



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département De Génie Electrique



N° d'ordre : M/GE/2025

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER EN Electrotechnique

Spécialité : Energie Renouvelable En Electrotechnique

Par

DAOUADJI Amal

Intitulé du sujet

Étude de faisabilité d'une centrale hybride photovoltaïque/éolienne connectée au réseau électrique dans la région de Sidi Bel Abbès (Dhaya).

Soutenu le 30/06/2025 devant le jury composé de :

Président :	HADRI Baghdad	Pr Professeur	Université de Mostaganem.
Examineur :	MISSOUM Ibrahim	MCB	Université de Mostaganem
Rapporteur :	BOUTLILIS Fatima	MCA	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2024/2025

Remerciement

Louange à Dieu, par Sa grâce les bonnes choses s'accomplissent et par Son aide les objectifs sont atteints.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude au Département de Génie Électrique pour l'enseignement de qualité et le soutien constant tout au long de mon parcours universitaire.

Mes remerciements les plus sincères vont à ma directrice de mémoire, Madame Boutlilis Fatima, pour ses précieux conseils, sa patience et son accompagnement attentif qui ont grandement contribué à la réalisation de ce travail.

J'adresse également mes vifs remerciements à Monsieur le Président du jury, Hadri Baghdad, ainsi qu'à Monsieur l'Examineur, Missoum Ibrahim, pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'évaluer mon mémoire, ainsi que pour leurs observations constructives.

Je suis particulièrement reconnaissante envers le Professeur Bekkouche Benaissa, pour son aide précieuse et son soutien généreux, qui m'ont été d'une grande utilité à chaque étape.

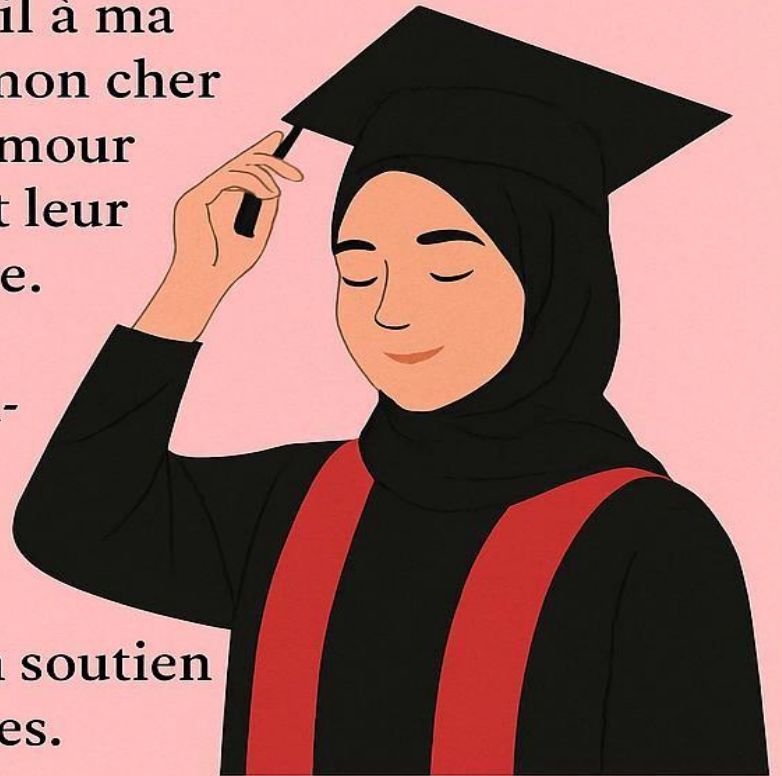
Je n'oublie pas mon professeur de lycée, Monsieur Hamdi Cherif Mohamed, à qui je dois une grande reconnaissance pour m'avoir transmis le goût de l'apprentissage et l'amour du savoir.

Merci à toutes les personnes qui m'ont soutenue, de près ou de loin, dans l'accomplissement de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce travail à ma chère mère et à mon cher père, pour leur amour inconditionnel et leur soutien sans faille.

À mon frère bien-aimé Shaaban et à mes chères sœurs, qui ont toujours été mon soutien et mes amis fidèles.



À mon collègue et ami Kararbech Abdeljalil, pour son aide précieuse et son encouragement constant.

À la chère famille Daouaji, qui a toujours été une source de force et de soutien,

Avec toute ma gratitude et mon affection,

Amal Daouaji

Résumé

La région de Dhaya à Sidi Bel Abbès possède un fort potentiel solaire et éolien, ce qui la rend propice à l'installation d'un système hybride combinant énergie solaire, éolienne et réseau électrique. Nous avons collecté des données climatiques et développé des modèles détaillés en utilisant le logiciel Homer pour la modélisation éolienne ainsi que des méthodes classiques pour le photovoltaïque, afin d'équilibrer production, efficacité et coût.

Les résultats montrent que le système hybride produit 64,1 % de l'énergie à partir de l'éolien, 25,9 % du solaire et 9,93 % du réseau, ce qui confirme la viabilité et la durabilité du projet. L'étude souligne l'importance de ce type de systèmes pour atteindre l'autonomie énergétique et soutenir le développement rural, tout en encourageant les investissements dans les énergies renouvelables.

ملخص

تتمتع منطقة طاية بسيدي بلعباس بإمكانات كبيرة للطاقة الشمسية والريحية، مما يجعلها مناسبة لتطبيق نظام هجين يدمج بين الطاقة الشمسية، الريحية، والشبكة الكهربائية. جمعنا بيانات مناخية وأعدنا نماذج تفصيلية باستخدام برنامج Homer للنمذجة الريحية وأساليب تقليدية للفوتوفولتائيات لتحقيق توازن بين الإنتاج والكفاءة والتكلفة.

أظهرت النتائج أن النظام الهجين يولد 64.1% من الطاقة من الرياح، و25.9% من الشمس، و9.93% من الشبكة، مما يثبت جدوى واستدامة المشروع. تؤكد الدراسة أهمية هذا النوع من الأنظمة لتحقيق استقلالية الطاقة ودعم التنمية في المناطق الريفية، مع ضرورة تشجيع الاستثمار في الطاقات المتجددة.

Summary

The Dhaya region in Sidi Bel Abbès has significant solar and wind energy potential, making it suitable for implementing a hybrid system combining solar, wind, and grid energy. Climatic data were collected, and detailed models were developed using Homer software for wind modeling along with classical methods for photovoltaics, aiming to balance production, efficiency, and cost.

Results showed that the hybrid system generates 64.1% of its energy from wind, 25.9% from solar, and 9.93% from the grid, confirming the project's viability and sustainability. The study highlights the importance of such systems for achieving energy autonomy and supporting rural development, while encouraging investments in renewable energy.

Introduction Générale	page11/12
Chapitre I : Généralités sur les systèmes hybrides photovoltaïque–éolien connectés au réseau.....	13
I.1- Introduction.....	14
I.2-Généralités sur les systèmes d'énergie hybrides	14
I.3-Avantages et limites des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques	15
I.4-Structure des systèmes hybrides Pv et Pw connectés au réseau	15
I.4.1-Architecture avec stockage.....	15
I.4.2-Architecture sans stockage.....	16
I.5 -Potentiel solaire en Algérie.....	16
I.5.1-Les centrales Photovoltaïque en Algérie.....	17
I.5.2 -Les plus grandes centrales photovoltaïques dans le monde	17
I.6-Système éolienne	18
I.6.1-Le potentiel éolien en Algérie.....	19
I.6.2-Central éolien en Algérie	20
I.6.3-Centrales éoliennes connecte aux réseaux à l'échelle mondiale	21
I.7-Réseaux électriques.....	21
I.8-Les centrales hybrides de grande capacité reliée au réseau dans le monde.....	22
I.9 - Méthodes de dimensionnement.....	23
I.10 - Méthode de dimensionnement par logiciels	23
I.11 – HOMER	23
I.12- Les critères d'évaluation d'un système hybride.....	24
I.12.1-Critères et indicateurs.....	24
I.12.2-Simulation et optimisation du système hybride	24
I.12.3-Analyse de sensibilité et d'incertitude	24
I.12.4-Validation et vérification	24
I.13-Objectif de mémoire.....	24
I.14-Conclusion	25
Chapitre II : Evaluation du dimensionnement des éléments du système hybride proposé	26

II.1- Introduction.....	27
II.2- Les différentes étapes de traitement des données.....	27
II. 3- Description des données météorologiques de la zone.....	27
II.3.1- Position géographique du site	27
II.4- Evaluation du potentiel éolien du site	28
II.5- Dimensionnement d'un site éolien.....	29
II.6-modélisation et dimensionnement du parc éolien proposé à Dhaya	29
II.7- Détermination du potentiel de site par le logiciel WindPro.....	30
II.7.1- Comportement de la vitesse moyenne du vent	30
II.8- Comparaison de la densité de L'énergie éolienne et de la vitesse moyenne du vent	31
II.9- Directions dominantes du vent (Roses de vent)	32
II.10- Cartographie.....	33
II.11-Conception d'un parc éolien de 12 MW à Dhaya.....	34
II.11.1- Description de l'éolienne choisie	34
II.11.2-La rugosité	35
II.11.3-Analyse du site et l'implantation des éoliennes.....	35
II.11.4- Productible annuel des éoliennes du parc dont la somme de la puissance nominale 12MW.....	36
II.11.5- Productible annuel du parc.....	36
II.11.6-Courbe de puissance	36
II.11.6- Décision finale sur la conception du parc éolien proposé dans la région de Dhaya.....	37
II.12- vérification du dimensionnement de la centrale photovoltaïque de Dhaya	37
II.12.1- Orientation et inclinaison des modules	37
II.12.2- Définition des modules photovoltaïque.....	38
II.12.3- Production électrique d'un module en une journée	38
II.12.4- Composition du champ photovoltaïque.....	39
II.12.5- Le dimensionnement de 1 MW est adopté.....	40
II.12.6- Adaptation de l'onduleur.....	40
II.12.7- Interprétation de résultats obtenus.....	41

II.12.8- Le câblage.....	41
II.12.9- Schéma bloc des cheminements des câbles	45
II.12.10- Décision finale sur la conception de la centrale photovoltaïque de Dhaya.....	46
II.13- Étude d'un système hybride à deux sources renouvelables reliées au réseau.....	46
II.13.1- Introduction.....	46
II.13.2- Structure du système à concevoir.....	46
II.13. 3- Charge à satisfaire par le système hybride	47
II.14- Méthode et hypothèses.....	47
II.15 – Conclusion.....	49
Chapitre III : Simulation et interprétation...	50
III.1-Introduction.....	51
III.2 – Étude du projet avec le logiciel HOMER	51
III.4-Description du système	52
III.5-Simulation.....	52
III.6-Site d'implantation.....	53
III.7-Données météorologiques.....	53
III.7.1-Ressource solaire.....	53
III.7.2- Ressource éolienne.....	54
III.7.3- Ressource de température	55
III.7.4- Profil de charge.....	56
III.8- Création du système hybride.....	56
III.9-Résultats de la simulation des performances du système PV relié au réseau.....	57
III.9.1- Les configurations du système hybride.....	57
III.9.2- L'énergie produite par la centrale PV	57
III.9.3- L'énergie produite par les turbines éoliennes.....	58
III.9.4- Fonctionnement et performances optimales du convertisseur.....	59
III.9.5 Fonctionnement et performances optimales du réseau... ..	59
III.9.6- Production énergétique du système hybride optimal	60

III.10-Analyse de l'évolution de la production du système hybride	60
III.10.1- Journée type de janvier	60
III.10.2- Journée type de juin... ..	61
III.11 – Analyse des échanges avec le réseau... ..	62
III.11.1- Journée type de janvier	62
III.11.2- Journée type de juin... ..	63
III.12- Les Indices économique.....	63
III.12.1-Les paramètres économiques du système.....	64
III.12.2- La répartition des couts de l'installation... ..	65
III.12.3- La compare économique	65
III.13- Conclusion	66
Conclusion Générale.....	67
Les Référence	68/69

Liste des Figures :

N°	Figure	Page
1	Figure (I.1) :Exemple d'une configuration hybride raccordée au réseau avec stockage	15
2	Figure (I.2) : Exemple d'une configuration hybride raccordée au réseau (sans stockage) Couplage éolien photovoltaïque	16
3	Figure (I.3) : Carte de l'Irradiation Globale Directe Annuelle Moyenne en Algérie	17
4	Figure (I.4) : Situation géographique des centrales EnR relevant SKTM	17
5	Figure(I.5) : Différents composants d'une turbine éolienne	19
6	Figure(I.6) :Carte des vents de l'Algérie à 10 m du sol	20
7	Figure (I.7) : Eolienne d'Adrar.	20
8	Figure(I.8) : Architecture d'un réseau électrique	22
9	Figure (I.9) : Centrale solaire-éolien en Inde	22
10	Figure (I.10) : Montre le système multi sources proposé pour la conception dans la région de DHAYA	25
11	Figure (II.1) : La willaya sidi bel Abbes Algérie	28
12	Figure(II.2):Schéma général de centrale photovoltaïque Dhaya de Sidi Bel Abbés.	28
13	Figure (II.3) : Courbe de puissance	29
14	Figure(II.4) : L'évolution de la vitesse moyenne du vent d'une journée	30
15	Figure (II.5) : L'évolution de la vitesse moyenne du vent mensuel	30
16	Figure (II.6) : La variation de la vitesse moyenne du vent annuelle	31
17	Figure (II.7) : Evolutions mensuelles de la densité de l'énergie éolienne et de la vitesse moyenne du vent.	31
18	Figure(II.8): La rose de direction du vent mensuel	32
19	Figure (II.9): La rose de direction du vent saisonnière	33
20	Figure (II.10) : La rose de direction du vent annuel	33
21	Figure (II.11): Carte topographique de la région Dhaya	34
22	Figure(II.12) : L'atlas de la vitesse moyenne du vent de la région Dhaya	34
23	Figure (II.13) : Courbe de puissance de la turbine Énergie éolienne 2MW.	35
24	Figure(II.14) : Disposition des éoliennes dans notre parc de 12 MW	36
25	Figure(II.15): La courbe de puissance	37
26	Figure (II.16) :Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques.	38
27	Figure(II.17) :Câbles de section 4 mm ² reliant deux chaînes solaire.	42
28	Figure (II.18) :Câble DC Principal d'une section de 150mm ² .	42
29	Figure(II.19) : Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.	43

30	Figure (II.20):Schémas unifilaire des cheminements des câbles.	45
31	Figure (II.21) : La configuration hybride raccordée au réseau	46
32	Figure (II.22) : La variation journalière de la charge prévue	47
33	Figure (II.23): illustration de l'algorithme de calcul	48
34	Figure (III .1) : Schéma de l'architecture de simulation de Homer	52
35	Figure (III.2): Interface HOMER .	53
36	Figure (III.3): la carte géographique du site. Dhaya(sidi bel abbes)	53
37	Figure (III.4) : Les moyennes mensuelles du rayonnement solaire global sur le plan horizontal	54
38	Figure (III .5) : la courbe de la puissance produite par la turbine en fonction de vitesse du vent.	55
39	Figure (III .6) : la vitesse mensuelle du vent (m/s)	55
40	Figure (III .7): Profil de température mensuelle extrait de HOMER	56
41	Figure (III .8) : Profil de charge annuelle	56
42	Figure (III .9): Configuration du système hybride	57
43	Figure (III.10) : la configuration optimale donnée par Homer	57
44	Figure (III.11) : La production électrique annuelle du champ PV	58
45	Figure (III.12) : la production annuelle d'électricité par la turbine éolienne	58
46	Figure (III.13) : la puissance d'entrée et sortie de convertisseur	59
47	Figure (III .14) : L'énergie vendue et acheté du réseau en fonction des heures de la journée	59
48	La figure (III.15) : la production énergétique du système hybride	60
49	Figure (III.16) : évolution de la production énergétique dans un système hybride (Pv/éolien/réseau)d'une journée typique du mois janvier	61
50	Figure (III.17) : évolution de la production énergétique dans un système hybride (Pv/éolien/réseau) d'une journée typique du mois juin.	61
51	Figure (III .18) : Présentation des échanges avec le réseau d'une journée typique du mois janvier	62
52	Figure (III .19) : Présentation des échanges avec le réseau d'une journée	63
53	Figure (III .20) : Récapitulatif du cout	64
54	Figure (III.21) : Résumé des opérations et des remplacements pendant toute la durée de fonctionnement du système.	65
55	Figure (III.22): la compare économique de système optimal	66

Liste des Tableaux :

N°	Tableaux	Page
1	Tableau (II.1) : Coordonnées géographique et astronomique et UTM de la zone	27 /28
2	Tableau (II.2) : Les bornes de la production d'énergie du mois	32
3	Tableau (II.3) : Caractéristiques de la technologie éolienne du modèle VESTAS 2 MW	35
4	Tableau (II.4) : Les positions des turbines éoliennes	35
5	Tableau (II.5) : Production annuelle de chaque éolienne	36
6	Tableau (II.6) : Production annuelle du parc éolien	36
7	Tableau (II.7) : la variation des vitesses du vent	36/37
8	Tableau (II.8) : L'irradiation globale mensuelle et le nombre d'heures équivalents à Dhaya	38
9	Tableau (II.9) : Référence du câble de transmission DC central box vers l'onduleur	43
10	Tableau (II.10) : Référence des câbles de transmission MT (moyenne tension)	45
11	Tableau (III .1) : l'irradiation journalière moyenne pour chaque mois de l'année :Dhaya	53/54
12	Tableau (III.2): les paramètres de fonctionnement du GPV	58
13	Tableau (III.3): Résume les paramètres de fonctionnement de la ferme éolienne	58/59
14	Tableau (III.4) : Taux de production annuelle par chaque source (PV / Éolien / Réseau)	60
15	Tableau (III .5) : Les paramètres économique du système	64

Introduction Générale

Actuellement, la transition vers les énergies renouvelables s'impose comme une urgence mondiale pour supplanter les centrales fossiles et nucléaires, dont les émissions polluantes et les risques radioactifs menacent l'équilibre écologique. De plus, la vie humaine moderne a besoin de beaucoup d'électricité pour accéder aux soins médicaux, à l'éducation, aux communications et au développement des économies locales. Bien que l'Algérie soit depuis longtemps confrontée au défi de concevoir et de construire des centrales solaires photovoltaïques à grande échelle connectées au réseau. Ces stations sont capables d'assister les technologies traditionnelles, afin d'améliorer l'environnement et de fournir à la population une énergie électrique propre et fiable. Ces installations contribuent à décarboner le système électrique tout en sécurisant l'accès à une électricité verte pour les populations. Cependant, malgré ces avancées remarquables, la majorité des réalisations reposent sur des parcs solaires sans solutions de stockage intégrées. Cette limite technique entraîne une production intermittente, plafonnée à environ 5 heures quotidiennes en moyenne annuelle, et génère des coûts nets excessifs.

