

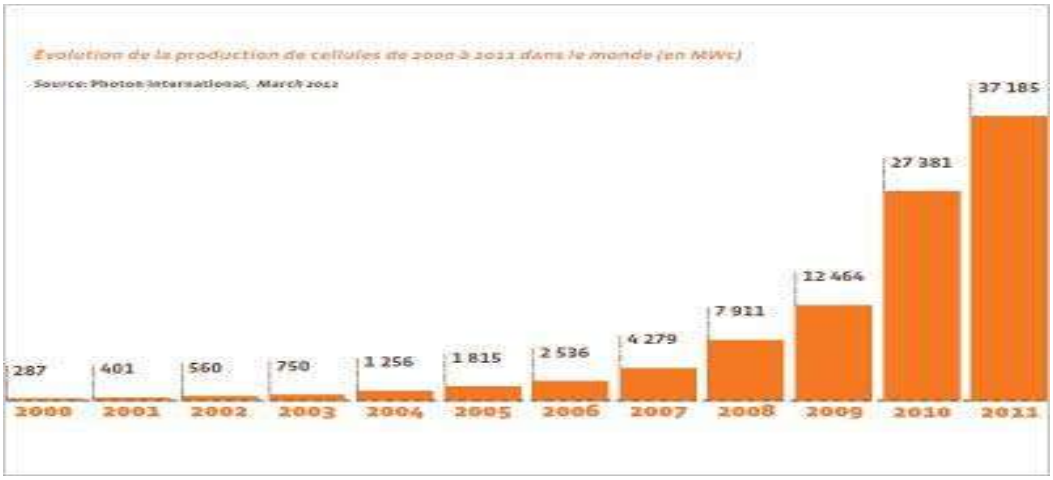


Figure (1.13) Evolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques en MW.[11]

1.4.1. Gisement solaire

L'énergie qui nous vient du soleil représente la quasi-totalité de l'énergie disponible sur terre. Outre l'apport direct sous forme de lumière et de chaleur , elle est à l'origine de la biomasse(photosynthèse) ,du cycle de l'eau ,des vents,des courants océaniques, et,sous forme stockée durant des millions d'années,de nos réserves de gaz,de pétrole et de charbon .

Les seules ressources énergétiques non solaires sont la chaleur de la Terre (géothermie), les marrées et l'énergie nucléaire.

L'énergie solaire est produite par les réactions de fusion thermonucléaires:les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium (2 protons+2neutrons). Cette énergie est émise dans l'espace par la surface du Soleil, notamment sous forme d'onde électromagnétique (lumière).

Cette énergie lumineuse dite extraterrestre a été évalué avec précision par la NASA et vaut 1367 W/m^2.il s'agit de l'irradiance reçue,ou rayonnement solaire instantané, à un instant

donné au dessus de l'atmosphère terrestre sur un plan perpendiculaire à la direction du Soleil. On appelle cette valeur constante solaire, mais elle ne l'est pas tout à fait à cause des légères variations de la distance Terre-Soleil.

Cette énergie qui descend en ligne droite vers notre planète ne peut pas nous parvenir sur la Terre en intégralité car elle va subir des transformations en traversant l'atmosphère : par absorption et par diffusion.

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

- ✓ *Le rayonnement direct* est reçu directement du Soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par les miroirs.
- ✓ *Le rayonnement diffus* est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols).La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. Dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, les gouttelettes d'eau (nuages) et les poussières qui produisent cet éclatement des rayons du Soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet que le rayonnement diffus est isotrope, c'est-à-dire que l'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu relativement isotrope (diffusion sur l'air), on a une couronne plus brillante autour du Soleil (composante appelée circum-solaire) et souvent un renforcement sur l'horizon, la bande horizon.
- ✓ *L'albédo* est la partie réfléchie par le sol. Il dépend de l'environnement du site. La neige, par exemple, renvoie énormément de rayons lumineux alors qu'un asphalte n'en renvoie pratiquement aucun. Il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés.

Le *rayonnement global* est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la figure (1.14).

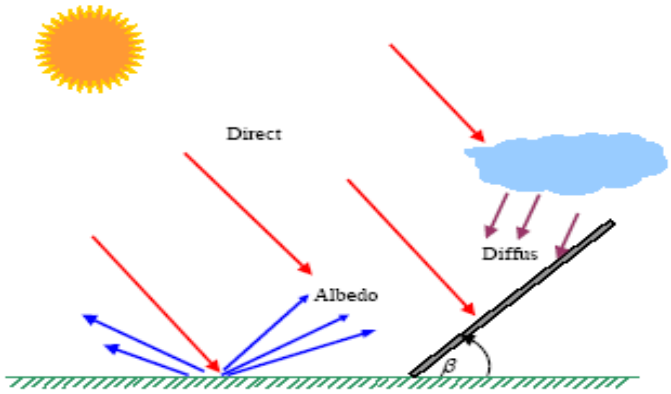


Figure (1.14) – Composantes du rayonnement solaire au sol[12]

Lorsque l'on considère le rayonnement direct, on appelle rayonnement direct normal le rayonnement direct mesuré perpendiculairement aux rayons du Soleil. Mesuré selon un plan non perpendiculaire, le même rayonnement irradie une plus grande surface, il est donc moins intense, c'est ce que l'on appelle *l'effet cosinus*.

C'est ce qui fait notamment que le rayonnement direct sur un plan horizontal est toujours inférieur au rayonnement dans le plan perpendiculaire au Soleil. En revanche, le rayonnement diffus peut être supérieur car le plan horizontal voit une plus grande part de la voûte céleste.

Ce phénomène conduit notamment les concepteurs d'alimentations solaires à installer à l'horizontale des panneaux solaires performants sous rayonnement diffus sur les sites géographiques qui ont très souvent un ciel couvert. En effet, lorsque le Soleil est rarement visible, cela signifie que le rayonnement direct est peu intense, il vaut mieux regarder toute la voûte céleste pour récupérer un maximum de rayonnement diffus.

1.4.1.1 Le rayonnement solaire sur notre planète

La conception de systèmes photovoltaïques nécessite la connaissance du rayonnement solaire utile sur le site d'installation, dans le plan des panneaux solaires. C'est un des paramètres essentiels de l'étude préalable : pour un besoin électrique donné, plus d'énergie reçue implique moins de panneaux solaires à installer et inversement.

On serait tenté de penser que l'énergie solaire hors atmosphère étant connue, ainsi que la course du Soleil en tout point du globe, on peut reconstituer l'énergie solaire reçue au sol. Ce serait oublier l'influence de l'atmosphère qui provoque la diffusion et l'absorption d'une partie du rayonnement incident. Le diffus représente plus de 50% du rayonnement annuel disponible dans les régions tempérées contre 30 à 45% dans les pays ensoleillés et en montagne, et 15 à 20% lors des belles journées, mêmes dans les pays du Sud.

Or, la modification par l'atmosphère du rayonnement solaire obéit à des phénomènes assez complexes et surtout en grande partie aléatoires. L'état de notre ciel et donc le flux lumineux reçu au niveau du sol à un instant donné dépend d'un grand nombre de paramètres :

- ✓ gaz présents dans l'atmosphère;
- ✓ nuages;
- ✓ albédo;
- ✓ température ambiante;
- ✓ vent;
- ✓ humidité relative;

Or ces paramètres dépendent :

- ✓ du lieu géographique;
- ✓ de la saison;
- ✓ de l'heure de la journée;
- ✓ des conditions météo du moment…

Les scientifiques, en particulier les climatologues, élaborent des modèles pour décrire et prédire ces phénomènes atmosphériques, mais le moyen le plus sur pour disposer de données fiables est encore de recourir à des statistiques accumulées sur les années antérieures grâce à

des instruments de mesure. Certes le climat évolue et il faudra en tenir compte, mais relativement lentement par rapport aux marges de sécurité que l'on prend de toute façon.[13]

1.4.1.2 Instruments de mesure

L'héliographe est l'instrument dont l'origine est la plus ancienne. Il donne la durée d'insolation ou plus exactement la période du jour pendant laquelle le rayonnement solaire a dépassé un certain seuil. C'est sur un papier qui se déplace que le rayonnement solaire, concentré à l'aide dispositif optique, laisse son empreinte en le brûlant sur une longueur qui donne la durée du jour. Pour le photovoltaïque, cet appareil n'est pas très intéressant car il ne renseigne pas sur l'intensité du rayonnement.

Le pyranomètre est l'appareil le plus utile puisqu'il évalue, à l'aide d'une thermopile, l'ensemble du rayonnement solaire (direct+diffus) sur une surface donnée, sur un très large spectre, de 0,3 à 3 µm de longueur d'onde. Son globe de verre lui confère une grande acceptance angulaire, proche de la demi-sphere (il collecte les rayons venant de toutes les directions, même les rayons rasants).

Il peut également mesurer uniquement la part diffuse du rayonnement: on masque alors le rayonnement direct avec un cache en forme d'arceau qui suit la trajectoire du soleil pour éliminer la contribution directe du rayonnement.

Le pyrhéliomètre, quant à lui ne mesure que le rayonnement direct. Egalement équipé d'un système qui suit le Soleil dans ses déplacements, il est muni d'un tube de visée à faible ouverture avec un détecteur placé au fond.

Grâce aux appareils décrits ci-dessus placés dans différentes orientations, les stations météorologiques élaborent des statistiques de rayonnement solaire à partir des milliards de données collectées. Des bases de données sont ainsi constituées, avec d'autres informations fort utiles telles que les températures minimales et maximales, le taux d'humidité ….. Pour récupérer d'autres chiffres, on pourra avoir recours aux bases de données d'ensoleillement accessibles par des logiciels de dimensionnement comme Meteonorm 2000(version 4), et PVSYST, tous deux conçus en Suisse. Très complète est également la base de données météorologique de la NASA dont une partie est téléchargeable sur le site du logiciel Canadien RETscreen.[14]



Figure (1.15) Pyranometre

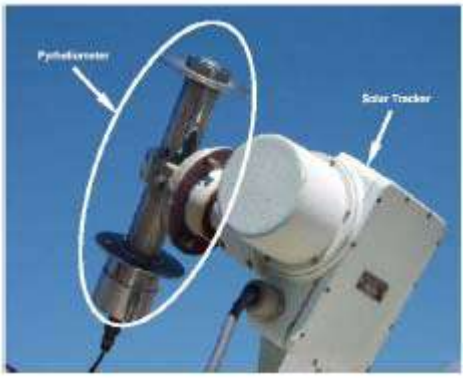


Figure (1.16) Pyrhéliometre

1.4.1.3 Exploitation de données

On distingue deux types de données d'ensoleillement: les valeurs instantanées et les valeurs cumulées.

- ✓ ***Rayonnement cumulé***

La plupart du temps le dimensionnement d'un système photovoltaïque se base sur les moyennes mensuelles de l'énergie solaire journalière de la région. Il suffit alors de disposer de 12 valeurs journalières cumulées (pour les 12 mois de l'année) dans le plan des capteurs. Plus exactement, la grandeur physique que l'on utilise est alors le rayonnement solaire global intégré sur une journée, appelée plus simplement rayonnement global journalier : il s'agit de l'intégrale du rayonnement global (direct+diffus) sur la journée, le cumul du rayonnement en Wh/m^2 et par jour. Ces valeurs sont accumulées d'année en année et on réalise des moyennes pour chaque mois de l'année.

Comme il n'est possible de disposer des pyranometre dans toutes les directions, les bases de données météorologiques citées ci-dessus fournissent ces valeurs pour seulement quelques orientations et inclinaisons. Parfois seul le rayonnement horizontal est mesuré. Il est possible de calculer,à l'aide de modèles mathématiques et une certaine dose de statistiques, le rayonnement sur une surface inclinée à partir du rayonnement horizontal, selon la latitude et la longitude du lieu, le cœfficient d'albédo.

- ✓ ***Rayonnement instantané***

Il existe cependant des cas ou l'on a besoin de profils détaillé du rayonnement instantané pendant la journée : quand il y a des obstacles au voisinage des panneaux solaires susceptibles de provoquer des ombrages pendant plusieurs heures à certaines périodes de l'année. On a besoin alors de données horaires (courbes de l'intensité du rayonnement en fonction de l'heure de la journée) pour quantifier les pertes de ces ombrages.

1.4.1.1.4 Variations du rayonnement global journalier

- ✓ **Influence de la latitude**
- ✓ On remarque que les sites les mieux ensoleillés se situent dans les régions tropicales (latitudes 25-30°). Les zones équatoriales sont en général plus perturbées par la nébulosité (phénomène de moussons et d'orages).

Mais c'est sur la répartition saisonnière que la latitude a le plus d'influence, surtout sur le rayonnement horizontal. Dans les zones équatoriales et tropicales on observe assez de variations au cours de l'année, ce qui représente un très grand avantage pour l'utilisation du photovoltaïque. Mai plus la latitude s'élève, et plus les différences sont marquées. La figure (1.17) montre l'évolution annuelle d'un beau jour selon la latitude.[15]

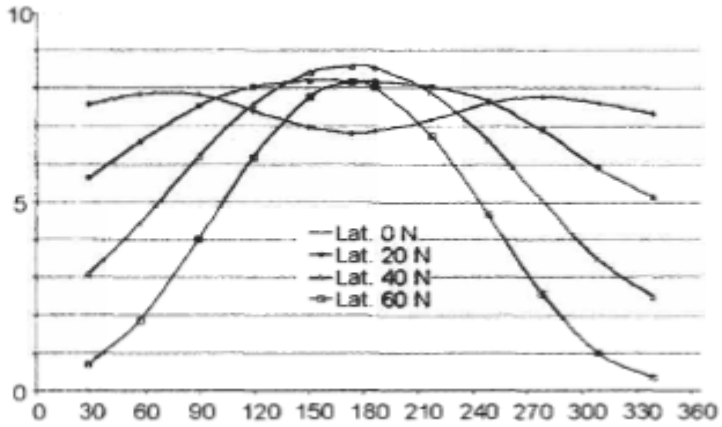


Figure (1.17) – *Rayonnement global journalier idéal (KWh/m^2) (modèle d'un jour clair sans nuages) en fonction de la saison et de la latitude du lieu.*

- ✓ **Influence de l'exposition**

Dans les pays tempérés et froids, cette courbe idéale figure (1.17) est encore pénalisée par le fait que la nébulosité est habituellement bien plus élevée en hiver. Ces basses valeurs de l'ensoleillement global hivernal sont certes un inconvénient pour le développement du photovoltaïque en climat tempéré. Heureusement on l'atténue un peu en orientant les modules vers le sud et en inclinant dans une position adaptée à la latitude.

- ✓ **Altitude, albédo et autres facteurs**

Bien entendu la latitude, la saison et l'exposition sont les principaux facteurs qui déterminent le rayonnement solaire exploitable au sol en un lieu donné. Mais d'autres éléments peuvent intervenir, notamment en montagne, en bordure de mer ou dans les villes ou la pollution atmosphérique est élevée.

En altitude, le rayonnement solaire est presque toujours élevé que dans la plaine à un instant donné. On se trouve fréquemment au dessus de a couverture nuageuse tout simplement. D'une manière générale, la nébulosité baisse avec l'altitude. De même, l'influence de la neige est primordiale en hiver:la réflectivité du sol augmente considérablement. Ce rayonnement venu du sol n'atteint pas les modules à l'horizontale, mais intervient pour toute exposition inclinée, à fortiori verticale.

En ce qui concerne la pollution localisée ou d'autres perturbations qui donnent lieu à microclimats, seules les données météorologiques locales peuvent en rendre compte.

1.4.1.2 Modélisation de l'irradiation solaire global sur un plan incliné

Avant d'entrer dans les détails certains principes de base méritent d'être rappelés, notamment la définition de plusieurs variables.

- ✓ **Déclinaison**

La *déclinaison* est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés, est donnée par l'équation de Cooper :

$$\delta = 23{,}45\mathrm{Sin}\left(2\pi\frac{284+n}{365}\right) \qquad (1.9)$$

où *n* est le jour de l'année (c.-à-d. *n* =1 pour le 1er janvier, *n* = 32 pour le 1er février, etc.). La déclinaison varie entre -23,45° le 21 décembre et +23,45° le 21 juin.

- ✓ **Angle horaire du soleil et angle horaire du soleil à son coucher**

*L'an*gle *horaire du soleil* est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en 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). Ainsi, à 7 h 00 du matin (heure solaire), l'angle horaire du soleil vaut –75° (7 h 00 du matin est 5 h avant midi; cinq fois 15º égal 75º, avec un signe négatif puisque c'est le matin).

*L'an*gle *horaire du soleil* à son coucher ω_s est l'angle horaire du soleil à l'heure de son coucher. Il est donné par l'équation suivante :

$$\mathrm{Cos}\omega_S = -\mathrm{Tan}\varphi\mathrm{Tan}\delta \qquad (1.10)$$

où δ est la déclinaison calculée d'après l'équation (1-9) et φ la latitude du lieu.

En général l'irradiation solaire totale sur une surface inclinée est calculée par estimation et addition des composantes directes, diffuse et réfléchie de l'irradiation totale sur une surface inclinée et l'irradiation solaire horaire totale sur une surface inclinée est décrite par l'équation :

$$G_{in} = B_{in} + D_{in} + R_{in} \qquad (1.11)$$

Avec G_{in} est l'irradiation solaire totale sur une surface inclinée, W/m^2/heure, B_{in} est l'irradiation solaire directe absorbée par la surface inclinée, W/m^2/heure ; D_{in} est l'irradiation solaire diffuse absorbée par la surface inclinée, W/m^2/heure ; et R_{in} est l'irradiation solaire totale réfléchie par la surface inclinée.

1.4.1.2.1 Irradiation solaire directe totale sur une surface inclinée

La partie directe peut être décrite par l'équation :

$$B_{in} = B_h \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} = B_h . R_b \qquad (1.12)$$

Ou B_h est l'irradiation solaire sur une surface horizontale **;**θ est l'angle d'incidence,l'angle que fait l'irradiation directe sur une surface et la normale à cette surface,θz est l'angle zénithal du soleil ;R_b est le facteur géométrique.[16]

Pour le calcul de l'angle d'incidence on utilise les équations suivantes :

$$Cos\theta = Sin\delta Sin\varphi Cos\beta - Sin\delta Cos\varphi Sin\beta Cos\gamma + Cos\delta Cos\varphi Cos\beta Cos\omega_s + Cos\delta Sin\varphi Sin\beta Cos\gamma Cos\omega_s$$

$$+ Cos\delta Sin\beta Sin\gamma Sin\omega_s \qquad (1.13)$$

$$\text{Et} \qquad Cos\theta z = Cos\delta Cos\varphi Cos\omega_s + Sin\delta Sin\varphi \qquad (1.14)$$

Ou δ est la déclinaison solaire ;φ la latitude du lieu ;β l'angle d'inclinaison de la surface du plan ;et γ est l'angle azimutal de la surface.

1.4.1.2.2 Irradiation solaire réfléchie absorbée par une surface inclinée.

La partie réfléchie peut être décrite par l'équation suivante :

$$R_{in} = \frac{\rho}{2} G_h (1 - Cos\beta) \qquad (1.15)$$

Ou G_h est l'irradiation solaire totale sur une surface horizontale et ρ est l'albédo du sol.

1.4.1.2.3 Irradiation solaire diffuse totale absorbée par une surface inclinée

Il existe plusieurs modèles pour l'estimation de l'irradiation diffuse totale sur une surface inclinée. On va introduire et expliquer les modèles les plus populaires.

1.4.1.2.3.1 Modèle de Liu et Jordan.

Le modèle de Liu et Jordan considère une distribution isotropique de l'irradiation diffuse de l'hémisphère. Cette considération permet une dérivation analytique de l'équation de base pour calculer le rapport entre l'irradiation diffuse sur une surface inclinée et sur une surface horizontale.

$$D_{in} = D_h \left[\frac{1 + Cos\beta}{2}\right] = D_h . Cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) \qquad (1.16)$$

Où D_h est l'irradiation diffuse sur une surface horizontale.

1.4.1.2.3.2 Modèle de Hay et Davies

Le modele de Hay et Davies tient compte des irradiations diffuses isotropique et de la circum-solaire. Sous les conditions d'un ciel clair, il existe une augmentation de l'irradiation diffuse autour du soleil. Hay et Davies estiment la quantité diffuse de la circumsolaire en utilisant un indice anisotropique A_i.[17]

L'irradiation diffuse sur une surface inclinée est donnée par :

$$D_{in} = D_h.Cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right)(1-A_i) + D_h.A_i.R_b \qquad (1.17)$$

Où $Ai = \frac{B_h}{G_0}$

G_0 est la valeur horaire sur un jour pris comme jour moyen et eut être calculé comme suit :

$$G_0 = \frac{24}{\pi} G_{sc}\left[1 + 0.33\cos\frac{360}{365}n\right]\left[\cos\varphi\cos\delta\sin\omega_s + \frac{\pi\omega_s}{180}\sin\varphi\sin\delta\right] \qquad (1.18)$$

Où Gsc est la constante solaire égale à 1376 W/m^2

1.4.1.2.3.3 Modèle de Perez

La dernière version améliorée du modèle de Perez (Perez et al, 1990) offre des coefficients recommandés qui sont issus à partie des données climatiques dans plusieurs endroits. Le modèle tient comte, pour les irradiations diffuses de la circum-solar et isotropiques, des cœfficients empiriques F_1 et F_2 (cœfficient d'éclaircissements réduits). Les cœfficients d'éclaircissement F1 et F2 sont fonction de la clarté du ciel, ε, et les paramètres d'éclaircissement du ciel, Δ :

$$\varepsilon = \frac{\left[\frac{(D_h + D_n)}{D_h + 1{,}04\theta_z^{\,3}}\right]}{1 + 1{,}041\theta_z^{\,3}} \qquad (1.19)$$

Où m est la masse d'air.

L'irradiation solaire diffuse sur une surface inclinée est estimée par :

$$D_{in} = D_h.Cos2\left(\frac{\beta}{2}\right)(1-F_1) + D_h\left(\frac{a}{c}\right) + D_h.F_2.Sin\beta$$

(1.12)

Avec $\frac{a}{c} = \frac{\max[0, Cos\theta]}{\max[Cos85, Cos\theta_z]}$

1.4.1.2.3.4 Modèle de Reindl

Le modèle de Reindl ajoute un terme de d'éclaircissement diffus du ciel au modèle de Hay et Davies. Le modèle de l'irradiation diffuse sur une surface inclinée est donnée par :

$$D_{in} = D_h.Cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right).(1-A_i)\left[1 + f.Sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right)\right] + G_h.A_i.R_b \qquad (1.20)$$

Avec $f = \sqrt{\frac{B_h}{G_h}}$

1.4.1.2.3.5 Modèle de HDKR (Hay et Davies, Klein, Reindl)

L'irradiation solaire sur une surface inclinée est donnée par

$$G_{in} = (B_h + D_h.A_i)R_b + D_h(1 - A_i)\left(\frac{1+Cos\beta}{2}\right)\left[1 + fSin^3\left(\frac{\beta}{2}\right)\right] + G_h\rho\left(\frac{1-Cos\beta}{2}\right) \quad (1.21)$$

1.4.1.2 Cellule solaire réelle

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque.[18]

1.4.1.2.1 Principe de fonctionnement

La cellule solaire est composé d'un matériaux semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique. Le principe de fonctionnement de cette cellule fait appel aux propriétés du rayonnement et celles de semi-conducteurs.

1.4.1.2.1.1 Effet photovoltaïque et la jonction P-N

L'effet photovoltaïque est le phénomène physique qui permet de convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique.

Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est illustré sur la figure (1.18). Un photon d'énergie suffisante qui heurte un atome peut arracher un électron et lui communiquer une certaine vitesse.

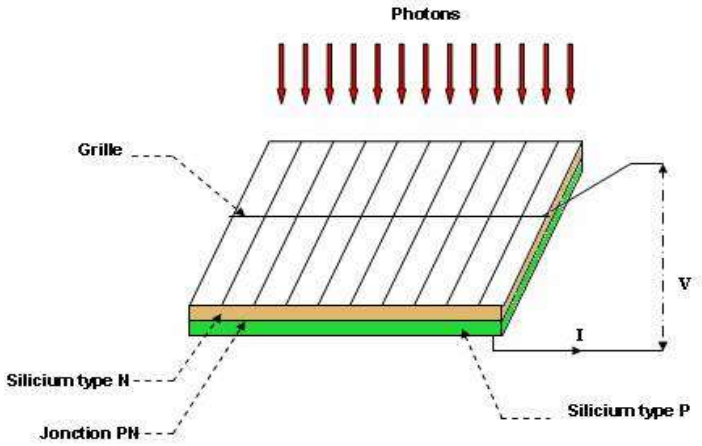


Figure (1.18) Schéma d'une cellule solaire[19]

Ces charges électriques crées ont toute une chance de se recombiner. En constituant une jonction de deux zones de types opposés (jonction P-N), un champ électrique apparaît au voisinage de cette jonction qui maintient la séparation de charges positives et négatives.

L'électron arraché sera accéléré par le champ électrique et parviendra éventuellement dans la zone de type N, de même la charge positive acquise par l'atome se propagera vers la zone de type P.

Ainsi, une tension électrique apparaît entre les deux phases de la jonction et si elles sont reliées par un circuit extérieur, un courant s'y écoulera. L'énergie des photons est ainsi convertie en énergie électrique. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{OC}). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (I_{CC}) et dépend fortement du niveau d'éclairement. Une cellule PV a, comme nous le voyons sur la figure (1.19), une caractéristique I (V) non linéaire avec un point de puissance maximale.

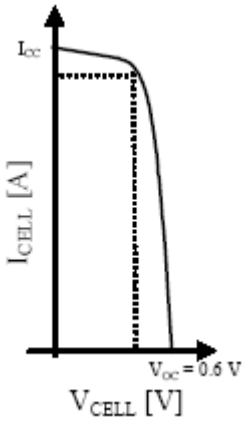


Figure (1.19) Caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque[20]

Une cellule PV peut se modéliser à partir de l'équation définissant le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique. Ainsi, la figure (1.20) illustre le schéma équivalent électrique d'une cellule PV réelle. Dans cette équation, on prend en compte le courant de court-circuit et les différentes résistances modélisant les pertes dues à la connectique. Ainsi, en statique, le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante :

$$I_{CELL} = I_{CC} - I_s\left[\exp\left(\frac{V_{cell} + I_{CELL}R_s}{nV_T}\right) - 1\right] - \frac{V_c + I_{CELL}R_s}{R_p} \qquad (1.22)$$

Avec $$V_T = \frac{KT}{e}$$

Où I_s est le courant de saturation, V_T, le potentiel thermodynamique, K, la constante de Boltzmann, T, la température effective de la cellule en Kelvin, e, la charge de l'électron, n, le facteur de non idéalité de la jonction, I_{CELL} est le courant fourni par la cellule, V_{CELL} la

tension à ses bornes, I_{CC} le courant de court-circuit de la cellule dépendant de l'éclairement et la température, R_P, la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction et R_S la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions.

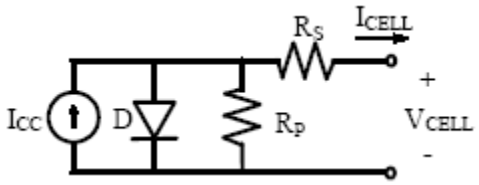


Figure (1.20) Schéma équivalent électrique d'une cellule PV réelle

1.4.2.1.2 Générateur photovoltaïque

L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque. Si les cellules se connectent en série, les tensions de chaque cellule s'additionnent, augmentant la tension totale du générateur. D'une autre part, si les cellules se connectent en parallèle, c'est l'ampérage qui augmentera.[21]

Nous pouvons remarquer que comme pour une cellule, la caractéristique électrique I (V) d'un générateur photovoltaïque est non linéaire et présente un point de puissance maximale. Le point de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque est fonction de l'impédance de la charge qu'il alimente et dépend du niveau d'éclairement et de température (Voir figures (1.21) et (1.22)).

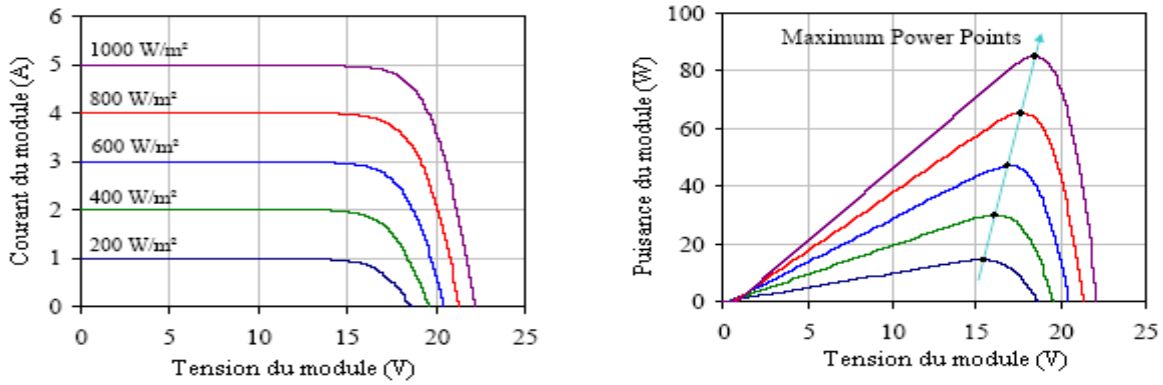
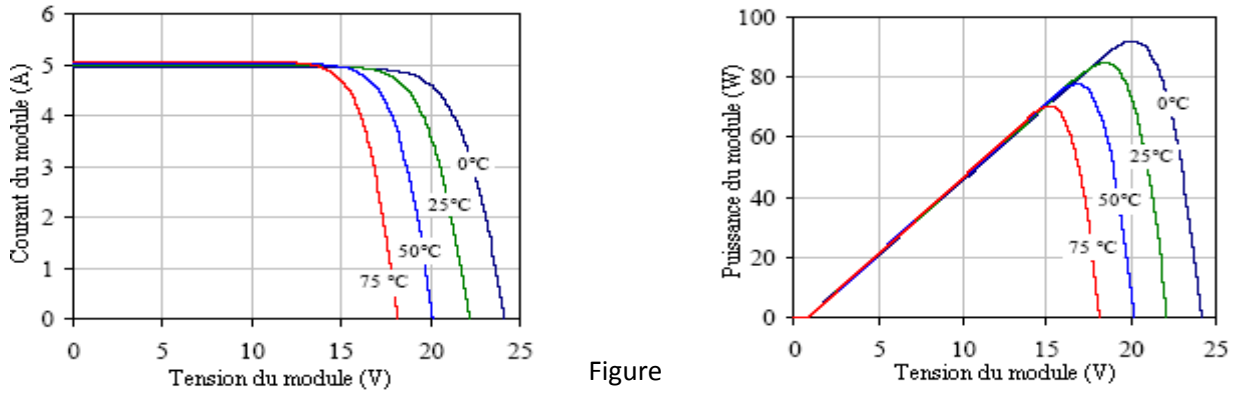


Figure (1.21) Influence du niveau d'éclairement



Figure

Figure (1.22) Influence de la température de la cellule (Rayonnement solaire de 1KW/m^2)

1.4.2.1.3Le potentiels solaires énergétiques du site

Ressource solaire données brutes saisie au logiciel est le rayonnement horizontal mondiale moyenne, Les données sur le rayonnement solaire mensuels moyens affichés dans le **tableau I-4**, Afin d'obtenir la quantité d'énergie générée par l'énergie solaire photovoltaïque, il nécessite la saisie de données sur les ressources solaires mesurés en unités de kW/j / m2 dans le logiciel de Homer.

Tableau I-4: *Moyenne mensuelle mondial rayonnement solaire*

Mois	Pour Adrar		Pour Tamanrasset		Pour Alger	
	Indice de clarté	Rayonnement solaire kWh/j/m^2	Indice de clarté	Rayonnement solaire kWh/j/m^2	Indice de clarté	Rayonnement solaire kWh/j/m^2
Jan	0,653	4,089	0.679	4.797	0.486	2.324
Février	0,678	5,047	0.704	5.724	0.510	3.127
Mar	0,668	5,995	0.694	6.538	0.526	4.216
Avril	0,673	6,934	0.673	7.047	0.530	5.214
Mai	0,660	7,317	0.655	7.199	0.545	6.034
Juin	0,647	7,340	0.641	7.132	0.594	6.869
Juillet	0,623	6,965	0.659	7.262	0.598	6.759
Août	0,628	6,630	0.673	7.146	0.619	6.360
Sept	0,660	6,200	0.645	6.326	0.602	5.114
Octobre	0,635	5,000	0.68	5.155	0.55	4.214
Novembre	0,645	4,199	0.69	4.445	0.5	3.501
Décembre	0,645	3,794	0.695	4.555	0.5	2.122

La Figure I-23 et le **tableau I-4** présentent la moyenne la source solaire donnée potentielle mensuelle. Comme il est visible sur la figure juin est le mois le plus ensoleillé. Généralement, la figure représente cette source solaire est suffisamment abondant toute l'année et une quantité importante d'électricité pourrait être généré à l'aide de panneaux photovoltaïques. D'excellentes sources d'énergie solaire ainsi le site considéré dans cette étude a montré pour être exploitées pour produire de l'électricité. L'insolation est maximale pour les

mois de juin et Juillet, alors que le minimum est produit dans le mois de décembre. Une moyenne de 5.79kWh / m2 / jour pour Adrar, 6.22 kWh / m2 / jour pour Tamanrasset, et4.52 kWh / m2 / jour pour Alger a été obtenu comme indiqué dans le tableau 3-1. Cette valeur est à peu près la même et comparable au potentiel solaire moyenne dans le pays en général. Il représente aussi l'indice de clarté du site obtenu après simulation. L'indice de clarté raconte la clarté du ciel de nuages, ce qui signifie la transmission du rayonnement directement du ciel à la surface de la terre. La valeur de l'indice de clarté est sans dimension et varie de 0 à 1 représentant les mois plus nuageux et plus ensoleillées, respectivement. Ici, dans cette étude, la valeur de la clarté varie de 0,623 à 0,678 en juillet avec février pour Adrar, 0.641 à 0.704 en Juin avec février pour Tamanrasset, et 0.486 à 0.619 en Jan avec Août pour Alger.

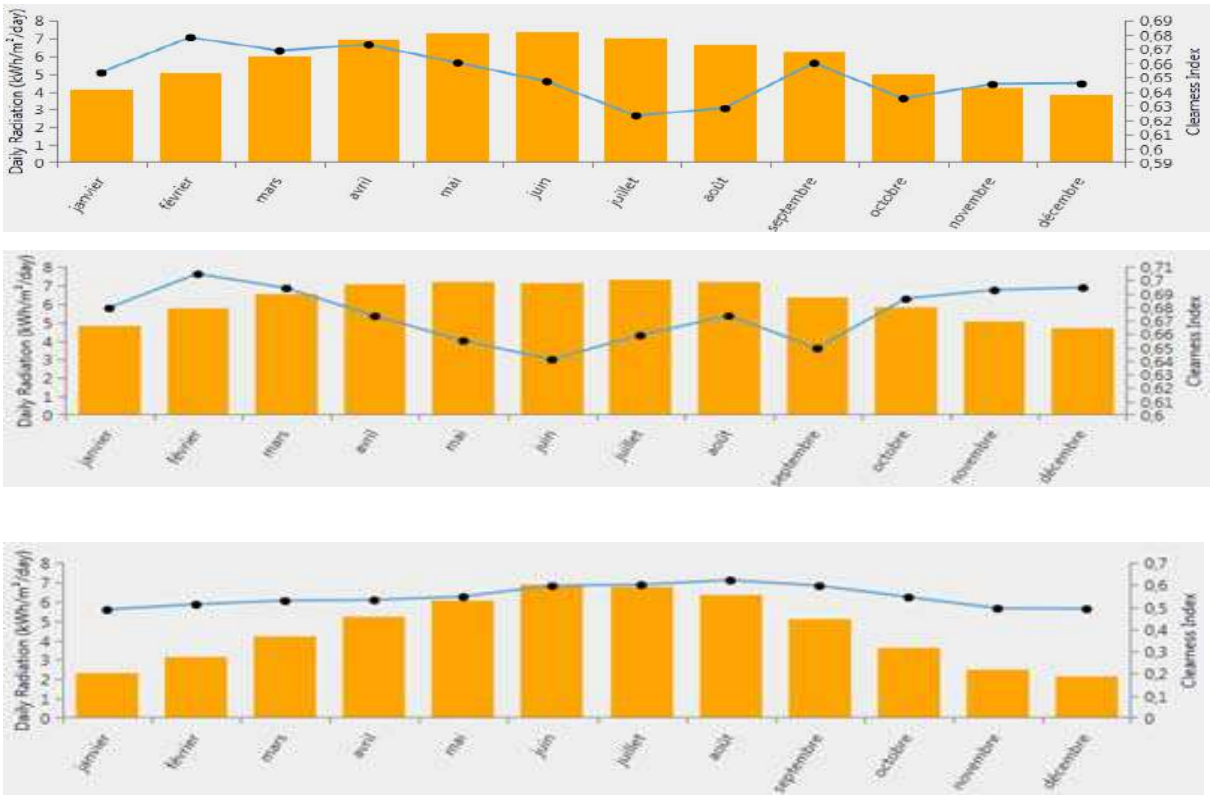


Figure I-23*: mensuelles solaires sources de rayonnements et indice de clarté,* respectivement. *Adrar, Tamanrasset, et Alger.*

I.4.4 Les différents types de systèmes PV

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, appelé aussi Balance of System" ou BoS, Comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale, à savoir la structure rigide (fixe ou mobile) pour

poser ces modules, le câblage, la batterie en cas de stockage, son régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif.

- **Chaîne de conversion électrique**

Dans le cas d'installations autonomes, l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques est utilisée immédiatement (pompage, ventilation, etc.…) ou stockée dans des batteries pour une utilisation différée. Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou est transformé en 230 Volts alternatif.

C'est ce type de systèmes qui est retrouvé en sites isolés (systèmes insulaires, réseaux villageois) se faisant installer en association avec ressources conventionnelles, tels les générateurs diesel.

La chaîne de conversion d'une installation PV autonome est donnée par la **figure- (I.24)** ci-de sous ;

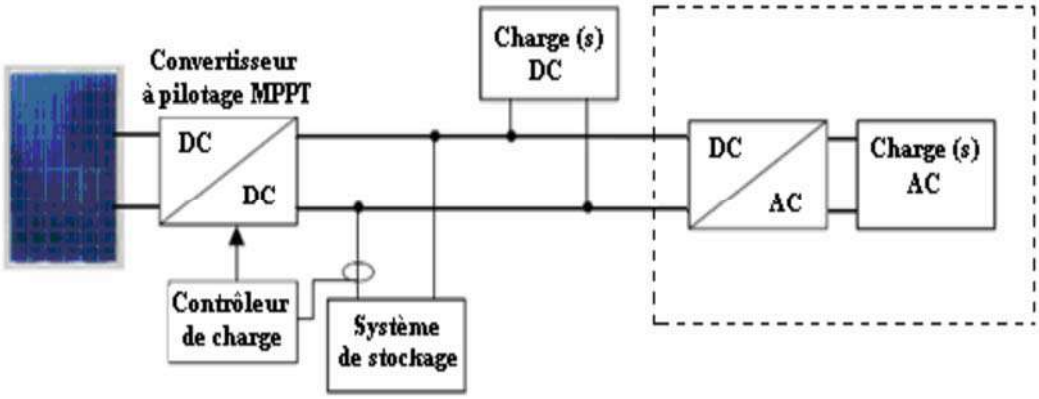


Figure - I.24: *Installations PV autonome*

Le producteur-consommateur isolé du réseau est tributaire des conditions météorologiques.

Ainsi, si l'on a plusieurs jours successifs défavorables à la production d'électricité, le producteur consommateur risque également d'être privé d'électricité lorsque son dispositif de stockage sera complètement déchargé. Au contraire, si les conditions sont favorables à la production et que toute la capacité de stockage est totalement utilisée, il doit arrêter de produire et donc délester sa production.

Mais le système peut également être connecté au réseau. L'avantage du raccordement est de se dispenser du coûteux et problématique stockage de l'électricité. Dans ses versions les plus économiques l'onduleur ne peut fonctionner qu'en présence du réseau, une éventuelle panne de ce dernier rend in opérationnel le système de production d'origine renouvelable. Un onduleur réversible est nécessaire si on a une charge à courant continu. Si la consommation locale est supérieure à la production de la centrale, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs voisins.[21]

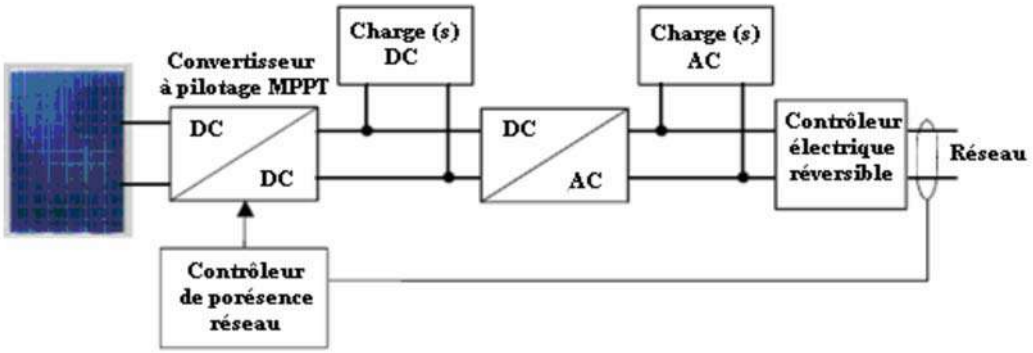


Figure - I.25: Installation photovoltaïque couplée au réseau (un aérogénérateur et son convertisseur pourraient remplacer ou compléter le générateur photovoltaïque)

I.5 Générateur diesel

Dans le cas des installations autonomes, il est nécessaire de recourir au stockage ou d'ajouter un ou plusieurs groupes électrogènes diesels.

Dans un SEH, le générateur classique est généralement le moteur diesel directement couplé au générateur synchrone (**figure- (I.26)**). La fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un gouverneur de vitesse sur le moteur diesel [22]. Le gouverneur fonctionne en ajustant le flux de carburant au diesel, pour garder la vitesse du moteur et la vitesse du générateur constant.

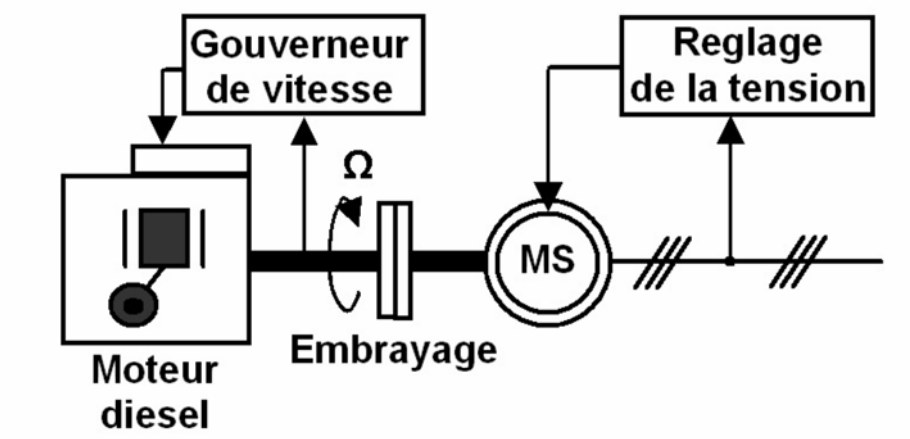


Figure - I.26: *Configuration du générateur diesel*

La capacité est exprimée en kW et sa valeur de courant limite ne doit pas dépasser le taux de charge de la batterie. Sa consommation de carburant et la nécessité d'une maintenance cyclique au bout d'un certain nombre d'heures d'opération, en font un élément polluant au coût de production élevé. Pour minimiser les coûts de production il faut donc limiter le nombre de démarrages et d'heures de fonctionnement du groupe. Son rendement médiocre à faible charge constitue un inconvénient majeur**,** d'ou la nécessité d'opérer le plus possible à plein régime.

I.6 Batterie

La batterie sert à stocker l'énergie produite par le champ de modules PV. Il y a nécessité de stockage chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis de l'apport énergétique solaire. En effet :

• La demande énergétique est fonction de la charge à alimenter, les appareils utilisés fonctionnent soit en continu, soit à la demande ;

• L'apport énergétique solaire est périodique (alternance jour/nuit, été/hiver) et aléatoire (conditions météorologiques). Ce décalage entre la demande et l'apport énergétique nécessite un stockage d'électricité. Le système tampon utilisé le plus couramment pour les systèmes photovoltaïques est la batterie d'accumulateurs électrochimiques.

A cause de la nature variable des radiations solaires, les accumulateurs doivent pouvoir résister sans dommage à de nombreux cycles de charge et de décharge. La profondeur de décharge auquel un accumulateur peut être soumis dépend de son type. Ainsi, les accumulateurs plomb-calcium sont utilisés pour des applications où la décharge est inférieure à 20 % par cycle (décharge faible). Les accumulateurs nickel-cadmium et quelques types d'accumulateurs plomb-antimoine, peuvent être utilisés pour des applications ou la décharge pourrait excéder 80 % (décharge profonde).

Dans un système photovoltaïque, la batterie remplit trois fonctions importantes :

• **Autonomie**. Une batterie permet de répondre aux besoins de la charge en tout temps, même la nuit ou par temps nuageux. Selon les conditions du site et la présence d'une génératrice d'appoint, les batteries d'accumulateurs sont dimensionnées pour permettre une période d'autonomie du système de quelques jours à quelques semaines.

• **Courant de surcharge**. Une batterie permet de fournir un courant de surcharge pendant quelques instants, c'est-à-dire un courant plus élevé que celui que peut fournir le champ PV. Ceci est nécessaire pour faire démarrer les moteurs et les autres appareils requérant un courant de démarrage de 3 à 5 fois supérieur au courant d'utilisation.

• **Stabilisation de la tension**. Une batterie permet de fournir une tension constante, en éliminant les écarts de tension du champ PV et en permettant aux appareils un fonctionnement à une tension optimisée. Les deux types de batteries utilisés le plus couramment dans les systèmes photovoltaïques sont les batteries avec accumulateurs au plomb-acide (Pbacide) et les batteries avec accumulateurs au nickel-cadmium (Ni-Cd).

Chacune a ses propres particularités et, selon les méthodes de construction, elles auront des caractéristiques de fonctionnement très différentes. La batterie au plomb-acide est la plus connue, étant utilisée depuis plus de 150 ans pour fournir le courant de démarrage des voitures, l'électricité des systèmes d'urgence et la force de traction des véhicules électriques.

La batterie au nickel-cadmium a été conçue pour répondre à un besoin prolongé de stockage d'énergie dans des conditions de fonctionnement extrême et de maintenance minimale. Il existe également quelques types de batteries au nickel-cadmium. Néanmoins, une des différences les plus importantes entre les batteries au plomb-acide et celles au nickel-cadmium se trouve au niveau de leur tension de fonctionnement. Alors qu'une cellule au plomb-acide fournit une tension nominale de 2,0 volts, la cellule au nickel-cadmium fournit une tension nominale de 1,2 volt.[23]

Dimensionner la batterie, c'est choisir un stockage tampon permettant de s'affranchir de variations climatiques temporaires, à l'échelle de l'heure, de la journée et de quelques jours d'autonomie.

La capacité de la batterie exigée pour supporter l'énergie de la charge à alimenter est calculée par l'expression suivante:

$$C_{bat} = \frac{E_{bat}}{\eta_{dech}\left[N_{cel}.V_{dech}\right]P_D.N_{bat}} \qquad (2.20)$$

Ou E_{bat} : Energie exigée de la batterie par décharge

η_{dech} : rendement de décharge

N_{cel} nombre de cellules en série dans une batterie

V_{dech} tension moyenne d'une cellule durant la décharge

P_D : profondeur de décharge

N_{bat}: Nombre de batteries en parallèle

I.7 Convertisseurs

L'énergie électrique utilisée en industrie et chez les particuliers provient principalement du réseau triphasé (hormis les piles, les accumulateurs ;…..). Or les dispositifs utilisant cette énergie ne fonctionnent que très rarement sous forme d'ondes sinusoïdales à 50 [Hz] (ou 60 [Hz]).

La mise en forme de l'onde électrique afin de l'adapter aux besoins des consommateurs est assurée par les convertisseurs de puissance.

Trois types sont souvent rencontrés dans les SEH : les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs ;

Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC. Dans le SEH, ils sont souvent utilisés pour charger des batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et à bon rendement.

Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources à CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu' ils imposent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome exige la présence d'une source à CA pour fonctionner.

II y a aussi des onduleurs qui peuvent assurer les deux régimes de fonctionnement: autonome ou en parallèle avec un autre générateur. Ceux-ci sont les plus flexibles, mais sont aussi les plus chers.

Parfois, les fonctions de redresseur et d'onduleur sont réalisées par un seul appareil.

Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC, par exemple, pour adapter la tension entre deux sources.[24]

I.8 Charges

Les charges électriques rendent utile la puissance électrique. Il existe des charges à caractère résistif et inductif. Les charges résistives incluent les ampoules à incandescence, les chauffe-eau etc. Les appareils utilisant des machines électriques

sont des charges résistives et inductives. Elles sont les principaux consommateurs de puissance réactive. Les charges à CC peuvent avoir aussi des composants inductifs, mais les seuls effets introduits par ceux-ci sont les variations transitoires de tension et courant pendant les changements dans le fonctionnement du système.[25]

I.9 Présentation du logiciel HOMER

Homer est utilisé pour déterminer les dimensions de chaque composant du système hybride. Les données d'entrée du programme sont:

- ✓ Les coordonnées géographiques du site.
- ✓ Les données horaires de la charge pendant toute l'année.
- ✓ Les moyennes mensuelles de l'irradiation solaire sur un plan horizontal et de la vitesse du vent journalières ainsi que les caractéristiques géographiques de chaque site.
- ✓ Les capacités et le nombre de chaque composant du système hybride (Champ PV, Aérogénérateur, Générateur Diesel, Onduleur, Batterie).
- ✓ Les coûts de référence de chaque composant du système hybride.

Homer est un modèle de simulation horaire. IL utilise ces entrées pour déterminer les dimensions optimales de chaque type de système. Ce programme effectue toutes les combinaisons des composants du système qui sont capables de satisfaire la demande. Les solutions faisables sont classées selon le coût sur la durée de vie du système.

I.9.1 Architecture de simulation

On peut schématiser l'architecture de simulation des trois logiciels dans la figure (I-27)

Le bloc des entrées englobe les données de la charge, des ressources météorologiques locales du site et les composants qui constituent le système.

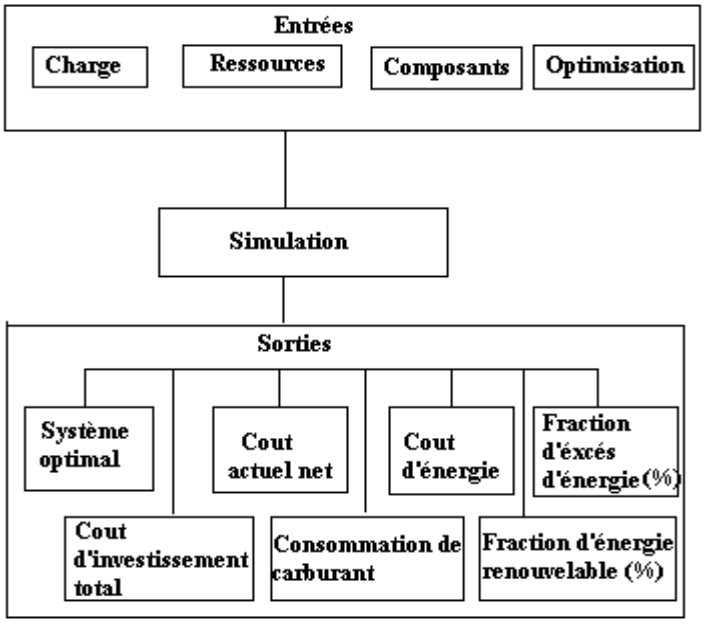


Figure (I-27) Architecture de simulation

Les résultats techniques mettent en évidence l'évaluation énergétique du système optimal en calculant la fraction d'énergie renouvelable et la consommation de carburant.

Les résultats économiques mettent en évidence le coût sur la dure de vie du système et le coût d'énergie.

Il fait trois tâches principales :

a) Simulation:

Il compare l'alimentation en énergie du système et la demande de charge en 1 heure, les 8760 heures. Pendant ce temps, il décide soit d'utiliser le suivi de charge ou d'une stratégie de répartition de fonctionner batteries et le générateur. Pour un système qui contient la batterie et le générateur nécessite d'avoir une stratégie de répartition. Stratégies d'expédition sont de deux types, la charge et le cycle de charge suivants stratégies.

b) L'optimisation:

Dans les sites isolés ou éloignés des réseaux de distribution électrique, le coût de transport du carburant pour une génératrice constitue en général la charge la plus élevée pour les groupes électrogènes. Un système hybride doit intégrer la nécessité de réduire les coûts de fonctionnement, d'où une planification adéquate pour une utilisation optimale des diverse sources d'énergie disponibles. Pour les PV et les éoliennes, la source d'énergie étant gratuite, les coûts de fonctionnement infimes sont contrecarrés par un investissement initial élevé pour couvrir l'acquisition et l'installation des équipements. Un système hybride doit donc permettre d'utiliser au maximum les ressources solaires et éoliennes tout en minimisant les coûts d'approvisionnement en carburant pour la génératrice diesel

I.10 Conclusion

Une brève description du SEH à étudier a été réalisée dans ce chapitre. Notre travail portant sur un SEH composé d'une éolienne, des panneaux photovoltaïques, d'un générateur diesel et batteries de stockage, une attention particulière a été consacrée à chacun d'eux, les solaires et éoliens potentiels énergétiques du site, la présentation du logiciel HOMER.

II.1 Introduction

La charge principale est la charge qui devrait répondre par l'énergie fournissant système tel qu'il nécessite immédiatement; qui comprend l'éclairage, la réfrigérateur, la réfrigération des vaccins, TV, radio, ordinateur, imprimante, fax, et de matériel de laboratoire simples autres. Ici, la consommation de la charge électrique dans chaque foyer est considérée être la même et constante tout au long de l'année. La détermination du village de charge a été effectuée pour 200 nombre de ménages avec moyenne de cinq membres de la famille par ménage; qui représente un certain nombre de population de 1000. La situation économique des régions rurales du pays est en dessous du seuil de la pauvreté et donc dans ce système d'énergie concevoir la sélection des appareils s'est traduit pour la faible puissance de l'amorçabilité de l'énergie électrique fournie.

Déferré charge est la charge qui doit être remplie après la demande de charge primaire est fourni sauf dans les cas spécial comme lorsque le réservoir d'eau laissée vide au-dessous du niveau requis, quel que soit le moment où. Il est aussi appelé charge secondaire, car il ne est pas limité dans le temps de livraison.

II.2 Estimation de la charge primaire

La charge principale est la charge qui devrait répondre par l'énergie fournissant système tel qu'il nécessite immédiatement; qui comprend l'éclairage, la réfrigérateur, la réfrigération des vaccins, TV, radio, ordinateur, imprimante, fax, et de matériel de laboratoire simples autres. Ici, la consommation de la charge électrique dans chaque foyer est considérée être la même et constante tout au long de l'année. La détermination du village de charge a été effectuée pour 200 nombre de ménages avec moyenne de cinq membres de la famille par ménage; qui représente un certain nombre de population de 1000. La situation économique des régions rurales du pays est en dessous du seuil de la pauvreté et donc dans ce système d'énergie concevoir la sélection des appareils s'est traduit pour la faible puissance de l'amorçabilité de l'énergie électrique fournie. L'estimation de la charge électrique est faite selon l'approche suivante :

La consommation d'énergie annuelle (kWh) = ((nombre d'appareil utilisé * puissance de chaque appareil * heures de fonctionnement * nombre de jour) / 1000)/7jour (II.1)

II.2.1 Charge domestique

Dans un ménage à la demande d'électricité est suggéré d'appliquer pour la basse énergie grumeaux fluorescentes compactes (CFL), enregistreur radio ou une cassette, TV et le congélateur consomme une puissance moyenne de 60 W.

Les ménages individuels a été supposés utiliser trois unités de 13W lampes fluorescentes compactes, deux unités pour le résidentiel chambres d'éclairage et une unité pour un éclairage externe qui doit être opérationnel pour 06:00 heures, en moyenne de 18: 00-24: 00 heures. Il est également proposé que chaque ménage serait utiliser le congélateur il est fonctionne de

24h/24h. Une radio de 5W qui fonctionnera pendant 3 heures 18h00-21h00 est suggérée. Télévision de 65W doit être fonctionnée dans chaque ménage sur une base moyenne à partir de 12: 00-14: 00 et de 18: 00-23: 00 heures. En Algérie, les week-ends sont reconnus comme jours fériés religieux et à ces jours, il n'y a pas de travaux pratiques réalisés notamment dans les domaines agricoles. Les demandes de pointe dans les ménages sont normalement eu lieu le week-end et les jours fériés parce TV et radio peuvent être activés pour une période de temps prolongée. Pendant ce temps, la télévision fonctionnerait pour 14h00 heure de 8: 00-22: 00 heures et radio seront profitent pour 06h00 heure de 6: 00-12: 00 heures. La demande de charge d'électricité estimée pour un seul ménage pour la semaine ne est calculé comme suit et sont résumées dans le **tableau II-1**.

Tableau II-1: *Célibataire ménages électricité Caractéristiques de consommation pendant la semaine.*

Appareils électriques	**Quantité**	**Capacité (Watts)**	**Heures Fonction (h/j)**	**La charge maximale (kW)**	**Energie totale (KWh / jour)**
Feux de faible énergie	3	13	6	0,039	0,234
Télévision	1	65	7	0,065	0,455
Radio	1	5	3	0,005	0,390
Réfrigérateur	1	60	24	0,060	1,44
Total		2959		0,169	2,519

La cible principale pour la sélection des appareils dans le tableau II-1 prend en considération la faible économie d'énergie et ce sont les installations minimales qui pourraient être détenues par la communauté rurale. Ainsi la demande de charge maximale de chaque ménage est d'environ 0.196kW et de la consommation d'électricité par ménage est d'environ 2, 519kWh par jour.

II.2.2 Charge Commerciale

Ainsi, une machine de minoterie est proposée pour être installé dans la communauté villageoise. Cette machine ne servira en fait seulement la communauté locale, mais aussi les communautés voisines qui n'ont pas accès à l'électricité seront également obtenir le service, et donc il aidera pour les propriétaires d'augmenter leurs revenus. La machine dispose de la puissance nominale de 12,5 kW qui fonctionnera pour 5h00 heures par jour de 9: 00-12: 00 heures et de 14: 00 à 16: 00 heures seulement pendant les jours ouvrables. La demande d'électricité quotidienne totale par la machine de minoterie est indiquée ci-dessous dans le Tableau II-2.

Tableau II-2: de consommation de la machine électrique

Équipement	Quantité	Capacité (KW)	Heures Fonctionnement (heures/jour)	Energie totale (KWh / jour)
La machine de minoterie	1	12,5	5	44,6428

II.2.3 École

Une éducation de qualité pour toute la communauté est essentielle pour le développement économique de Scion-un pays. Dans chacun des ménages de la famille en vertu de cette étude au moins deux des membres de la famille sont considérés comme âge d'aller à l'école. Ainsi, 12 salles de classe sont proposées pour ce domaine. Par ailleurs, deux bureaux de l'administration avec une unité de 60W ordinateur de bureau, une unité de 50W imprimante et avec une unité de 13W CFL pour chaque est nécessaire. Total de 14 chambres sont nécessaires dans ce cas. L'école doit être équipé d'une salle de toilette pour le personnel et 2 salles de toilettes pour les élèves ayant une unité de CFL 11W pour chaque. Comme remarqué ci-dessus pendant le temps de jour pas besoin d'électricité pour les salles de classe depuis la lumière du soleil peut égayer les classes à travers les fenêtres de verre. Ainsi, la plupart de l'électricité sera utilisée par les ordinateurs et imprimante aux heures de jour qui est très petite. La plus grande charge de l'école sera enregistré sur les temps du soir lorsque les cours du soir seraient accompagnent. Chacune des salles de classe sont supposés être installé avec deux unités de 13W lampes fluorescentes compactes (CFL), En outre, trois unités de 40W CFL pour l'éclairage des environs de l'école est également proposé. L'ordinateur de bureau doit être fonctionné pendant 8h00 heure de 8: 00-12: 00 et de 13: 00-17: 00 et 50W de l'imprimante doit être exécuté pour la moyenne de 1 heure de 15: 00-16: 00, après tout typage sera terminée. Une hypothèse a été prise que les cours du soir mèneraient de 18: 00-21: 00 heures. Mais le nombre d'étudiants du soir pourrait s'attendre à ne pas être plus de trois classes. Pendant les classes week-end du soir seront menées dans la journée 8:00-12:00 et aux mêmes étudiants à temps peut avoir des classes dirigées. La rupture annuelle de l'année

scolaire pour les écoles est en Juillet et Août et de la pause semestre est en Janvier. L'électricité totale consommée quotidiennement par l'école, sauf pour Janvier, Juillet et Août est indiqué ci-dessous dans le **Tableau II-3**.

Tableau II-3: *consommation électrique de l'école.*

Appareils électriques	Quantité	Capacité (Watts)	Heures Fonctionne (heures/jour)	La charge maximale (kW)	Energie totale (KWh / jour)
la lumière de la salle de classe	14	13	3	0,182	0,546
la lumière de toilettes	3	11	3	0,033	0,099
Lumière extérieure	3	40	3	0,12	0,36
Ordinateur	1	60	8	0,06	0,0163
Imprimante	1	50	1	0,05	0,0375
Total		445		0,445	1,0588

La charge indiqués dans ce tableau est la charge de temps de jour si l'école sera forcé d'utiliser l'électricité pendant la journée, à moins que la charge totale ne est que la demande pour les trois salles de classe, pour les lumières extérieures et de toilettes pendant la période de cours du soir ainsi que des installations informatiques et de l'imprimante.