L'énergie solaire et éolienne représentent aujourd'hui l'une des alternatives les plus prometteuses face aux défis énergétiques, environnementaux notamment dans les zones qui sont sujettes à des coupures fréquentes d'électricité. Les énergies solaire et éolienne sont des sources d'énergie renouvelables intermittentes, Pour surmonter la faiblesse d'un système énergétique autonome tel que l'énergie solaire ou éolienne, une combinaison d'une ou plusieurs ressources énergétiques est nécessaire pour créer un système d'énergie renouvelable hybride connecté au réseau.

L'hybridation des générateurs photovoltaïques existants avec d'autres sources d'énergie renouvelables est donc essentielle. Parce que la combinaison des sources d'énergie augmente la durée de production quotidienne d'électricité propre (taux de pénétration), réduit les intermittences d'énergies renouvelables, réduit le pourcentage d'émissions de gaz à effet de serre et élimine les temps d'arrêt pour maintenance. Ainsi, Le mix PV + Éolien est gagnant malgré un investissement selon la qualité des services fournis par les systèmes multi-sources, le coût actuel net (NPC), quel que soit son montant, est considéré comme meilleur celui dans les systèmes mono-source qui est plus élevé, une énergie moins chère (LCOE) et des revenus opérationnels significatifs

Dans ce contexte, nous proposerons l'hybridation d'une centrale photovoltaïque (PV) existants en Algérie avec une centrale éolienne de puissance équivalente, située dans la région de Daya, dans la wilaya de Sidi Bel Abbès. Cette zone semi-aride bénéficie à la fois d'un potentiel solaire important et de conditions de vent favorables selon l'existence du potentiel des énergies renouvelables.

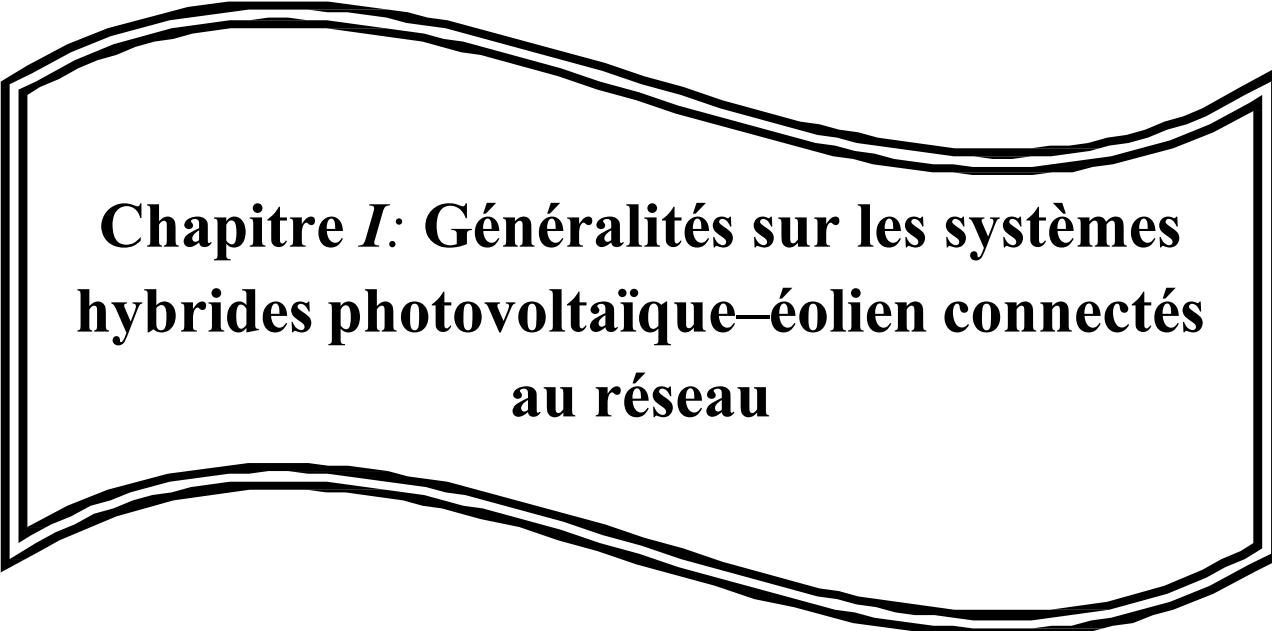
Notre travail, sera orienté sur les axes suivants :

Pour le premier chapitre, nous élaborons les définitions générales des systèmes multi-sources. Nous détaillerons ensuite les systèmes hybrides éoliens et solaires connectés au réseau et donnant des exemples de centrale PV éoliennes dans le monde. Nous présentons ensuite les principaux composants, avantages et inconvénients. Sur cette base des connaissances scientifiques acquises, nous développons les objectifs de notre contribution.

Le deuxième axe sera consacré à l'évaluation du dimensionnement et du fonctionnement individuel de chaque source. Premièrement une étude sera réservée à l'évaluation et l'apprentissage de conception du site éolien nouvellement conçu et l'acquisition du savoir ainsi que des techniques d'analyse des paramètres d'énergie éolienne. Aussi l'évaluation du dimensionnement de la centrale photovoltaïque de la région de Dhaya mise en service octobre 2016.

L'objectif principal du dernier chapitre est d'analyser la faisabilité technique et énergétique de cette hybridation, en tirant profit de la complémentarité entre les profils de production solaire et éolienne. En effet, l'énergie éolienne peut compenser les périodes de faible ensoleillement, notamment durant la nuit ou en hiver, permettant ainsi une meilleure couverture de la demande et une réduction des fluctuations de la puissance injectée au réseau, on a fait la simulation du fonctionnement du système hybride proposé, la détermination de la configuration optimale faisable et l'étude technico économique de ce dernier avec le logiciel Homer. Cependant plusieurs tests de simulation sur Homer doivent être réalisés pour obtenir la configuration optimale du système. La détermination de ces configurations repose d'abord sur des facteurs économiques des paramètres techniques La comparaison finale portera sur le taux de pénétration de la production d'énergie renouvelable. Ces indicateurs donnent donc une meilleure rentabilité en termes de coût économique par rapport à l'investissement et présentent aussi une meilleure optimisation du système d'énergie hybride utilisé.

Ce travail se terminera par une conclusion générale, où les indicateurs de succès de ce programme d'hybridation seront discutés et identifiés.



**Chapitre I: Généralités sur les systèmes
hybrides photovoltaïque–éolien connectés
au réseau**

I.1-Introduction

Du fait que l'énergie solaire absorbée à l'équateur est supérieure à celle absorbée aux pôles. Cette variation entraîne une différence de température entre deux points qui induit des différences de densité de masse d'air provoquant leur déplacement d'une altitude à une autre. Le vent est donc causé par la circulation de masses d'air entre les zones de basse pression (dépression) et de haute pression (anticyclone). Ainsi, l'origine du vent est une différence de température entre différents points de la Terre due au soleil, et donc les deux sources d'énergie, le soleil et le vent, sont liés.

Cependant, les sources d'énergie renouvelables le solaire et l'éolien, offrent une alternative propre et économiquement compétitive à la production d'électricité conventionnelle produite à partir de combustibles fossiles polluants. Bien que les SER offrent une solution pour diminuer les émissions des gaz polluants, l'intermittence de leurs productions d'électricité pose de nombreux défis aux exploitants de réseaux. À cet égard, les systèmes hybrides d'énergie renouvelable (HSER) sont considérés comme utiles car ils offrent une solution potentielle pour surmonter ces difficultés.

De par leur nature même, ces deux ressources rendent la production d'électricité complémentaire. Par conséquent, le système hybride éolien/photovoltaïque offre une plus grande fiabilité pour l'approvisionnement continu en électricité propre par rapport aux systèmes à mono-source. Actuellement, la durée maximale de production d'énergie propre des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau installé en Algérie est de 8 heures par jour. Ainsi, pour augmenter le temps de production, il est préférable d'utiliser un système d'énergie renouvelable hybride connecter directement au réseau électrique. Dans ce cas, l'énergie excédentaire, une fois la charge satisfaite, est renvoyée au réseau. De plus, le taux d'insatisfaction de la charge sera retiré du réseau.

Dans ce contexte, nous proposerons l'hybridation des systèmes photovoltaïques (PV) existants en Algérie avec des sources d'énergie éolienne ou bien selon l'existence du potentiel des énergies renouvelables. Notre étude sera appliquée au site de la centrale d'El-Dhaya, au sud de Sidi Bel Abbès.

Dans ce premier chapitre, nous nous concentrerons sur les définitions générales des systèmes multi-sources. Nous détaillerons ensuite les systèmes hybrides éoliens et solaires connectés au réseau. Cela nous aidera à définir les objectifs de notre contribution.

I.2-Généralités sur les systèmes d'énergie hybrides

Le terme « Système d'Énergie Hybride » fait référence aux systèmes de génération d'énergie électrique multi-sources. Il s'agit de systèmes complexes associant différentes sources renouvelables ou bien combinées avec des sources conventionnelles (générateur diesel...), différents éléments de stockage et différentes charges. Ils permettent la compensation du caractère intermittent des sources renouvelables et offrent un rendement énergétique global plus élevé.

Dans les sites isolés où le réseau n'existe pas, il est donc pratique et dans la majorité des cas nécessaire que le système hybride possède une autonomie totale. Il est donc impératif d'associer un élément de stockage de type accumulateur électrochimique ou hydrogène au système dans la mesure où la consommation et la production sont fortement découplées [1].

Les systèmes d'énergie hybrides peuvent être connectée aux réseaux électriques ou autonomes, pour le premier cas la production énergétique hybride est alors centralisée et mise en réseau entre plusieurs sites de production et de consommation. La connexion des sources hybrides aux réseaux électriques doit respecter certaines normes qui ne sont pas forcément spécifiques au domaine d'énergies renouvelables. La plupart des systèmes hybrides reliés au réseau ne possèdent pas de dispositif de stockage. Mais, dans certains systèmes reliés à un réseau électrique « faible », des dispositifs de stockage sont mis en place pour consolider le réseau en cas de défaillance.

I.3-Avantages et limites des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques

Les systèmes hybrides les plus répandus intègrent un couplage éolien-PV. L'intérêt de combiner ces deux sources d'énergie se justifie par le fait qu'elles offrent les meilleures ressources combinées. L'intégration entre ces deux sources est très importante, que ce soit à l'échelle annuelle ou journalière. En fait, les vents soufflent davantage en hiver et en automne et moins au printemps, tandis que le rayonnement solaire est plus intense en été. De même, tout au long de la journée, le rayonnement solaire est plus fort pendant la journée tandis que les vents peuvent également souffler la nuit. Cette intégration saisonnière et quotidienne des ressources énergétiques solaires et éoliennes permet par exemple de fournir une énergie plus fiable, qui dépend bien entendu des lieux. Ainsi, créer un système hybride en combinant panneaux photovoltaïques et éoliennes connectés au réseau peut répondre aux besoins énergétiques tout au long de l'année [2].

Néanmoins, l'hybridation de ces sources d'énergies renouvelables pose certains problèmes :

Il y a une difficulté à pouvoir produire à chaque instant l'énergie demandée par la charge. Cela implique une évaluation précise des ressources renouvelables du site et une conception adaptée du système, optimisant ainsi les ressources énergétiques et conduisant à une quantité minimale d'énergie non fournie. Ensuite, l'hybridation pose le problème de l'interconnexion et de la gestion énergétique, donc, la commande de ces systèmes est faite en fonction des méthodes de supervision.

La dynamique des générateurs d'énergie renouvelable peut également poser des problèmes dans le fonctionnement des systèmes hybrides et générer des problèmes de qualité de l'énergie (tension et fréquence variation) ...

I.4-Structure des systèmes hybrides Pv et Pw connectés au réseau

Généralement un système hybride PV/éolien connecté au réseau comprend un générateur photovoltaïque, un convertisseur de puissance (onduleur), un générateur éolien et systèmes de contrôle.

I.4.1-Architecture avec stockage

Intégrée cette topologie des systèmes hybrides est fondée sur un couplage avec un bus continu DC ce système stocke l'excédent d'énergie dans des batteries pour compenser les fluctuations ou alimenter les charges critiques ses Avantages est qu'il possède une meilleure régulation, possibilité d'alimentation hors réseau mais ces limites sont le Coûts d'investissement et de maintenance plus élevés

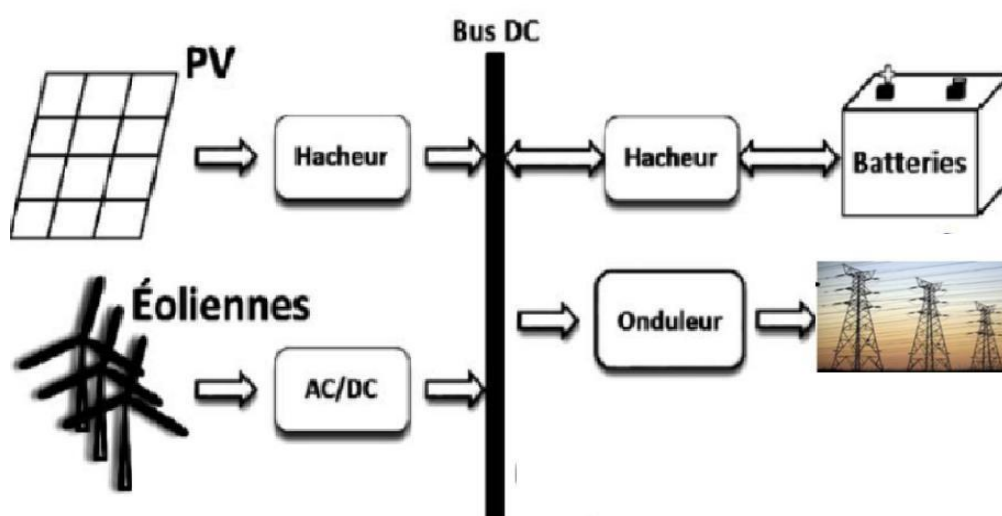


Figure (I.1) Exemple d'une configuration hybride raccordée au réseau avec stockage

I.4.2-Architecture sans stockage

Ses systèmes injectent directement l'énergie produite dans le réseau via des onduleurs synchronisés. Ses avantages sont un Coûts réduits, pas de maintenance sur batteries mais dépendant de la stabilité du réseau et de sa production variable

La figure (I.2) présente Structure avec injection directe au réseau (sans stockage) combinant deux sources d'énergie, éolienne et solaire. Le « nœud électrique » facilite la liaison et la distribution de l'énergie entre les divers éléments du système. Ce fait par un bus commun alternatif AC.