II.2.4 Le centre de santé

La poste de santé engagée à proximité d'un groupe de communautés est le centre de service de base qui est équipé de services de livraison simples et maladies mineures pour traiter les communautés environnantes. Le centre de santé pourrait s'attendre à travailler comme une clinique de santé, qui servira stockage médecine, suivi de l'état de santé des résidents, y compris jours enceinte à l'état de santé de jour. Les maux critique qui nécessite le traitement spécial ne seront pas servis dans ce centre de santé sera plutôt appelé les cliniques bien équipées à proximité ou dans les hôpitaux. Les principaux appareils possibles qui attirent l'énergie électrique dans cette clinique sont des ampoules basse énergie de la lumière, de la radio communication, télévision, ordinateur, imprimante, microscope de laboratoire, et congélateur de vaccin. Le centre de santé aura 8 pièces dont accueil et toilettes chambres lumineuses avec 13W forfaitaire fluorescent qui travaillent pour huit heures de 8: 00-12: 00 et de 13: 00-17: 00 et deux unités de 40W morceaux pour l'éclairage externe à partir 18: 00-6: 00 heures. Il est également proposé d'être équipé d'une unité de 20W microscope à travailler

pour 05h00 heure par jour à partir de 8: 00-12: 00 sur le dessus de ce à partir de 13: 00-14: 00, radio de l'appareil de communication 5W supposé travailler pour 08h00 heure de jour de 08: 00-12: 00 et de 13: 00-17: 00, une unité de 65W 14 " la télévision qui devrait travailler pour 12h00 heure par jour à partir de 08h00 -20: 00 heures, une unité de congélation du vaccin 60W exploitation pour 24:00 heures, une unité informatique 60W de bureau travaillant pour 08h00 heure de 8: 00-12: 00 et 13: 00-17: 00 heures, une unité imprimante 50W travailler pour 01h00 heure par jour à partir de 14: 00-15: 00.

La charge la plus élevée de l'énergie électrique du centre de santé sera acquise dans le congélateur qui est 1.44kWh. Ainsi, la consommation d'énergie quotidienne par le centre de santé est 4.682kWh et il est résumé ci-dessous dans le tableau II-4.

Le profil principal de charge CA du village est représenté dans la figure II-1. Au cours de Janvier, Juillet et Août la charge primaire varie des autres valeurs en semaine, mais il est si petit. La différence est seulement en raison de la scolarité est fermé en donc pas la consommation d'électricité de ces mois. Se référant à la même figure autour du pouvoir 90kW serait tiré par tous les appareils logés dans tous les secteurs au cours de la période entre 6: 00-9: 00 et 16: 00-18: 00 heures ce qui s'est passé pour la raison que la machine de cuisson exécuterait pendant ce temps, qui est la machine la plus forte intensité d'énergie, qui doit être effectué efficacement. Une autre charge de pointe est produite 12:00-à-14h00 heures puisque la télévision fonctionne à l'heure du déjeuner. La charge maximale d'électricité de la communauté se produit à partir de 18h00 heures à 21h00 heures, cela est dû à la plupart des familles se attendrait à être à la maison bénéficiant radio et la télévision en plus l'utilisation de la lumière la nuit. Week-ends charge est différente des charges ordinaires pour la raison que chaque ménages resteraient à la maison bénéficiant radio et la télévision outre le temps de cuisson est en quelque sorte aussi changé des jours de semaine, ce qui signifie le temps de cuisson peut être soit de 12: 00-14: 00 heure en plus de temps ci-dessus énoncés, c'est que la télévision a commencé à fonctionner à 08h00, que la radio est déjà commencée à courir à partir de 6h00 du matin.

Tableau II-4: consommation du centre de santé

Appareils électriques	Quantité	Capacité (Watts)	Heures Fonctionne (heures/jour)	La charge maximale (kW)	Energie totale (KWh / jour)
Éclairage de la salle	8	13	8	0,104	0,832
Externe-éclairage	2	40	12	0,08	0,96
radio Communication	1	5	8	0,005	0,04
Télévision	1	65	12	0,065	0,78
Ordinateur	1	60	8	0,06	0,48

Imprimeur	1	50	1	0,05	0,05
Microscope Laboratoire	1	20	5	0,02	0,1
Vaccin congélateur	1	60	24	0,06	1,44
Total		444		0,444	4,682

II.2.5 La mosquée

Afin de pratiquer des rites religieux nous avons proposé mosquée il composant de salle prière, une bibliothèque et les toilettes, Haut parleur extérieure de puissance 100W il fonctionnée 0,5 heur par jour et Haut parleur intérieure de puissance 40W il fonctionnée 1,5 heur par jour, la salle de prière sont supposés être installé avec dix unités de 13W lampes fluorescentes compactes (CFL), En outre, trois unités de 40W CFL pour l'éclairage des environs de l'école est également proposé. Une salle de toilette 4 unité de CFL 11(W), Ainsi la demande de charge maximale de mosquée est d'environ 0.602 kW et de la consommation d'électricité par mosquée est d'environ 2.258 kWh par jour.

Tableau II-5: *consommation de la mosquée*

Appareils électriques	Quantité	Capacité (Watts)	Heures Fonctionne (heures/jour)	La charge maximale (kW)	Energie totale (KWh / jour)
la lumière de la salle de prière	10	13	6	0,113	0,780
la lumière de bibliothèque	2	13	4	0.026	0,104
La lumière ambiante de toilettes	4	11	6	0,044	0,264
Lumière extérieure	3	40	6	0,120	0,72
Haut Parleur extérieure	3	100	0,5	0,3	0,15
Haut Parleur intérieure	4	40	1,5	0,160	0,24
Total		630		0,602	2,258

La charge totale annuelle moyenne échelle primaire 499,93kWh / jour, la charge annuelle de pointe de 59,23kW et un facteur de 0,35 de charge est résulté de HOMER après simulation. Total estimé résumer des jours de la semaine de la charge primaire.

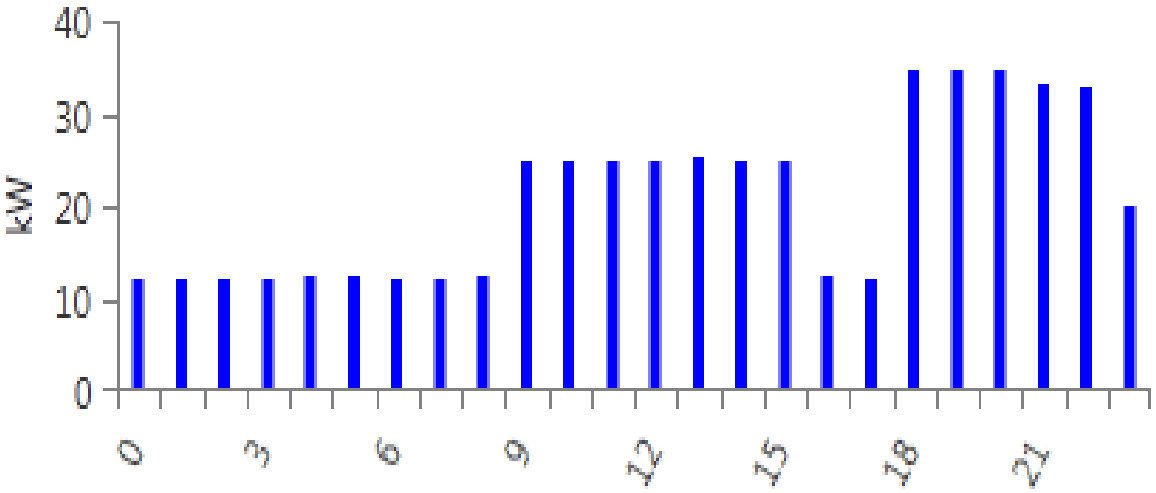


Figure II-1: *Profile de charge journalier primaire du village*

II.3 Estimation de la charge Déferré

La charge Déferré est la charge qui doit être remplie après la demande de charge primaire est fourni sauf dans les cas spécial comme lorsque le réservoir d'eau laissée vide au-dessous du niveau requis, quel que soit le moment où. Il est aussi appelé charge secondaire, car il ne est pas limité dans le temps de livraison. Certaines des activités réalisées par le reportables sont pompage de l'eau, fabrication de la glace et le chauffage de l'eau. Les charges sont en fait considérées comme différée en raison de la nature de la charge, ils sont associés à des mécanismes de stockage. La charge différée est prioritaire après la pleine satisfaction de la charge primaire. La capacité de stockage (kWh) de la pompe est l'électricité a exigé de remplir le réservoir de stockage d'eau parce que l'électricité sera fourni pour d'autres activités pendant le temps de non fonctionnement de la pompe.

II.3.1 Approvisionnement en eau

L'approvisionnement en eau potable est parmi les besoins fondamentaux pour les êtres humains jours à l'activité de jour. Dans cette thèse, l'approvisionnement en eau a été considéré dans une zone centrale commune à tous les ménages, ce qui signifie qu'il ne sera la distribution de canalisation d'eau à chaque ménage.

L'objectif est de répondre eau au milieu de distribution d'eau de la communauté, de la clinique de santé, la mosquée, et l'école. Il est indiqué que l'exigence minimale de l'eau par ménage et par jour est $0.1m^3$. La quantité d'eau à la fois pour la clinique de santé, de la mosquée, et l'école primaire est en cours $2.4m^3$ par jour. Pour satisfaire la quantité d'eau pour le centre de santé, la mosquée, l'école et les ménages, la taille des pompes serait choisie en fonction de leur capacité de puissance et le débit. 2 unités de pompes qui tirent puissance électrique de 150W avec une capacité de décharge de 10 litres / min d'exploitation pour 4h00 heures par jour seraient installés pour fournir de l'eau pour les centres de services communautaires (centres scolaires, sanitaires et de la mosquée). La puissance totale tirée par les pompes est d'environ 0,3 kW.

Les services communautaires ont été proposés pour trois jours la capacité de stockage de l'eau et la consommation d'électricité drainée par les pompes pour remplir le réservoir est d'environ 3,6 kWh.

L'approvisionnement en eau dans le réservoir central de distribution pour l'usage de ménage serait pompée à travers 2 unités de pompes avec note la capacité de 550W qui offre 15litter / min d'eau. Pompes pourraient fonctionner pour une moyenne de 7:00 heures par jour. Pour cette capacité de stockage de l'eau de cas pour trois jours est également recommandé.

En cours d'exécution comme la demande d'énergie et la production d'électricité à partir de ressources renouvelables du village peut varier de temps à autre. Lors de la livraison saison des pluies (été) d'eau à centre de distribution à l'aide de pompes devrait diminuer et d'être partagée par l'eau de pluie, en outre, la quantité d'eau devant être couverts par l'eau de pluie a été assumé environ 30% de la charge différée ; Alors que dans Décembre puisque ce est le

mois commence à la saison des pluies que de 10% de réduction est suggéré ; **Tableau II-6** contient un résumé de l'approvisionnement en eau des ménages pompes caractéristiques.

Tableau II-6: *Consommation de Pompe pour l'approvisionnement en eau ménages*

Nombre de pompe	Capacité (Watts)	Heures Fonction. (heure/j)	consommation d'énergie (kWh / jour)	Capacité de stockage d'énergie (kWh/3j)
2	550	7	7,7	23,1

La capacité de stockage d'énergie peut être calculée comme suit :

Le stockage d'énergie = nombre de pompe*capacités* jours de stockage*heures de travail par jour.

Tableau II-7 L*a capacité de stockage*

Capacité de stockage d'énergie	(kWh/3j)
(2*150*4h/j)*3j	3.6
(2*550*7h/j)*3j	23.1
Total	26.7

II.3.2 Système d'irrigation

Pour une agriculture durable des cultures et légumes alimentaires, la fourniture de système d'irrigation encouragera et permettre aux ménages résidents ou d'être auto-suffisante et de livrer à d'autres consommateurs à gagner de l'argent. Le temps de récupération du fournisseur d'électricité peut être raccourci en raison de la maximisation de la demande de charge de la communauté à des fins d'irrigation. La charge électrique nécessaire à cette fin est utilisée pour entraîner le pompage d'eau électriques pour pomper l'eau à la terre ferme ou de réservoir pour une utilisation ultérieure de l'arrosage. Aux fins d'irrigation 2 unités de 550W pompes ayant capacité de décharge de 45 litres / min qui offre 43.2m^3 par jour a été examiné. Ces pompes fonctionne tous les jours de 08h00 heures et la consommation d'énergie électrique seraient 8.8kWh par jour; sauf pour Décembre, Janvier, Février et Mars. Pendant la saison des pluies la charge reportables diminue, en particulier les pompes d'irrigation seront hors service du tout.

Tableau II-8: *Capacité de stockage d'énergie du système d'irrigation*

Capacité de stockage d'énergie	(kWh/j)
2*550*8h	8.8

Comme on peut le voir dans la **figure II-8** de la charge minimale des pompes est pendant les quatre mois de Décembre, Janvier, Février et Mars.

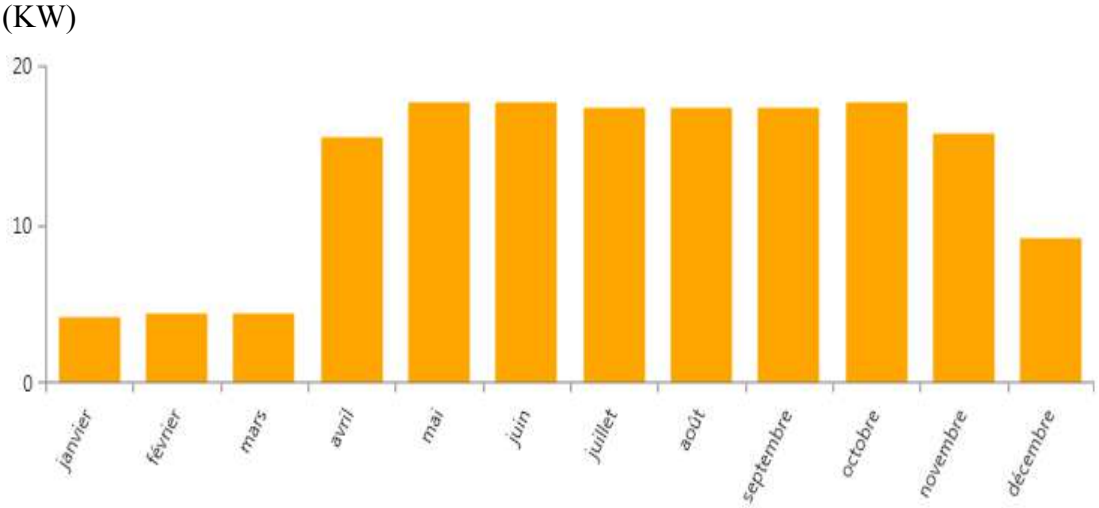


Figure II-2: *Profil mensuel moyen de la charge déferré du Village*

II.4 Conclusion

Estimation de la charge primaire et la charge déferré du village à étudier a été réalisée dans ce chapitre. Notre travail portant sur la charge primaire (domestique charge, commerciale charge, école charge, poste de santé et la mosquée) et déferra blée charge (approvisionnement en eau et système d'irrigation), La charge totale annuelle moyenne échelle primaire 499,93kWh / jour, la charge annuelle de pointe de 59,23kW et un facteur de 0,35 de charge est résulté de HOMER après simulation et la charge totale annuelle moyenne échelle déferré13,19kWh / jour de pointede2,6 kW .

III.1 Introduction :

Le système énergétique proposé devrait répondre à la demande de la communauté qui comprend 200 ménages de charge. Les principales sources d'énergies renouvelables considérées dans ce mémoire sont le solaire et l'éolien. Le générateur diesel et le parc de batteries sont utilisés comme un générateur d'appoint et systèmes de stockage d'énergie respectivement en raison de la nature intermittente des sources renouvelables. L'éolienne et le générateur diesel produit tension alternative de type car ils alternent dans la nature, tandis que la sortie des panneaux photovoltaïques est de type DC. Convertisseur bidirectionnel est installé dans cette configuration qui est essentiellement utilisé pour charger la batterie en changeant la charge alternatif de type courant dans DC, fournit d'ailleurs le type de courant alternatif d'électricité de retour de la batterie pour les consommateurs de charge AC. Toutes les charges requises par les consommateurs sont de type AC. Certaines des valeurs d'entrée dans le logiciel sont exprimées en taille et en quantité. Les éoliennes, les batteries sont les composants du système d'alimentation qui varient en quantité, et l'énergie solaire photovoltaïque, générateur diesel et le convertisseur sont d'autres composantes qui varient en taille. Ce chapitre est d'illustrer les variables d'entrée qui vous aideront pour l'optimisation et la modélisation du système et pour informer entraîné une certaine valeur liées aux entrées. Détail des composants du système d'alimentation et de la charge d'électricité de la communauté a déjà expliqué dans les chapitres précédents. Figure III-1 présentes la représentation schématique d'HOMER modèle de simulation de l'architecture de système hybride considéré dans cet article.

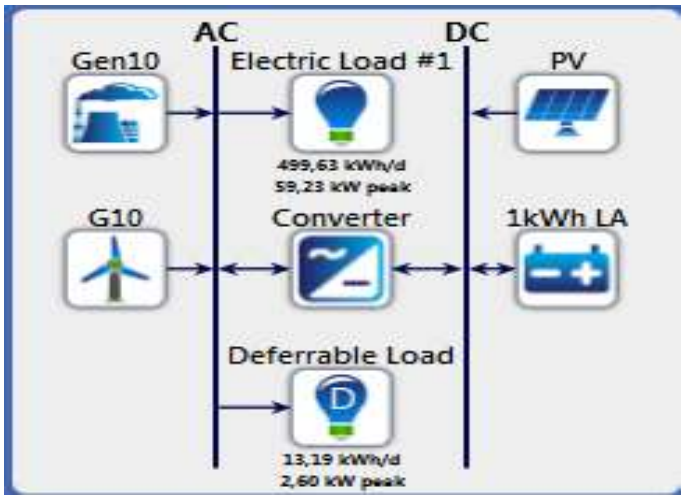


Figure III-1: *Architecture de technologies sélectionnées du système hybride Produit par HOMER*

III.2 Le profil de charge :

Suivant le choix de la technologie des composants à partir de la bibliothèque du logiciel HOMER, la charge électrique est la première à être entré dans l'outil de modélisation. L'entrée de charge primaire, qui a été déterminé au chapitre 2, a conclu sur une base horaire (de données 24 heures) et ensuite le logiciel modélisé la charge de pointe. En outre, il a également synthétisé la charge mensuelle à partir des données d'entrée de 24 heures. Dans notre travail, la charge de l'électricité primaire décrit comme intrants a classé dans la suivante; la charge de week-end, la charge pour Août, Janvier et Juillet, et la charge pour le reste des mois. Alors que la charge différée doit être décrit comme base mensuelle moyenne. La variation diurne du profil de charge primaire de la communauté est représentée dans la **figure III-2** généré par Homère après l'insertion des données de charge de 24 heures. La plupart des appareils utilisés dans des zones résidentielles et des services fonctionnés avec des tensions alternatives actuelles et donc les charges CA ont été suggéré dans l'estimation de la charge dans le chapitre 2. Les profils de charge ont presque les mêmes exigences quotidiennes, demandes, demandes de pointe moyenne, demandes de base.

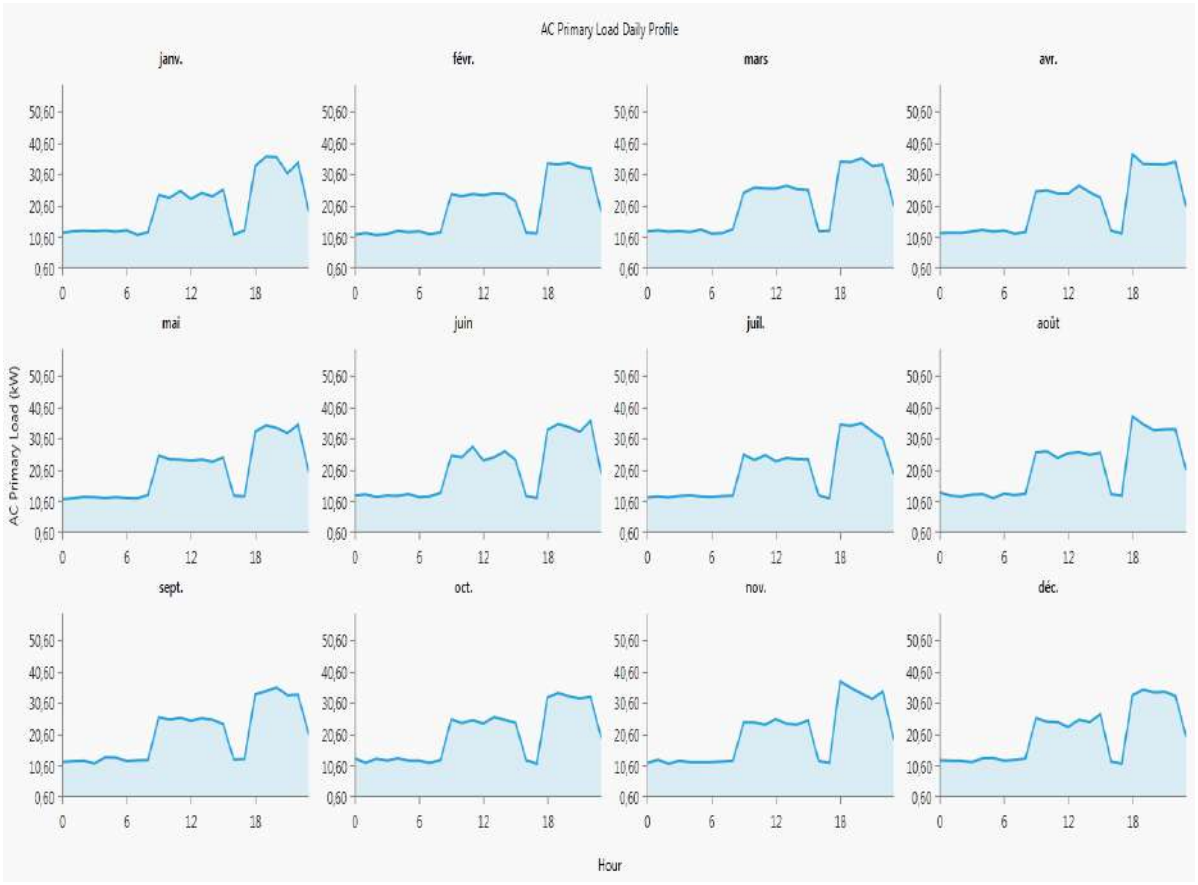


Figure III-2: *variation diurne de profil de charge primaire*

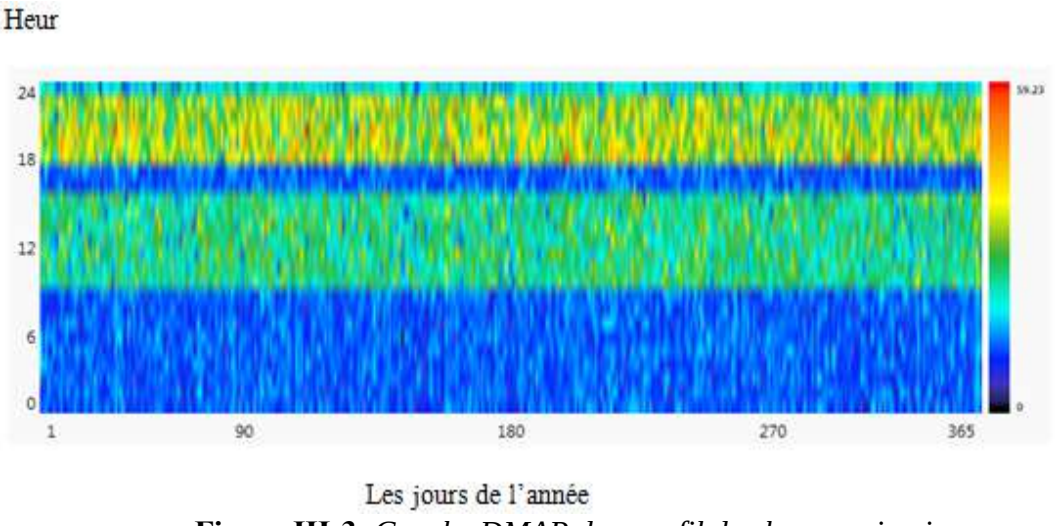


Figure III-3: *Graphe DMAP du profil de charge primaire*

La demande de charge primaire est également indiqué dans la **figure 3-3** le profil de charge d'électricité varie au cours de la journée. La charge est presque 12KW à partir du milieu de la nuit jusqu'au matin, entre 0: 00-9: 00 heures, alors que les hausses de la demande pendant les périodes de petit-déjeuner à partir de 9: 00-12: 00 heures, à l'heure du déjeuner de 12: 00-14: 00 heures, il ya un pouvoir exigeant à l'heure du dîner, mais surtout la nuit à partir de 18: 00-24: 00 heures a pris la puissance maximale que les autres heures. Ce schéma montre clairement que l'énergie électrique est consommée en grande partie à des fins d'éclairage.

III.3 Les Sources d'énergie solaire et éolienne :

La ressource solaire donnée brutes saisie au logiciel est le rayonnement horizontal mondial moyen. En plus des données des ressources solaires la latitude et la longitude de ce domaine seraient également être utilisés comme une entrée. Le fuseau horaire est un autre paramètre à régler. Le village d'Adrar est situé à la latitude: 27 N, longitude: 17.74 W, et fuseau horaire de GMT +1: 00, Le village de Tamanrasset est situé à la latitude: 22 N, longitude: 5E, et fuseau horaire de GMT +1: 00, Le village d'Alger est situé à la latitude: 36 N, longitude: 3 E, et fuseau horaire de GMT +1: 00 est représentée dans les figures III-4, III-5 et III-6 généré par Homère, Afin d'obtenir la quantité d'énergie générée par l'énergie solaire photovoltaïque, il nécessite la saisie de données sur les ressources solaires mesurés en unités de kW / m2 dans le logiciel de Homer.

Comme pour les données de sources solaires la vitesse du vent a également été mesurée à la même zone de la même année. Vitesse du vent a été mesurée à 10 mètres. L'intervalle de temps de mesure des données est de 10 minutes à deux hauteurs. La part de l'électricité

générée par l'éolienne est calculée par le logiciel, ainsi les données de vitesse du vent de 10 minutes a été saisie dans Homer pour la détermination de la production d'énergie d'origine éolienne. En outre les ressources de la vitesse du vent d'altitude au dessus du niveau de la mer, la hauteur de l'anémomètre sont les intrants nécessaires aussi.



Figure III-4:*le site d'Adrar généré par Homer*



Figure III-5 *: le site de Tamanrasset généré par Homer*



Figure III-6 : *le site d'Alger généré par Homer*

III.4 Spécifications des données du Coût et la taille de chaque composant:

Le critère de base liée à la sélection des composants du système d'alimentation dans ce travail de mémoire est le coût des composants, L'estimation du coût des composants a été faite sur la base du coût actuel disponible sur le marché.

Coût en capital initial de composants: c'est le coût installé totale déployée à acheter et à installer le composant au début du projet.

O & M coût: cet est le coût représentait pour l'entretien et le fonctionnement du système. Les composants du régime entier considéré dans cet article a différents coûts d'exploitation et d'entretien. Divers coûts O & M considérés par Homer sont comme amende sur les émissions, la capacité peine de pénurie et le fonctionnement fixe et coûts de maintenance.

Le coût de remplacement: cet est le coût nécessaire pour remplacer l'usure des composants à la fin de son cycle de vie. Ce coût est différent du coût initial de la pièce, pour les raisons suivantes. À la fin de son cycle de vie pas toutes les pièces de rechange de la nécessité de remplacer composante, les coûts de donateurs peuvent éliminer ou peuvent réduire le coût initial, mais le coût de remplacement peuvent ne pas tenir compte des frais de déplacement, mais les coûts initiaux font.

III.4.1 La Taille et le coût du champ PV :

Après avoir examiné les différents produits axés sur le coût à condition que le panneau suivant ait été choisi. La raison du choix du produit de la société est indiquée en raison de son faible coût livré tant que l'efficacité n'est pas une grande préoccupation ici. Le panneau solaire Generic flat plate PV considéré était un 1kW, Dans cet article, le coût d'installation est considéré comme 60% du prix de PV et le coût de fonctionnement et d'entretien serait de 1% par an. L'auteur a examiné le coût de l'installation actuelle de PV la valeur moyenne (250000DA/ kW) des valeurs limites supérieure et inférieure indiquées dans le tableau III-3. Les autres coûts des intrants, de tailles et durée de vie de la PV sont affichés dans table III-1.

Tableau III-1: taille et le coût du champ PV :

PV Taille (kW)	Coût en capital (DA)	O & M coût (DA /année)	Durée de Vie PV (années)	Tailles considérée (kW)
1	**250000**	**180000**	**25**	**0, 1, 50, 60, 70, 80,90, 100, 110, 120, 140,160.**

Il ne est pas ne importe quel système de suivi considéré dans cet article, ainsi le système est modélisée comme suivi fixe montage au sol. Déclassement facteur est un terme représentait à la fois l'efficacité des systèmes PV et de charge l'efficacité de l'automate depuis régulateur de charge ne est pas conçu par Homer. Ce facteur doit être subventionné pour la poussière, à haute température, l'ombrage, les pertes de câblage, et ainsi de suite. La taille de l'entrée des panneaux photovoltaïques pour Homer est en kW, pas m2, donc son efficacité n'est pas prise en compte comme une entrée aussi. L'angle d'azimut ou l'orientation et de l'angle d'inclinaison du panneau PV sont les deux facteurs importants qui devraient être considérés lors de la conception du système PV. Pour une quantité suffisante de la production d'électricité de l'orientation idéale de l'énergie solaire photovoltaïque est plein sud, mais cependant, il est également possible de faire face au sud-est ou sud-ouest, il y aura effectivement petite perte en raison du passage de l'ouest ou à l'est du sud. Les paramètres suivants ont été pris en compte pour la modélisation du système d'alimentation similaires; le facteur de déclassement a été prise comme 85%, l'albédo du sol a également été considéré comme 20%, la pente est 27, 22 et36 pour chaque site (latitude du lieu) et l'azimut 0 (orientation sud).

III.4.2 La taille et le coût du générateur éolien :

Selon les sources de la vitesse du vent la turbine doit générer grande quantité d'énergie renouvelable pour contribuer fraction importante et cela peut être effectuée en utilisant seule turbine éolienne à grande ou le nombre de petites turbines. Quantités de turbines, temps de service, la hauteur du moyeu, coût de la composante, le type de l'électricité produite, coupez-la vitesse du vent sont les valeurs restrictives pour sélectionner éolienne. Les éoliennes Generic 10KW choisies peuvent générer AC Type électricité pour satisfaire les besoins d'AC appareils de consommation de charge. L'éolienne pris pour ce travail de thèse est 10kW puissance. Dans cette thèse coût d'installation a été prise environ 10000DA / kW. Le coût de remplacement de la turbine éolienne considéré dans ce cas est d'environ 70% du coût du capital après la durée de vie de 20 ans. Ci-dessous dans le tableau III-2 les entrées paramétriques d'Éolienne sur Homer sont données.