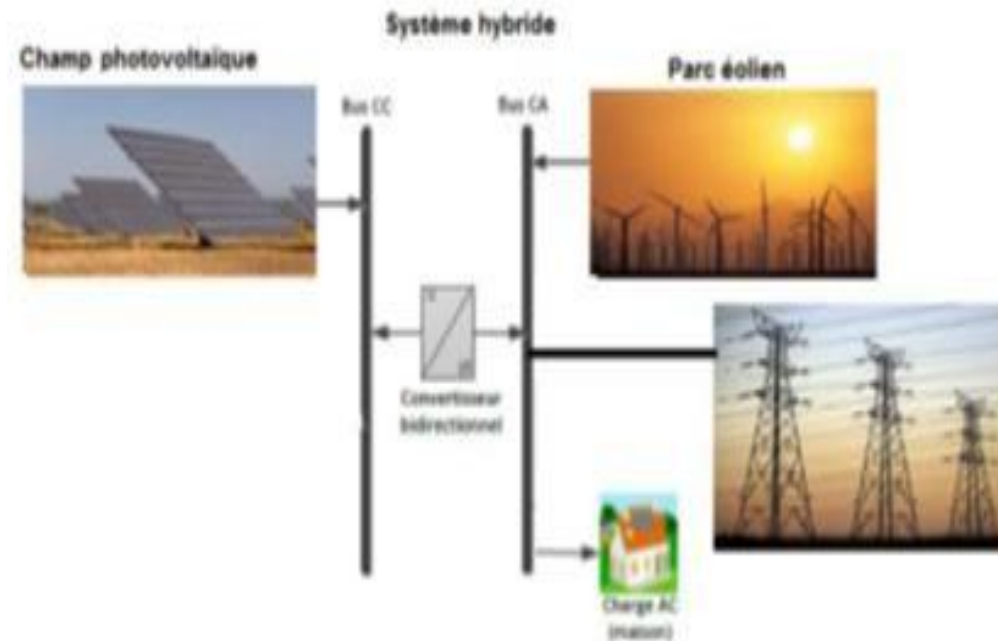


Figure (I.2) : Exemple d'une configuration hybride raccordée au réseau(sans stockage)
Couplage éolien photovoltaïque

I.5-Potentiel solaire en Algérie

- Chaque année, l'Algérie reçoit une des plus importantes quantités d'énergie solaire à l'échelle mondiale. Elle se situe aux alentours de 5.2 millions de kilowattheures par an, ce qui équivaut à environ 430 fois les réserves prouvées d'hydrocarbures algériennes et 4,8 fois les réserves prouvées de pétrole à l'échelle mondiale.

L'énergie solaire détient le plus grand potentiel d'énergie renouvelable en Algérie. Ceci équivaut à 169.44 térawatts-heures par an, ce qui représente 5 000 fois la consommation d'électricité de l'Algérie. Donc, avec plus de 2 000 heures d'ensoleillement annuelles et pouvant atteindre 3 900 heures dans les hauts plateaux et le désert, Sur le sol algérien, l'énergie solaire captée chaque jour est approximativement de 1 700 kWh/m²/an dans la zone nord et 2 263 kWh/an dans le sud. Cela implique une moyenne supérieure à 2200 kWh/m²/an.[3]

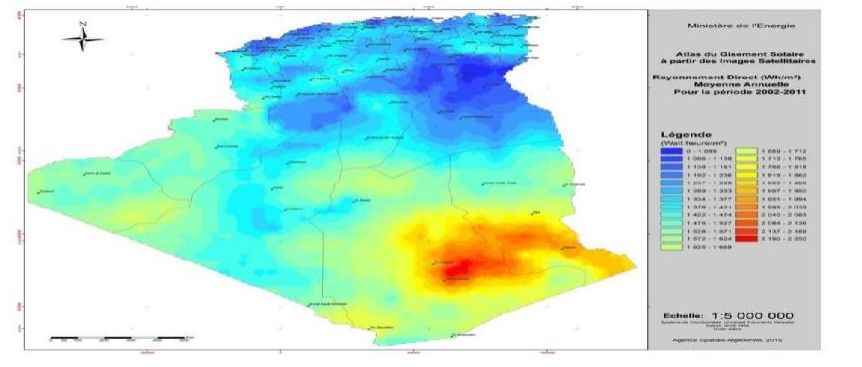


Figure (I.3) : Carte de l'Irradiation Globale Directe Annuelle Moyenne en Algérie

I.5.1-Les centrales Photovoltaïque en Algérie

La société SKTM (Shariket Kahrabawa Taket Moutadjadida) a installé depuis 2014 un nombre de 23 centrales photovoltaïques sur le territoire national. Elles sont regroupées en trois groupes Figure (I.4) selon la situation géographique [4]

L'unité des Hauts Plateaux Est : elle comporte les contrôles suivants ; M'sila, El Hadjira, Oued Nechou, Batna, Djelfa et Souk Ahras. Elle présente une puissance totale de 121,1 MW.

L'unité des Hauts Plateaux Ouest : elle comporte les contrôles suivants ; Laghouat, S.B Abbes, Naama, Saida et El Bayadh. Elle présente une puissance totale de 145 MW.

L'unité du Sud : elle comporte les contrôles suivants ; Adrar, Kabertène, Tindouf Djanet, ZouietKounta, In Salah, Timimoune, Tamanrasset, Reggane, Aoulef. Elle présente une puissance totale de 78MW. [5]

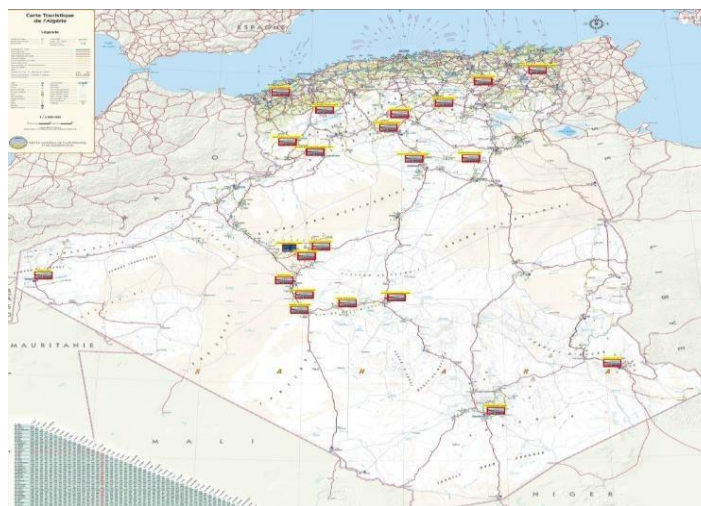


Figure (I.4) : Situation géographique des centrales EnR relevant SKTM.

I.5.2 -Les plus grandes centrales photovoltaïques dans le monde

Parc solaire du Xinjiang (Chine) – Capacité 5 000 MW, mis en service en juin 2024 Implanté dans un vaste désert près d'Ürümqi (Xinjiang), ce méga-projet couvre 200 000 acres (≈809 km²). Il produira environ 6 090 GWh/an ce qui en fait la centrale PV la plus puissante au monde à ce jour.

Parc solaire de Bhadla (Inde) – 2 245 MW Situé dans le désert du Thar (Rajasthan), il s'étend sur ~56 km² et compte plus de 10 millions de panneaux photovoltaïques. Ce parc est équipé de robots de nettoyage « sans eau » pour limiter l'encrassement des modules par le sable.

Parc solaire Huanghe Hainan (Chine) – 2 200 MW opérationnel depuis septembre 2020. Installé à Golmud. Il comprend un système de stockage batterie de 202,9 MW·h.

PavagadaSolar Park (Inde) – 2 050 MW. Ce parc, situé dans le Karnataka (Tumkur), a démarré ses opérations fin 2019. Un plan d'extension de +3 000 MW a été annoncé fin 2023 pour étendre encore la capacité du site

BenbanSolar Park (Égypte) – 1 650 MW, opérationnel depuis novembre 2019. Situé près du village de Benban (gouvernorat d'Assouan), il occupe ~9 200 acres. Piloté par l'Autorité égyptienne des Énergies renouvelables (NREA), c'est la plus grande installation solaire en Afrique.

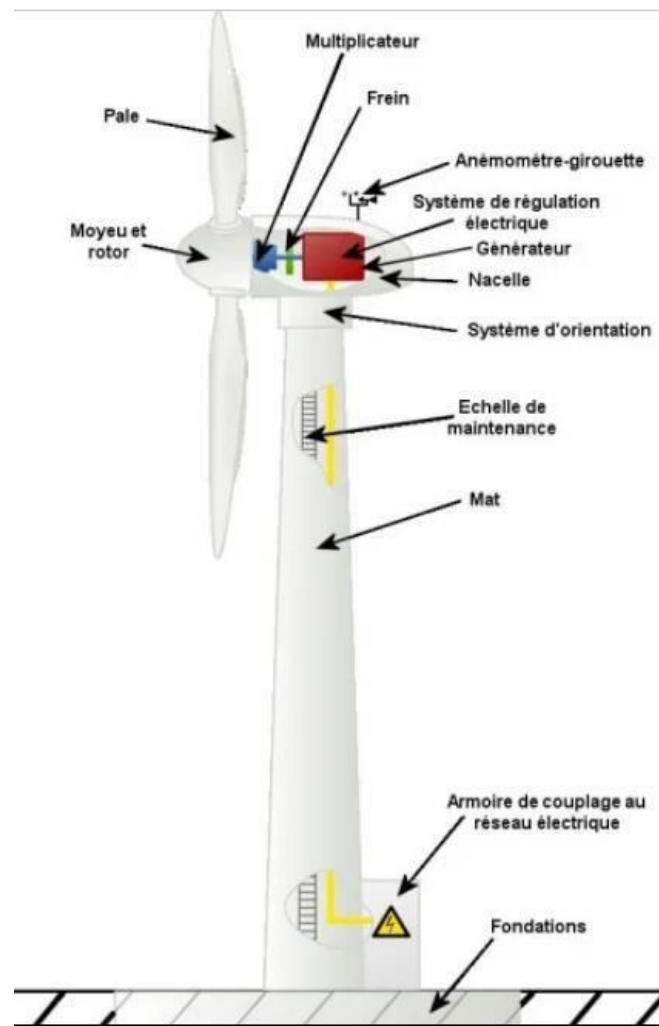
Tengger DesertSolar Park (Chine) – 1 547 mis en service en 2017 Établi à Zhongwei (Ningxia), ce parc est surnommé la « Grande Muraille solaire ». En 2017 il alimentait plus de 600 000 foyers chinois.

Noor Abu Dhabi (É.A.U.) – 1 177 MW, raccordé en avril 2019. Implanté à Sweihan (Abu Dhabi). Il utilise des systèmes de nettoyage robotisés sans eau pour entretenir ses 3,2 millions de panneaux, et alimente en électricité solaire environ 90 000 foyers.

I.6-Système éolienne

d'une génératrice. Elle se compose généralement d'une tour, d'un mât en acier ou en béton, surmonté d'une nacelle abritant les composants clés de la turbine éolienne. La nacelle contient un générateur électrique, des composants électroniques de contrôle et de surveillance, ainsi que des systèmes de freinage et d'orientation. À l'extrémité de la nacelle, il y a un rotor, également appelé hélice, qui est composé de plusieurs pales. Les pales sont généralement en matériaux composites tels que la fibre de verre ou le carbone, Lorsque le vent souffle, la force exercée sur les pales fait tourner le rotor. Ce mouvement de rotation est ensuite transmis au générateur, qui produit de l'électricité. La vitesse de rotation de l'éolienne est régulée par des systèmes de contrôle afin d'optimiser la production d'énergie et de protéger la turbine des vents trop violents.

Les éoliennes modernes sont généralement équipées de dispositifs aérodynamiques et de mécanismes d'orientation automatique pour maximiser l'efficacité énergétique, et elles peuvent être connectées à un réseau électrique pour distribuer l'électricité produite. La figure (I.5) présente les différents composants d'une turbine éolienne.

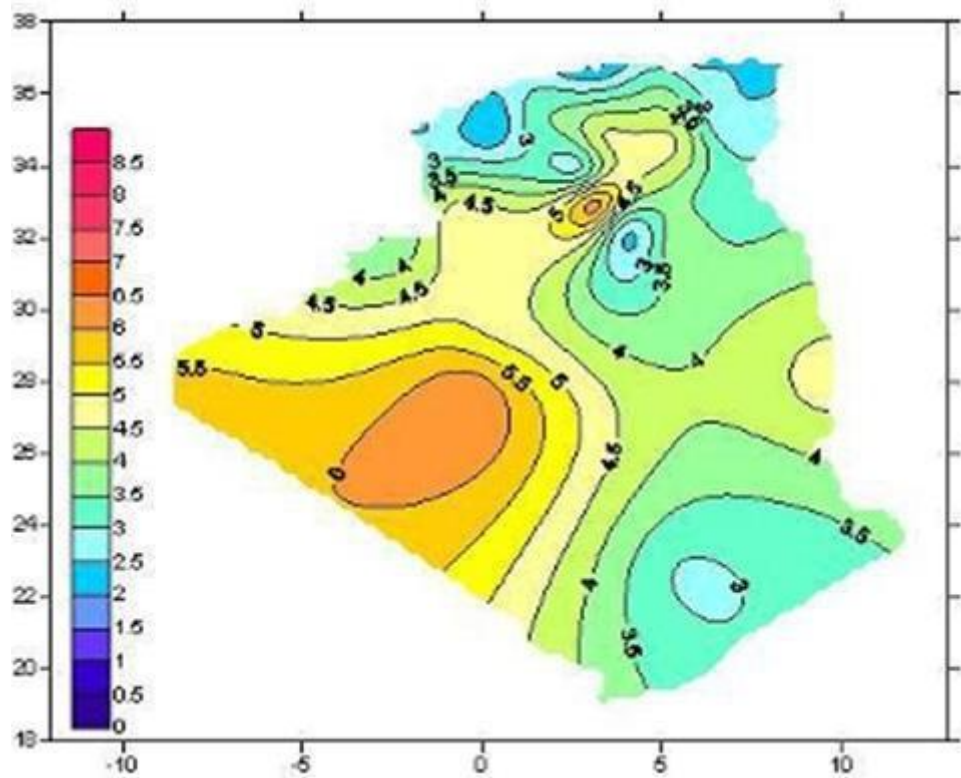


Figure(I.5) : Différents composants d'une turbine éolienne

I.6.1-Le potentiel éolien en Algérie

L'Algérie possède un potentiel éolien considérable en raison de sa situation géographique favorable et de ses vastes étendues de terres ouvertes. D'après une recherche réalisée par le Ministère de l'Énergie et des Mines, le potentiel éolien en Algérie serait approximativement de 10 000 MW. Toutefois, à ce stade, seule une portion de ce potentiel est mise en valeur. L'exploitation de l'énergie du vent en Algérie est assez peu. La seule installation éolienne à grande échelle a été réalisée en 2000 au niveau d'ADRAR.

Toutefois, le gouvernement algérien a mis en œuvre une stratégie destinée à favoriser rapidement des énergies renouvelables. L'objectif du programme de développement des énergies renouvelables en Algérie est d'installer 22 000 MW d'énergie verte avant l'année 2030. Le gouvernement soutient aussi les investissements privés dans ce domaine. L'Algérie, a mis en place des législations relatives aux énergies renouvelables, avec l'espoir qu'une proportion significative de celles-ci soit issue de l'énergie éolienne. La figure (6) montre une carte des vents de l'Algérie à 10m du sol.[6]



Figure(I.6) :Carte des vents de l'Algérie à 10 m du sol.

I.6.2-Central éolien en Algérie

L'Algérie compte actuellement une capacité installée de 10 MW, à travers la ferme éolienne d'Adrar et projette une capacité de 400 MW à l'horizon 2030-2035, dans le cadre du programme dédié aux énergies Renouvelables.[1]



Figure (I.7) : Eolienne d'Adrar.

I.6.3-Centrales éoliennes connecte aux réseaux à l'échelle mondiale

L'énergie éolienne à l'échelle mondiale, tant sur terre qu'en mer, contribuant de manière significative à la transition énergétique et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le monde voici les plus grandes centrales éoliennes installer dans le monde.

La centrale Jiuquan Wind Power Base– Chine :

Cette installation à une capacité 20 000 MW (20 GW), elle est Implantée à la province du Gansu, Chine. Elle été mise en service depuis en 2009, en cours d'expansion avec plus de 7 000 turbines réparties sur plusieurs zones.

La centrale Dogger Bank Wind Farm – Royaume-Unila :

La capacité prévue de cette installation est de 8 100 MW (8,1 GW). Le projet a été situé au large de la côte nord-Est de l'Angleterre. La première mise en service été en octobre 2023, l'achèvement du projet est prévu en 2026.

L'installation Hornsea Wind Farm – Royaume-Uni

La capacité actuelle de cette centrale est 2 604 MW (1 218 MW pour Hornsea One, 1 386 MW pour HornseaTwo) sur la mer du Nord, à environ 120 km de la côte d'Angleterre. La partie du projet Hornsea One a été mise en production en 2020, la deuxième tranche HornseaTwa été réceptionnée en 2022.