Tableau III-2: Les entrées paramétriques d'Éolienne sur Homer :

Capacité (kW)	Coût en capital (DA)	Coût de remplacement (DA)	O & M coût (DA / année)	Durée de vie (années)	Hauteur du mât (m)	Quantité
10	**1000000**	**600000**	**10000**	**20**	**24.5**	**1 à 28**

III.4.3 La taille et le coût des batteries :

Comme les autres composants du système d'alimentation, insertion de paramètres d'entrée dans le logiciel sont le coût et le nombre de batterie Generic 1KWh Lead Acide. Notez les définitions suivantes; la capacité nominale comprise batterie est la quantité d'énergie de la batterie déchargée. État de charge minimal de batteries est l'état de charge en dessous de laquelle la batterie n'est jamais déchargée pour éviter des dommages. De 30 à 50 pour cent est l'état minimum recommandé frais. Efficacité de la batterie aller-retour est le flux d'énergie dans la batterie qui peut être extrait pour une utilisation ultérieure. Life time débit est la quantité d'énergie qui circule dans la batterie à travers sa vie. La capacité nominale de la batterie sélectionnée est (1kWh) avec une tension nominale de 4 V pour la batterie seule et la quantité d'énergie stockée dans une seule batterie est 1kWh, l'efficacité de la batterie aller-retour est considéré comme 80%. Le coût de remplacement pour la batterie est supposé environ 70% de son coût en capital. Ci-dessous dans le tableau III-3 les entrées paramétriques des batteries sur Homer sont données.

Tableau III-3:la taille et le coût des batteries :

Capacité (kW)	Coût en capital (DA)	Coût de remplacement (DA)	O & M coût (DA/année)	vie (années)	Quantité(KW)
1	**30000**	**27000**	**1000**	**15**	**200, 300, 400, 500, 600, 700**

III.4.4 La taille et le coût de Générateur diesel :

La taille de générateur 10KW Genset est parmi les tailles d'entrée à envisager de travailler avec le vent et l'énergie solaire photovoltaïque pour répondre à l'exigence de la charge dans le cas d'aucun flux de vent et pas de temps d'ensoleillement. Ainsi gamme de taille du générateur pourrait être inférieure à la demande de pointe de charge car elle fonctionner en collaboration avec les sources renouvelables et de batteries. Le choix du générateur diesel

représente les contraintes de puissance délivrant la capacité, le type de charge, l'efficacité des coûts et de la consommation de carburant. La sélection d'une taille de générateur délibère particulier la contrainte à la fois l'efficacité et la capacité de délivrer la puissance requise coût. La capacité optimale et appropriée de la génératrice pourrait être reprise après la simulation. Dans ce document, le coût de générateur a été suggéré que 45000 DA / kW, ainsi que les coûts connexes sont répertoriés dans le tableau III-4.

Tableau III-4:la taille et le coût du générateur :

Capacité (kW)	Coût en capital (DA)	Coût de remplacement (DA)	O & M coût (DA/heur)	vie (années)	Quantité(KW)
10	**500000**	**400000**	**10**	**15**	**1 à 10**

III.4.5 La taille et le coût des convertisseurs :

Un convertisseur doit maintenir le flux d'énergie entre AC et DC composants du système d'alimentation. La puissance nominale de l'onduleur doit être égale ou supérieure à la charge de pointe mais depuis la charge fournira à la fois de la renouvelables et non-renouvelables, même en deçà du sommet serait installé.

Le coût en capital du convertisseur est pris comme 61500DA, le coût de remplacement est d'environ 43000DA, qui est de 70% du coût du capital, l'efficacité du convertisseur est d'environ 90% et la durée de vie du convertisseur se terminera pendant 15 ans. , ainsi que les coûts connexes sont répertoriés dans le tableau III-5.

Tableau III-5:la taille et le coût du convertisseur :

Coût en capital (DA)	Coût de remplacement (DA)	O & M coût (DA/année)	vie (années)	Quantité(KW)
61500	**43000**	**100**	**15**	**30, 40, 50,60.**

III.5 Autres entrées qui affectent l'optimisation du système d'alimentation :

III.5.1 Entrées économiques :

Paramètres d'entrée économiques comprennent comme durée du projet, le taux d'intérêt annuel réel, la capacité peine de pénurie, le coût de capital fixe, et le système des coûts O & M fixe.

Système fixe coût en capital : est le coût qui a engagé au début de la mise en œuvre du projet. Malgré la taille et l'architecture système, le coût en capital du système fixe et O & M coûts sont considérés comme des valeurs fixes. Ils n'ont donc aucun effet sur le classement du système d'alimentation. Dans cet article; coût en capital fixe égal à 10000000DA, le coût et la pénurie des capacités pénalité O & M fixe a été pris égal à 200000DA.

Le coût d'intérêt réel : est la différence entre le taux d'inflation et de taux d'intérêt nominal. Homer actualisée du coût en capital de chacun des composants du système d'alimentation à coût annuel en amortissant le temps à vie des composants en utilisant le taux d'intérêt réel. Il ne considère pas l'inflation; plutôt elle assume les prix vont augmenter au même rythme au cours de la longue période du système d'alimentation de la vie. Pour comparer l'économie de la configuration du système d'alimentation avec des sources d'énergie renouvelables et non renouvelables, l'outil de modélisation examinerait les entrées supplémentaires suivantes. La durée de vie du système d'alimentation hors réseau est conçu pour mettre fin à 25 ans de long avec une capacité de production pour satisfaire la demande et le taux annuel d'intérêt réel est considéré comme 7% qui est utilisé pour ce projet.

III.5.2 Les entrées des contraintes :

Contrainte : est une condition fixée par le concepteur du système d'alimentation dans lequel le régime de puissance fournissant doit satisfaire pour être réalisable. Un système d'alimentation impossible est un système qui ne répond pas aux contraintes imposées par le modeleur. Il convient de noter que le manque de capacités est un déficit de puissance faite entre la capacité d'exploitation nécessaires et le système d'exploitation réelle capacité du régime à une certaine période de temps. La capacité d'exploitation nécessaire comprend la demande excédentaire et réserve d'exploitation charges. La réserve d'exploitation est marge de sécurité pour la capacité de production d'énergie électrique excédentaire qui assure un approvisionnement fiable en électricité, en dépit des fluctuations de charge, solaire et éolienne. Homer est assez intelligent pour calculer le manque de capacité de toute l'architecture du système d'alimentation par an. L'excédent d'électricité est produit en raison de l'excès soit production d'énergie à partir de sources renouvelables au-dessus de la demande de charge à côté à ce lorsque la banque de la batterie est entièrement chargée afin incapable de stocker l'énergie produite. Pour ce cas de papier les entrées de contraintes suivantes sont considérées et aucune charge thermique n'est comptabilisée pour ce site d'intérêt. Pénurie maximale annuelle de capacité de 10%, la fraction minimum renouvelable de 40%, la réserve d'exploitation, en pourcentage de la charge horaire de 10% et la charge annuelle de pointe de 0%, la réserve d'exploitation, comme pour cent de production d'électricité renouvelable, l'énergie solaire sortie: 25% et l'énergie éolienne sortie de 50%.

III.5.3 L'émission et système contrôle paramètres :

Il n'existe aucun cadre qui conduit à pénaliser les règles pour l'émission. Bien que la peine d'émission est déjà appliquée dans le monde développé, cependant que le continent africain est considéré comme industrialisée peine continent d'émission n'est pas encore adopté. Dans cet article, aucune pénalité d'émission n'est considérée du tout pour le système. Le mécanisme de commande de transit de puissance est un paramètre d'entrée important pour le système d'alimentation. La stratégie de contrôle est simple lorsque le système hybride comprend photovoltaïques, éoliennes et composants de la batterie, mais il devient complexe lorsque le générateur est inclus dans le système hybride, car il est important de savoir comment recharger les batteries et comment fournir la puissance soit des batteries ou de générateur.

Charge de cycle: les batteries sont à la charge de l'ensemble état de point de charge lorsque le système commence à se charger sans interruption jusqu'à ce qu'il atteigne l'état de consigne de la charge. Il aide à réduire le nombre de générateur de cycles de démarrage, charger et décharger les cycles de la banque de la batterie et aussi le moment où les déchets de la batterie à l'état de charge minimal.

Suivi de la charge (de la stratégie zéro de charge): cela signifie batteries ne sont pas facturés par le générateur diesel, il devient temps de charge maximum lorsque sources renouvelables devient plus élevé, ce qui signifie quand la puissance générée est supérieure à la demande de charge.

Consigne état de charge (SOC) 80%: Cela aiderait à minimiser le coût de fonctionnement du système d'alimentation mais pendant le chargement stratégie suivante ce pourcentage serait de zéro.

III.6 Conclusion :

L'Optimisation des entrées du système hybride à étudier a été réalisée dans ce chapitre. Notre travail portant sur les entrées de la charge et les entrées économiques, Avec Les données de Coût et la taille de chaque composant spécification :(PV, éolienne, générateur, batterie et le convertisseur), Les sources d'énergie solaire et Éolienne et L'émission.

IV.1 Introduction :

Ce chapitre devrait donner les détails des résultats d'optimisation pour le système hybride alimentant un village composé de 200 ménages. Le système a été conçu l'aide du logiciel Homer. Après l'introduction de toutes les variables d'entrée pour l'outil de simulation, le logiciel est exécuté à plusieurs reprises pour obtenir les résultats possibles. Les résultats d'optimisation sont affichés et classés montrant l'architecture des systèmes de puissance les plus faisables qui peuvent satisfaire la charge et les entrées des contraintes formulées par le concepteur. Les solutions possibles sont présentées dans un ordre croissant de coût actuel net de haut en bas. Un tableau présente les combinaisons efficaces à moindre coût parmi tous les toutes les configurations, tandis que, les résultats globaux d'optimisation affiche toutes les combinaisons de systèmes abordables. Les systèmes de puissance sont sélectionnés après simulation sur la base sur le Coût actualisé net total minimal. Ces systèmes peuvent être classés, également suivant la fraction renouvelable la plus élevée, pénurie de capacité minimale, faible l'excédent d'électricité, et moins de consommation de carburant diesel.

IV.2 Optimisation des systèmes et de sélection des scénarios pour chaque site :

Bien que Homer simule les différentes configurations de composants du système d'énergie, il affiche uniquement les scénarios de schémas électriques possibles pour l'analyse détaillée. La complexité du temps de calcul sont affectés par le nombre de paramètres et le nombre total de valeurs potentiels impliqués dans la conception. Trois scénarios différents sont proposés pour une analyse plus approfondie et d'augmenter les chances de trouver le système le plus optimisé. Des configurations de systèmes de puissance (scénarios) avec un Coût actualisé net total NPC minimal, un coût actualisé d'énergie COE minimal, plus grande fraction renouvelable, un pénurie de capacité minimale , un excédent d'électricité et la consommation de carburant minimaux seraient suggérés comme système optimal.

IV.3 Optimisation des systèmes et de sélection des scénarios pour le site d'Adrar :

D'après le résultat de la simulation du **tableau 4-1**, les scénarios proposés sur la base des mêmes valeurs de référence sont les comparer en utilisant les mêmes cas de variables en termes d'aspects technico-économiques parmi les résultats les moins de coûts.

PV- éolienne -générateur-batterie (scénario A)

Éolienne- batterie (scénario B)

PV - Générateur -batterie (scénario C).

IV.3.1 Comparaison des scénarios:

Le système optimal classé sous forme de résultat de la simulation est affiché dans le **tableau 4-1**. La comparaison de scénarios a été réalisée en gardant la contrainte des valeurs constantes à toutes les configurations de système. Les systèmes d'énergie ont été sélectionnés suivant Coût actualisé net total minimal (NPC), le coût de l'énergie (COE) minimal, fraction renouvelable élevée, pénurie de capacité minimale, d'excès d'électricité et la consommation de carburant minimaux. La pénurie de capacité annuelle maximale et la fraction minimum renouvelables sont le pire des cas de contraintes.

Tableau IV-1: *Résultats de Simulation*

Architecture								Cost				System	Gen10	
PV (kW)	G10 (qty)	Gen10 (kW)	1kWh LA (qty)	Converter (kW)	Dispatch	COE (€/kWh)	NPC (€)	Operating Cost (€)	Initial Capital (€)	Ren Frac (%)	Fuel (L)	Hours
55,0	3	5	450	40	CC	0,289 €	890 839 €	26 091 €	430 600 €	80	11 692	7 022
102,0		5	450	50	CC	0,365 €	1 109 390 €	33 173 €	524 250 €	78,4	12 452	7 580

Architecture							Cost				System	Gen10	
PV (kW)	G10 (qty)	Gen10 (kW)	1kWh LA (qty)	Converter (kW)	Dispatch	COE (€/kWh)	NPC (€)	Operating Cost (€)	Initial Capital (€)	Ren Frac (%)	Fuel (L)	Hours
50,0	5	6	300	30	CC	0,255 €	793 516 €	23 009 €	387 650 €	80,5	11 555	5 913
	12	6	450	40	CC	0,261 €	795 260 €	23 327 €	383 800 €	81,9	10 516	5 512
50,0	12		370	50	CC	0,262 €	801 558 €	17 847 €	486 750 €	100		
	22		700	40	CC	0,308 €	940 450 €	21 875 €	554 600 €	100		
102,0		5	450	50	CC	0,365 €	1 109 390 €	33 173 €	524 250 €	78,4	12 452	7 580

Basés sur le coût total actualisée net NPC:

Pour les paramètres spécifiés comme charge primaire de 499.5kWh / jour, prix du diesel de 60DA / litre, la pénurie de capacité maximale de 10% et la fraction renouvelable minimale de 40%, les paramètres de comparaison considérés sont discutés comme suit afin de sélectionner système techno-économique de puissance optimal. Se référant en **tableau 4-1** et la **figure (4-1)**, l'architecture du système scénario A est la plus optimale en se basant sur le coût actuel net minimal par rapport aux scénarios (B, C) .

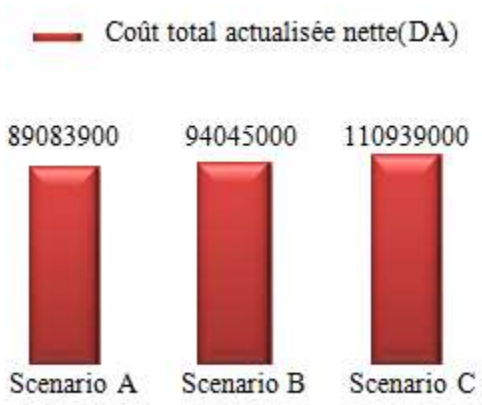


Figure IV-1: *Comparaison des scénarios basés sur le NPC*

Basés sur le coût de l'énergie:

La **figure 4-2** et le **tableau 4-1** présentent la classification de la configuration de systèmes suivant le coût actualisé d'énergie minimal, l'architecture du système scénario A est la plus optimale en se basant sur le coût actuel net minimal par rapport aux scénarios (B, C).

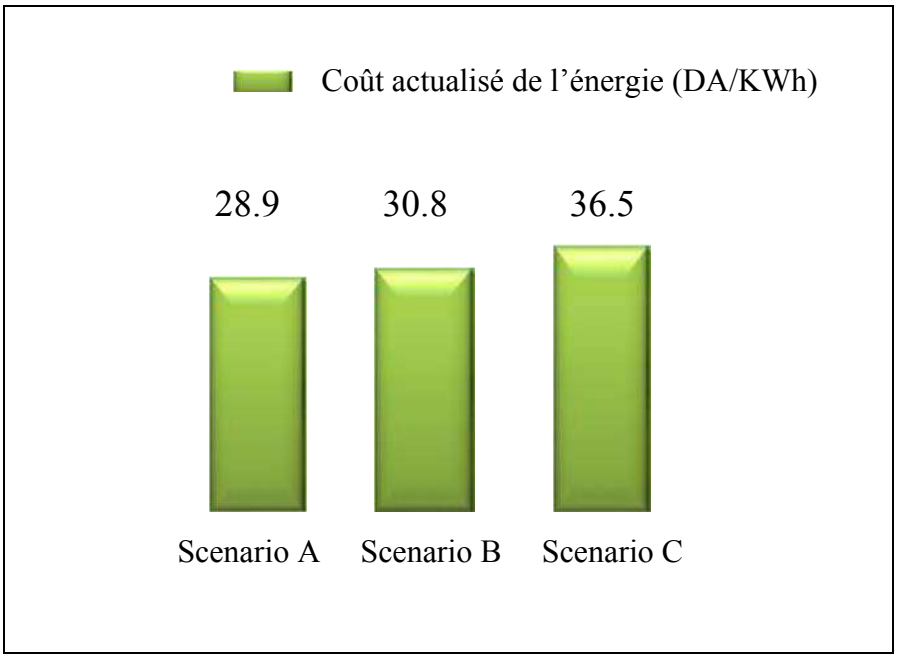


Figure IV-2: *Comparaison des scénarios basés sur COE*

Basés sur la consommation de carburant diesel:

Le troisième critère de comparaison est la consommation de carburant diesel minimale. La baisse de la consommation de diesel et la génération d'énergie plus élevée à partir de sources renouvelables est recommandée comme bon choix, parce que la combustion de carburant diesel est la principale source d'éléments polluants de l'environnement et de sa disponibilité dans les zones rurales éloignées est limitée pour des raisons différentes. Dans le cas de scénario B aucun diesel est consommé. Ceci est juste en raison de l'absence de générateur diesel dans le régime, scénario A consomme le moins de carburant diesel qui est d'environ 11692(litres/an); le scénario C consomme environ 12452(litres/an) de carburant diesel (voir **figure4-3**).

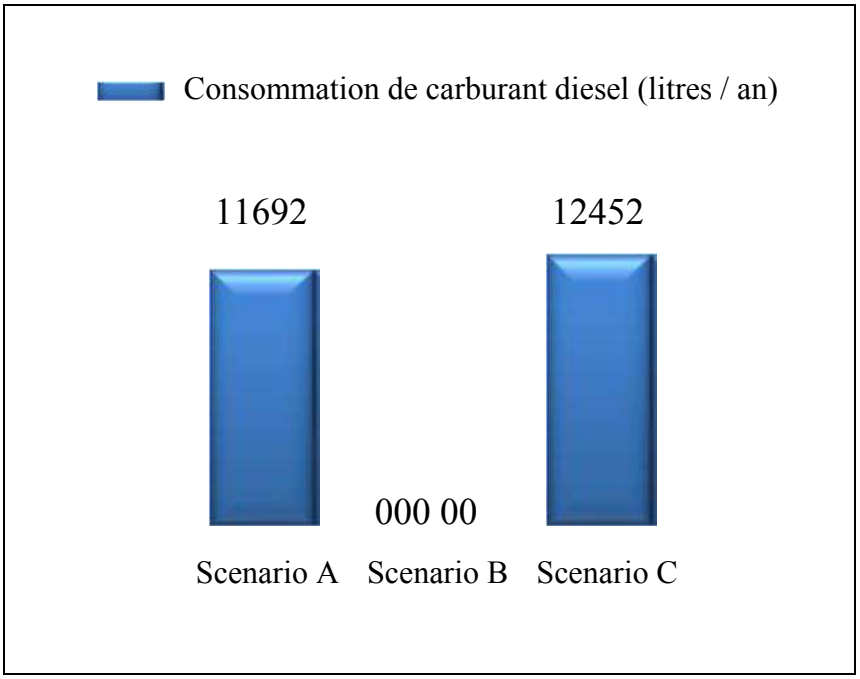


Figure 4-3: *Comparaison des scénarios basés sur consommation de carburant diesel*

Basé sur la fraction renouvelable et de la pénurie de capacité:

On constate d'après la **figure4-4** que le scénario B a 100% de fraction renouvelable qui est plus élevé que les deux scénarios (A, C). Malgré la fraction renouvelable élevée du scénario B, néanmoins, il ya un déficit de 10% ce qui est plus élevé que ceux des autres scénarios.

Le scénario C enregistre une pénurie de capacité zéro avec 78.4% de fraction renouvelable, cependant cette fraction renouvelable est inferieure à ceux des scénarios (A, B). Le scénario A présente une fraction renouvelable de 80%, tandis que la pénurie de capacité est de 9.4%, ce qui est toujours inférieur à celle du scénario B. La **figure 4-4** représente les comparaisons basées sur la pénurie de capacité et la fraction renouvelable.

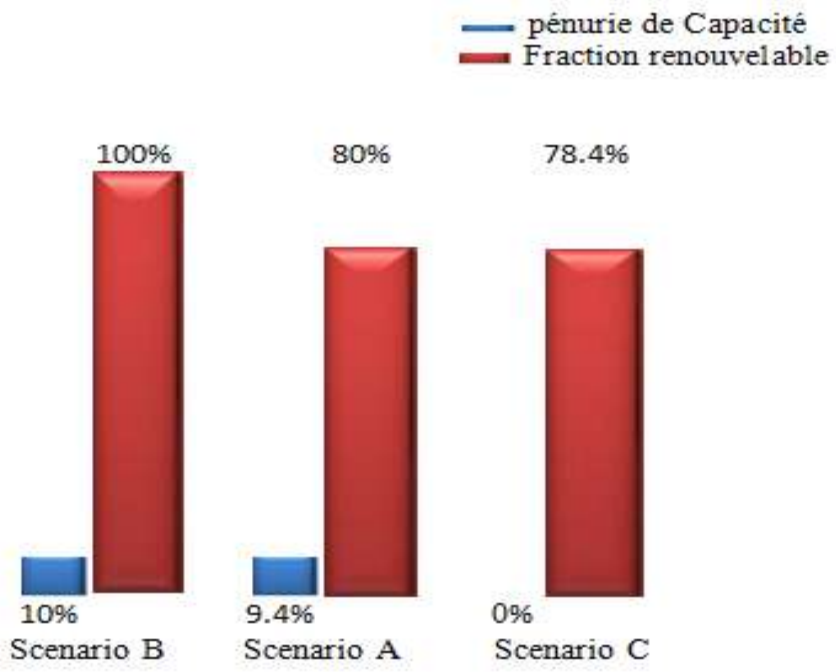


Figure IV-4: *Les comparaisons basées sur la capacité de pénurie et RF*

Basé sur l'excès de production d'électricité :

L'autre paramètre de comparaison considéré est la production d'électricité excédentaire. La plus faible production d'électricité excédentaire est un bon critère pour un système optimal. C'est le scénario A qui produit le plus faible excédent d'électricité (10.2%), le scénario C qui produit 10.7%.Bien que la production de l'électricité excédentaire peut être utilisée pour l'expansion de la demande de charge, mais il encourt des frais supplémentaires. En regardant dans l'ampleur des surplus d'électricité seulement, le scénario A est une bonne option, mais comme expliqué ci-dessous compte tenu de toutes les contraintes :

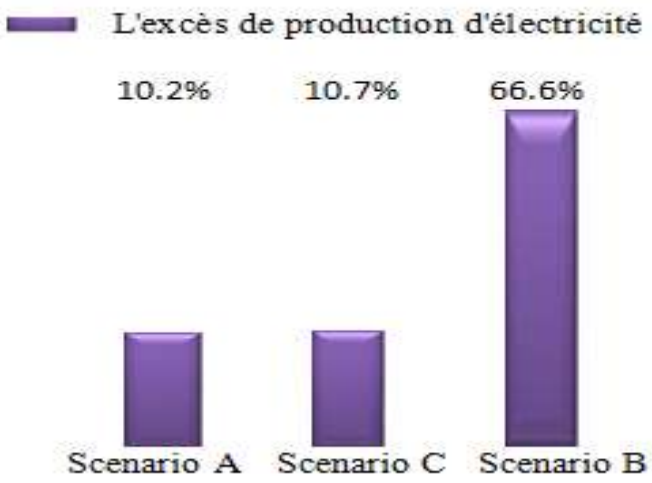


Figure IV-5: *Comparaison des scénarios basés sur l'électricité excédentaire*

En se basant sur les quatre critères, le scénario A est le meilleur parmi les autres scénarios proposés.

IV.3.2 Analyse d'optimisation du scénario retenu :

On représente dans le **tableau 4-2** les différentes configurations de systèmes de puissance faisables.

Tableau IV-2: *résultats globaux d'optimisation*

Architecture										Cost				System	Gen10	
					PV (kW)	G10 (qty)	Gen10 (kW)	1kWh LA (qty)	Converter (kW)	Dispatch	COE (€/kWh)	NPC (€)	Operating Cost (€)	Initial Capital (€)	Ren Frac (%)	Fuel (L)	Hours
					55,0	3	5	450	40	CC	0,289 €	890 839 €	26 091 €	430 600 €	80	11 692	7 022
					55,0	3	5	450	50	CC	0,292 €	900 120 €	26 270 €	436 750 €	80	11 693	7 022
					102,0	3	4	300	50	CC	0,305 €	931 032 €	23 951 €	508 550 €	86,3	7 955	6 164
					102,0	3	5	300	30	CC	0,300 €	932 606 €	24 698 €	496 950 €	83,3	9 891	6 203
					102,0	3	5	300	40	CC	0,302 €	940 847 €	24 817 €	503 100 €	83,5	9 776	6 050
					102,0	3	5	300	50	CC	0,305 €	950 066 €	24 991 €	509 250 €	83,5	9 773	6 045
					102,0	2	5	300	50	CC	0,315 €	962 985 €	26 290 €	499 250 €	81,7	10 623	6 581

Le système mis en place à la première ligne du **tableau 4-2** est le système optimal composé de 3 aérogénérateurs de 10 kW chacune, un champ photovoltaïque de 55 kW, un générateur diesel de 5 kW, 400 unités des batteries, et un convertisseur de 40 kW.

La production mensuelle de puissance en kW obtenu après simulation est illustrée à la **figure 4-6**. On peut remarquer que la production d'énergie par le champ photovoltaïque et les aérogénérateurs est élevée aux sept mois, février, mars, avril, Mai, Juin, Juillet, Août, et minimale aux trois mois de Janvier, Novembre et Décembre. La production d'électricité par le générateur diesel est maximale aux trois mois de Janvier, Novembre et Décembre. Tous les générateurs produisent de l'énergie tout au long de l'année.

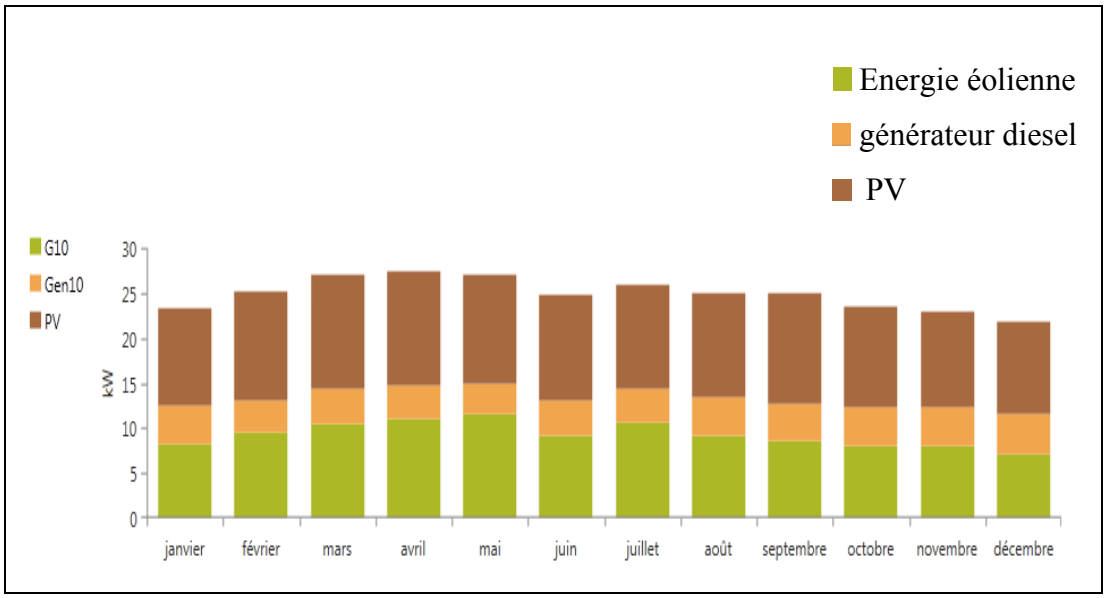


Figure IV-6: *la production d'électricité à partir du système Optimal avec un RF de 80%*

La production annuelle d'énergie électrique par les générateurs du système hybride optimal est donnée dans les **tableaux 4-3,4-4** et la **figure 4-7.**

Tableau IV-3 : *La production d'électricité*

La production	kWh / an	%
PV	101928	46.72
éolienne	81257	37.25
générateur diesel	34989	16.04
total	218191	100

Tableau IV-4 : *La consommation d'électricité*

la consommation	kWh / an	%
charge primaire	169696	97.2
charge déferré	4825	2.8
total	174521	100

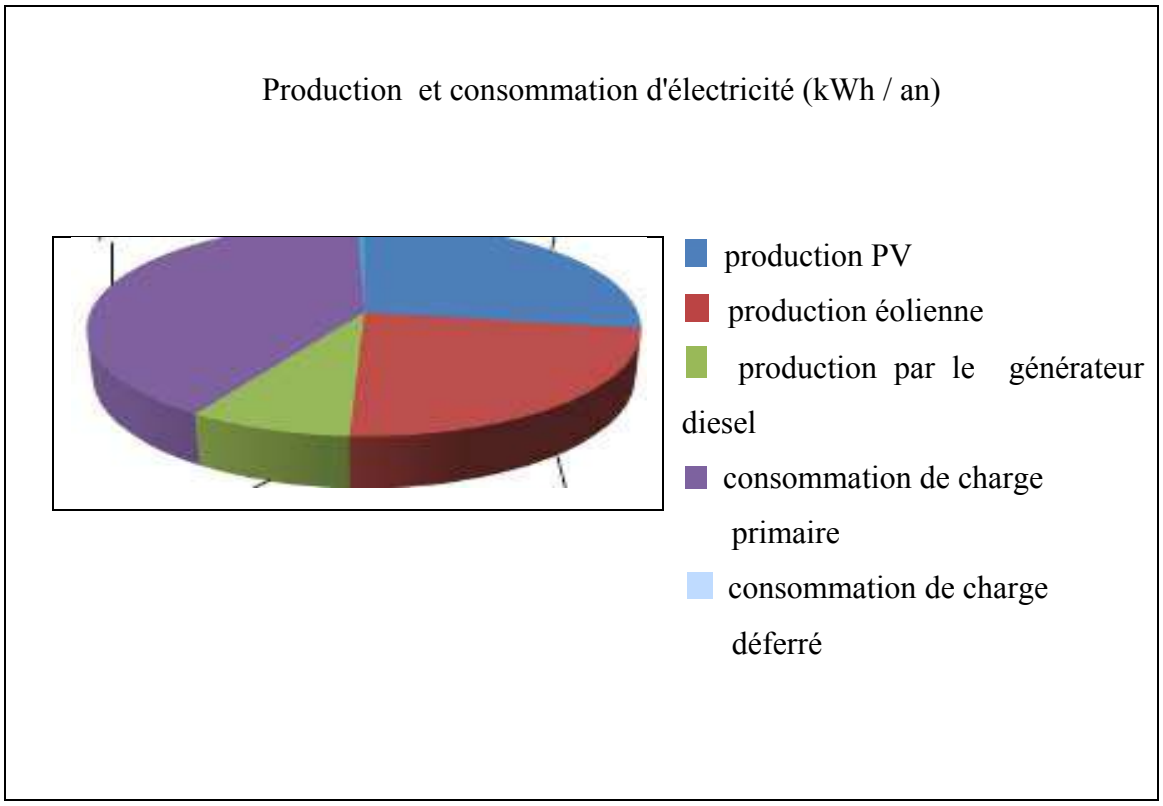


Figure IV-7: *Production et consommation annuelle d'énergie par chaque générateur avec une fraction renouvelable de 80%*

La pénurie de capacité, la charge non satisfaite et la génération de l'électricité excédentaire sont représentés dans le **tableau 4-5** ci-dessous:

Tableau IV-5: *la pénurie des capacités, charge non satisfaits, et excès électricité un 80% de RF*

Quantité	(kWh / an)	%
Excès Electricité	22313	10.2
Charge non satisfaite	12668	6.8
La pénurie de capacité	17537	9.4

A) La production d'énergie éolienne :

La répartition annuelle de la production d'électricité par les aérogénérateurs est représenté dans la **figure 4-8** et le **tableau 4-6**. La puissance maximale de l'aérogénérateur est 30kW et l'énergie moyenne de sortie est 18kW pendant les vitesses maximales et le vent moyen respectivement. La couleur noire représente, selon l'échelle à droite, les périodes de l'arrêt et/ou à très faible production, alors que la couleur rouge montre la production maximale, la

production moyenne est représentée par la couleur verte. Le coût moyen actualisé de l'énergie électrique produite par l'aérogénérateur est seulement de 2.7101DA/ kWh.

Tableau IV-6: *Résultat de l'éolienne*

Quantité	valeur	unités
Puissance totale	30	KW
Puissance minimale	0	KW
Puissance maximale	30	KW
pénétration de l'éolienne	44.567	%
Heures d'opération	7572	heures / an
Coût moyen actualisé de l'énergie	2.7101	DA/ KWh

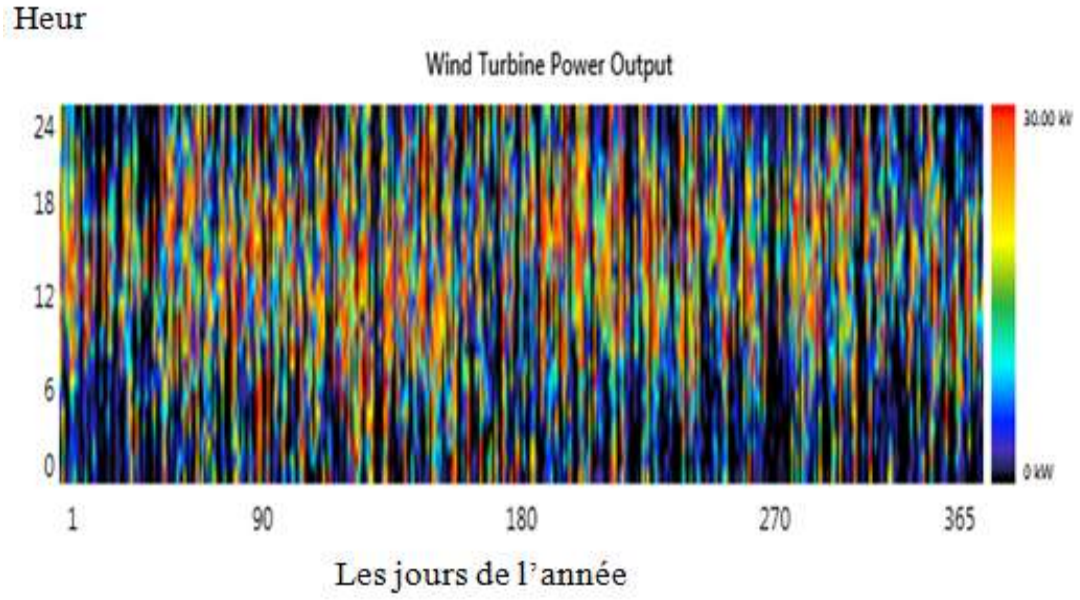


Figure IV-8: *production journalière moyenne de l'éolienne avec 80% de RF*

B) La production de champ PV :

La **figure 4-9** et le **tableau 4-7**, représentent la part de la production d'électricité via l'énergie solaire photovoltaïque. Comme remarqué sur la figure, la production d'électricité est plus élevée aux heures de forte radiation solaire, production d'énergie PV est également maximale durant cette période pendant la saison d'été.

La Puissance de sortie moyenne est d'environ 11.636 kW. La puissance de sortie nominale est de 55kW lorsque le ciel est assez clair, et pendant l'absence d'ensoleillement la puissance de sortie minimale est 0kW. La durée totale de fonctionnement du générateur PV est de 4381 heures par an, donc il montre que près de plus de 10 heures par jour de fonctionnement.

La couleur noire représente, selon l'échelle à droite, les périodes de l'arrêt et/ou à très faible production, alors que la couleur rouge montre la max production, la production moyenne est représentée par la couleur verte.

Le coût moyen actualisé de l'électricité que pour ce cas de système est d'environ 8.1873DA / kWh.

Tableau IV-7: *Résultat de Générateur PV*

Quantité	Valeurs	Unités
puissance nominale	55	kW
puissance moyenne	11.636	kW
capacité moyenne	279.25	kWh / jour
puissance maximale	55.17	kW
pénétration PV	55.893	%
Heures d'opération	4381	heures / an
Coût moyen actualisé de l'énergie	8.1873	DA/ KWh

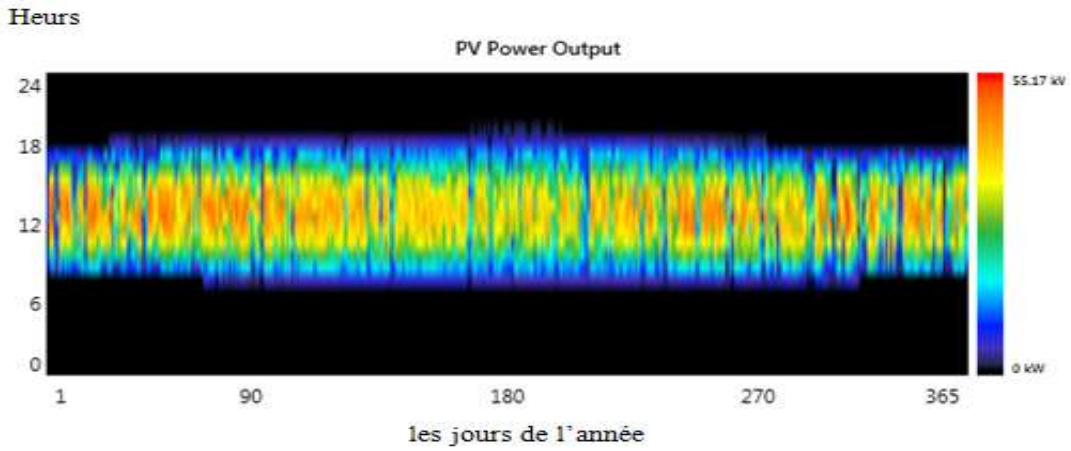


Figure IV-9: *production journalière moyenne de PV avec un 80%de RF*

C) La production d'énergie du générateur diesel :

La répartition de la production d'énergie électrique du générateur diesel est présentée dans la **figure 4-10** et le **tableau4-8**, et donc la production d'électricité est relativement faible pendant la saison d'été de Mai à septembre, il y a une large production d'énergie diesel est dans la période du soir parce que la demande est supérieure à l'énergie stockée dans la batterie. Un générateur diesel de 10 kW de capacité génère une puissance de sortie moyenne de 4.98 kW, et une puissance électrique de 1.25 kW au minimum. La durée totale de fonctionnement du générateur Diesel est de 7022 heures par an et 15 ans comme durée de vie. La quantité de carburant diesel consommée est d'environ 11692liter par an.

La couleur noire représente, selon l'échelle à droite, les périodes de l'arrêt et/ou à très faible production, alors que la couleur rouge montre la maximum de production et la production moyenne est représentée par la couleur verte.

Tableau IV-8 : *Générateur diesel*

Quantité	Valeurs	Unités
puissance nominale	10	kW
puissance minimal	1.25	kW
puissance moyenne	4.98	kW
Carburant consommé	11692	liter / an
Heures d'opération	7022	heures / an
Coût moyen actualisé de l'énergie	17	DA/ KWh

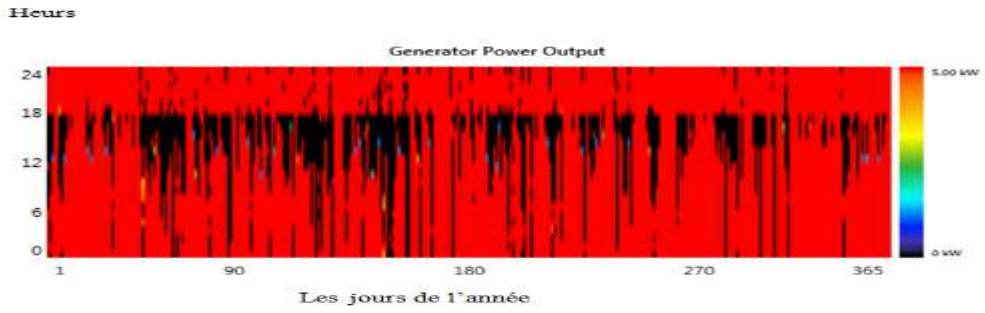


Figure IV-10 : *production journalière moyenne de générateur diesel avec une FR de 80%*

D) Les émissions des gaz :

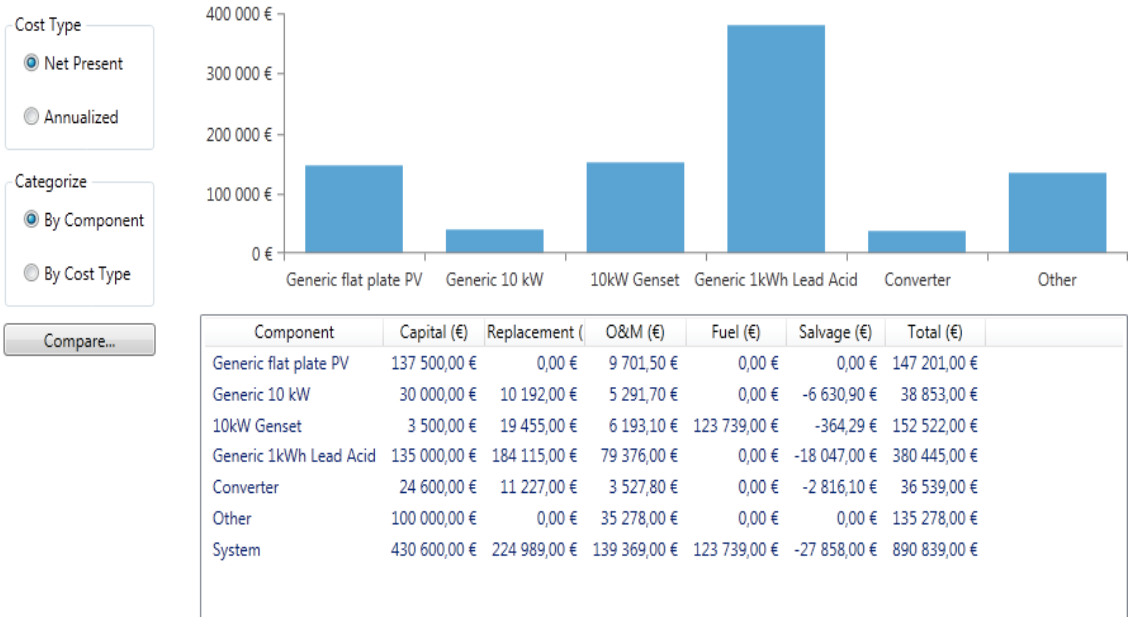
Le principal inconvénient de l'inclusion de générateur diesel dans les systèmes de puissance est la pollution de l'environnement, le coût élevé de fonctionnement et le bruit. L'utilisation de sources d'énergie renouvelables diminue les émissions de polluants, CO_2, CO, SO_2, NO_x et les matières particulaires émises dans l'atmosphère. Dans le **Tableau 4-9**, les émissions de polluants sont affichées, avec le plus grand contributeur qui est CO_2.

Tableau IV-9 : *Les émissions des gaz*

Quantité	Valeurs	Unités
CO_2	30788	Kg / an
CO	76	Kg / an
SO_2	61.83	Kg / an
NO_x	678.12	Kg / an

E) Résumé des coûts:

Les coûts actualisés nets NPC sont présentés dans la **figure 4-12**. Le plus grand contributeur est la batterie avec un NPC de 38044500DA, suivi par le coût de l'énergie solaire photovoltaïque avec un de NPC de 14720100DA, quant à l'aérogénérateur son NPC est autour de 3885300DA, le générateur diesel avec un NPC qui est autour de 15252200DA, le convertisseur avec un NPC 3653900DA, le Coût de système en NPC qui est de 89083900DA.



Component	Capital (€)	Replacement (	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
Generic flat plate PV	137 500,00 €	0,00 €	9 701,50 €	0,00 €	0,00 €	147 201,00 €
Generic 10 kW	30 000,00 €	10 192,00 €	5 291,70 €	0,00 €	-6 630,90 €	38 853,00 €
10kW Genset	3 500,00 €	19 455,00 €	6 193,10 €	123 739,00 €	-364,29 €	152 522,00 €
Generic 1kWh Lead Acid	135 000,00 €	184 115,00 €	79 376,00 €	0,00 €	-18 047,00 €	380 445,00 €
Converter	24 600,00 €	11 227,00 €	3 527,80 €	0,00 €	-2 816,10 €	36 539,00 €
Other	100 000,00 €	0,00 €	35 278,00 €	0,00 €	0,00 €	135 278,00 €
System	430 600,00 €	224 989,00 €	139 369,00 €	123 739,00 €	-27 858,00 €	890 839,00 €

Figure IV-11: *Résumé de NPC par type de composant*

IV.3.3 Première approche pour sélectionner un système technico-économique :

Dans le **tableau 4-10**, extrait les valeurs du résultat d'optimisation tronquée du **tableau 4-2** qui comprend le système d'alimentation la plus faisable avec une grande fraction renouvelable particulièrement supérieure à 79% sont présentées, ceci est pour la simplicité de la comparaison. Bien que le premier rang (ligne 1) soit le moindre coût parmi tous les résultats et toutes ses caractéristiques sont déjà discuté ci-dessus. Toutefois, afin de vérifier la faisabilité technique des systèmes d'alimentation, certaines options sont choisies en fonction de fractions renouvelables élevées. La comparaison est faite en termes de (NPC, COE, le surplus d'électricité(EX), pénurie de capacité(Ca), RF, consommation de carburant diesel et la charge non satisfaite(Un)) parmi les options sélectionnées pour assurer que le système est techniquement faisable.

Tableau IV-10: *Extrait résultat d'optimisation du **tableau 4-2** en fonction du pourcentage d'options*

option	PV KW	Éol KW	GD KW	Batt KW	Con KW	NPC (DA)	COE DA/KWh	RF%	Cons C (L)	EX %	Ca %	Un %
1	55	3*10	5	450	40	89083900	28.9	80	11692	10.2	9.4	6.4
2	102	3*10	4	300	50	93103200	30.5	86.3	7955	29	6.6	4.4
3	102	3*10	5	300	40	94087400	30.2	83.5	9776	23.5	7.6	5.6
4	102	2*10	5	300	50	96298500	30.15	81.7	10623	15	8.5	6

Il peut simplement réaliser le système d'alimentation (en option) est le gagnant ou techniquement faisable. À la suite de NPC, COE, l'option de l'électricité non satisfait 1 est le système préféré. Même si l'option 1 a consommation élevée de carburant diesel, NPC sont inférieurs de toutes les autres options et pour être abordable par les villageois cela pourrait être choisi. Il convient de noter que, la comparaison / sélection a été faite parmi les systèmes qui doivent de fractions renouvelables élevés. Se référant en moins de consommation de diesel, l'option2 haute fraction renouvelable doit être sélectionné, mais il encourt plus rentable que l'option 1.

Donc, si un avantage est donné aux énergies renouvelables quel que soit le coût est, l'option 2 pourrait être le premier à être mis en œuvre.

La comparaison des options du système d'alimentation basé sur COE, NPC, et la consommation de carburant sont représentés dans **les figures 4-12, 4-13, et 4-14**ci-dessous :

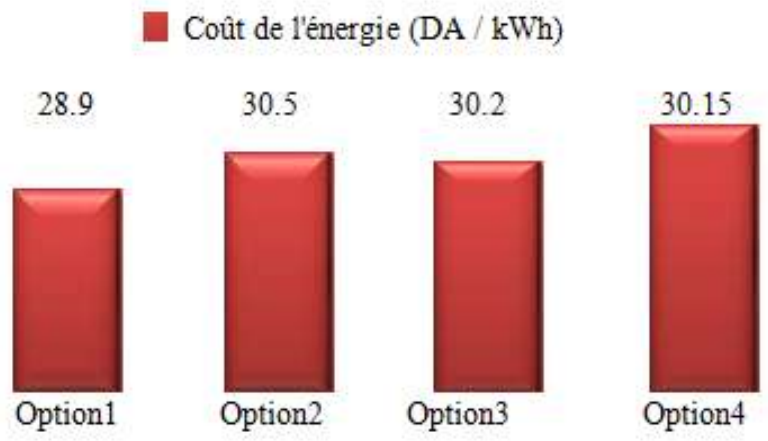


Figure 4-12: *Comparaison des options du système d'alimentation basé sur COE*

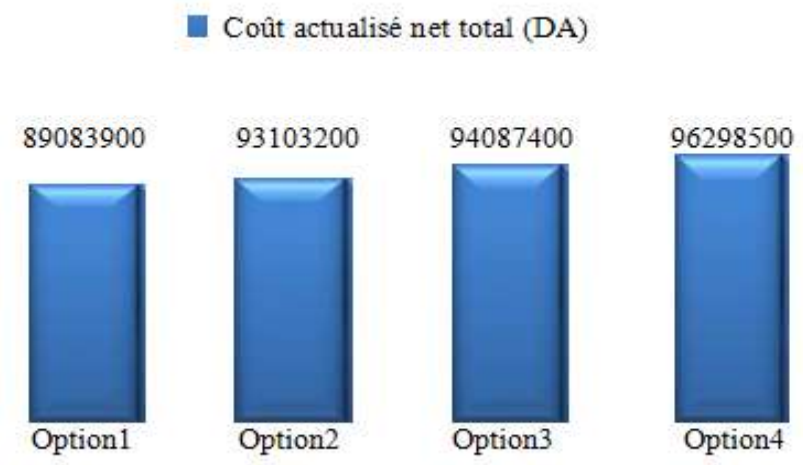


Figure 4-13: *Comparaison des options du système d'alimentation basé sur le NPC*

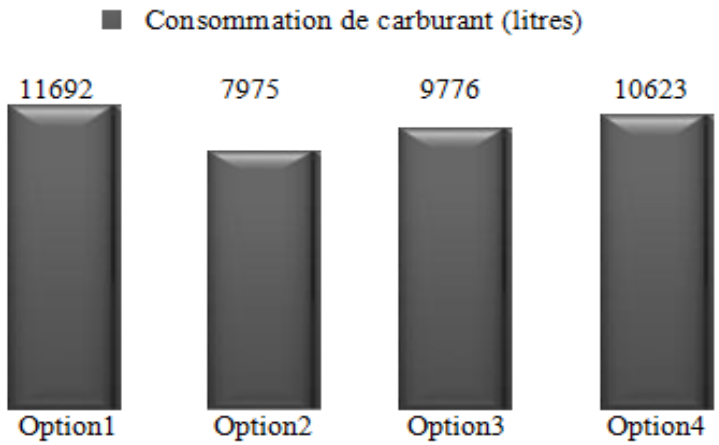


Figure 4-14: Comparaison des options du système d'alimentation en fonction de la consommation de carburant

IV.4 Optimisation des systèmes et de sélection Scénarios pour site de Tamanrasset :

D'après le résultat de la simulation du **tableau 4-11**, les scénarios proposés sur la base des mêmes valeurs de référence sont les comparer en utilisant les mêmes cas de variables en termes d'aspects technico-économiques parmi les résultats les moins de coûts.

PV- éolienne -générateur-batterie (scénario A)

PV - Générateur -batterie (scénario B)

PV - éolienne- batterie (scénario C)

PV - batterie (scénario D)

IV.4.1 Comparaison des scénarios:

Le système optimal classé sous forme de résultat de la simulation est affiché dans le **tableau 4-11**. La comparaison de scénarios a été réalisée en gardant la contrainte des valeurs constantes à toutes les configurations de système. Les systèmes d'énergie ont été sélectionnés suivant Coût actualisé net total minimal (NPC), le coût de l'énergie (COE) minimal, fraction renouvelable élevée, pénurie de capacité minimale, d'excès d'électricité et la consommation de carburant minimaux. La pénurie de capacité annuelle maximale et la fraction minimum renouvelables sont le pire des cas de contraintes.

Tableau IV-11: *Résultats de Simulation*

Architecture								Cost				System	Gen10	
	PV (kW)	G10 (qty)	Gen10 (kW)	1kWh LA (qty)	Converter (kW)	Dispatch		COE (€/kWh)	NPC (€)	Operating Cost (€)	Initial Capital (€)	Ren Frac (%)	Fuel (L)	Hours
	81,3	7	4	450	40	CC		0,353 €	1 081 860 €	30 966 €	535 650 €	83,1	9 830	7 433
	103,0		4	450	50	CC		0,363 €	1 098 913 €	32 477 €	526 050 €	83,1	9 719	7 414
Architecture								Cost				System	Gen10	
	PV (kW)	G10 (qty)	Gen10 (kW)	1kWh LA (qty)	Converter (kW)	Dispatch		COE (€/kWh)	NPC (€)	Operating Cost (€)	Initial Capital (€)	Ren Frac (%)	Fuel (L)	Hours
	70,0		10	300	40	CC		0,327 €	1 014 752 €	35 044 €	396 600 €	58,6	24 358	7 408
	70,0	5	9	300	40	CC		0,329 €	1 032 342 €	33 247 €	445 900 €	65,3	20 722	7 031
	110,0	5		550	60	CC		0,383 €	1 159 635 €	30 202 €	626 900 €	100		
	120,0			660	40	CC		0,391 €	1 192 730 €	32 322 €	622 600 €	100		

Basés sur le coût total actualisée net NPC:

Pour les paramètres spécifiés comme charge primaire de 499.5kWh / jour, prix du diesel de 60DA / litre, la pénurie de capacité maximale de 10% et la fraction renouvelable minimale de 40%, les paramètres de comparaison considérés sont discutés comme suit afin de sélectionner système techno-économique de puissance optimal. Se référant en **tableau IV-11** et la **figure (IV-15)**, l'architecture du système scénario A est la plus optimale en se basant sur le coût actuel net minimal par rapport aux scénarios (B, C, et D)

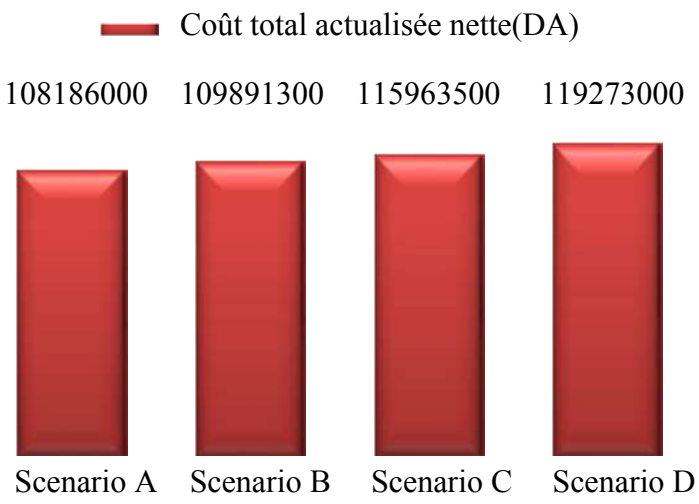


Figure IV-15*: Comparaison des scénarios basés sur le NPC*

Basés sur le coût de l'énergie:

La **figure 4-16** et le **tableau 4-11** présentent la classification de la configuration de systèmes suivant le coût actualisé d'énergie minimal, l'architecture du système scénario A est la plus optimale en se basant sur le coût actuel net minimal par rapport aux scénarios (B, C, et D)

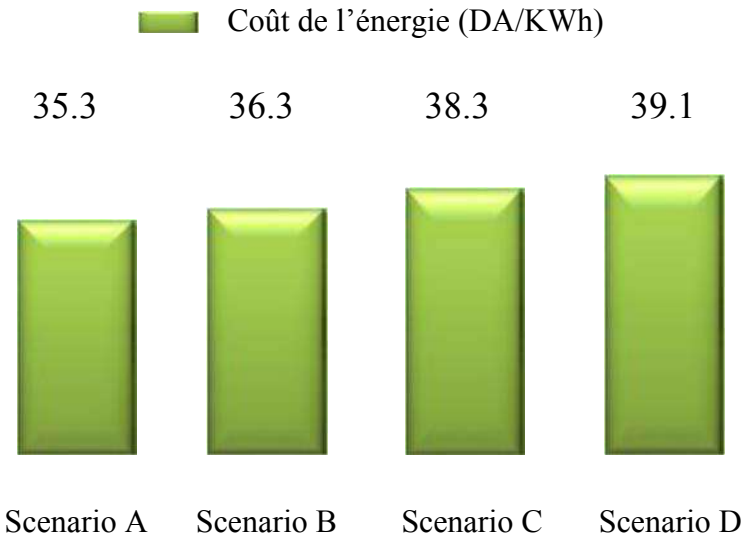


Figure IV-16: *Comparaison des scénarios basés sur COE*

Basés sur la consommation de carburant diesel:

Le troisième critère de comparaison est la consommation de carburant diesel minimale. La baisse de la consommation de diesel et la génération d'énergie plus élevée à partir de sources renouvelables est recommandée comme bon choix, parce que la combustion de carburant

diesel est la principale source d'éléments polluants de l'environnement et de sa disponibilité dans les zones rurales éloignées est limitée pour des raisons différentes. Dans le cas de scénario (C, D) aucun diesel n'est consommé. Ceci est juste en raison de l'absence de générateur diesel dans le régime, scénario B consomme le moins de carburant diesel qui est d'environ 9717 (litres/an); le scénario A consomme environ 9830 (litres/an) de carburant diesel (voir **figure4-17**):

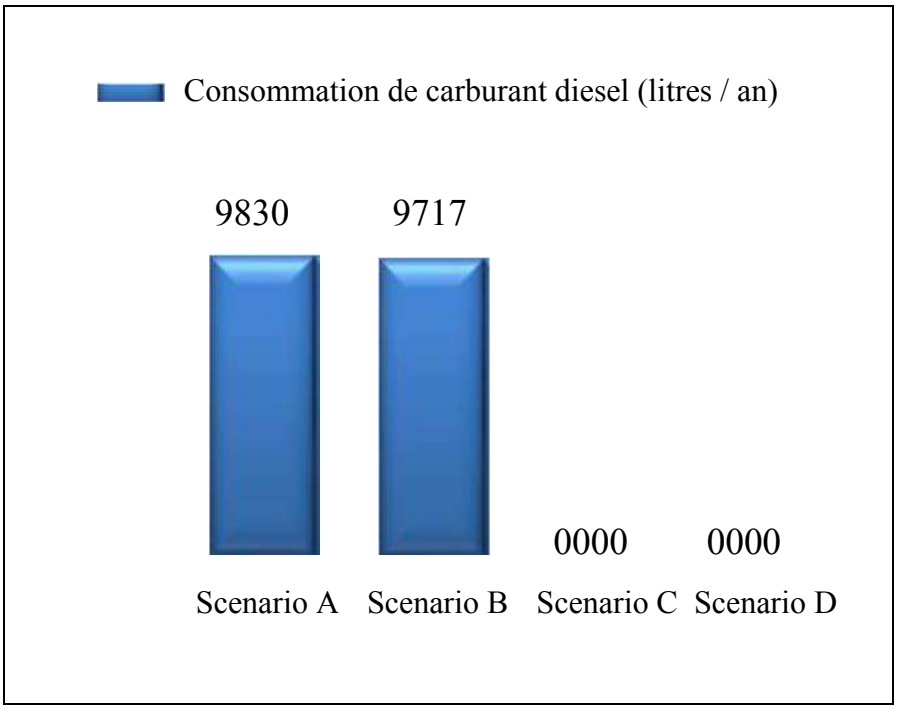


Figure IV-17: *Comparaison des scénarios basés sur consommation de carburant diesel*

Basé sur la fraction renouvelable et de la pénurie de capacité:

On constate d'après la **figure4-18** que le scénario (C, D) a 100% de fraction renouvelable qui est plus élevé que les deux scénarios (A, B). Malgré la fraction renouvelable élevée des scénarios (C, D), néanmoins, il ya un déficit de 10% ce qui est plus élevé que ceux des autres scénarios.

Les scénarios (A, B) enregistre une pénurie de capacité zéro avec 83.1% de fraction renouvelable, cependant cette fraction renouvelable est inferieure à ceux des scénarios (C, D). Le scénario A présente une fraction renouvelable de 80%, tandis que la pénurie de capacité est de 9.4%, ce qui est toujours inférieur à celle du scénario B. La **figure 4-18** représente les comparaisons basées sur la pénurie de capacité et la fraction renouvelable.

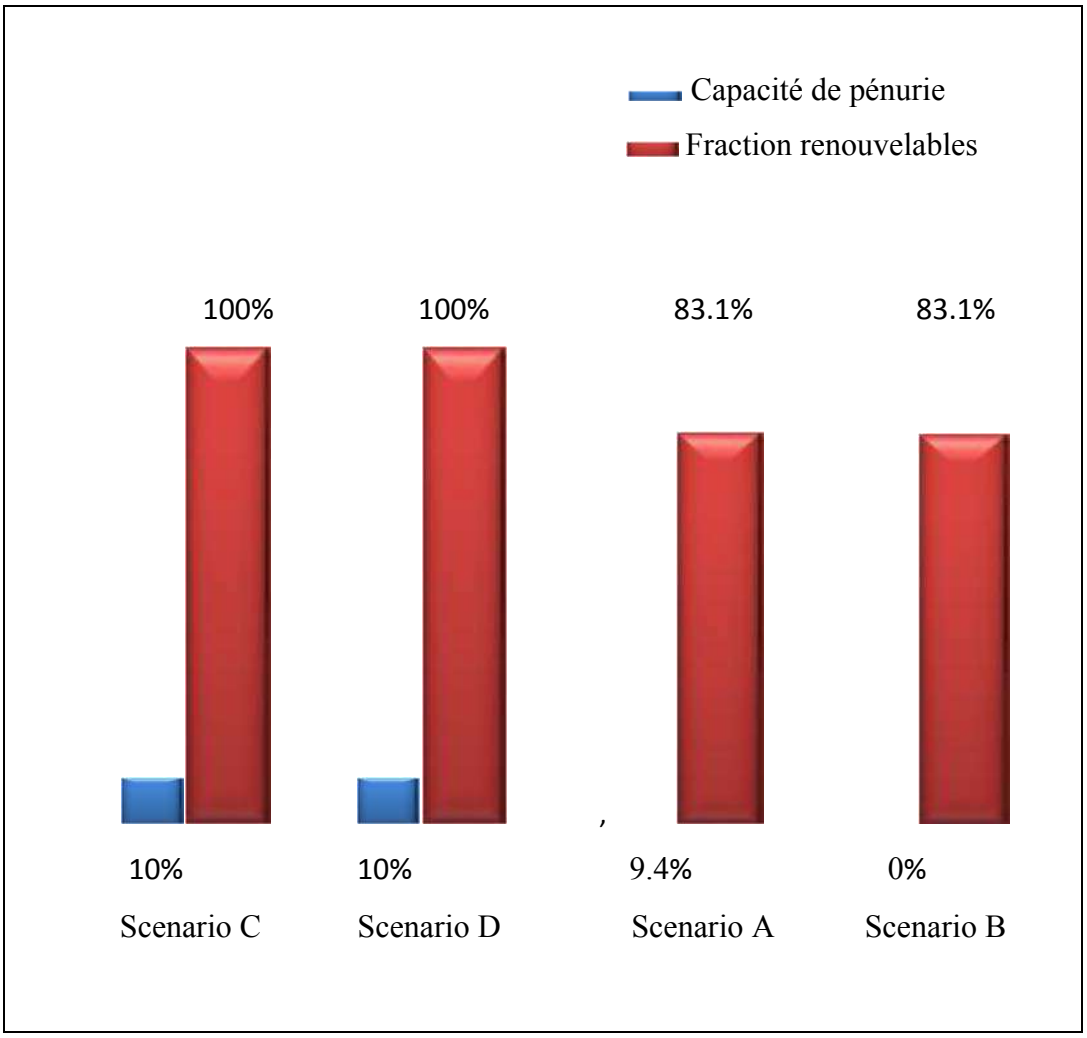


Figure IV-18: *Les comparaisons basées sur la capacité de pénurie et RF*

Basé sur l'excès de production d'électricité :

L'autre paramètre de comparaison considéré est la production d'électricité excédentaire. La plus faible production d'électricité excédentaire est un bon critère pour un système optimal. C'est le scénario A qui produit le plus faible excédent d'électricité (10%), le scénario C qui produit 13.2%, le scénario B qui produit 8.4%, et le scénario D qui produit 7.6%. Bien que la production de l'électricité excédentaire peut être utilisée pour l'expansion de la demande de charge, mais il encourt des frais supplémentaires. En regardant dans l'ampleur des surplus d'électricité seulement.