La centrale SunZia Wind Project – États-Unis

La capacité prévue de cette installation est de (3,5 GW), le projet a été installé en Nouveau-Mexique. Il a été mis en service partielle, son Achèvement prévu en 2026.

I.7-Réseaux électriques

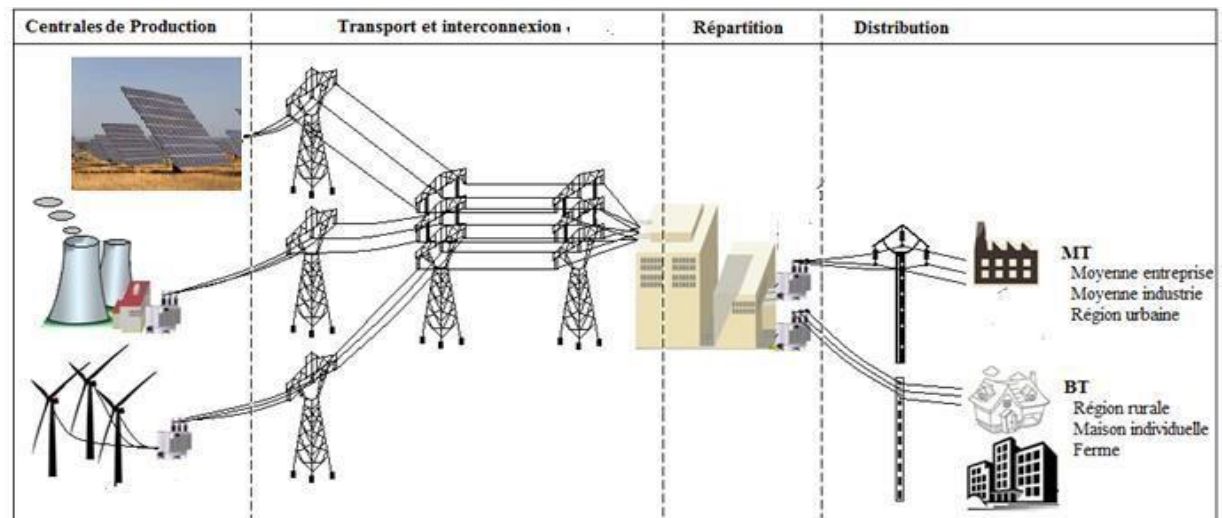
Le réseau électrique est un système d'infrastructures qui favorise la transmission de l'énergie électrique depuis les sites de production jusqu'aux utilisateurs finaux Il est composé de lignes électriques opérant à divers niveaux de tension. Liées par des sous-stations électriques, elles permettent la distribution et le passage de l'électricité d'une tension à une autre via des transformateurs. Le réseau électrique est aussi responsable de la gestion dynamique de tout le processus de production et de transport.

L'interconnexion des réseaux électriques à l'échelle mondiale prend de l'ampleur, soutenue par un intérêt grandissant pour l'électricité.

À l'heure actuelle, la quasi-totalité des installations électriques génèrent et fournissent du courant alternatif triphasé. Les transformateurs élèvent la tension produite par les générateurs tout en diminuant l'intensité du courant, ce qui aide à minimiser les pertes de puissance active causées par l'effet Joule.

La hausse de la consommation d'énergie électrique a intensifié la pression sur le réseau de distribution, l'enjeu ne se compte pas simplement à satisfaire un plus grand nombre de clients, mais également de proposer des équipements qui requièrent une plus grande vigilance face aux fluctuations de tension et minimiser les coupures de service.

On peut décomposer le système électrique en quatre phases majeures comme illustré à la figure (I.8). La première phase représente la production, la deuxième le transport, la troisième la répartition et la dernière la distribution.



Figure(I.8) : Architecture d'un réseau électrique.

I.8-Les centrales hybrides de grande capacité reliée au réseau dans le monde

Les centrales photovoltaïques et éoliennes sont de plus en plus intégrées aux réseaux électriques mondiaux, avec une croissance rapide de grande capacité installée, dans le monde entier. Les réseaux évoluent pour gérer la variabilité et la décentralisation de ces sources, grâce à des outils de prévision et des infrastructures adaptées. La complémentarité solaire-éolien est exploitée pour stabiliser l'approvisionnement en énergies électriques et réduire les émissions de CO₂, contribuant ainsi à la transition énergétique globale, maintenant de grandes centrales hybrides se construisent actuellement dans toute l'Europe exemple un projet au Portugal devrait relier, une fois achevé, une installation photovoltaïque de 365 mégawatts (MW), un parc éolien de 264 MW, un accumulateur à batterie de 168 MW et un électrolyseur de 500 kilowatts (kW) pour la production d'hydrogène vert. Aussi Un projet en Espagne associant photovoltaïque et hydroélectricité totalisera les 86 MW une fois le chantier terminé. En Bulgarie se construit actuellement une installation hybride avec 238 MW de photovoltaïque, 250 MW d'éolien et un accumulateur à batterie de 250 MW.

Pour les pays de l'Asie Parmi eux figuraient la Chine, et l'Inde. À ce jour, seule l'Inde a réussi à développer des projets de grande envergure.



Figure (I.9) : Centrale solaire-éolien en Inde

Ce pays de plus d'un milliard d'habitants mène depuis 2018 une politique active en faveur de la production hybride photovoltaïque et éolienne. En 2023, il a ainsi contracté 840 MW de capacité de production hybride via un appel d'offres avec des prix finaux proches de 0,038 \$ le kWh (soit environ 0,036 €/kWh). Les projets de ce type se sont multipliés, tant sur les marchés réglementés que libres de

l'énergie. Le fournisseur d'énergie Tata Power construit actuellement la plus grande centrale électrique hybride du pays, un projet de 966 MW comprenant 379 MW d'énergie solaire et 587 MW d'énergie éolienne. le producteur d'énergie hydroélectrique SJVN a alloué 1,2 GW de capacité hybride à un prix final d'environ 3,19 INR (0,036 €)/kWh.

De plus, les règles indiennes permettent également aux systèmes hybrides d'être raccordés à deux nœuds différents, ce qui améliore la stabilité du réseau.

I.9 - Méthodes de dimensionnement

Les techniques de dimensionnement de systèmes hybrides peuvent être classées en techniques classiques, techniques modernes et outils logiciels. Les techniques classiques utilisent des méthodes de construction itératives, numériques, analytiques, probabilistes et graphiques. Les technologies modernes utilisent des méthodes synthétiques et hybrides [7]. Ces méthodes peuvent déterminer la taille optimale du système et obtenir une meilleure convergence et une plus grande précision dans la recherche de l'ensemble des solutions optimales. Cette dernière technologie s'appuie sur le logiciel le plus utilisé pour le dimensionnement de systèmes hybrides autonomes, Homer. Un bref aperçu des méthodes d'amélioration et de mise à l'échelle des logiciels est fourni.

I.10 -Méthode de dimensionnement par logiciels

Les logiciels de simulation sont les outils les plus courants pour évaluer s performances du système énergie hybride. En utilisant la simulation, le dimensionnement optimal des composants d'un système hybride peut être déterminé en comparant les performances techniques et le coût d'énergie (COE) pour différentes configurations du système. Plusieurs outils logiciels sont disponibles tels que ; HOMER, HYBRID2, IHOGA, HYBRIDS, RETSCREEN. Dans ce qui suit, nous présenterons les logiciels les plus utilisés dans l'optimisation de dimensionnement des systèmes d'énergie hybrides.[1]

I.11 -HOMER

HOMER (Hybride Optimisation Model for Electric Renewables) développé par (NREL) laboratoire national des énergies renouvelables. Il est le logiciel d'optimisation le plus utilisé pour les systèmes hybrides. Il est capable d'optimiser les systèmes hybrides constitués d'un générateur photovoltaïque, des batteries, des éoliennes, des turbines hydrauliques, des générateurs à courant alternatif, les piles à combustible, des électrolyseurs, des réservoirs d'hydrogène, des convertisseurs bidirectionnels, et les chaudières. Les charges peuvent être des charges AC, DC et/ou d'hydrogène, ainsi que des charges thermiques. Ces logiciels peuvent simuler toutes les configurations de système possibles et affichent une liste de systèmes réalisables, triés par le coût de cycle de vie. Donc, on peut aisément trouver le système le moins coûteux et analyser la liste pour enquêter sur d'autres systèmes possibles. Homer est un modèle de séries chronologiques et effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système rentrée par l'utilisateur. Il affiche ensuite la liste de configuration de système trié par le coût actuel net.

I.12- Les critères d'évaluation d'un système hybride [8]

I.12.1-Critères et indicateurs

La première étape de l'évaluation d'un système hybride consiste à identifier les critères et les indicateurs qui reflètent les objectifs du système. Les critères incluent la fiabilité, l'efficacité, le coût, les émissions et l'acceptation sociale. Les indicateurs sont la disponibilité, le facteur de capacité, le coût unitaire de l'énergie, l'intensité des gaz à effet de serre et la satisfaction des clients.

I.12.2-Simulation et optimisation du système hybride

La deuxième étape de l'évaluation SHER consiste à simuler et à optimiser la configuration et le fonctionnement du système, à l'aide de modèles mathématiques et d'outils logiciels. -

Le calcul du nombre optimal des modules photovoltaïques et des éoliennes sera basé sur le concept de la probabilité de perte d'énergie (Perte d'alimentation électrique Probabilité 'LPSP'), et sur l'économie du système.

I.12.3-Analyse de sensibilité et d'incertitude

La quatrième étape de l'évaluation SHER consiste à réaliser une analyse de sensibilité et d'incertitude. L'analyse de sensibilité est une technique qui examine l'évolution des résultats de l'évaluation lorsque les paramètres d'entrée, tels que les coûts, les prix, les incitations et les pondérations, varient dans une fourchette ou une distribution donnée.

I.12.4-Validation et vérification

La cinquième étape de l'évaluation du SHER consiste à valider et vérifier les résultats et les recommandations de l'évaluation à l'aide de données empiriques et de retours d'expérience du terrain. La validation est le processus consistant à vérifier si les résultats de l'évaluation et les recommandations sont cohérents et précis avec les performances et l'impact réels du HRES à l'aide de données mesurées ou observées, telles que la production d'énergie, la consommation d'énergie, les émissions ou la satisfaction des clients.

I.13-Objectif de mémoire

L'objectif principal de notre mémoire de fin d'étude est de constater et compléter le dimensionnement optimal de la ferme éolienne à Dhaya sud sidi belabess conçu par [9]. Afin de la connecter à la centrale photovoltaïque de Dhaya, et concevoir un système hybride raccordé au réseau.

Dans l'objectif d'accroître la pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale d'énergie électrique en Algérie, de réduire la pollution et d'améliorer la prestation énergétique dans la région :

- Pour bien faire notre démarche sera comme suit :

Estimer correctement le potentiel énergétique renouvelable sur un site donné.

- ✓ Vérifier et apprendre la Simulation du système éolien raccordé au réseau au niveau de la région de Dhayaon utilisant le logiciel Win-Grapheur.
- ✓ Evaluer le dimensionnement de la centrale photovoltaïque de Dhaya.
- ✓ Etudier la faisabilité et simuler un système hybride éolien-photovoltaïque reliait au réseau proposé sur la figure(I.14) par le logiciel HOMER.

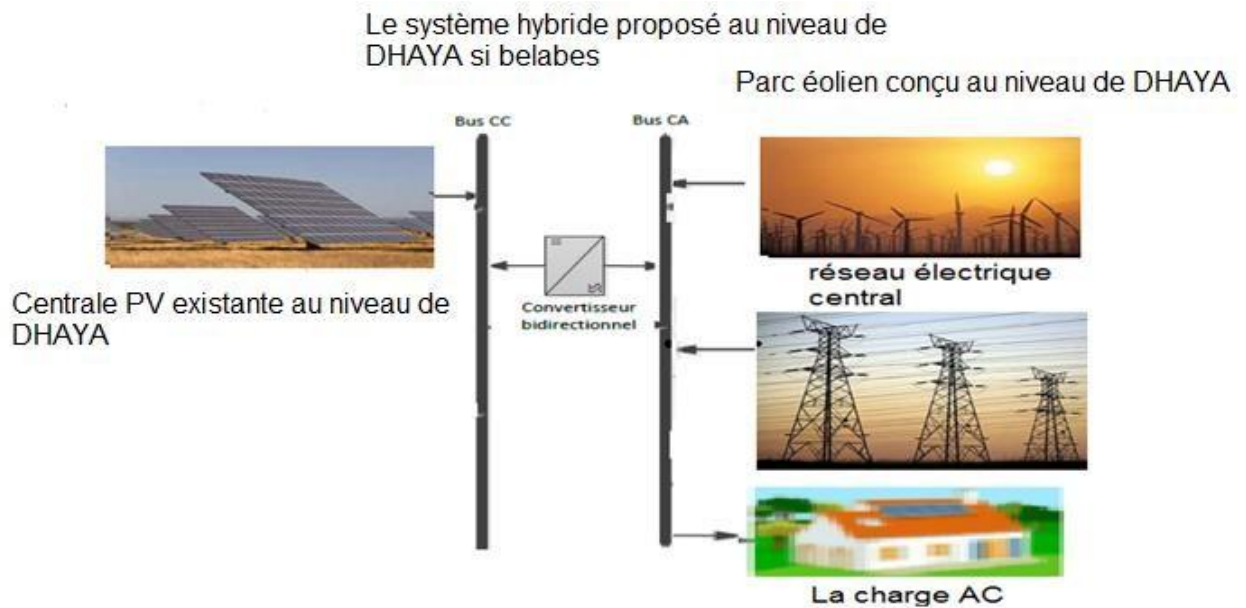


Figure (I.10) : Montre le système multi sources proposé pour la conception dans la région de DHAYA

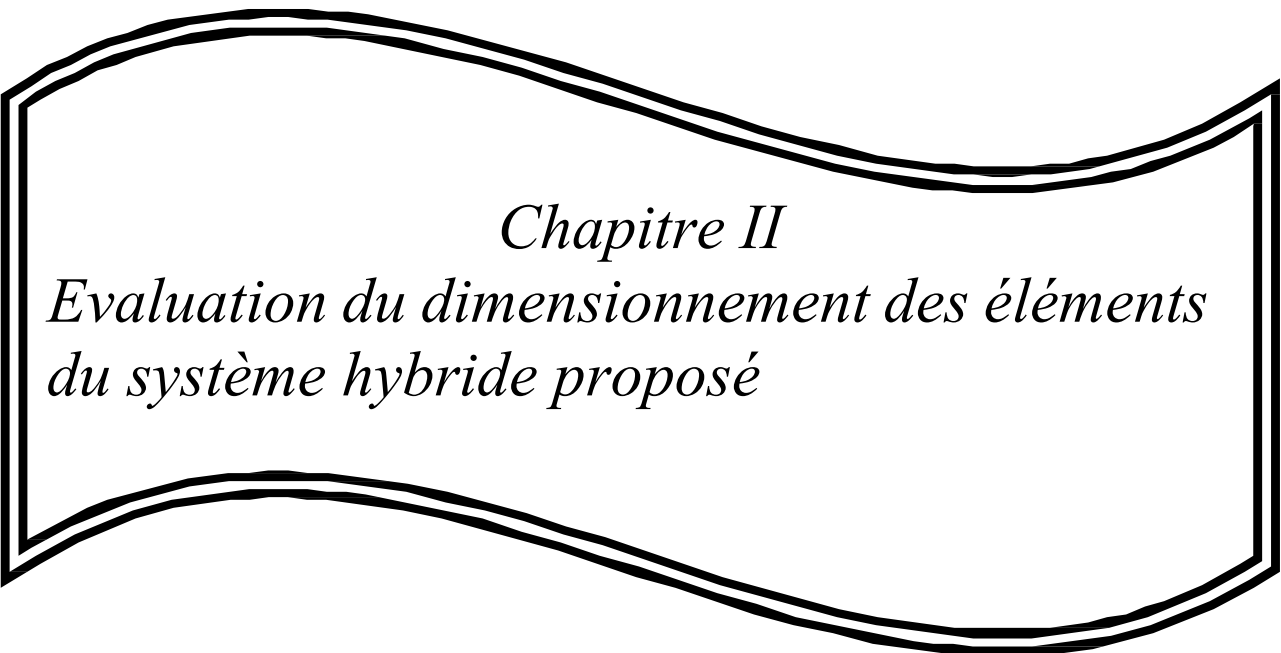
I.14-Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un aperçu sur les énergies renouvelables en Algérie. Ce chapitre aborde, d'une part, les différents principes liés au développement de deux types d'énergie : le solaire photovoltaïque et l'éolien.

Par ailleurs, une présentation complète de tous les composants des systèmes photovoltaïques et éoliens connectés au réseau, ainsi que leur mode de fonctionnement, offrent une initiation à l'étude des systèmes hybrides photovoltaïque et éolien reliée aux réseaux électriques.

La dernière section de ce chapitre se focalise sur l'illustration des centrales photovoltaïques et éoliennes connectées au réseau en Algérie et à travers le monde.

Ce chapitre nous assiste à fixer les objectifs de notre travail et de dessiner un schéma du système proposé. Le chapitre prochain sera donc consacré à l'évaluation du dimensionnement des éléments du système hybride proposé.



Chapitre II
Evaluation du dimensionnement des éléments
du système hybride proposé

II.1- Introduction

Les systèmes hybrides représentent une étape cruciale dans le déploiement, le développement et l'amélioration des énergies renouvelables, en particulier les systèmes combinant l'énergie solaire photovoltaïque (PV), l'énergie éolienne et l'électricité du réseau. L'étude des systèmes d'énergie renouvelable nécessite, d'une part, d'évaluer leur potentiel énergétique primaire à partir des données météorologiques disponibles ou collectées, telles que le rayonnement solaire, la vitesse et la direction du vent, et les variations de température. D'autre part, les données collectées doivent être traitées à l'aide de logiciels spécialisés pour les adapter aux modèles sélectionnés. S'appuyant sur les informations et les connaissances acquises dans le chapitre précédent, nous consacrons ce chapitre pour vérifier la faisabilité hybridation de la centrale photovoltaïque de 12 MW, située à Dhaya ouest de l'Algérie à sidi bel Abbes, avec un parc éolien dimensionné dans la même zone. La conception d'un système hybride connecté au réseau (PV+PW) idéal contribue à améliorer la production d'électricité propre et accroître la participation des énergies renouvelables. Cependant pour bien faire une évaluation du dimensionnement de la centrale photovoltaïque de la région de Dhaya mise en service octobre 2016 et une vérification du potentiel éolien à proximité de cette dernière sont obligatoires [10].

II.2- Les différentes étapes de traitement des données

Les données naturelles récoltés ou téléchargé nécessitent plusieurs étapes de traitement pour qu'ils soient utilisables par un concepteur, nous citons par titres d'exemples : L'éclairement solaire global est mesuré sur des plans horizontaux tandis que les panneaux photovoltaïques sont dans la plupart des cas inclinés par rapport au plan horizontal.

- ✓ La vitesse du vent est généralement mesurée à une hauteur de 10 mètres au-dessus du sol alors qu'il faut la connaître à la hauteur du moyeu de la turbine éolienne ce nécessite des interpolations.
- ✓ L'influence du potentiel énergétique primaire sur le comportement du système par sa quantité, il intervient sur la productivité de chaque sous-système (éolien, photovoltaïque).
- ✓ L'influence du potentiel énergétique primaire sur le comportement du système par leur répartition temporelle et leur complémentarité.

II. 3- Description des données météorologiques de la zone

II.3.1- Position géographique du site

Dans le sud de Sidi bel Abbes à 65km est située Dhaya, entre Telagh (15 km au nord-est) et Ras El Ma (26 km au sud-est). Les coordonn2s astronomique du site sont illustrés sur le tableau (II.1).

Tableau II.1Coordonnées géographique et astronomique et UTM de la zone

Coordonnées UTM des bornes du projet			
Borne	X	Y	
A	719386.926	3841177.240	
B	719979.661	3841643.532	
C	720287.680	3841308.193	
D	719714.970	3840880.526	
Coordonnées astronomiques			
Longitude	Latitude	Altitude	L'albédo
Longitude 0.6017 W	34.69	1313 m	0.20
Les caractéristiques du site			
Période de mesure		1janvier 2020 au 31 décembre 2022	
Climat de Dhaya		Semi-aride sec et froid	
Température moyenne		D'environ 18°C	
Vitesse moyenne du vent		D'environ 6.5 m/s	



Figure (II.1) : La willaya sidi bel Abbès Algérie.



Figure (II.2) : Schéma général de centrale photovoltaïque Dhaya de Sidi Bel Abbés.

II.4- Evaluation du potentiel éolien du site

La modélisation d'un système éolien consiste à représenter les étapes de conversion de l'énergie du vent en électricité, depuis la modélisation du vent jusqu'à l'intégration au réseau électrique. Elle prend en compte l'aérodynamique du rotor, la transmission mécanique, le générateur électrique, les convertisseurs et les systèmes de contrôle.

La densité de puissance de l'énergie éolienne est donnée par l'équation suivante [11] :

$$P_V = \frac{1}{2} \times \rho \times S \times V^3 \quad (II.1)$$

La courbe de puissance d'un générateur éolien en fonction de la vitesse du vent :

$$P(V) = \frac{1}{2} \times \rho \times S \times c_p \left(\frac{v}{v_c}\right)^3 \quad (II.2)$$

Avec :

P est la puissance délivrée en W.

ρ est la densité de l'air en $kg \cdot m^{-3}$

S est l'aire balayée par le rotor.

c_p est le facteur de perte de puissance.

La figure (II.3) représente une courbe de puissance en fonction de la vitesse du vent en m/s

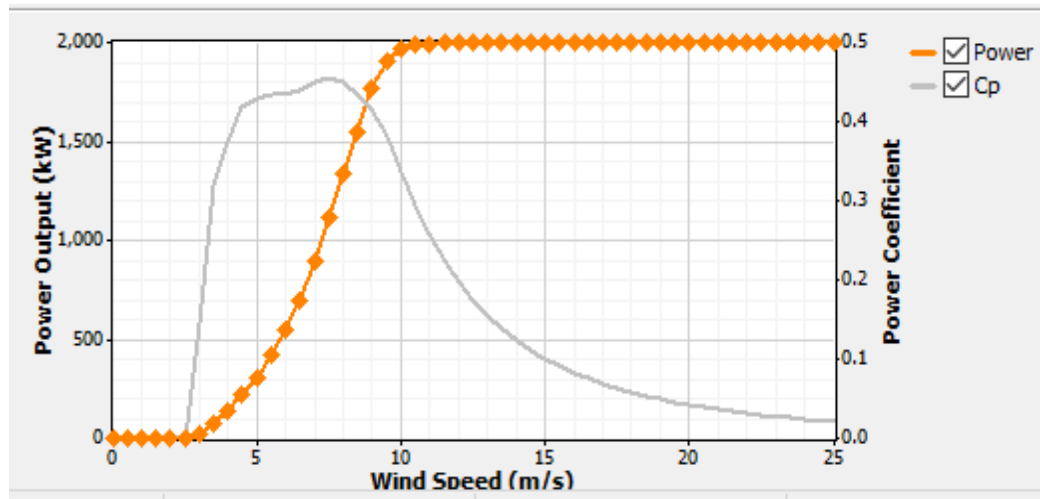


Figure (II.3) : Courbe de puissance

Pour estimer la puissance produite par les générateurs éoliens, on utilise aussi la courbe de puissance caractéristique. Cette courbe permet de connaître la puissance produite à partir de la vitesse du vent. Elle est spécifique pour chaque aérogénérateur. Les paramètres caractéristiques de chaque courbe de puissance sont :

- $V_{\text{cut-in}}$: vitesse d'enclenchement.

- V_{rated} : vitesse pour laquelle la puissance nominale est obtenue.

- $V_{\text{cut-off}}$: vitesse de déclenchement.

- P_{rated} : puissance nominale.

II.5- Dimensionnement d'un site éolien

Le choix du site d'un parc éolien doit reposer sur une analyse complète des données éoliennes collectées sur site et traitées selon les deux règles suivantes.

1. Utiliser des principes mathématiques pour l'extrapolation de la puissance éolienne, tels que l'extrapolation verticale de la vitesse du vent, l'extrapolation verticale des paramètres de Weibull, l'extrapolation temporelle, l'extrapolation horizontale et l'extrapolation post-vent. La détermination de la direction dominante du vent, appelée « rose des vents », et l'évaluation de la densité moyenne de puissance éolienne sont essentielles pour estimer la puissance éolienne. L'extrapolation verticale de la puissance éolienne peut également être réalisée à l'aide d'un logiciel de dimensionnement tel que le WAsP ou le WINgrapher[12].

2. Appliquer diverses techniques de modélisation mathématique aux courbes de puissance des éoliennes. En effet, le modèle de courbe de puissance théorique fourni par les fabricants ne correspond souvent pas à la courbe réelle fournie par les utilisateurs.

II.6-modélisation et dimensionnement du parc éolien proposé à Dhaya

Le site Dhaya est caractérisé par une vitesse de vent élevée et par plusieurs directions et qui soufflent en grande partie entre le sud et ouest. Pour évaluer les variations mensuelles et saisonnières de la vitesse moyenne du vent aussi pour évaluer le potentiel énergétique et l'énergie éolienne nous avons utilisé les données de la vitesse du vent collecté à la station météorologique de Dhaya. Cette base de données a été récoltée pendant trois années en utilisant un mat standard de 10m d'hauteur par rapport au sol[13].

L'énergie éolienne est considérée comme une énergie renouvelable utilisée après l'énergie solaire grâce à son impact environnemental faible et son abondance dans cette région. On représentera dans ce chapitre la méthodologie de conception d'une ferme éolienne d'une puissance de 12MW dans la région

d’ElDhaya pour préparer une future hybridation avec la centrale photovoltaïque. Les données horaires, de vent de trois ans (2020-2022) ont été collectées chaque trois heures par la station météo de la centrale. La simulation sera faite par les logiciels Wind Pro et Windographer.

II.7- Détermination du potentiel de site par le logiciel Wind Pro

II.7.1- Comportement de la vitesse moyenne du vent

En utilisant la base des données, les vitesses moyennes du vent journalier, mensuelles et annuelles sont calculées et illustrées dans les figures (II.4) et (II.5).

- La figure (II.4) montre l’évolution de la vitesse du vent d’une journée. On remarque que la vitesse est élevée presque 7h par jour qui est entre 10h et 17h d’une vitesse qui dépasse 5(m/s), qui comprend un quart de la journée.[10]

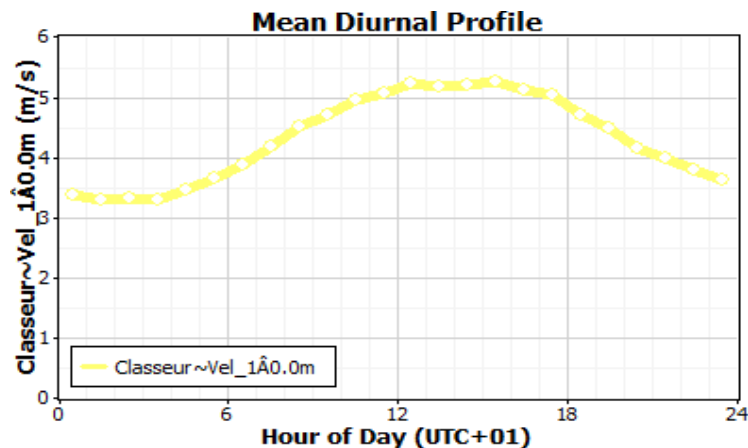


Figure (II.4) : L’évolution de la vitesse moyenne du vent d’une journée

La figure (II.5) représente l’évaluation de la vitesse moyenne du vent mensuel. On remarque que la vitesse mensuelle moyenne du site est élevée presque toute l’année, et très élevée au cours des mois de mars (6,88), juin (8,13) et novembre (10,3) m/s.

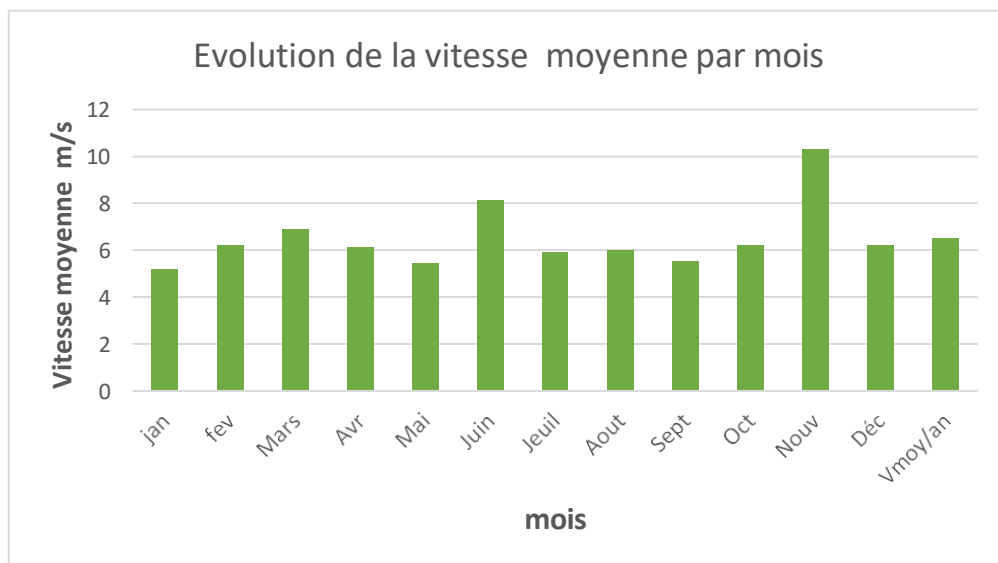


Figure (II.5) : L’évolution de la vitesse moyenne du vent mensuel

Comme le montre la figure (II.5), la vitesse annuelle moyenne du vent dans cette zone est de 6,51 m/s, une valeur acceptable pour la production d’énergie avec cette technologie. L’analyse de la

vitesse mensuelle moyenne du vent montre que les vents dans la région de Dhaya sont propices à l'installation d'un système éolien permanent.

La figure (II.6) présente la variation de la vitesse moyenne du vent annuelle. L'Histogramme montre que la vitesse moyenne annuelle peut varier mais pendant trois ans sa variation est entre deux valeurs 6.26 et 6.65 (m/s) donc, une vitesse acceptable pour faire fonctionner les éoliennes

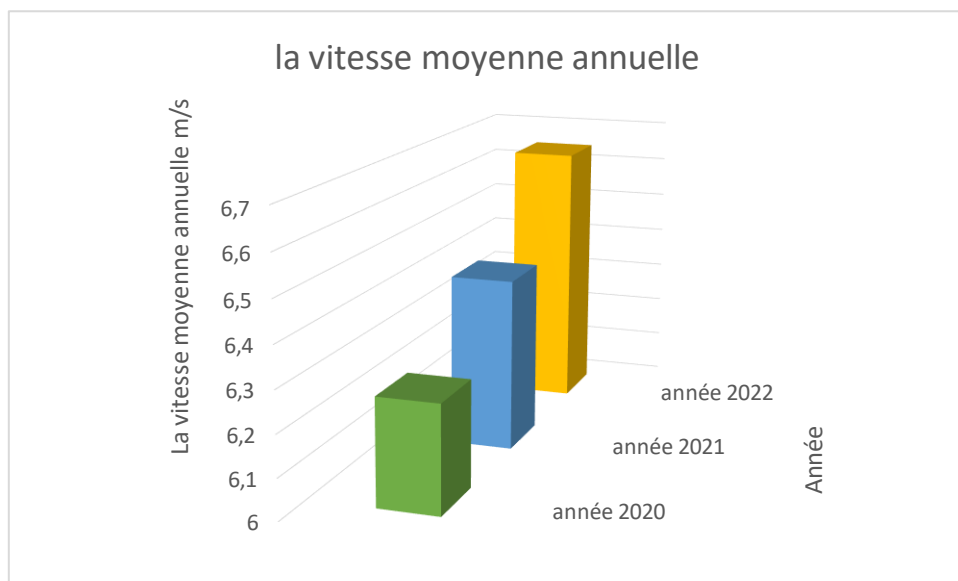


Figure (II.6) : La variation de la vitesse moyenne du vent annuelle.

Ces valeurs nous montrent l'importance de notre site Dhaya avec sa vitesse de vent élevée pour l'exploitation de l'Energie éolienne.

II.8- Comparaison de la densité de L'énergie éolienne et de la vitesse moyenne du vent

La figure (II.7) montre que la densité de puissance et la vitesse moyenne mensuelles sont maximales pour le site de Dhaya pendant les mois de novembre, juin. Ces valeurs sont satisfaites pour l'emplacement des éoliennes rentable. Alors que même pour les autres mois de l'année on remarque que les fluctuations de la vitesse et de la densité de puissance restent très stables avec des valeurs acceptables. Le tableau (II.2) illustre les valeurs minimales et maximales le site.