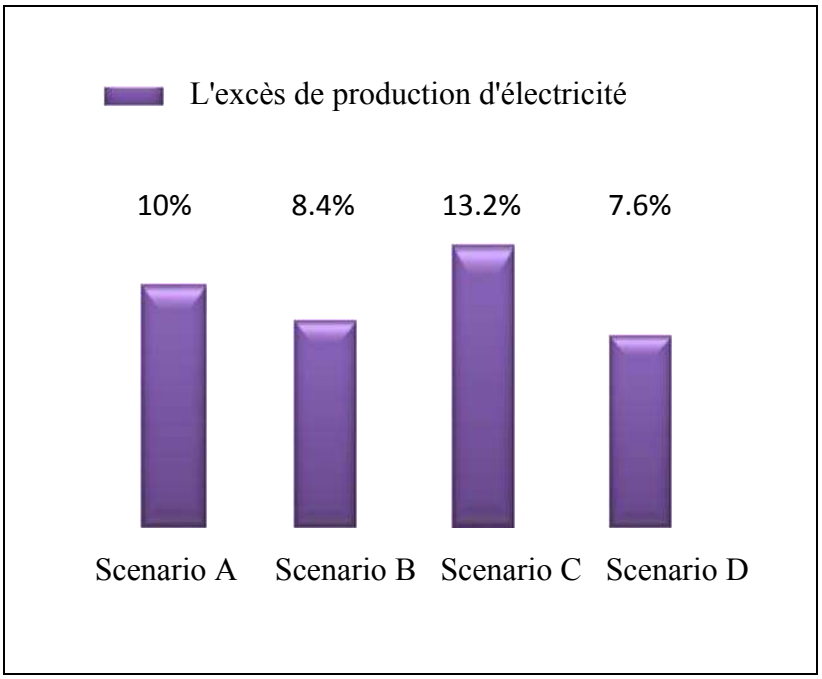


Figure IV-19: *Comparaison des scénarios basés sur l'électricité excédentaire*

En se basant sur les quatre critères, le scénario A est le meilleur parmi les autres scénarios proposés.

IV.4.2 Optimisation Analyse du scénario retenu :

On représente dans le **tableau 4-12** les différentes configurations de systèmes de puissance faisables

Tableau IV-12*: résultats globaux d'optimisation*

Architecture									Cost				System	Gen10	
					PV (kW)	G10 (qty)	Gen10 (kW)	1kWh LA (qty)	Converter (kW)	Dispatch	COE (€/kWh)	NPC (€)	Operating Cost (€)	Initial Capital (€)	Ren Frac (%)	Fuel (L)	Hours
					81,3	7	4	450	40	CC	0,353 €	1 081 860 €	30 966 €	535 650 €	83,1	9 830	7 433
					81,3	7	4	450	50	CC	0,356 €	1 091 143 €	31 143 €	541 800 €	83,1	9 825	7 430
					103,0		4	450	50	CC	0,363 €	1 098 913 €	32 477 €	526 050 €	83,1	9 719	7 414
					81,3	7	4	450	60	CC	0,359 €	1 100 286 €	31 313 €	547 950 €	83,1	9 825	7 430
					103,0	7	4	370	60	CC	0,365 €	1 107 292 €	29 996 €	578 200 €	84,7	8 844	6 826
					103,0		4	450	60	CC	0,366 €	1 108 048 €	32 646 €	532 200 €	83,1	9 719	7 414
					103,0	5	3	450	40	CC	0,363 €	1 116 614 €	31 034 €	569 200 €	88	7 021	7 165

Le système mis en place à la première ligne du **tableau 4-12** est le système optimal composé de 3 aérogénérateurs de 10 kW chacune, un champ photovoltaïque de 55 kW, un générateur diesel de 5 kW, 400 unités des batteries, et un convertisseur de 40 kW.

La production mensuelle de puissance en kW obtenu après simulation est illustrée à la **figure 4-20**. On peut remarquer que la production d'énergie par le champ photovoltaïque et les aérogénérateurs est élevée aux sept mois, février, mars, avril, Mai, Juin, Juillet, Août, et minimale aux trois mois de Janvier, Novembre et Décembre. La production d'électricité par le générateur diesel est maximale aux trois mois de Janvier, Novembre et Décembre. Tous les générateurs produisent de l'énergie tout au long de l'année.

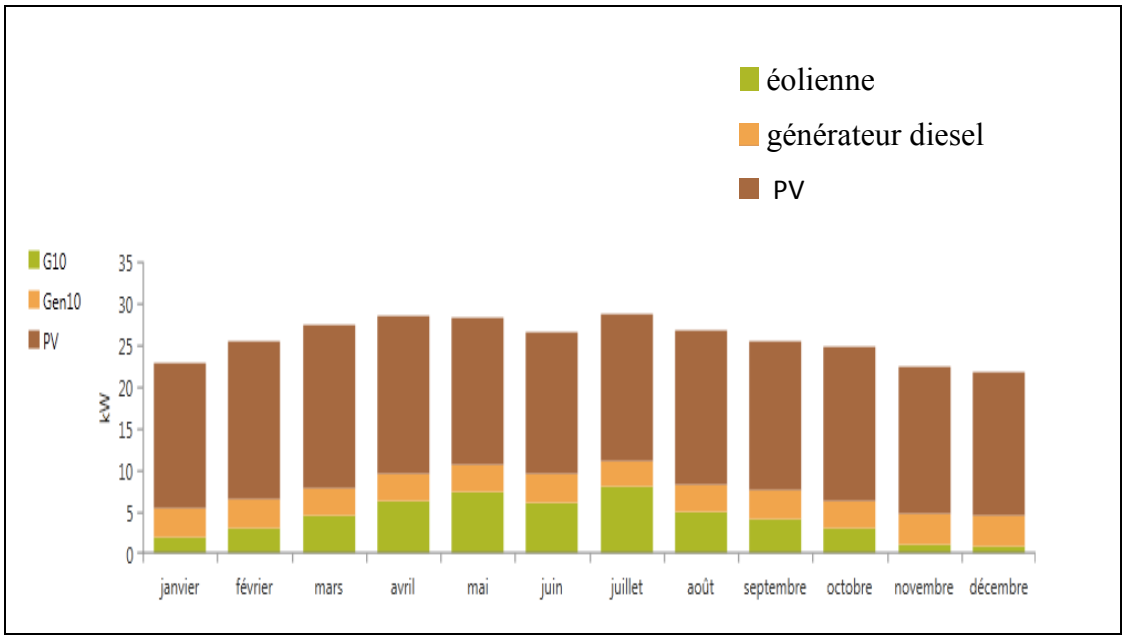


Figure IV-20: *la production d'électricité à partir du système Optimum avec un RF de 83.1%*

La production annuelle d'énergie électrique par les générateurs du système hybride optimal est donnée dans les **tableaux 4-13,4-14** et la **figure 4-21.**

Tableau IV-13 : *La production d'électricité*

La production	kWh / an	%
PV	158720	70.22
éolienne	37754	16.75
générateur diesel	29380	13.03
total	225404	100

Tableau IV-14 : La consommation d'électricité

la consommation	kWh / an	%
charge primaire	168848	97.2
charge déferré	4826	2.8
total	173674	100

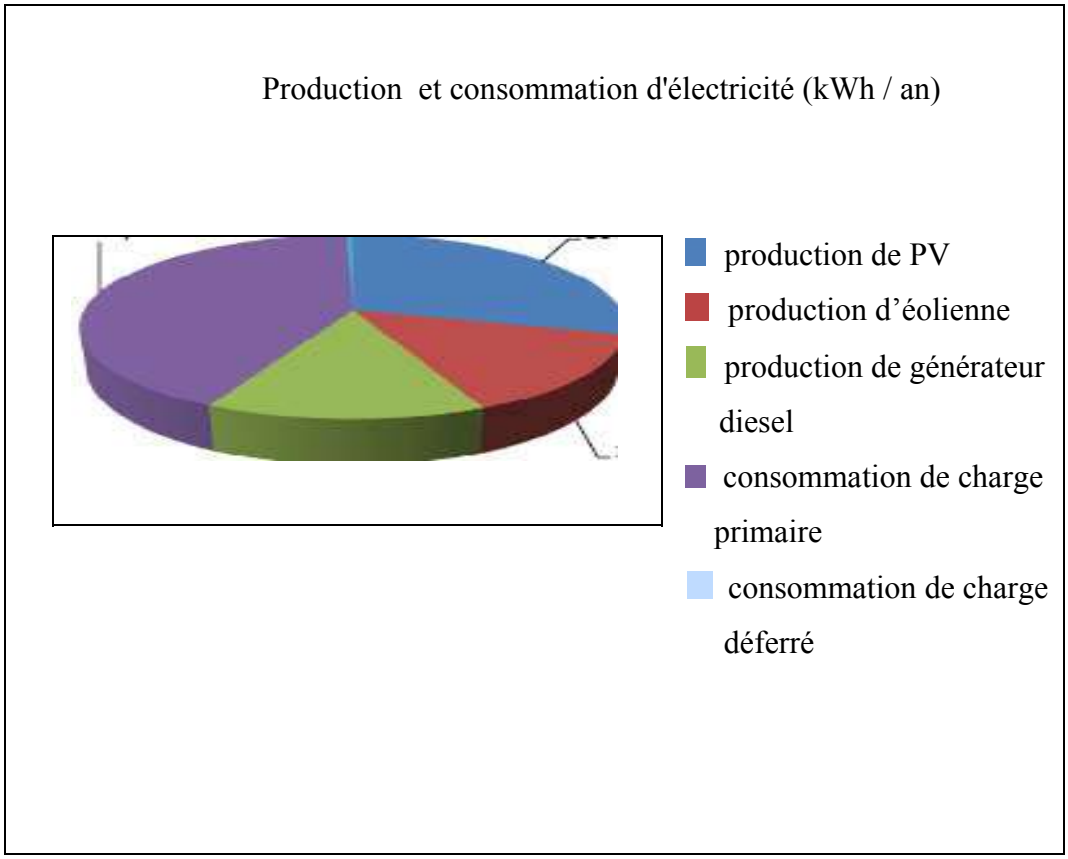


Figure IV-21: *Production et consommation annuelle d'énergie par chaque générateur avec une fraction renouvelable de 83.1%*

La pénurie de capacité, la charge non satisfaite et la génération de l'électricité excédentaire sont représentés dans le **tableau 4-15** ci-dessous:

Tableau IV-15: *la pénurie des capacités, charge non satisfaits, et excès électricité un 80% de RF*

quantité	(kWh / an)	%
Excès Electricité	22495	10
charge non satisfaits	13516	7.2
la pénurie des capacités	17680	9.4

A) La production d'énergie éolienne :

La répartition annuelle de la production d'électricité par les aérogénérateurs est représenté dans la **figure 4-22** et le **tableau 4-16**. La puissance maximale de l'aérogénérateur est 70kW et l'énergie moyenne de sortie est 4.31kW pendant les vitesses maximales et le vent moyen respectivement. La couleur noire représente, selon l'échelle à droite, les périodes de l'arrêt et/ou à très faible production, alors que la couleur rouge montre la production maximale, la production moyenne est représentée par la couleur verte. Le coût moyen actualisé de l'énergie électrique produite par l'aérogénérateur est seulement de 13.616DA/ kWh.

Tableau IV-16: *Résultat de l'éolienne*

Quantité	valeur	unités
Puissance totale	70	KW
Puissance minimale	0	KW
Puissance maximale	70	KW
pénétration de l'éolienne	20.702	%
Heures d'opération	5569	heures / an
Coût moyen actualisé de l'énergie	13.616	DA/ KWh

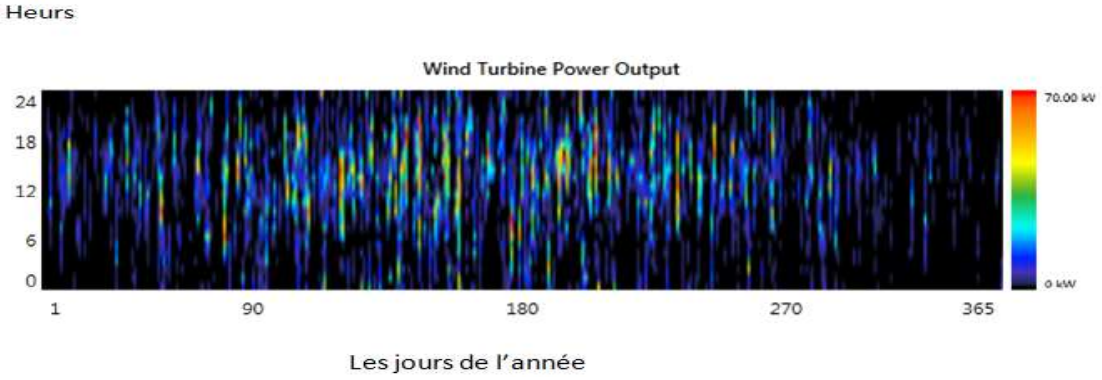


Figure IV-22: *production journalière moyenne de l'éolienne avec 83.1% RF*

B) La production de champ PV :

La **figure 4-23** et le **tableau 4-17**, représentent la part de la production d'électricité via l'énergie solaire photovoltaïque. Comme remarqué sur la figure, la production d'électricité est plus élevée aux heures de forte radiation solaire, production d'énergie PV est également maximale durant cette période pendant la saison d'été.

La Puissance de sortie moyenne est d'environ 18.067 kW. La puissance de sortie nominale est de 81.3kW lorsque le ciel est assez clair, et pendant l'absence d'ensoleillement la puissance de sortie minimale est 0kW. La durée totale de fonctionnement du générateur PV est de 4395 heures par an, donc il montre que près de plus de 10 heures par jour de fonctionnement.

La couleur noire représente, selon l'échelle à droite, les périodes de l'arrêt et/ou à très faible production, alors que la couleur rouge montre la max production, la production moyenne est représentée par la couleur verte.

Le coût moyen actualisé de l'électricité que pour ce cas de système est d'environ 7.794DA / kWh.

Tableau IV-17: *Résultat de Générateur PV*

Quantité	Valeurs	Unités
Puissance nominale	81.3	kW
puissance moyenne	18.067	kW
Capacité moyenne	433.62	kWh / jour
puissance maximale	79.745	kW
Pénétration PV	86.788	%
Heures d'opération	4395	heures / an
Coût moyen actualisé de l'énergie	7.7941	DA/ KWh

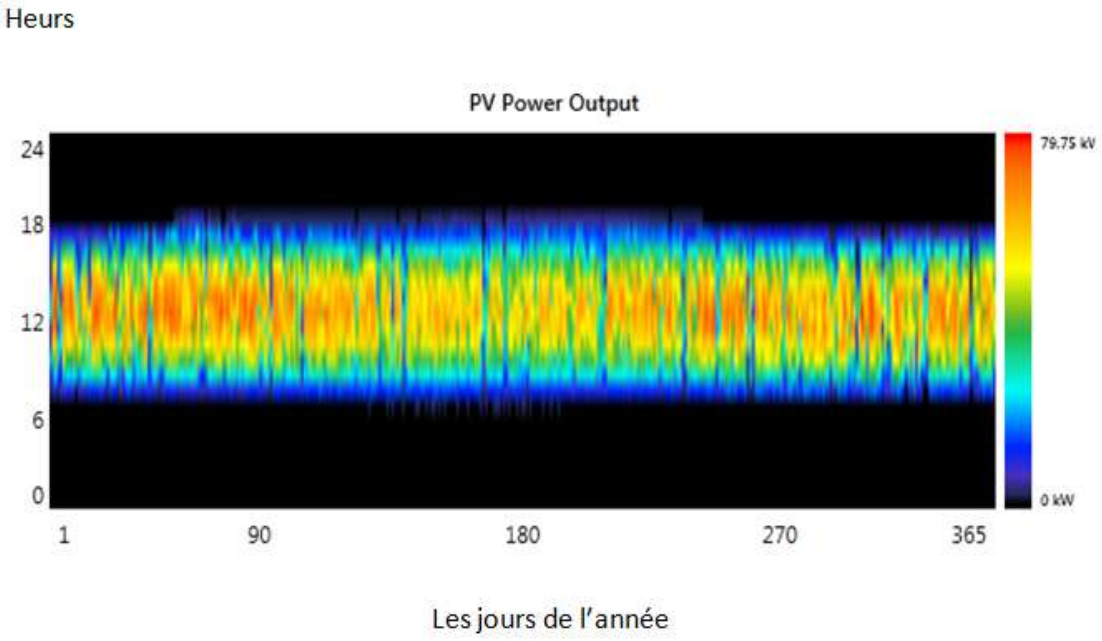


Figure IV-23*: production journalière moyenne de PV avec un 83.1%de RF*

C) La production d'énergie du générateur diesel :

La répartition de la production d'énergie électrique du générateur diesel est présentée dans la **figure 4-24** et le **tableau4-18**, et donc la production d'électricité est relativement faible pendant la saison d'été de Mai à septembre, il y a une large production d'énergie diesel est dans la période du soir parce que la demande est supérieure à l'énergie stockée dans la batterie. Un générateur diesel de 10 kW de capacité génère une puissance de sortie moyenne de 3.95 kW, et une puissance électrique de 1 kW au minimum. La durée totale de fonctionnement du générateur Diesel est de 7433 heures par an et 15 ans comme durée de vie. La quantité de carburant diesel consommée est d'environ 9829liter par an.

La couleur noire représente, selon l'échelle à droite, les périodes de l'arrêt et/ou à très faible production, alors que la couleur rouge montre la maximum de production et la production moyenne est représentée par la couleur verte.

Tableau IV-18 : *Résultat de générateur diesel*

Quantité	Valeurs	Unités
Puissance nominale	10	kW
puissance minimal	1	kW

puissance moyenne	3.95	kW
Carburant consommé	9829	liters / an
Heures d'opération	7433	heures / an
Coût moyen actualisé de l'énergie	17	DA/ KWh

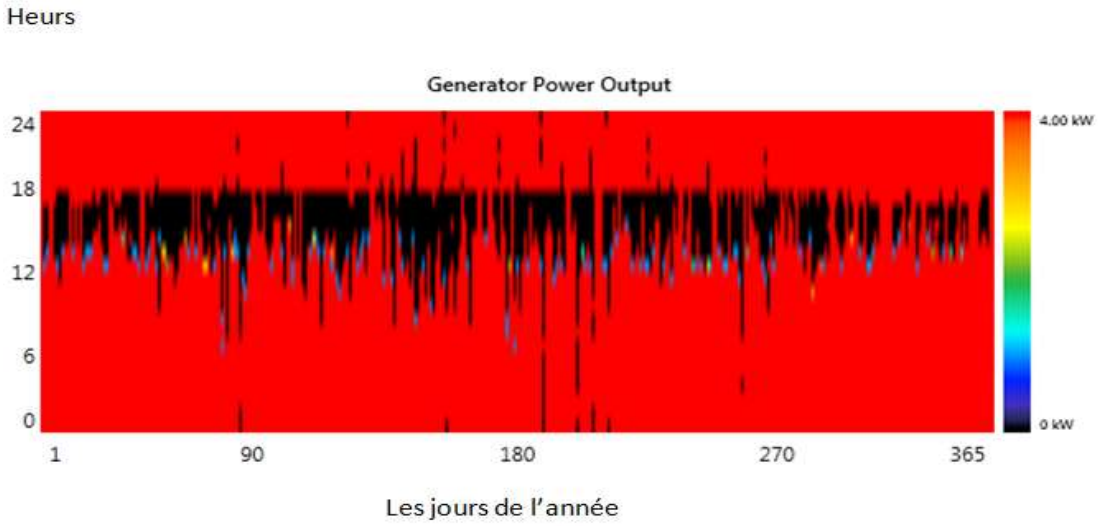


Figure IV-24 *: production journalière moyenne de générateur diesel avec de 83.1%RF*

D) Les émissions des gaz :

Le principal inconvénient de l'inclusion de générateur diesel dans les systèmes de puissance est la pollution de l'environnement, le coût élevé de fonctionnement et le bruit. L'utilisation de sources d'énergie renouvelables diminue les émissions de polluants, CO_2, CO, SO_2, NO_x et les matières particulaires émises dans l'atmosphère. Dans le **Tableau 4-19**, les émissions de polluants sont affichées, avec le plus grand contributeur qui est CO_2.

Tableau IV-19 : *Les émissions des gaz*

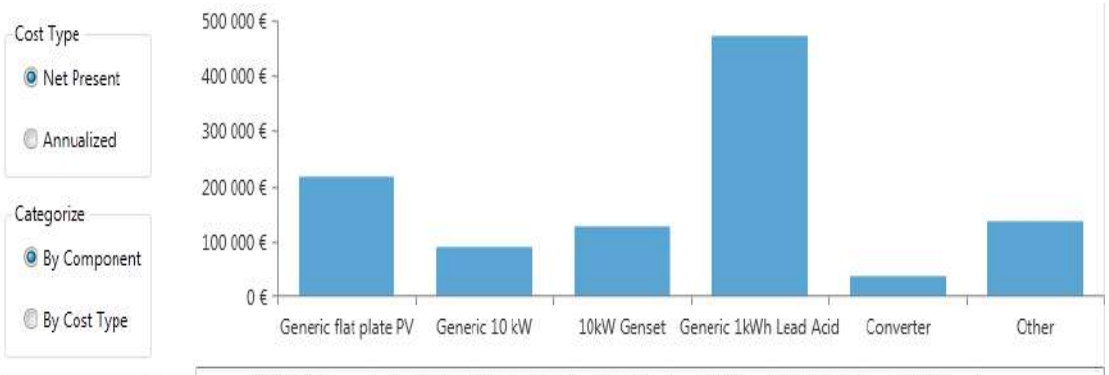
Quantité	Valeurs	Unités
CO_2	25884	Kg / an
CO	63.89	Kg / an
SO_2	51.98	Kg / an
NO_x	570.11	Kg / an

E) Résumé des coûts:

Les coûts de NPC est présentée dans la **figure 4-25**,le plus grand contributeur est la batterie de 47346700DA en NPC, suivi avec le coût de l'énergie solaire photovoltaïque 21759100 de NPC, et l'éolienne de NPC qui est autour de 9065700DA, le générateur diesel de NPC qui est autour de 12832800DA, et un convertisseur de 3653900DA, le autre Coût de NPC qui est autour de 13527800DA, le Coût total de système est 108186000DA en NPC.

E) Résumé des coûts:

Les coûts actualisés nets NPC sont présentés dans la **figure 4-12**. Le plus grand contributeur est la batterie avec un NPC de 47346700DA, suivi par le coût de l'énergie solaire photovoltaïque avec un de NPC de 21759100DA, quant à l'aérogénérateur son NPC est autour de 9065700DA, le générateur diesel avec un NPC qui est autour de 12832800, le convertisseur avec un NPC 3653900DA, le Coût de système en NPC qui est de 108186000DA.



Component	Capital (€)	Replacement (	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
Generic flat plate PV	203 250,00 €	0,00 €	14 341,00 €	0,00 €	0,00 €	217 591,00 €
Generic 10 kW	70 000,00 €	23 782,00 €	12 347,00 €	0,00 €	-15 472,00 €	90 657,00 €
10kW Genset	2 800,00 €	16 854,00 €	5 244,50 €	104 031,00 €	-600,88 €	128 328,00 €
Generic 1kWh Lead Acid	135 000,00 €	300 936,00 €	79 376,00 €	0,00 €	-41 845,00 €	473 467,00 €
Converter	24 600,00 €	11 227,00 €	3 527,80 €	0,00 €	-2 816,10 €	36 539,00 €
Other	100 000,00 €	0,00 €	35 278,00 €	0,00 €	0,00 €	135 278,00 €
System	535 650,00 €	352 798,00 €	150 115,00 €	104 031,00 €	-60 734,00 €	1 081 860,00 €

Figure IV-25: *NPC par type de composant*

IV.4.3 Première approche pour sélectionner un système technico-économique :

Dans le **tableau 4-20**, extrait les valeurs du résultat d'optimisation tronquée du **tableau 4-2** qui comprend le système d'alimentation la plus faisable avec une grande fraction renouvelable particulièrement supérieure à 83% sont présentées, ceci est pour la simplicité de la comparaison. Bien que le premier rang (ligne 1) soit le moindre coût parmi tous les résultats et toutes ses caractéristiques sont déjà discuté ci-dessus. Toutefois, afin de vérifier la faisabilité technique des systèmes d'alimentation, certaines options sont choisies en fonction de fractions renouvelables élevées. La comparaison est faite en termes de (NPC, COE, le surplus d'électricité(EX), pénurie de capacité(Ca), RF, consommation de carburant diesel et la charge non satisfaite(Un)) parmi les options sélectionnées pour assurer que le système est techniquement faisable.

Tableau IV-20: *Extrait résultat d'optimisation du **tableau 4-12** en fonction du pourcentage d'options*

option	PV KW	Éol KW	GD KW	Batt KW	Conv KW	NPC (DA)	COE DA/KWh	RF %	Cons C (L)	EX %	Ca %	Un %
1	81.3	7*10	4	450	40	108186000	35.3	83.1	9830	10	9.4	7.2
2	81.3	7*10	4	450	50	109114300	35.6	83.1	9825	9.8	9.35	7.15
3	103	7*10	4	370	60	110729200	36.5	84.7	8844	13	9	7.05
4	103	5*10	3	450	40	111661400	36.3	88	7021	16.7	8.5	6.9

Il peut simplement réaliser le système d'alimentation (en option) est le gagnant ou techniquement faisable. À la suite de NPC, COE, l'option de l'électricité non satisfait 1 est le système préféré. Même si l'option 1 a consommation élevée de carburant diesel, NPC sont inférieurs de toutes les autres options et pour être abordable par les villageois cela pourrait être choisi. Il convient de noter que, la comparaison / sélection a été faite parmi les systèmes qui doivent de fractions renouvelables élevés. Se référant en moins de consommation de diesel, l'option4 haute fraction renouvelable doit être sélectionné, mais il encourt plus rentable que l'option 1.

Donc, si un avantage est donné aux énergies renouvelables quel que soit le coût est, l'option 4 pourrait être le premier à être mis en œuvre.