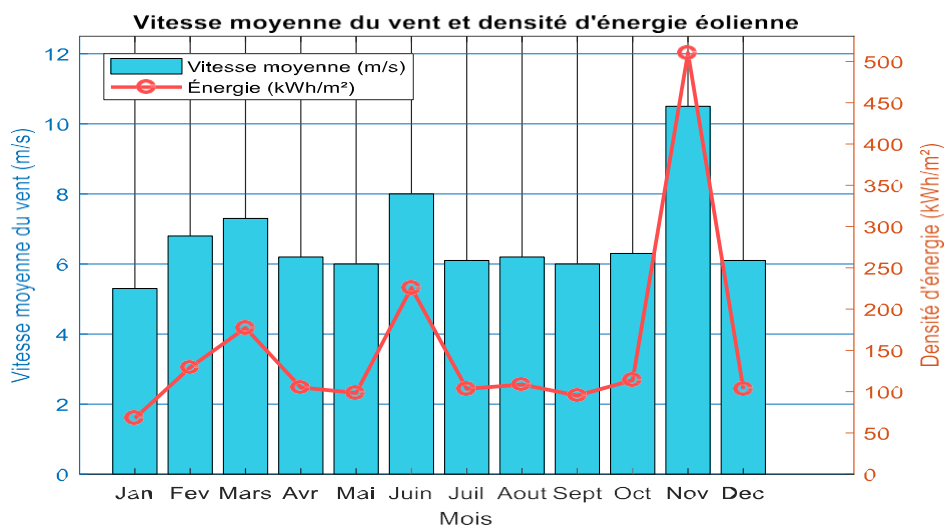


Figure (II.7) : Evolutions mensuelles de la densité de l'énergie éolienne et de la vitesse moyenne du vent.

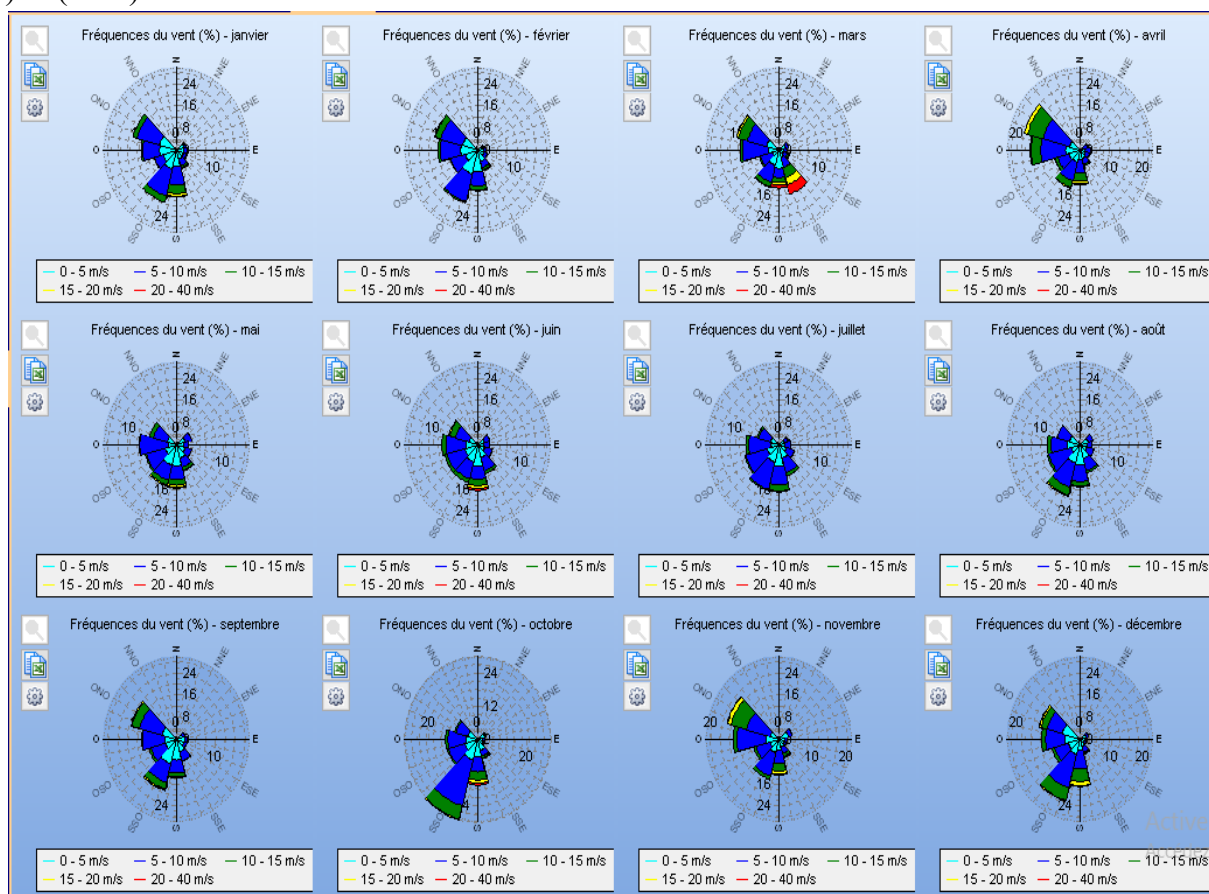
-Tableau (II.2) : les bornes de la production d'énergie du mois

Site	Grandeur		Max	Min
		Vitesse	m/s	10.3
Dhaya	E(v)	kwh /m ²	500	95

La variation annuelle de la densité de puissance illustrée par la Figure (II.6) et le Tableau (II.2) reflète exactement les variations annuelles moyennes de la vitesse du vent avec des valeurs très significatives au niveau du site de daya. Les valeurs de E(v) variaient respectivement entre 95kWh/m² – 500kWh/m². Ces résultats montrent clairement que le site de Dhaya possède une zone plus ventée et peut générer une énergie très importante.

II.9- Directions dominantes du vent (Roses de vent)

Les directions dominantes sont déterminées par les roses des vents mensuels, saisonniers et annuels, ces derniers sont tracer par le logiciel WINGrapher comme il est illustré sur les figure (II.8), (II.9) & (II.10).



Figure(II.8): La rose de direction du vent mensuel.[10]

- Nous avons remarqué dans les roses mensuelles une grande stabilité de la direction de la vitesse du vent qui formule un bon indice favorisant la plantation des turbines éoliennes

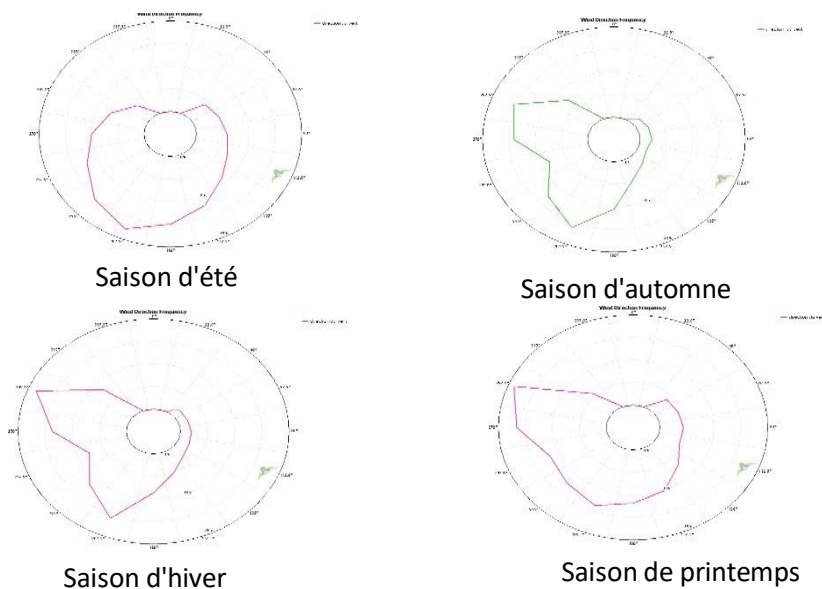


Figure (II.9): La rose de direction du vent saisonnière

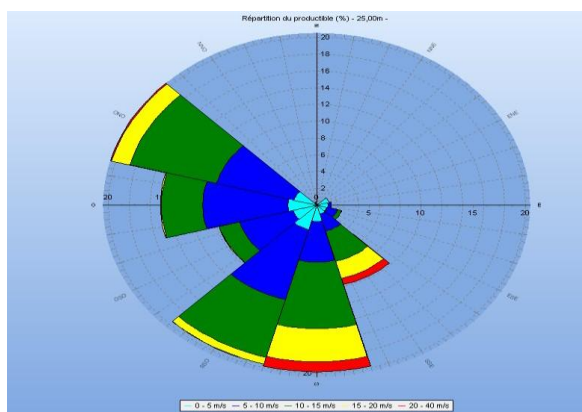


Figure (II.10) : La rose de direction du vent annuel

L’analyse du rose annuelle montre que les directions des vitesses du vent qui domine venant du côté sud-ouest de la région Dhaya , Et nous prouvons bien par les roses saisonniers que les directions de vitesse du vent le plus élevé vient du sud-ouest sauf la saison d’été elle vient la plupart du sud.

II.10- Cartographie

D’après la carte du vent de la région de Dhaya, montrée sur la figure (II.11) et (II.12), une grande partie de la région est balayée par une vitesse comprise entre 5 m/s et 10m/s et peut atteindre plus dans les zones montagneuses. Le facteur de forme k varie autour de 1.90 à 2.56 sur l’ensemble de la région. D’une autre part l’ouest de la région est correspond aux vitesses les plus élevés qui peut être un bon emplacement pour l’installation de la ferme éolienne en tenant compte d’éviter les endroits montagneux de la région qui dépasse les 1100 m d’élévation.

Les figures ci-dessus, représentent la carte topographique de la région dhaya ainsi que la cartographie de l’atlas de la vitesse moyenne du vent.

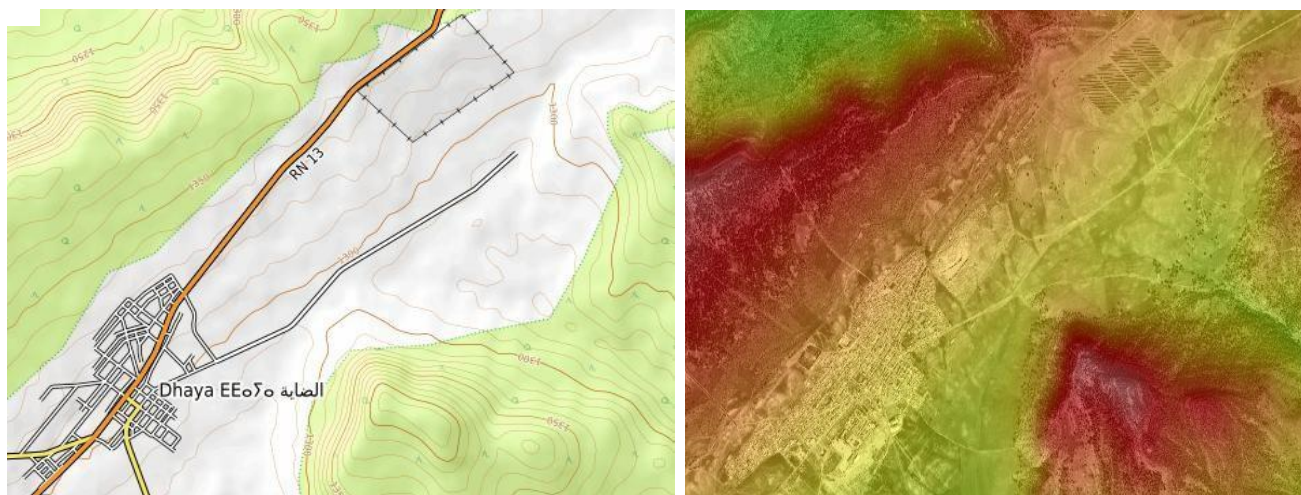
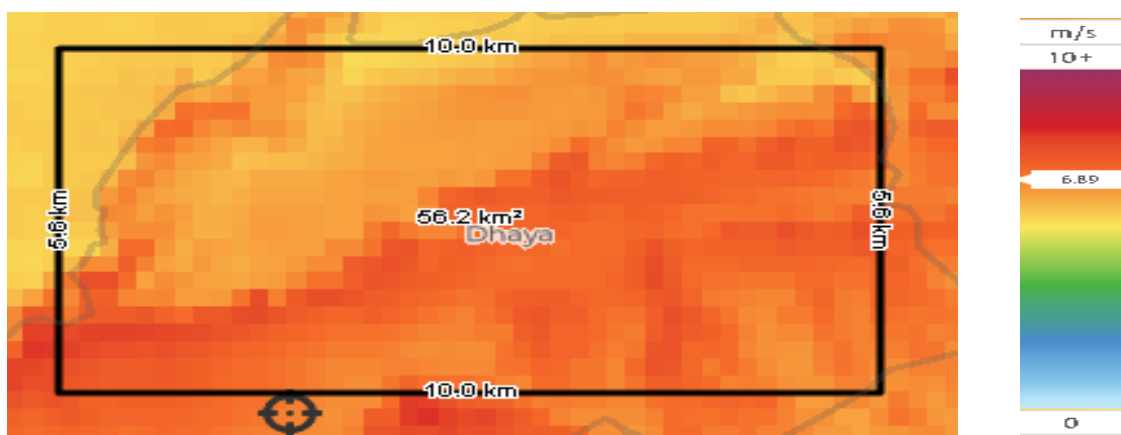


Figure (II.11): Carte topographique de la région Dhaya



Figure(II.12) : L'atlas de la vitesse moyenne du vent de la région Dhaya

II.11-Conception d'un parc éolien de 12 MW à Dhaya

D'après les résultats de la première partie de l'analyse, le site de Dhaya présente plusieurs indicateurs d'un emplacement idéal pour la production d'énergie éolienne. C'est ce qui nous a incités à lancer ce projet d'hybridation avec la centrale photovoltaïque daya (GPVN) de 12 mégawatts en service depuis 2016 afin d'améliorer la qualité de service du réseau électrique central et croître le taux la capacité de pénétration des énergies renouvelables. Cependant cette deuxième partie, sera consacrée à la vérification de la conception du parc éolien de 12 mégawatts sur ce site. Il s'agit d'analyser sa faisabilité et quantifier sa production pour assurer rentabilité [14].

II.11.1- Description de l'éolienne choisie

Le choix du modèle de la turbine utilisée « vestas v110 2Mw » présente une meilleure sélection, parce que ce modèle a des meilleures caractéristiques que les autres, soit cote de vitesse de démarrage, densité de puissance, vitesse nominale du vent en plus il prend la plus petite zone.

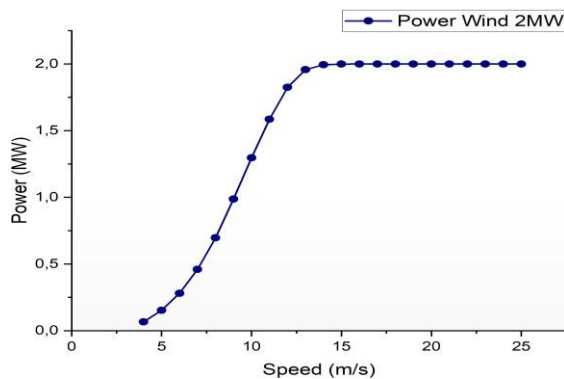


Figure (II.13) : Courbe de puissance de la turbine Énergie éolienne 2MW.

Tableau (II.3) : Caractéristique de la technologie éolienne du modèle VESTAS 2 MW

Vitesse de démarrage	3.0 m/s
Densité de puissance	210.5 W/m ²
Vitesse nominale du vent	11.5 M/s
Diamètre du rotor	110.0 m
Nombre de lames	3
Puissance nominale	2Mw
Type de générateur	Variable
Hauteur du moyeu	95 m

II.11.2-La rugosité

Un autre point qui influence le choix de la technologie éolienne est la rugosité du site étudié [99], car la production des éoliennes varie d'un site à l'autre en raison de son terrain et dans notre cas, le coefficient de rugosité est donné par le logiciel Wind-Pro comme (0,003) ce qui nous donne un meilleur choix pour une bonne production.

II.11.3-Analyse du site et l'implantation des éoliennes

A l'aide du logiciel Wind pro, les 6 éoliennes de 2MW ont été placées sur le site choisie sur une seule range et avec distance de 250m entre les éoliennes pour éviter l'effet de sillage ; et qui sont positionner loin des habitants pour éviter l'influence de bruit comme il est montré sur le tableau (II.4) et la figure (II.14).

Tableau(II.4) : Les positions des turbines éoliennes.

Site	Latitude	Longitude
Turbine 1	34,689898° N	-0,605793° E
Turbine 2	34,687825° N	-0,604724° E
Turbine 3	34,685753° N	-0,603654° E
Turbine 4	34,683680° N	-0,602585° E
Turbine 5	34,681607° N	-0,601516° E
Turbine 6	34,679534° N	-0,600447° E



Figure (II.14) : Disposition des éoliennes dans notre parc de 12 MW

II.11.4-Productible annuel des éoliennes du parc dont la somme de la puissance nominale 12MW

Tableau(II.5) : production annuel de chaque éolienne

Turbine	Production annuel (MWh/a)	L'effet de sillage (%)	Vitesse moy du vent naturelle (m/s)
01	7 327,2	4,2	7,15
02	7 299,0	4,5	7,15
03	7 308,9	4,4	7,15
04	7 332,9	4,1	7,15
05	7 388,0	3,6	7,15
06	7 598,0	0,6	7,15

II.11.5- Productible annuel du parc

Tableau (II.6) : production annuelle du parc

Décomposition du productible	Avec perte sillage [MWh/a]	Brut (sans pertes) [MWh/a]	Pertes sillage [%]	Facteur de charge [%]	Prod moy par éolienne [MWh/a]	Heures équivalentes pleine charge [Heures/an]	Vitesse du vent moy[m/s]
Ensemble des éoliennes	44 254,0	45 872,3	3.5	37.9	6638,1	3319	6.7

Avec une densité de puissance annuelle de 356.5W/m²

II.11.6-Courbe de puissance

- Originale de la Bibliothèque, Densité de l'air : 1,225 kg/m³.

Tableau (II.7) : la variation des vitesses du vent

Vit. vent [m/s]	Puissance [KW]	Cp	Ct
4	66.0	0.33	0.86
5	165.0	0.41	0.84
6	285.0	0.43	0.84
7	467.0	0.44	0.84
8	706.0	0.45	0.84

9	1001.0	0.45	0.82
10	1329.0	0.43	0.77
11	1652.0	0.40	0.68
12	1892.0	0.36	0.56
13	1982.0	0.29	0.40
14	2000.0	0.24	0.31
15	2000.0	0.19	0.25
16	2000.0	0.16	0.20
17	2000.0	0.13	0.17
18	2000.0	0.11	0.14
19	2000.0	0.09	0.12
20	2000.0	0.08	0.10
21	2000.0	0.07	0.09
22	2000.0	0.06	0.08
23	2000.0	0.05	0.07
24	2000.0	0.05	0.06
25	2000.0	0.04	0.06

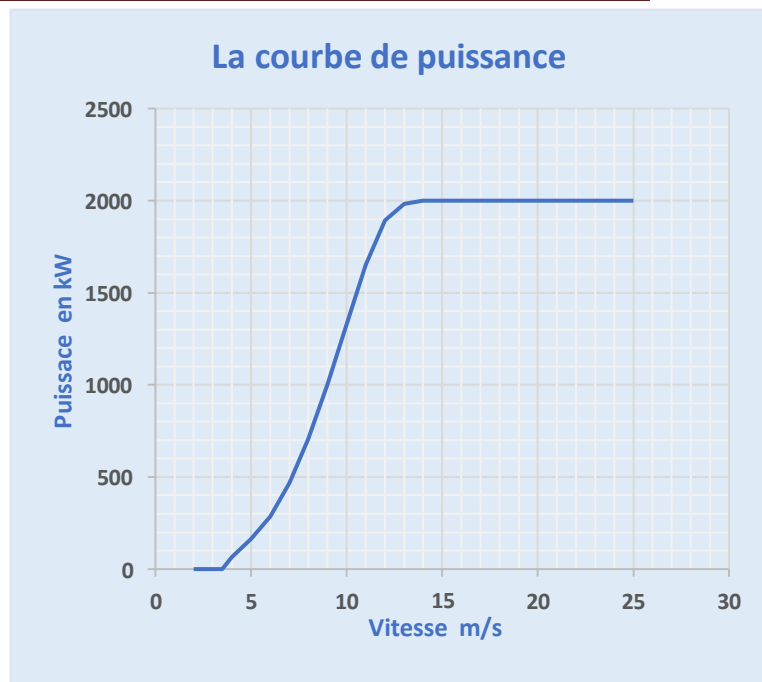


Figure (II.15) : La courbe de puissance

II.11.6- Décision finale sur la conception du parc éolien proposé dans la région de Dhaya.

Il est clair que les valeurs de densité énergétique varient considérablement d'une éolienne à l'autre. La turbine n° 6 atteint la puissance la plus élevée, avec une vitesse du vent de 7,1 m/s et une densité énergétique de 869 Wh/m². La turbine n° 2 affiche la puissance la plus faible, en raison de son effet de sillage de 4,5 %.

Concernant la production annuelle d'électricité de notre parc éolien, qui s'élève à 44 254,0 MWh, avec une vitesse moyenne du vent de 6,7 m/s et une densité énergétique de 356,5 Wh/m².

Tous les indicateurs présentés dans cette analyse montrent que la conception d'un parc éolien dans cette région sera une réussite. De même, son hybridation avec la centrale solaire de Daya est une option hautement fonctionnelle et représente une nouvelle valeur ajoutée dans la production d'électricité propre et la réduction des émissions de gaz nocifs dans cette région.

II.12- vérification du dimensionnement de la centrale photovoltaïque de Dhaya

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque est une opération qui nécessite de prendre en considération des critères techniques, météorologiques, économiques, contractuels et stratégiques d'un projet. Le choix de ses paramètres dépend de la taille du champ photovoltaïque, lui-même déterminé par la puissance de consommation. Notre travail consiste à examiner et authentifier le dimensionnement des installations de la centrale, en prenant en considération tous les paramètres, en gardant aussi le même choix de l'entreprise en ce qui concerne les types des équipements.

La centrale Photovoltaïque de Dhaya de capacité de **12 MW**, représente un système de production d'énergie électrique propre relié au réseau. Afin d'améliorer la qualité de service du réseau central de distribution d'énergie électrique et de couvrir l'insuffisance des besoins en énergie de la région.

II.12.1- Orientation et inclinaison des modules

Afin de maximiser la production d'électricité d'une installation photovoltaïque, il convient d'orienter les modules de façon optimale pour capter un maximum du rayonnement solaire. Dans le cas de l'installation les panneaux sont inclinés de 15° plein sud ce choix est basé sur les plusieurs considérations tel que, avoir une production quasiment optimale pendant la période d'été car c'est en été

que l'ensoleillement est maximal. Ainsi, les éléments de fixation des modules et leur propre structure sont montés de façon à ne pas créer des zones d'ombrage sur les modules. La distance (d) entre chaînes est égale à 6.36m. Comme le montre la (figure II.16).

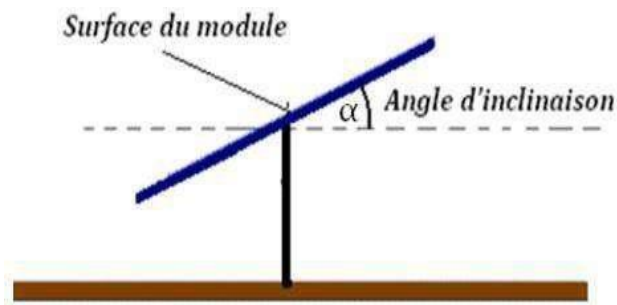


Figure (II.16) :Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques.

II.12.2- Définition des modules photovoltaïque

Le module choisi est un module de types iliciumpolycristallin Hanwa Solar HSL60P6-PB-1-250 d'une puissance optimale de 250Wc, pour des raisons économiques, il est choisi essentiellement pour son prix.

$$I_{opt} = 8,23 / I_{cc} = 8.79A ; U_{opt} = 30.4 / U_{co} = 37.7V$$

II.12.3- Production électrique d'un module en une journée

Un module photovoltaïque se caractérise avant tout par sa puissance crête P_c (W), puissance dans les conditions STC (1000 W/m² à 25 °C). Si le module est exposé dans ces conditions STC, il va produire à un instant donné une puissance électrique égale à cette puissance crête, et si cela dure N heures, il aura produit pendant ce temps une énergie électrique E_{prod} égale au produit de la puissance crête par le temps écoulé :

$$E_{prod} = N \times P_c \text{ (II.3)}$$

- E_{prod} : Énergie électrique produite (Wh)
- N : Nombre d'heure d'exposition à la condition STC
- P_c : Puissance crête (W)

Grâce à la valeur du rayonnement de référence (1000W/m²), le nombre d'heures équivalentes se trouve numériquement égale à l'énergie solaire intégrée que l'on exprime en kWh/m²/ j.

$$E_{sol} = N_e \times 1000 \text{ (II.4)}$$

- E_{sol} : Énergie solaire journalière par unité de surface (Wh/m²/j)
- N_e : Nombre d'heure équivalentes (h/j)
- 1000 W/m² : puissance dans les conditions STC

Le tableau II-2, montre les irradiations du mois le moins favorable de l'année qui est le mois de décembre On peut alors trouver directement l'énergie solaire journalière par unité de surface pour ce site qui se trouve dans la région sud sidi belabes.

Tableau (II.8) L'irradiation globale mensuelle et le nombre d'heures équivalents de Dhaya.

	Hiver			Printemps			Été			automne		
	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Aout	Sept	Oct	Nov	Déc
Hh (Wh/m ² /jr)	2100	3740	5410	6200	7210	7390	7200	6390	5510	4120	2780	1545
N_e	2.10	3.74	5.41	6.20	7.21	7.39	7.20	6.39	5.51	4.12	2.78	1.545

Avec :

- Hh: Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m²/jour).
- N_e : Nombre d'heure équivalentes (h/j).

❖ **Pertes électriques.**

Le système photovoltaïque contient plusieurs pertes, le concepteur doit les identifier cas par cas pour pouvoir les chiffrer. Alors on doit prendre toutes les sources de perte du système et tenir compte dans le calcul des modules car ceux-ci doivent fournir toute l'énergie consommée, même celle qui est perdue.

❖ **Types de pertes.**

- a) Pertes par salissure du panneau ou par un vitrage placé devant, qui modifient son courant de charge, la tension n'étant pas affectée ;
- b) Pertes par chute de tension aux bornes des diodes série ;
- c) Pertes par chute de tension aux bornes des câbles selon leur longueur, leur section et l'ampérage transporté ;
- d) Une autre perte affecte directement la tension du panneau, il s'agit de la baisse de la tension lorsque la température s'élève, la puissance crête étant, elle, donnée à 25 °C.
- e) D'autre part, il peut exister un écart entre la réalité et le calcul car il suppose que la puissance du panneau photovoltaïque est proportionnelle à l'éclairement et c'est en fait le courant qui l'est, il faut donc parfois considérer la perte des débuts et fin de journée quand l'éclairement est faible.
- f) Pour finir, il existe une perte liée à la puissance réelle du panneau qui peut être inférieure à celle annoncée dans la documentation du constructeur. Nous ne considérons pas cette « perte » dans nos calculs, car c'est loin d'être le cas général, mais il faut savoir que cela arrive.

❖ **Évaluation du coefficient des pertes Cp.**

Généralement le taux des pertes est mentionné avec les caractéristiques techniques de chaque appareil pour les installations photovoltaïques ces pertes sont chiffrées comme suit :

- Pertes onduleurs 10% ~~100%~~ - 10% = 90 % = 0.9
- Pertes température 10% → 100 % - 10% = 90 % = 0.9
- Pertes câbles et connexion 3% → 100 % - 3 % = 97 % = 0.97
- Pertes Pour les « salissures » 10% ~~100%~~ - 10% = 90 % = 0.9
- Pertes faible éclairement 4% → 100% - 4 % = 96 % = 0.96
- Pertes due à la qualité de module 3% ~~100%~~ - 3 % = 97 % = 0.97

Alors le coefficient de perte en courant est :

$$C_p = 0.9 \times 0.9 \times 0.97 \times 0.90 \times 0.96 \times 0.97 = 0.65 = 65\% \text{ soit } 100\% - 65\% = 35\% \text{ de pertes totales.}$$

II.12.4- Composition du champ photovoltaïque.

La taille d'un champ photovoltaïque dépend principalement de sa puissance crête le branchement des modules en série est limité par la tension d'entrée de l'onduleur par contre leur connexion en parallèle dépend du courant de l'onduleur.

❖ **Nombre totale des panneaux**

Nous rappelons que le module placé a une puissance de 250W sous 30,4V donc le nombre total de modules Nt est exprimé comme suit :

$$NT = \frac{P_{cx}}{\text{Puissance crête unitaire du module}} \quad (II.5)$$

$$P_{cx} = \frac{P_u}{N_e \cdot C_p} = \frac{12000000}{1.545 \times 0.65} = 11\,949\,215 \text{ W} \quad (II.6)$$

- Nt : le nombre total des modules
- Pcx : puissance Crête
- Pu : Puissance Utile
- Ne : nombre d'heures d'ensoleillement
- Cp : Coefficient des pertes

Ce qui implique que le nombre des modules est :

$$NT = \frac{11\,949\,215}{250} = 47\,797 \text{ modules.} \quad (II.7)$$

La centrale a été divisée en plusieurs sous-systèmes de puissance 1MW chaque sous centrale est branché a un onduleur ce qui donne un totale de 12 onduleurs D'une part pour un fonctionnement durable de la centrale et pour assurer un bon isolement des parties de la centrale en cas de défaillance. D'autre part suite aux proportionnalités entre le prix, le poids et la qualité et la puissance des onduleurs dans le marché international.

II.12.5- Le dimensionnement de 1 MW est adopté

Donc le travail a été limité au dimensionnement d'une sous centrale.

La puissance crête :

$$P_{CSC} = \frac{\text{Consommation journalière totale}}{N_e \times C_p} = \frac{1000}{1.545 \times 0.65} = 995.78 \text{ KW (II.8)}$$

Ce qui implique que Le nombre de modules par onduleur 1 MW est :

$$N_{tsc} = \frac{995.78}{250} = 3983 \text{ panneau. (II.9)}$$

Avec :

- PCSC : la puissance crête de sous centrale.
- NTSC: Nombre totale de module pour une sous centrale.

II.12.6- Adaptation de l'onduleur

L'onduleur délivre presque la même puissance que celle du générateur photovoltaïque avec un écart, dû soit à la technologie des panneaux, soit à l'effet de la température ou au rendement de l'onduleur. Il est en effet important de respecter la relation admettant le fait que la puissance d'onduleur soit comprise entre 0.7 fois et 1.2 fois la puissance crête du champ. Cependant, le choix s'est porté sur l'onduleur de type Sunny central 800CP. Une vérification de la condition précédente confirme notre choix comme est montré si dessous :

$$\frac{P_o}{P_c} = \frac{898}{995.78} = 0.9 \quad 0.7 \leq 0.9 \leq 1.2 \text{ (II.10)}$$

Avec :

- Po : Puissance maximale de l'onduleur
- Pc : la puissance crête de sous centrale

❖ Le nombre maximal de module en série.

$$N_{ssc} = \frac{U_{ond \max} = 1000}{U_{co \text{ Pv}} = 37.7} = 26.52 = 27 \text{ modules en série. (II.11)}$$

Donc :

$$\rightarrow UDC \text{ branche} = 27 \times 37.7 = 1017.9 \text{ v} > U_{ond \max} \text{ (II.12)}$$

Cela dépasse la tension max de l'onduleur donc il faut réduire le nombre de panneaux en série a 26 modules, ou bien 25 modules, ou bien 24 modules.

$$\rightarrow UDC \text{ branche} = 26 \times 37.7 = 980,2 \text{ v} < U_{ond \max} \text{ (II.13)}$$

Donc le nombre final des modules série par branche est Nssc = 26 modules.

$$\rightarrow UDC \text{ branche} = 24 \times 37.7 = 904,8 \text{ v} < U_{ond \max} \text{ (II.14)}$$

Donc le nombre final des modules série par branche est Nssc = 24 modules.

❖ Nombre de module en parallèle (chaînes).

$$N_{psc} = \frac{N_{tsc}}{N_{ssc}} = \frac{3983}{26} = 153 \text{ Chaines de PV en parallèles. (II.15)}$$

Donc :

$$\rightarrow I_{\max} = (N_{psc} \times I_{ccpv}) = 153 \times 8.79 \rightarrow I_{\max} = 1344.87 \text{ A. Elle ne dépasse pas le courant max de l'onduleur 1400 A.}$$

$$N_{psc} = \frac{N_{tsc}}{N_{ssc}} = \frac{3983}{24} = 165.96 \text{ Chaines de PV en parallèles. (II.16)}$$

Donc :

$$\rightarrow I_{\max} = (N_{psc} \times I_{ccpv}) = 165.96 \times 8.79 \rightarrow I_{\max} = 1458.79 \text{ A.}$$

Elle dépasse le courant max de l'onduleur 1400 A. Donc on ne peut pas prendre en considération le nombre de modules en séries par 24 modules.

Avec :

- N_{tsc} : nombre totale de module dans une sous centrale.
- N_{ssc} : Nombre réel de modules en série dans sous centrale .
- N_{psc} : nombre réel de module en parallèle dans sous centrale.
- U_{ond.max} : tension max de l'onduleur .
- U_{CO Pv} : Tension de circuit ouvert du module.
- I_{max} : courant max des chaines .
- I_{ccpv} : le courant de court-circuit du panneau photovoltaïque.