La comparaison des options du système d'alimentation basé sur COE, NPC, et la consommation de carburant sont représentés dans **les figures 4-26, 4-27, et 4-28**ci-dessous :

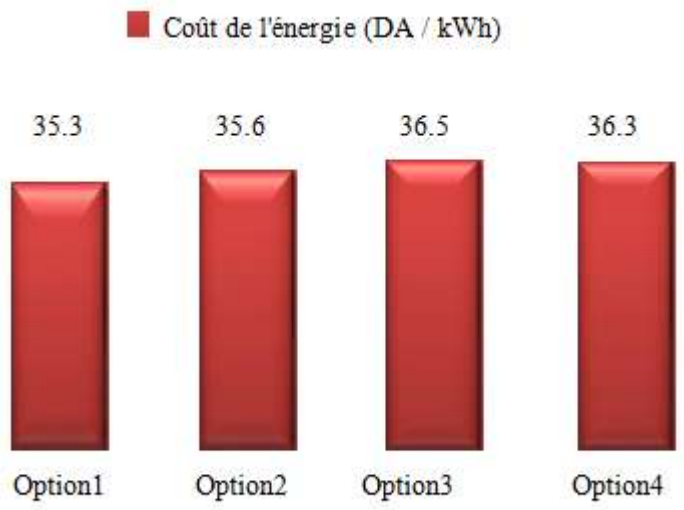


Figure IV-26: *Comparaison des options du système d'alimentation basé sur COE*

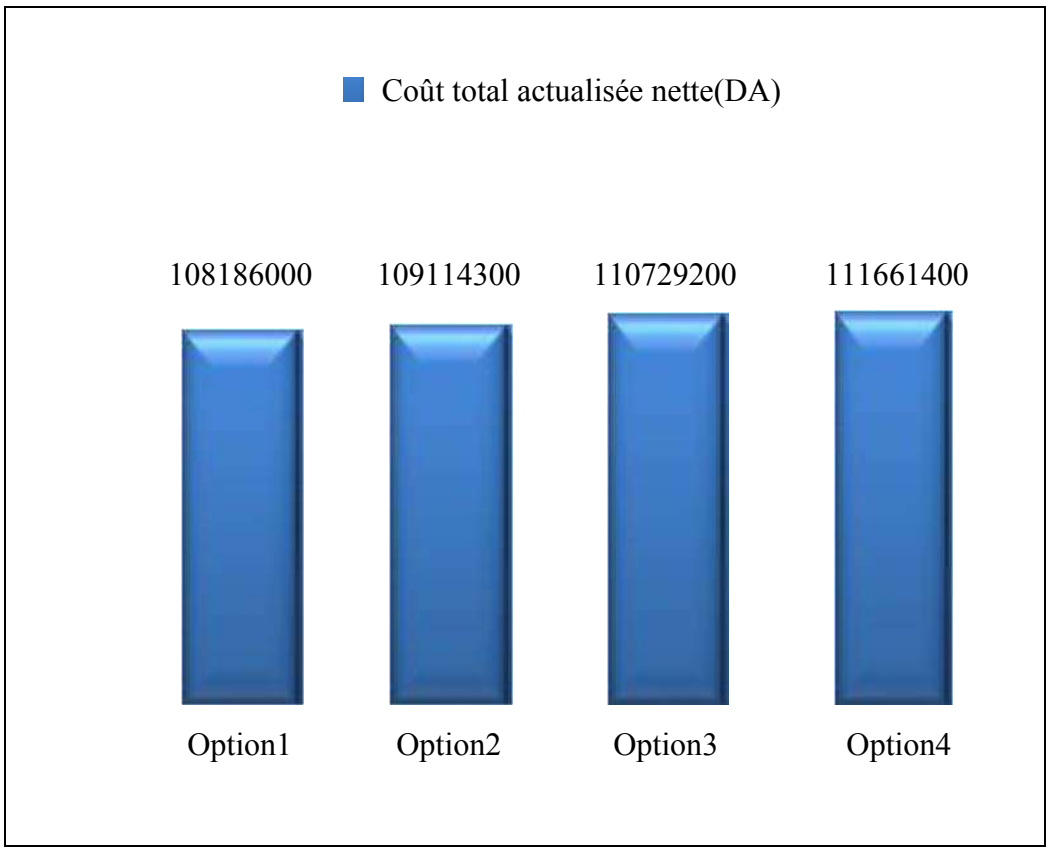


Figure IV-27: *Comparaison des options du système d'alimentation basé sur NPC*

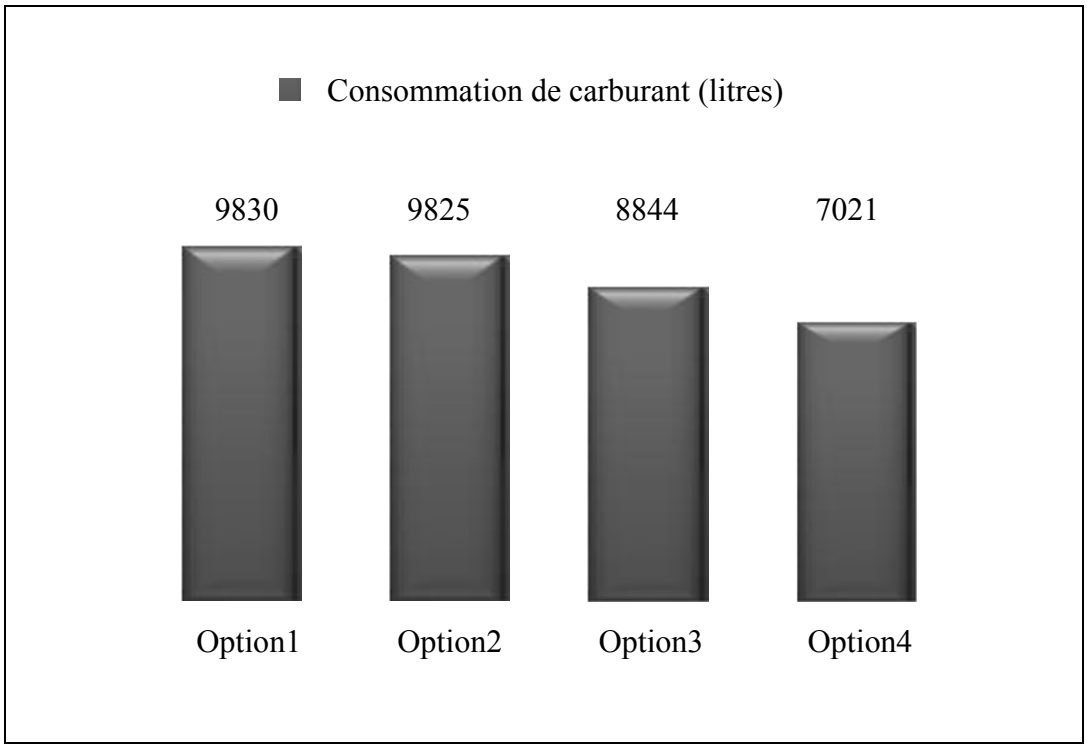


Figure IV-28*: Comparaison des options du système d'alimentation en fonction de la consommation de carburant.*

IV.5 Optimisation des systèmes et de sélection Scénarios pour site d'Alger :

D'après le résultat de la simulation du **tableau 4-21**, les scénarios proposés sur la base des mêmes valeurs de référence sont les comparer en utilisant les mêmes cas de variables en termes d'aspects technico-économiques parmi les résultats les moins de coûts.

PV- éolienne -générateur-batterie (scénario A)

PV - Générateur -batterie (scénario B)

Eolienne- Générateur- batterie (scénario C)

IV.5.1 Comparaison des scénarios:

Le système optimal classé sous forme de résultat de la simulation est affiché dans le **tableau 4-1**. La comparaison de scénarios a été réalisée en gardant la contrainte des valeurs constantes à toutes les configurations de système. Les systèmes d'énergie ont été sélectionnés suivant Coût actualisé net total minimal (NPC), le coût de l'énergie (COE) minimal, fraction renouvelable élevée, pénurie de capacité minimale, d'excès d'électricité et la consommation de

carburant minimaux. La pénurie de capacité annuelle maximale et la fraction minimum renouvelables sont le pire des cas de contraintes.

Tableau IV-21: *Classés de Simulation*

Architecture								Cost				System	Gen10	
PV (kW)	G10 (qty)	Gen10 (kW)	1kWh LA (qty)	Converter (kW)	Dispatch	COE (€/kWh)	NPC (€)	Operating Cost (€)	Initial Capital (€)	Ren Frac (%)	Fuel (L)	Hours
80,0	5	9	370	30	CC	0,452 €	1 393 341 €	48 238 €	542 450 €	64,6	20 724	7 042
117,0		9	450	40	CC	0,488 €	1 488 035 €	49 489 €	615 100 €	66,9	19 206	6 517
Architecture								Cost				System	Gen10	
PV (kW)	G10 (qty)	Gen10 (kW)	1kWh LA (qty)	Converter (kW)	Dispatch	COE (€/kWh)	NPC (€)	Operating Cost (€)	Initial Capital (€)	Ren Frac (%)	Fuel (L)	Hours
130,0	14		600	60	CC	0,423 €	1 284 082 €	28 469 €	781 900 €	100		
100,0	12	6	400	40	CC	0,427 €	1 308 477 €	36 956 €	656 600 €	82,7	10 098	5 189
140,0		7	700	50	CC	0,479 €	1 459 811 €	40 822 €	739 750 €	84,8	8 782	3 793
	26	15	400	40	CC	0,542 €	1 667 811 €	59 993 €	609 600 €	51,2	28 582	5 877
50,0	26	30		40	CC	0,909 €	2 925 935 €	125 081 €	719 600 €	40,7	43 580	8 760

Basé sur Coût total actualisée nette NPC:

Pour les paramètres spécifiés comme charge primaire de 499.5kWh / jour, prix du diesel de 20DA / litre, la pénurie de capacité maximale de 10% et la fraction renouvelable minimale de 40%, les paramètres de comparaison considérés sont discutés comme suit afin de sélectionner système techno-économique de puissance optimal. Se référant en **tableau IV-21** et la **figure (IV-29)**, l'architecture du système scénario A est la plus optimale en se basant sur le coût actuel net minimal par rapport aux scénarios (B, C).

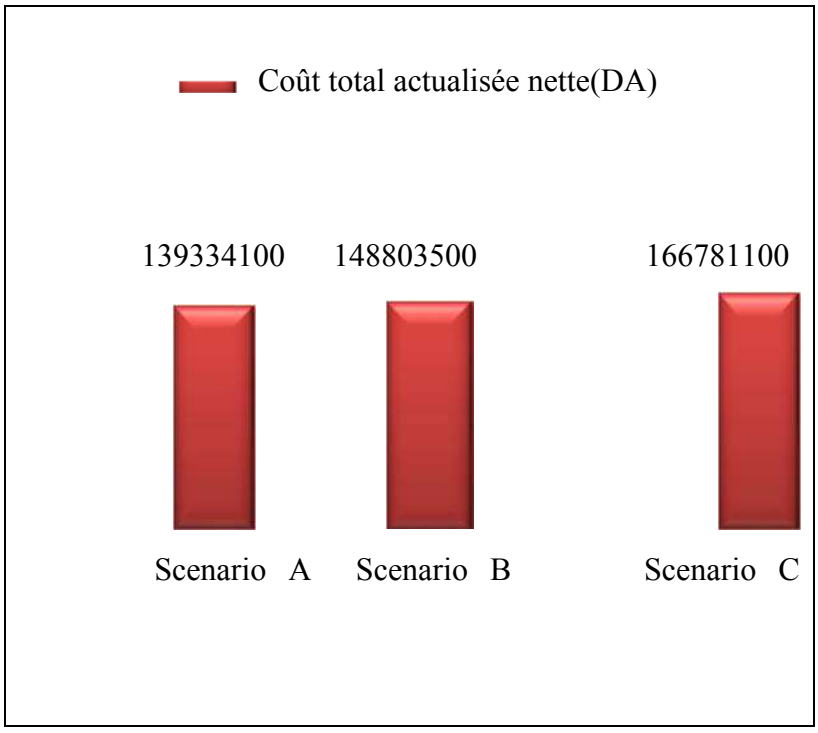


Figure IV-29*: Comparaison des scénarios basés sur des NPC*

Basés sur le coût de l'énergie:

La **figure 4-30** et le **tableau 4-21** présentent la classification de la configuration de systèmes suivant le coût actualisé d'énergie minimal, l'architecture du système scénario A est la plus optimale en se basant sur le coût actuel net minimal par rapport aux scénarios (B, C).

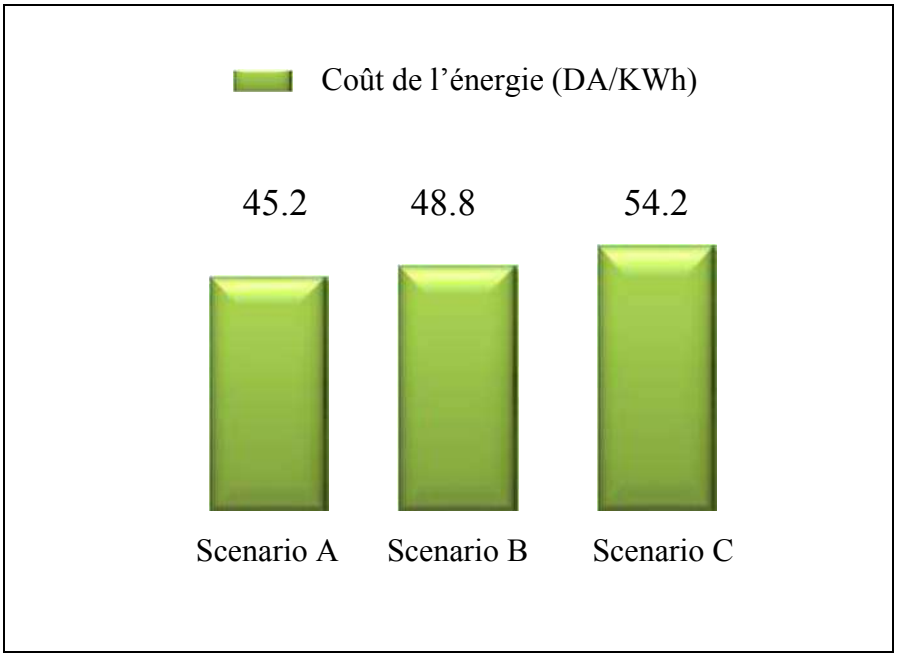


Figure IV-30: *Comparaison des scénarios basés sur COE*

Basés sur la consommation de carburant diesel:

Le troisième critère de comparaison est la consommation de carburant diesel minimale. La baisse de la consommation de diesel et la génération d'énergie plus élevée à partir de sources renouvelables est recommandée comme bon choix, parce que la combustion de carburant diesel est la principale source d'éléments polluants de l'environnement et de sa disponibilité dans les zones rurales éloignées est limitée pour des raisons différentes. Scénario B consomme le moins de carburant diesel qui est d'environ 19206 (litres/an), scénario A consomme le carburant diesel qui est d'environ 20724 (litres/an); le scénario C consomme environ 28582 (litres/an) de carburant diesel (voir **figure4-31**):

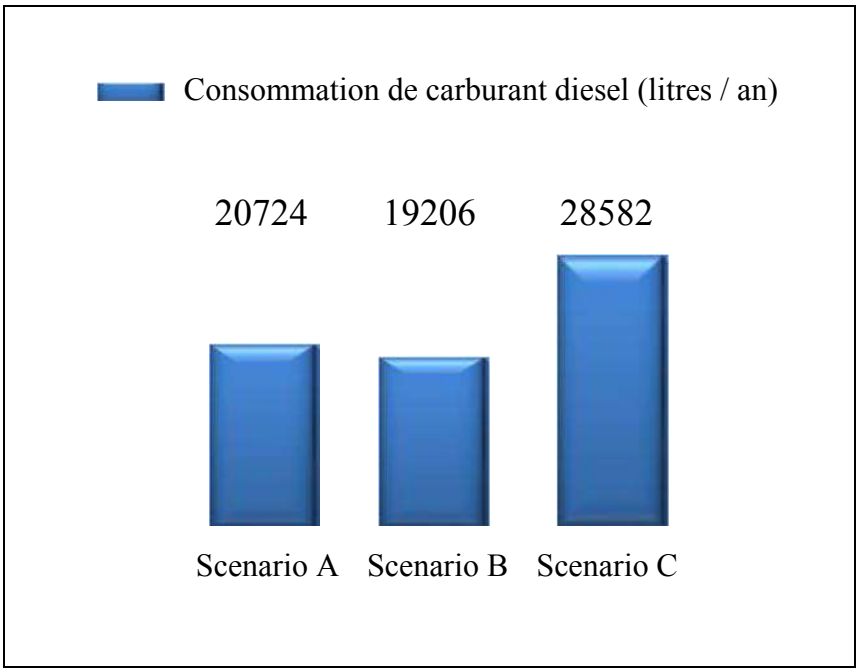


Figure IV-31*: Comparaison des scénarios basés sur consommation de carburant diesel*

Basé sur la fraction renouvelable et de la pénurie de capacité:

On constate d'après la **figure4-32**que le scénario B a 66.9 % de fraction renouvelable qui est plus élevé que les deux scénarios (A, C). Malgré la fraction renouvelable élevée du scénario B, néanmoins, il ya un déficit de 9% ce qui est plus élevé que ceux de scénarioC.

Le scénario C enregistre une pénurie de capacité zéro avec 51.2 % de fraction renouvelable, cependant cette fraction renouvelable est inferieure à ceux des scénarios (A, B). Le scénario A présente une fraction renouvelable de 64.6%, tandis que la pénurie de capacité est de 9.4%, ce qui est toujours inférieur à celle du scénario B. La **figure 4-32** représente les comparaisons basées sur la pénurie de capacité et la fraction renouvelable.

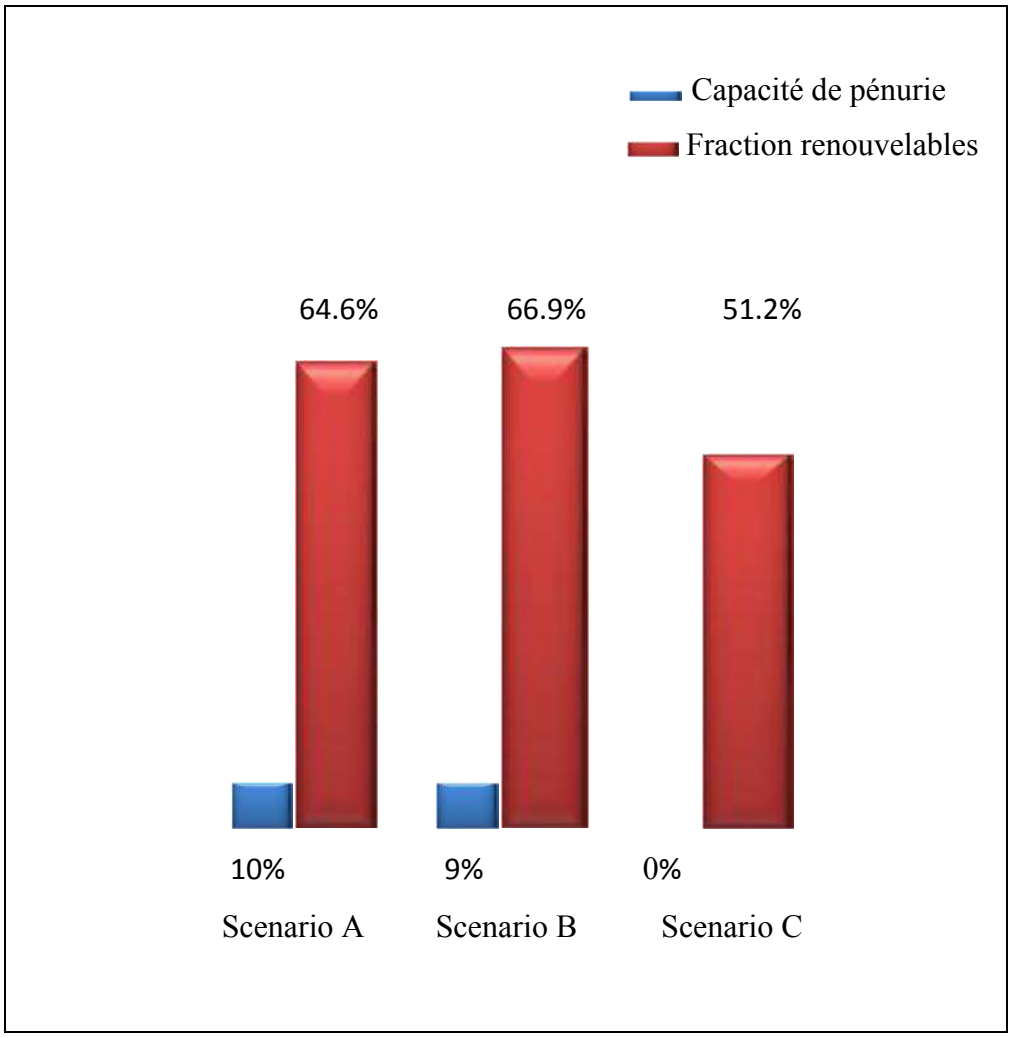


Figure IV-32: *Les comparaisons basées sur la capacité Pénurie et RF*

Basé sur l'excès de production d'électricité :

L'autre paramètre de comparaison considéré est la production d'électricité excédentaire. La plus faible production d'électricité excédentaire est un bon critère pour un système optimal. C'est le scénario A qui produit le plus faible excédent d'électricité (10.3%), le scénario C qui produit 31.9 %. Bien que la production de l'électricité excédentaire peut être utilisée pour l'expansion de la demande de charge, mais il encourt des frais supplémentaires. En regardant dans l'ampleur des surplus d'électricité seulement, le scénario A est une bonne option, mais comme expliqué ci-dessous compte tenu de toutes les contraintes :

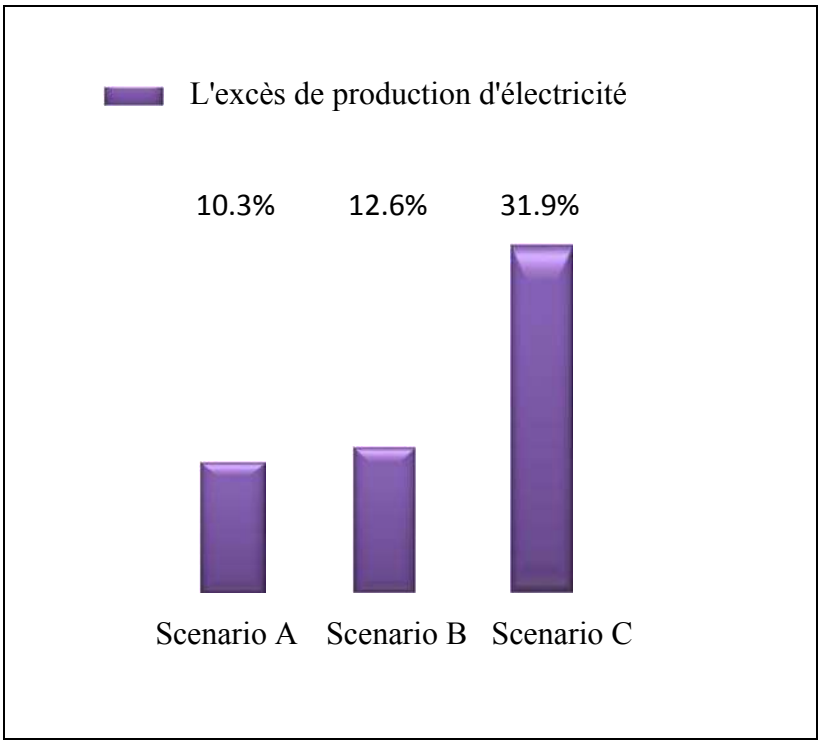


Figure IV-33: *Comparaison des scénarios basés sur l'électricité excédentaire*

En se basant sur les quatre critères, le scénario A est le meilleur parmi les autres scénarios proposés.

IV.5.2 Analyse d'optimisation du scénario retenu :

On représente dans le **tableau 4-22** les différentes configurations de systèmes de puissance faisables.

Tableau IV-22: *résultats globaux d'optimisation*

Architecture									Cost				System	Gen10	
					PV (kW)	G10 (qty)	Gen10 (kW)	1kWh LA (qty)	Converter (kW)	Dispatch	COE (€/kWh)	NPC (€)	Operating Cost (€)	Initial Capital (€)	Ren Frac (%)	Fuel (L)	Hours
					80,0	5	9	370	30	CC	0,452 €	1 393 341 €	48 238 €	542 450 €	64,6	20 724	7 042
					117,0	5	8	370	40	CC	0,452 €	1 395 041 €	43 140 €	634 100 €	74,2	15 167	5 845
					117,0	4	8	370	40	CC	0,455 €	1 396 173 €	43 770 €	624 100 €	73,1	15 710	6 049
					117,0	4	8	450	50	CC	0,458 €	1 407 514 €	42 704 €	654 250 €	77,6	13 101	5 033
					117,0	5	8	450	50	CC	0,455 €	1 408 147 €	42 173 €	664 250 €	78,7	12 540	4 830
					80,0	5	9	450	40	CC	0,458 €	1 410 902 €	47 525 €	572 600 €	67,4	19 044	6 385
					117,0	5	9	370	50	CC	0,460 €	1 419 400 €	43 775 €	647 250 €	74,1	15 215	5 229

Le système mis en place à la première ligne du **tableau 4-22** est le système optimal composé de 5 aérogénérateurs de 10 kW chacune, un champ photovoltaïque de 80 kW, un générateur diesel de 9 kW, 370 unités des batteries, et un convertisseur de 30 kW.

La production mensuelle de puissance en kW obtenu après simulation est illustrée à la **figure 4-34**. On peut remarquer que la production d'énergie par le champ photovoltaïque et les aérogénérateurs est élevée aux sept mois, février, mars, avril, Mai, Juin, Juillet, Août, et minimale aux trois mois de Janvier, Novembre et Décembre. La production d'électricité par le générateur diesel est maximale aux trois mois de Janvier, Novembre et Décembre. Tous les générateurs produisent de l'énergie tout au long de l'année.

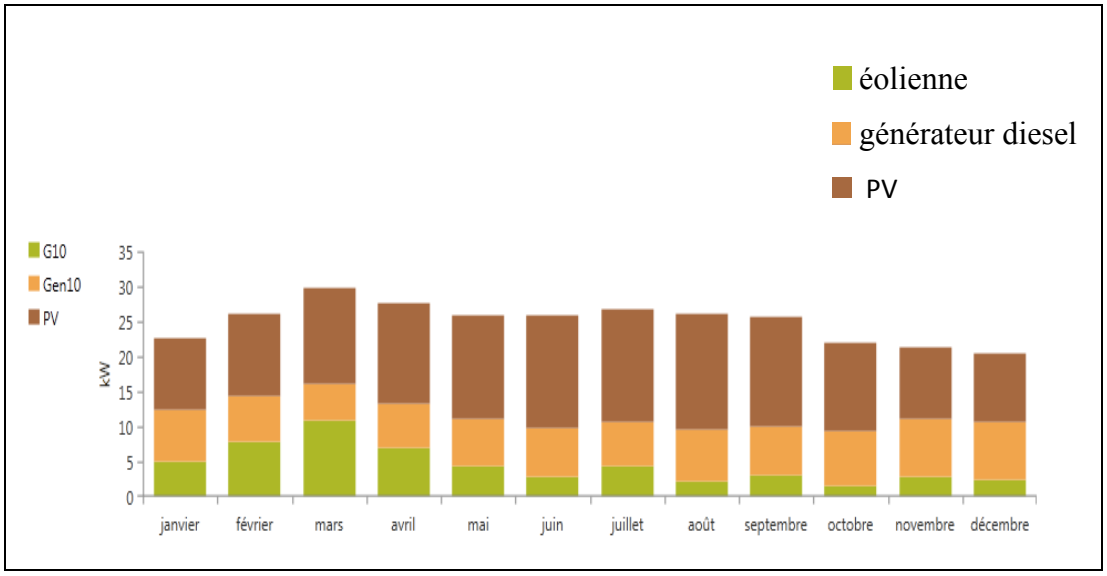


Figure IV-34: *la production d'électricité à partir du système Optimum avec un RF de 64.6%*

La production annuelle d'énergie électrique par les générateurs du système hybride optimal est donnée dans les **tableaux 4-23,4-24** et la **figure 4-35.**

Tableau IV-23 : *La production d'électricité*

La production	kWh / an	%
PV	118359	53.99
éolienne	39051	17.81
générateur diesel	61826	28.2
total	219236	100

Tableau IV-24 : *La consommation d'électricité*

la consommation	kWh / an	%
charge primaire	169769	97.2
charge déferra blé	4826	2.8
total	174595	100

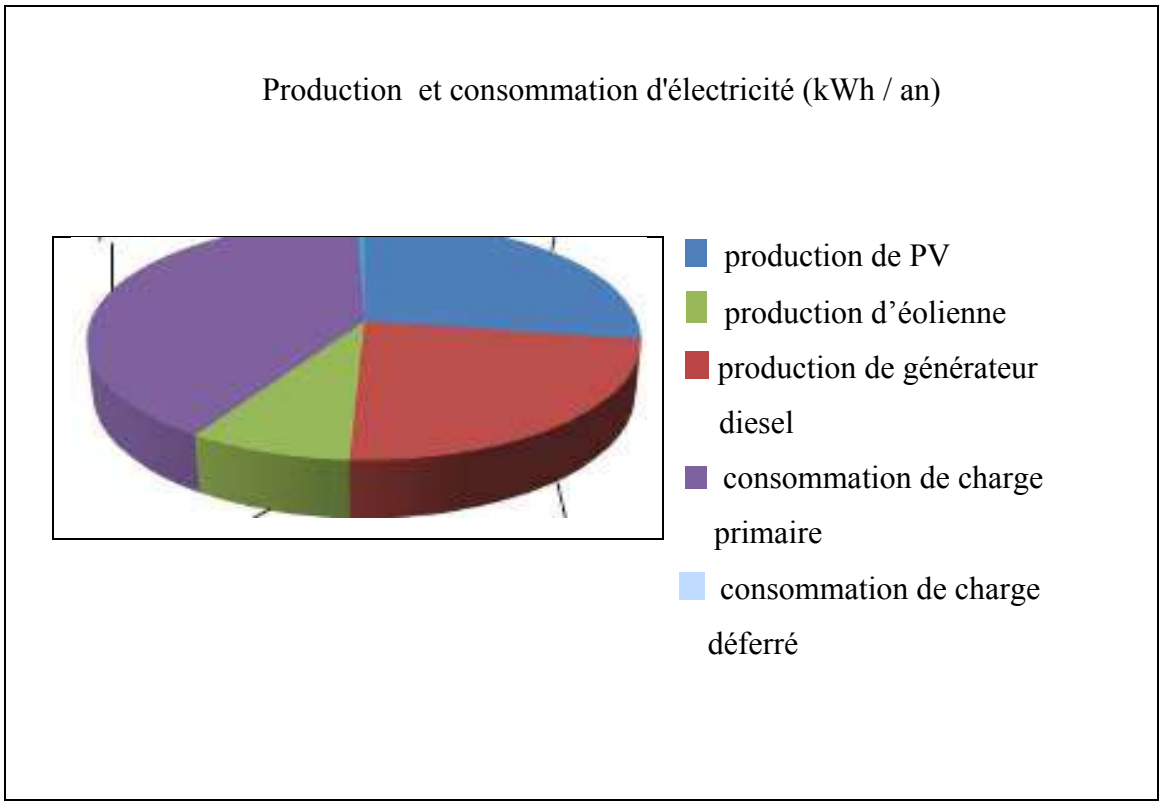


Figure IV-35: *Production et consommation annuelle d'énergie par chaque générateur avec une fraction renouvelable de 64.6%*

La pénurie de capacité, la charge non satisfaite et la génération de l'électricité excédentaire sont représentés dans le **tableau 4-25** ci-dessous:

Tableau IV-25: *la pénurie des capacités, charge non satisfaits, et excès électricité un 64.6% de RF*

quantité	(kWh / an)	%
Excès Electricité	22686	10.3
charge non satisfaits	12594	6.7
la pénurie des capacités	18637	10

A) La production d'énergie éolienne :

La répartition annuelle de la production d'électricité par les aérogénérateurs est représenté dans la **figure 4-36** et le **tableau 4-26**. La puissance maximale de l'aérogénérateur est 50kW et l'énergie moyenne de sortie est 4.4578kW pendant les vitesses maximales et le vent moyen respectivement. La couleur noire représente, selon l'échelle à droite, les périodes de l'arrêt et/ou à très faible production, alors que la couleur rouge montre la production maximale, la production moyenne est représentée par la couleur verte. Le coût moyen actualisé de l'énergie électrique produite par l'aérogénérateur est seulement de 9.4DA/ kWh.

Tableau IV-26: *Résultat* de l'éolienne

Quantité	valeur	unités
Puissance totale	50	KW
Puissance minimale	0	KW
Puissance maximale	50	KW
pénétration de l'éolienne	21.414	%
Heures d'opération	6098	heures / an
Coût moyen actualisé de l'énergie	9.4	DA/ KWh

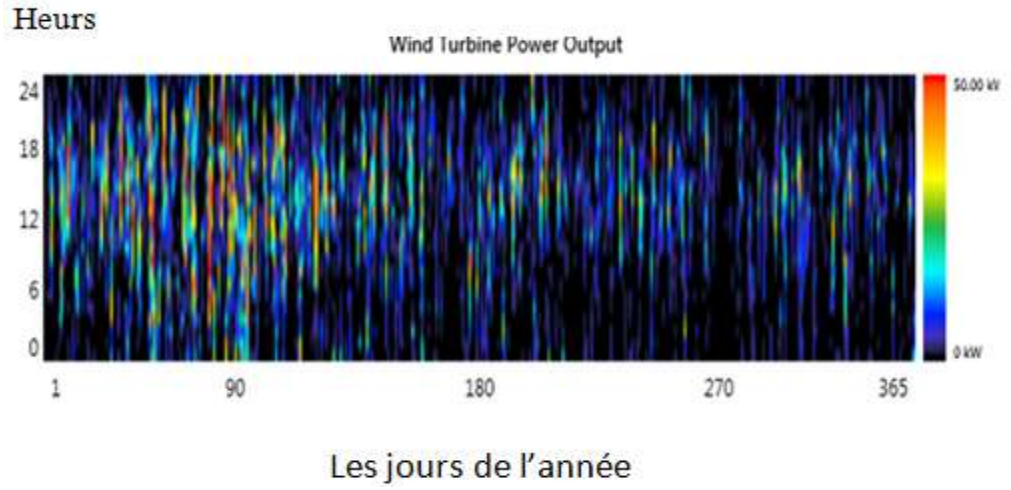


Figure IV-36: *production journalière moyenne de l'éolienne avec 64.6% RF*

B) La production de champ PV :

La **figure 4-37** et le **tableau 4-27**, représentent la part de la production d'électricité via l'énergie solaire photovoltaïque. Comme remarqué sur la figure, la production d'électricité est

plus élevée aux heures de forte radiation solaire, production d'énergie PV est également maximale durant cette période pendant la saison d'été.

La Puissance de sortie moyenne est d'environ 13.511kW. La puissance de sortie nominale est de 80kW lorsque le ciel est assez clair, et pendant l'absence d'ensoleillement la puissance de sortie minimale est 0kW. La durée totale de fonctionnement du générateur PV est de 4381 heures par an, donc il montre que près de plus de 10 heures par jour de fonctionnement.

La couleur noire représente, selon l'échelle à droite, les périodes de l'arrêt et/ou à très faible production, alors que la couleur rouge montre la max production, la production moyenne est représentée par la couleur verte.

Le coût moyen actualisé de l'électricité que pour ce cas de système est d'environ 10.256DA / kWh.

Tableau IV-27: *Résultat de Générateur PV*

Quantité	Valeurs	Unités
Puissance nominale	80	kW
puissance moyenne	13.511	kW
Capacité moyenne	324.27	kWh / jour
puissance maximale	82.928	kW
pénétration PV	64.903	%
Heures d'opération	4356	heures / an
Coût moyen actualisé de l'énergie	10.256	DA/ KWh

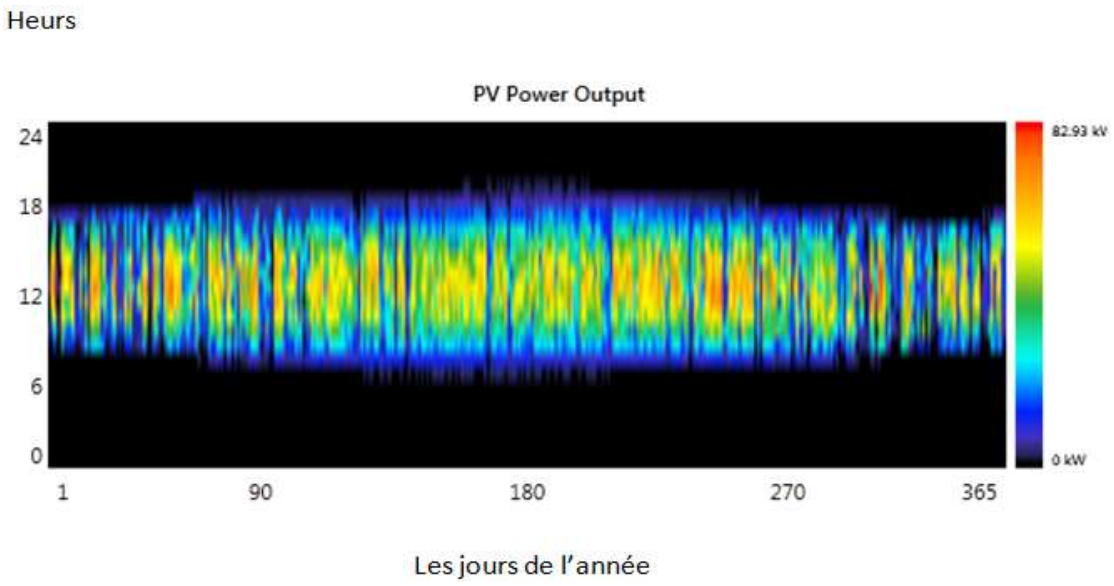


Figure IV-37: *production journalière moyenne de PV avec de 64.6%RF*

C) La production d'énergie du générateur diesel :

La répartition de la production d'énergie électrique du générateur diesel est présentée dans la **figure 4-38** et le **tableau4-28**, et donc la production d'électricité est relativement faible pendant la saison d'été de Mai à septembre, il y a une large production d'énergie diesel est dans la période du soir parce que la demande est supérieure à l'énergie stockée dans la batterie. Un générateur diesel de 10 kW de capacité génère une puissance de sortie moyenne de 8.78 kW, et une puissance électrique de 2.25 kW au minimum. La durée totale de fonctionnement du générateur Diesel est de 7042 heures par an et 15 ans comme durée de vie. La quantité de carburant diesel consommée est d'environ 2042liter par an.

La couleur noire représente, selon l'échelle à droite, les périodes de l'arrêt et/ou à très faible production, alors que la couleur rouge montre la maximum de production et la production moyenne est représentée par la couleur verte.

Tableau IV-28 : *Générateur diesel*

Quantité	Valeurs	Unités
Puissance nominale	10	kW
puissance minimal	2.25	kW
puissance moyenne	8.78	kW

Carburant consommé	20724	liter / an
Heures d'opération	7042	heures / an
Coût moyen actualisé de l'énergie	6	DA/ KWh

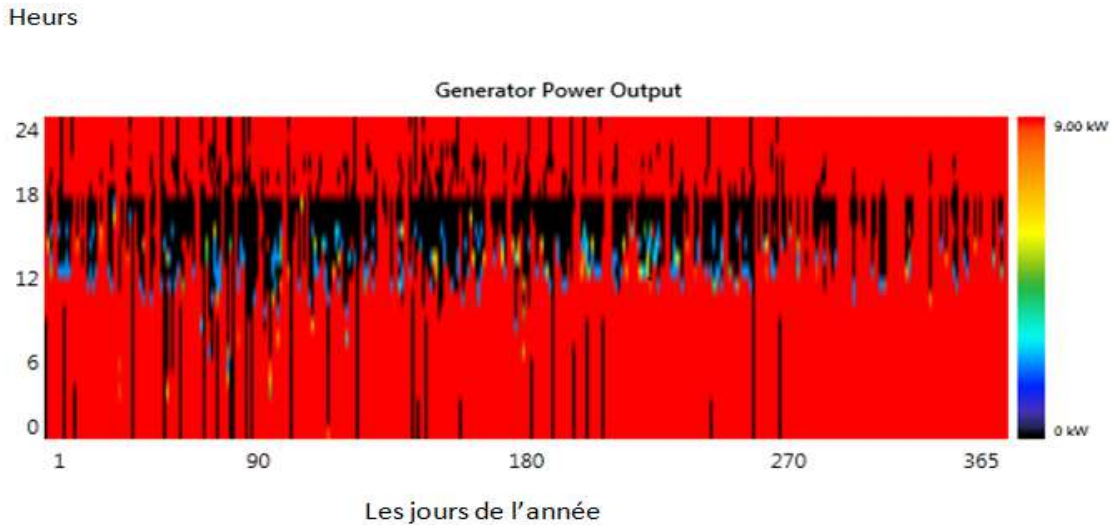


Figure IV-38 : *production journalière moyenne de générateur diesel avec de 64.6%RF*

D) Les émissions des gaz :

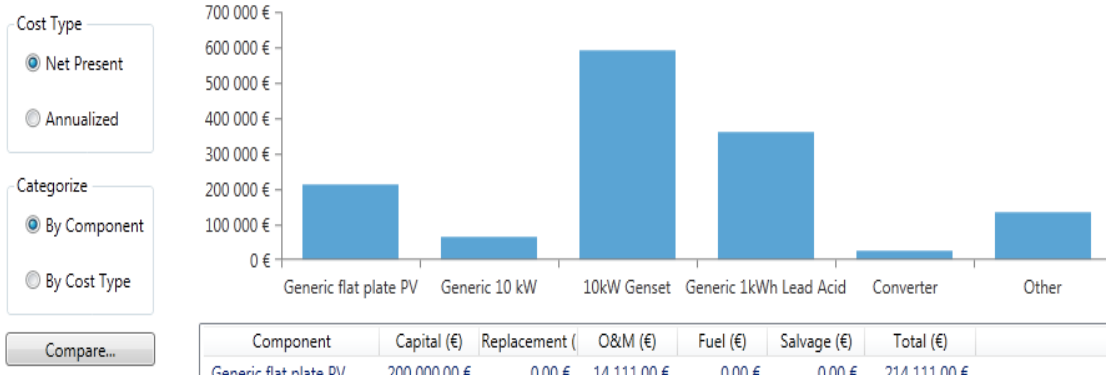
Le principal inconvénient de l'inclusion de générateur diesel dans les systèmes de puissance est la pollution de l'environnement, le coût élevé de fonctionnement et le bruit. L'utilisation de sources d'énergie renouvelables diminue les émissions de polluants, CO_2, CO, SO_2, NO_x et les matières particulaires émises dans l'atmosphère. Dans le **Tableau 4-29**, les émissions de polluants sont affichées, avec le plus grand contributeur qui est CO_2.

Tableau IV-29 : *Les émissions des gaz*

Quantité	Valeurs	Unités
CO_2	54573	Kg / an
CO	134.7	Kg / an
SO_2	109.59	Kg / an
NO_x	1202	Kg / an

E) Résumé des coûts:

Les coûts actualisés nets NPC sont présentés dans la **figure 4-39**. Le plus grand contributeur est le générateur diesel avec un NPC de 59259200DA, suivi par le coût de batterie avec un de NPC de 35920000DA, quant à l'énergie solaire photovoltaïque son NPC est autour de 21411100DA, l'éolienne avec un NPC qui est autour de 6475500DA, le convertisseur avec un NPC 2740400DA, le Coût de système en NPC qui est de 139334100DA.



Component	Capital (€)	Replacement (	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
Generic flat plate PV	200 000,00 €	0,00 €	14 111,00 €	0,00 €	0,00 €	214 111,00 €
Generic 10 kW	50 000,00 €	16 987,00 €	8 819,60 €	0,00 €	-11 052,00 €	64 755,00 €
10kW Genset	63 000,00 €	350 509,00 €	111 793,00 €	73 110,00 €	-5 820,50 €	592 592,00 €
Generic 1kWh Lead Acid	111 000,00 €	202 093,00 €	65 265,00 €	0,00 €	-19 158,00 €	359 200,00 €
Converter	18 450,00 €	8 420,40 €	2 645,90 €	0,00 €	-2 112,10 €	27 404,00 €
Other	100 000,00 €	0,00 €	35 278,00 €	0,00 €	0,00 €	135 278,00 €
System	542 450,00 €	578 010,00 €	237 913,00 €	73 110,00 €	-38 142,00 €	1 393 341,00 €

Figure IV-39: *Résumé de NPC par type de composant*

IV.5.3 Première approche pour sélectionner un système technico-économique :
Dans le **tableau 4-21**, extrait les valeurs du résultat d'optimisation tronquée du **tableau 4-22** qui comprend le système d'alimentation la plus faisable avec une grande fraction renouvelable particulièrement supérieure à 64% sont présentées, ceci est pour la simplicité de la comparaison. Bien que le premier rang (ligne 1) soit le moindre coût parmi tous les résultats et toutes ses caractéristiques sont déjà discuté ci-dessus. Toutefois, afin de vérifier la faisabilité technique des systèmes d'alimentation, certaines options sont choisies en fonction de fractions renouvelables élevées. La comparaison est faite en termes de (NPC, COE, le surplus d'électricité(EX), pénurie de capacité(Ca), RF, consommation de carburant diesel et la

charge non satisfaite(Un)) parmi les options sélectionnées pour assurer que le système est techniquement faisable.

Tableau IV-30: *Extrait résultat d'optimisation du **tableau 4-22** en fonction du pourcentage d'options*

option	PV KW	Éol KW	GD KW	Batt KW	Conv KW	NPC (DA)	COE DA/KWh	RF %	Cons C (L)	EX %	Ca %	Un %
1	80	5*10	9	370	30	139334100	45.2	64.6	20724	10.3	10	6.7
2	117	4*10	8	370	40	139617300	45.5	73.1	15714	12	9.5	6.5
3	117	5*10	8	450	50	140814700	45.5	78.7	12540	18.1	8.7	6.3
4	117	5*10	9	370	50	141940000	46	74.1	15215	15	9.3	6.4

Il peut simplement réaliser le système d'alimentation (en option) est le gagnant ou techniquement faisable. À la suite de NPC, COE, l'option de l'électricité non satisfait 1 est le système préféré. Même si l'option 1 a consommation élevée de carburant diesel, NPC sont inférieurs de toutes les autres options et pour être abordable par les villageois cela pourrait être choisi. Il convient de noter que, la comparaison / sélection a été faite parmi les systèmes qui doivent de fractions renouvelables élevés. Se référant en moins de consommation de diesel, l'option3 haute fraction renouvelable doit être sélectionné, mais il encourt plus rentable que l'option 1.

Donc, si un avantage est donné aux énergies renouvelables quel que soit le coût est, l'option 3 pourrait être le premier à être mis en œuvre.

La comparaison des options du système d'alimentation basé sur COE, NPC, et la consommation de carburant sont représentés dans **les figures 4-40, 4-41, et 4-42** ci-dessous :

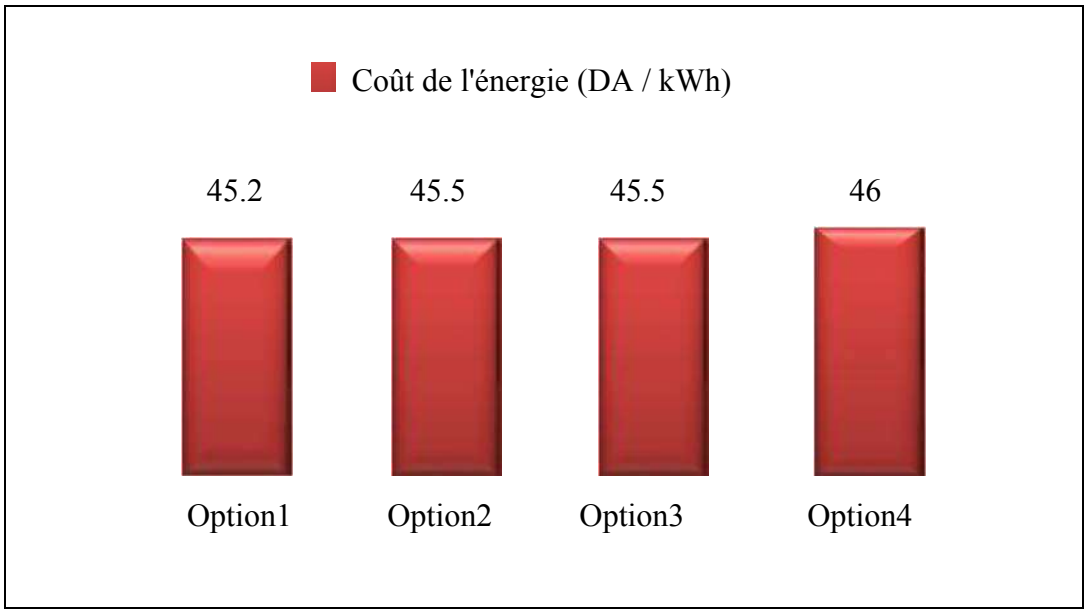


Figure IV-40: *Comparaison des options du système d'alimentation basé sur COE*

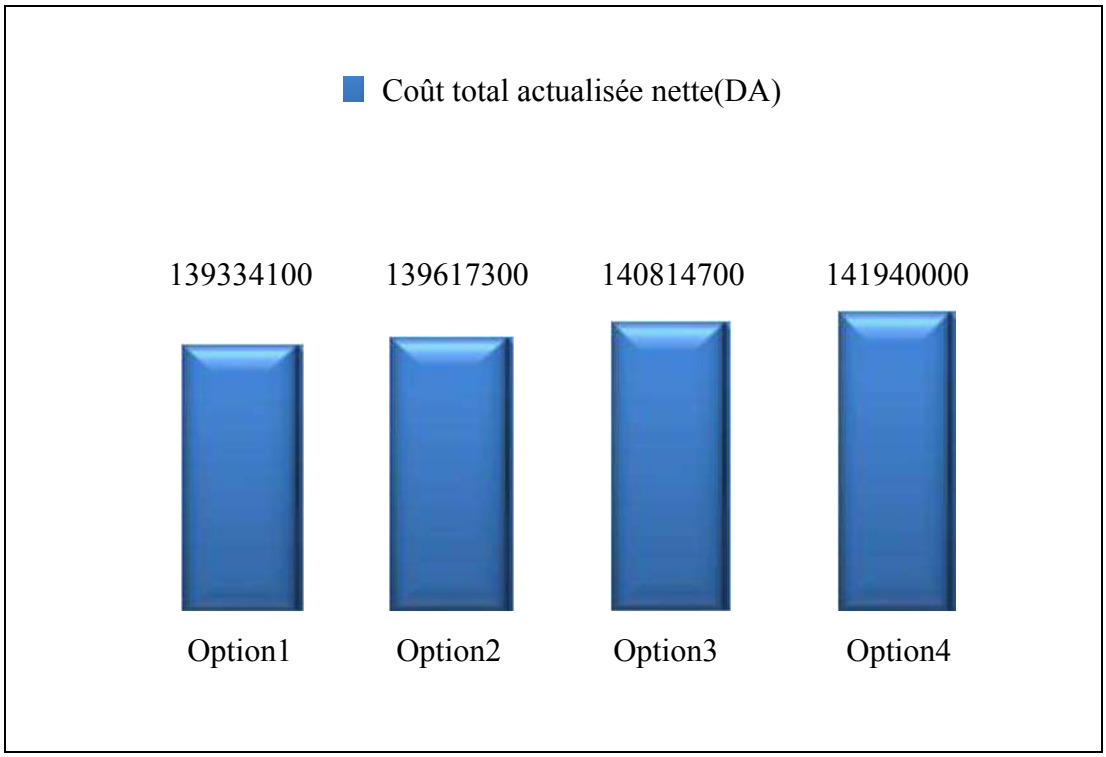


Figure IV-41: *Comparaison des options du système d'alimentation basé sur NPC*

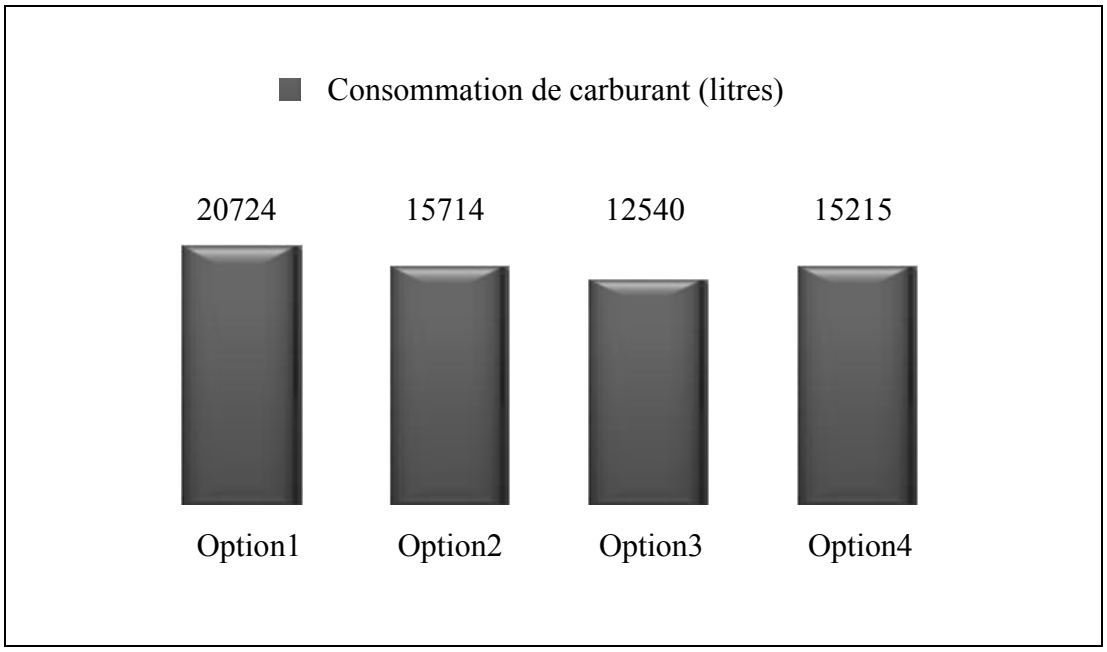


Figure IV-42*: Comparaison des options du système d'alimentation en fonction de la consommation de carburant*

IV.6 Les Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes pour chaque site :

Récapitulons les caractéristiques des divers systèmes dans le **tableau-** (**4.31)** suivant ; **Tableau- 4.31**: *Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes pour chaque site*

Les sites	Système	configuration					NPC (DA)	COE (DA/KWh)	FR %	Con (L)
		PV KW	EO KW	Die KW	Battr KW	Con KW				
Adrar	PV, EO, Die, Con, Battr,	55	3*10	5	450	40	89083900	28.9	80	11692
	EO Battr, Con		22*10		700	40	94045000	30.8	100	
	PV, Die Battr, Con	102		5	450	50	110939000	36.5	78.4	12452

Tamanrasste	PV, EO Die Battr, Con	81.3	7*10	4	450	40	108186000	35.3	83.1	9830
	PV, Die Battr, Con	103		4	450	50	109891300	36.3	83.1	9719
	PV, EO Battr, Con	110	5*10		550	60	115963500	38.3	100	
	PV, Battr, Con	120			660	40	119273000	39.1	100	
Alger	PV, EO Die Battr, Con	80	5*10	9	370	30	139334100	45.2	64.6	20724
	PV, Die Battr, Con	117		9	450	40	148803500	48.8	66.9	19206
	EO, Die Battr, Con		26*10	15	400	40	166781100	54.2	51.2	28582

IV.7 Remarque :

La production de PV dans Tamanrasset il est approche d'Adrar il est grand par rapporte Alger, par ce que la radiation solaire il est grande en Tamanrasset et Adrar de (KWh/m^2 /jour) et (KWh/m^2 /jour), il faible en Alger de 4.52 (KWh/m^2 /jour) ; 55KW de PV il est produit 101928KWh/an dans Adrar, 81.3 KW de PV il est produit 158720KWh/an dans Tamanrasset, et 80KW de PV il est produit 101928KWh/an dans Alger.

La production d'éolienne dans Tamanrasset il est faible par rapporte Alger, il est plus faible par rapporte Adrar, par ce que la vitesse de vent il est faible dans Tamanrasset de 3.63m/s, 4.03 dans Alger, et 6.37m/s dans Adrar ; 3 unités de 10KW il est produit

81257KWh/an dans Adrar, 7 unités de 10KW il est produit 37754KWh/an dans Tamanrasset, et 7 unités de 10KW il est produit 39051KWh/an dans Alger.

La production de générateur diesel il est petit dans Tamanrasset et Adrar, par ce que la fraction renouvelable il est grande dans Tamanrasset et Adrar supérieur a 80%**,** il est in inferieur a 67% en Alger.

Dans Adrar et Tamanrasset le NPC, COE il est petit 10000000(DA), 34(DA) par rapporte Alger de 14000000(DA) en NPC et 45(DA) en COE.

Pendant que La production de générateur diesel il est petit En remarque que RF il est grande, Consommation de carburant il est petit.

IV.8Conclusion :

Dans ce chapitre on a analysé et discuté la comparaissant de l'Optimisation des résultats obtenus pour les configurations des systèmes basé sur (coût actualisée nette NPC, coût de l'énergie COE, la consommation de carburant, Fraction renouvelables, l'excès d'électricités, et la charge non satisfaits), et l'étude de production de (PV, éolienne, et générateur diesel), avec les émissions des gaz pour les trois sites Adrar, Tamanrasset, et Alger.

Ce travail de mémoire a été consacré à la conception d'un système de puissance hybride renouvelable hors réseau pour une communauté de 200 ménages dans les villages rural d'Adrar, Tamanrasset, et Alger. Les profils horaires mensuels moyens et données pour les deux sources ont été analysées à l'aide Homer, et le résultat affiche vent et potentiels de l'énergie solaire sont indiscutables à exploiter pour la fourniture d'électricité. La vitesse du vent mesurée à 10m et le rayonnement solaire horizontal global moyen était de 6.37m / s et 5.79kWh / m^2 / jour pour Adrar, 3.63m / s et 6.32kWh / m^2 / jour pour Tamanrasset, 4.03m / s et 4.52kWh / m^2 / jour pour Alger, respectivement.

Les principales sources d'énergie renouvelables considérées dans cette thèse sont solaires et éolienne. Générateur de diesel que la sauvegarde et la banque de la batterie que les systèmes de stockage d'énergie sont utilisés dans le système d'énergie en raison de la nature intermittente des sources renouvelables. L'éolienne et le générateur diesel produit tension alternative de type car ils alternent dans la nature, tandis que la sortie des panneaux photovoltaïques est de type DC. Convertisseur bidirectionnel est installé dans cette configuration qui est essentiellement utilisé pour charger la batterie en changeant la charge alternatif de type courant dans DC, fournit d'ailleurs le type de courant alternatif d'électricité de retour de la batterie pour les consommateurs de charge AC. Toutes les charges requises par les consommateurs sont de type AC.

Les résultats de la simulation de Homer affiche le système réalisable plus économique trié par NPC de haut en bas, pour Adrar le système privilégié classé premier a fraction renouvelable de 80% contenant de 3 unités éoliennes de 10 kW la puissance de chaque unité, panneau photovoltaïque de 55 kW, 5 kW générateur diesel, 450 unité batteries et convertisseur de 40kW, pour Tamanrasset le système privilégié classé premier a fraction renouvelable de 83.1% contenant de 7 unités éoliennes de 10 kW la puissance de chaque unité, panneau photovoltaïque de 81.3 kW, 4 kW générateur diesel, 450 unité batteries et convertisseur de 40kW, et pour Alger le système privilégié classé premier a fraction renouvelable de 64.6% contenant de 5 unités éoliennes de 10 kW la puissance de chaque unité, panneau photovoltaïque de 80 kW, 5 kW générateur diesel, 370 unité batteries et convertisseur de 30kW. Cependant deux approches de comparaisons supplémentaires ont également été utilisés au en NPC pour sélectionner une conception de système techno-économique en tenant compte de deux paramètres de comparaison comme fractions renouvelables supérieure et le faible coût de l'énergie. Ainsi différentes configurations ont été

obtenus, mais la sélection peut être effectuée par accordant l'attention voulue à la fois les paramètres de comparaison séparément. Les résultats ont montré que différentes configurations du système hybride réalisable avec différentes contributions des fractions renouvelables.

[1] B. Wichert; «PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation — A review of current practice and future developments », Renewable and Sustainable Energy Reviews, 1997, vol. 1, No. 3, pp. 209—228, Elsevier Science 1997.

[2] M. Ashari, C. V. Nayar; «An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV) diesel-battery hybrid power system », Renewable Energy, vol. 66, No. 1, pp. 1—9, Elsevier Science 1999.

[3] Vaughn C. Nelson, Ken L. Starcher, Robert E. Foster, R. Nolon Clark, Deon Raubenheirner; «Wind hybrid systems technology characterization», West Texas AI\/1 University — AEI, New Mexico State University - SWTDI, USDA - ARS Bushland, Vista University, May 2002.

[4] A.Y. Kadri et A. Hamidat, 'Compensation Partielle et Globale du Réseau Electrique BT à l'Aide de l'Energie Solaire Photovoltaïque', Revue des Energies Renouvelables, Vol. 12, N°3, pp. 433 – 447, 2009.

[5] S. Bellarbi ; « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Mémoire de Magister, ENP 2009.

[6] E. Hau; « Wind-turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics », Editions Springer 2000.

[7] B. Multon, O. Gergaud et al ; « Etat de l'art dans les aérogénérateur », L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables », Ed. NOVELECT - ECRIN, mai 2002, pp.97-154.

[8] A. Hamidat, A. Hadj Arab et M. Belhamel, 'Etude et Réalisation d'une Mini-Centrale Photovoltaïque Hybride pour l'Electrification du Refuge Assekrem', Revue des Energies Renouvelables, Vol. 10, N°2, pp. 265 – 272, 2007.

[9] B. Multon, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo et C. Nikita ; « Etat de l'art dans les aérogénérateurs », L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables, Ed. NOVELECT - ECRIN, Mai 2002, pp.97-154.

[10] S. Müller, M. deike, R.W. DE Doncker; « Adjustable speed generators for wind turbines based on doubly-fed induction machines and 4-quadrant IGBT converters linked to the rotor », IEEE IAS Conf., Oct. 2000.

[11] A. Tounzi ; «Utilisation de l'énergie éolienne dans la production de l'électricité», Journées électrotechnique du club EEA, Paris, 28-29 Janvier 1999.

[12] O. Gergaud, B. Multon, H. Ben Ahmed ; « Modélisation d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance », Electrotechnique du Futur, Nancy France, pp. 17-22, Nov. 2001.

[13] J. T. G. Pierik, R. W. Dunlop, W. K. Lee, J. Gabriel; «Performance evaluation methods for autonomous, applications oriented wind turbine systems», Technical Report ECN-C-0 1-090, 2001.

[14] T. Ackermann, L. Sôder; « An overview of wind energy-status 2002», Renewable and Sustainable Energy Reviews 6 (2002) 67-128, Elsevier Science 2003.

[15] A. Multon ; «L'énergie électrique : Analyse des ressources et de la production », Journées électrotechniques du Club EEA Paris, 28-29 janvier 1999.

[16] Y. Pankow; « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau BT. Application au GPV», Centre National de Recherche Technologique de Lille, Décembre 2004.

[17] E. F. Magos ; « Pproduction décentralisée dans les réseaux de distribution- Etude pluridisciplinaire de la modélisation pour le contrôle des sources », Ecole Nationale Supérieure d'Arts et métiers- Centre de Lille, Juillet 2005.

[18] A. Hoque, K. A. Wahid; « New mathematical model of a photovoltaic generator », Journal of Electrical Engineering, Vol. EE 28, N°. 1, June 2000.

[19] M. Huart ; « Guide des énergies renouvelables », Association pour la Promotion des Energies Renouvelables, Ministère de la Région Wallonne éditeur, 1994.

[20] J. Muller, R. Desserrières ; «Conversion photovoltaïque », Publié par Club CRIN, 2002.

[21] A. Alonso, J. Alzeu, C. Andrieu, S. Astier, J. Bonal, A. H. Ben, C. Combes, F. Costa, B. Dakyo, R.Desserrières, J. Fonio, O. Gergaud, C. Glazie, J-C. Muller, B. Multon, C. Nichita, X. Roboam, P. Rossetti ; « L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables », ECRIN, ISBN: 2- 912154-08-1, Paris,2002.

[22] J.F. Walker, N. Jenkins; «Wind energy technology», Renewable and Sustainable Energy Reviews, 1997, vol. 1, No. 3, pp. 209—228, Elsevier Science 1997.

[23] J. Appelbaum; «Performance analysis of dc motor-photovoltaic converter system Solar Energy », Electrotechnique du Futur, Nancy France, pp. 17-22, Nov. 2001.

.**[24]** N. Saïd; «Influence de la température sur les paramètres électriques, caractéristique des photopiles au silicium polycristallin : modélisation et analyse par thermographie infrarouge », Thèse de Doctorat d'Aix- Marseille 3, 1986.

[25] A. Lindgren; «Topology for decentralised solar energy inverters with a low voltage AC bus», Journées électrotechnique du club EEA, Paris, 28-29 Janvier 1999.