II.12.7- Interprétation de résultats obtenus

Cependant le nombre total des modules de la centrale est :

$$N_{t'} = N_{psc} \times N_{ssc} \times \text{nombre d'onduleurs ;}$$

$$\rightarrow N_{t'} = 153 \times 26 \times 12 = 47\ 736 \text{ panneaux. (II.17)}$$

$$N_{t'} < N_t \longrightarrow 47\ 736 < 47\ 797.$$

La différence entre les deux valeurs N_{t'} et N_t est de 61 modules qui due aux incertitudes de calculs qui dépend aux nombres de modules soit en séries soit en parallèle soit le nombre de modules par onduleur. Nous avons constaté que l'installation qui a été faite par l'entreprise est basée sur la standardisation, elle consiste à répartir 24 modules en série avec une tension qui est inférieur de 10 % par rapport à la tension maximale supporté par l'onduleur. Et pour le courant la plupart des sous champs il dépasse le courant maximal de l'onduleur avec une marge de 100 A.

II.12.8- Le câblage

Les câbles sont considérés comme l'âme d'une installation électrique, en outre un surdimensionnement engendre des surcoûts dans la réalisation du projet, par contre un sous dimensionnement peut engendrer des échauffements et causer un dysfonctionnement de l'installation électrique, d'où la nécessité d'un dimensionnement optimal pour cela la détermination des sections des câbles permettra de minimiser les pertes lors du transport de l'électricité. Pour faire ce dimensionnement [15], nous avons besoin de connaître l'intensité du courant qui circule dans ces câbles dont le courant d'emploi I 'équivalent au courant nominal et le courant admissible qui tient compte du facteur de correction du mode de pose, du facteur de correction de l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte et du facteur de correction la température ambiante et la nature de l'isolant.

❖ Câble DC de chaîne solaire (appelé combineur en T)

C'est le câble qui relie les deux chaînes solaires, chaque chaîne constituée de 26 modules avec les caractéristiques suivants : I_{opt} = 8.23 A, I_{cc} = 8.79 A.

Ce qui implique que le courant circulant dans une chaîne est :

$$I_{b_chaîne} = 8.79 \times 1.25 = 10.99 \text{ A. (II.18)}$$

Le coefficient 1.25 contre les surcharge côté continu provient de la norme 712.433.

Nombre de chaîne = 2.

➤ Courant d'emploi I_B.

$$I_B = 8.79 \times 1.25 \times 2 = 21.98 \text{ A. (II.19)}$$

➤ Courant admissible I_z.

$$I_z > \frac{I_B}{K1 * K2 * K3} \text{ (II.20)}$$

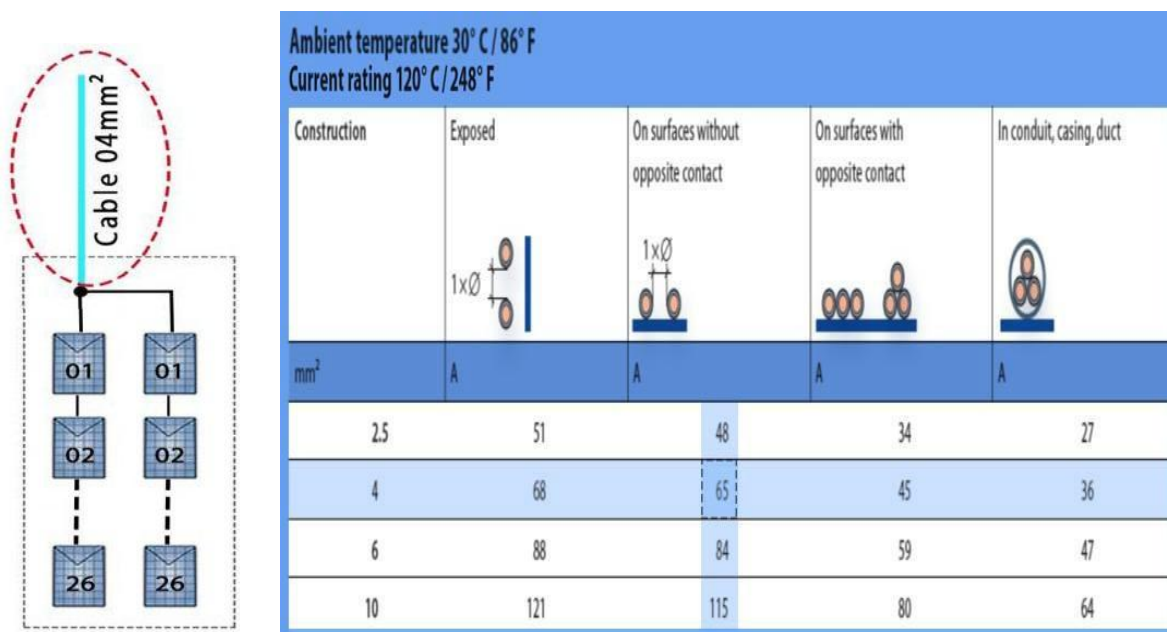
D'après les tableaux (annexe 09) les valeurs de K₁, K₂ et K₃ sont :

$$K_1 = 0.95, K_2 = 0.8, K_3 = 0.5.$$

Donc :

$$\rightarrow I_z > \frac{21.98}{0.95 \cdot 0.8 \cdot 0.5} = 57.84 \text{ A. (II.21)}$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant qui est de 57.84 A, en se réfère au figure II.17 qui présente un tableau de référence entre le courant admissible et la section du câble en fonction de la pose, Vu que la valeur de notre courant qui ne se trouve pas sur le tableau En choisie la valeur supérieure la plus proche qui égale à 65 A, pour des câbles posés sur une surface sans de contact entre eux on obtient une section de 4 mm².



Figure(II.17) :Câbles de section 4 mm² reliant deux chaînes solaire.

❖ **Câble DC Principal.**

De la même méthode les sections des autres câbles ont été calculés. Les câbles principaux DC de 150 mm² (Figure II.18) sont regroupés dans des centrales boxe illustrer sur la Figure II.20. Selon leur polarité, les câbles DC principaux sont répartis sur des boites centrales (central Box). On a deux boites centrales Négatives regroupant les câbles DC Négatives et les deux autres positives regroupant les câbles DC positives dans chaque Skid.

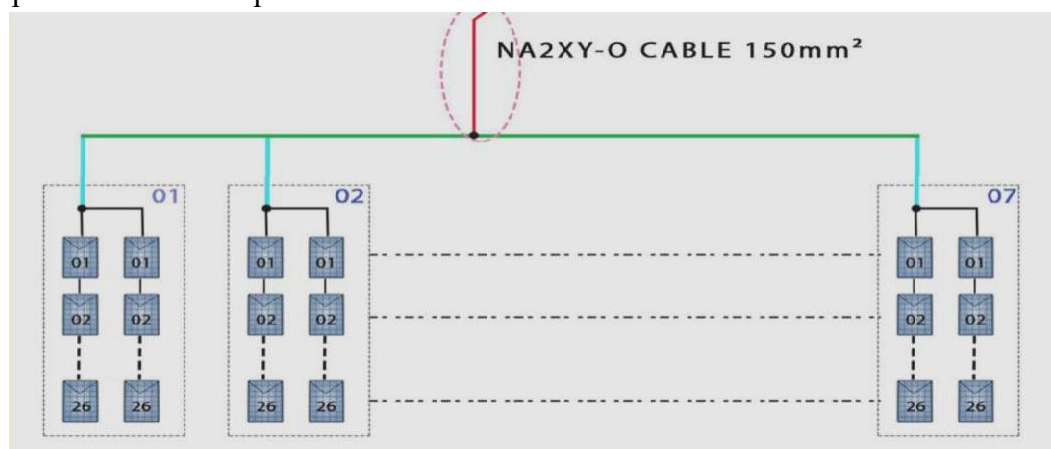


Figure (II.18) :Câble DC Principal d'une section de 150mm².

❖ **Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.**

La puissance à la sortie du jeu de bar du central box est transporté vers l'onduleur avec des câbles qui sont présenté dans la figure II.8.

a) Courant d'emplois IB

$$IB = Npsc \times 1.25 \times Iccpv \rightarrow 153 \times 1.25 \times 8.79 = 1\ 681.09\ A. \quad (II.22)$$

Avec :

Iccpv : Courant de court-circuit du panneau photovoltaïque ;

Npsc : Nombre réel de module en parallèle dans sous centrale ;

1.25 : Le coefficient 1.25 contre les surcharges côté continu provient de la norme 712.433 voir annexe.

b) Courant admissible Iz :

On utilise les mêmes tableaux (annexe 09) pour déduire les valeurs de K1, K2 et K3 :

$$K1 = 1, K2 = 1, K3 = 0.87.$$

Donc :

$$\rightarrow Iz > \frac{IB}{K1 \cdot K2 \cdot K3} = \frac{1\ 681.09}{1 \cdot 1 \cdot 0.87} = 1\ 932.29\ A. \quad (II.23)$$

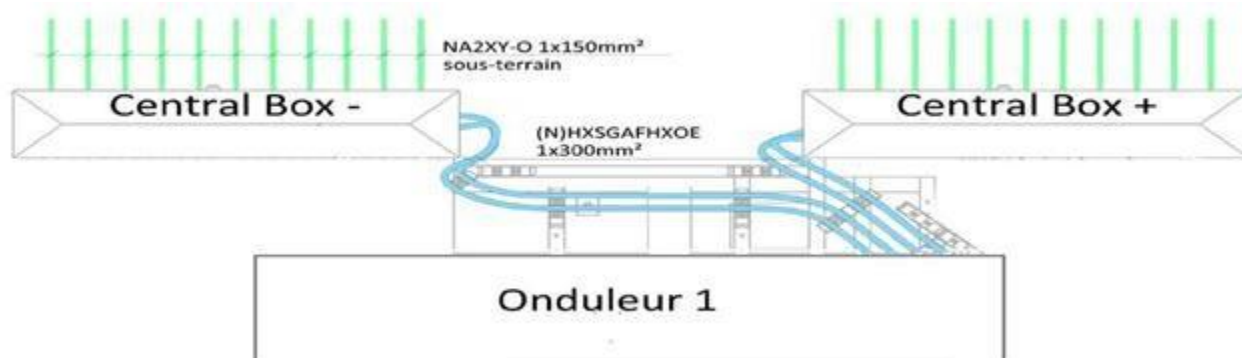
Vue que notre courant est très élevé on va le transporter sur deux câbles parallèles ce qui implique que :

$$\rightarrow Iz = \frac{1\ 932.29}{2} = 966.14\ A. \quad (II.24)$$

Pour trouver la section du câble qui correspond au courant qui est de **966.14 A** en se réfère au Tableau (II.9), Alors on a choisi la valeur supérieure du courant admissible de 1041A et on obtient une section de 300 mm².

Tableau (II.9) : Référence de Câble de transmission DC central box vers l'onduleur

mm ²	N)HXSGAFHX	mm	FM	ohne Schirm	A	kA
1,50	5DB7 501	1,50	23,00	58,00	46,00	0,36
2,50	5DB7 502	2,00	27,00	67,00	54,00	0,42
4,00	5DB7 503	2,40	29,00	72,00	58,00	0,48
6,00	5DB7 504	2,90	34,00	82,00	65,00	0,58
10,00	5DB7 505	3,90	34,00	99,00	78,00	0,69
25,00	5DB7 506	5,60	43,00	107,00	82,00	0,76
35,00	5DB7 507	7,80	48,00	116,00	99,00	0,82
50,00	5DB7 508	9,90	58,00	124,00	116,00	0,99
70,00	5DB7 509	10,90	69,00	130,00	130,00	1,07
100,00	5DB7 510	12,90	78,00	140,00	140,00	1,16
120,00	5DB7 511	13,60	80,00	170,00	170,00	1,41
185,00	5DB7 516	20,80	154,00	308,00	246,00	2,59
240,00	5DB7 517	23,10	177,00	353,00	282,00	3,91
300,00	5DB7 516	23,10	154,00	308,00	246,00	2,59
400,00	5DB7 517	26,80	177,00	353,00	282,00	3,91



Figure(II.19) : Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.

❖ **Câble transformateur Skid et cellule RMU**

Chaque SKID à deux onduleurs, la chute de tension maximale autorisée est de 10% De la tension nominale autorisée est donc de 27KV.√3

a) Le courant d'emploi IB.skid

$$IB.skid = \frac{2 \times 880 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 27 \times 10^3} = 37.64 \text{ A} \quad (\text{II.25})$$

6 h/jours de production PV sont supposées en moyenne, Donc la puissance maximale du Skid par jours est la suivante :

$$I_{pv,journalier} = 6 \times ISKID = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A / jours.} \quad (\text{II.26})$$

b) Courant admissible Iz

D'après les tableaux (annexe 09) on détermine les valeurs de K1, K2 et K3 : K1 = 0.95, K2 = 0.82, K3 = 0.71

$$\rightarrow Iz > \frac{IB}{K1 \cdot K2 \cdot K3} = \frac{225.84}{0.95 \cdot 0.82 \cdot 0.71} = 408.32 \text{ A.} \quad (\text{II.27})$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant qui est de 408.32 A en se réfère au figure II.9, Alors on obtient une section de 240 mm² correspond à un courant admissible de 422 A.

❖ **Connexion boucle**

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 6skid, donc :

a) Le courant d'emploi IB.boucle

$$I_{B.boucle} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A}$$

b) Courant admissible Iz.boucle

Les valeurs de K1, K2 et K3 sont déterminés à partir des tableaux (annexe 02) : K1 = 0.90, K2 = 0.88, K3 = 0.87

$$\rightarrow Iz > \frac{IB}{K1 \cdot K2 \cdot K3} = \frac{225.84}{0.9 \cdot 0.88 \cdot 0.71} = 401.62 \text{ A.} \quad (\text{II.28})$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant de 401.62 A en se réfère au figure II.9, puisque la valeur calculée n'est pas normalisée sur ce tableau, donc on choisit la première valeur supérieure normalisée sur le tableau Iz = 422 A et on obtient une section de 240 mm².

❖ **Connexion au poste de livraison PdL**

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 6 skid, avec la même méthode de calcul on obtient :

a) Le courant d'emploi IB.boucle :

$$I_{B.boucle} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A.}$$

b) Courant admissible Iz

D'après les tableaux (annexe 09) les valeurs de K1, K2 et K3 Egales :

$$K1 = 0.95, K2 = 0.73, K3 = 0.79$$

$$\rightarrow Iz > \frac{IB}{K1 \cdot K2 \cdot K3} = \frac{225.84}{0.95 \cdot 0.73 \cdot 0.79} = 412.21 \text{ A.} \quad (\text{II.29})$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant en se réfère au Tableau (II.10) , alors on obtient une section de 240 mm² correspond à un courant admissible de 422 A.

II.12.10- Décision finale sur la conception de la centrale photovoltaïque de Dhaya

Dans cette deuxième partie du travail nous avons examiné et suivi en détaille le dimensionnement du système photovoltaïque de 12 MW. Il est à signaler que le choix technologique des matériels a été bien faite par l'entreprise de réalisation. Nous avons constaté qu'il faut continuer à améliorer la conception de ces centrales sur le territoire national à cause de leurs avantages et impact économique. Cette approche d'expérience manuel utilisée nous a permet d'avoir un grand savoir-faire dans le domaine de conception en générale des générateurs PV. Enfin on a conclu que le système a été bien conçu et réalisé. Donc on a constaté que la proposition d'hybrider centre centrale encore robuste par une ferme éolienne est un ajout au réseau électrique. Cette combinaison des sources peut augmenter la production d'énergie et le taux de pénétration des énergies renouvelables.

II.13- Étude d'un système hybride à deux sources renouvelables reliées au réseau

II.13.1- Introduction

Sur la base des modèles présentés dans le précédent chapitre pour chacun des générateurs d'énergie, nous allons analyser le fonctionnement des systèmes hybrides qu'ils travaillent en parallèle avec le réseau électrique. [16]

II.13.2- Structure du système à concevoir

Dans cette partie, nous allons étudier la possibilité d'utiliser un système hybride, composé de deux sous-systèmes à sources d'énergie renouvelables (éolien et PV) afin de satisfaire les besoins des consommateurs. Deux possibilités sont analysées à savoir une alimentation complète de la charge par le système hybride, c'est-à-dire qu'il se doit de fonctionner en régime autonome et une utilisation du système hybride pour l'écrtage des pointes de consommation, situation typique pour un fonctionnement du système en parallèle avec le réseau électrique.

Les sous-systèmes à sources d'énergie renouvelables choisis sont de type photovoltaïque et éolien. Il est supposé dans cette partie du travail que l'excès d'énergie propre produit par le système est injecté au réseau pour améliorer le service réseau et réduire les émissions de gaz polluant. Dans le cas d'un manque d'énergie produite par les deux sources, le consommateur est alors alimenté par le réseau.

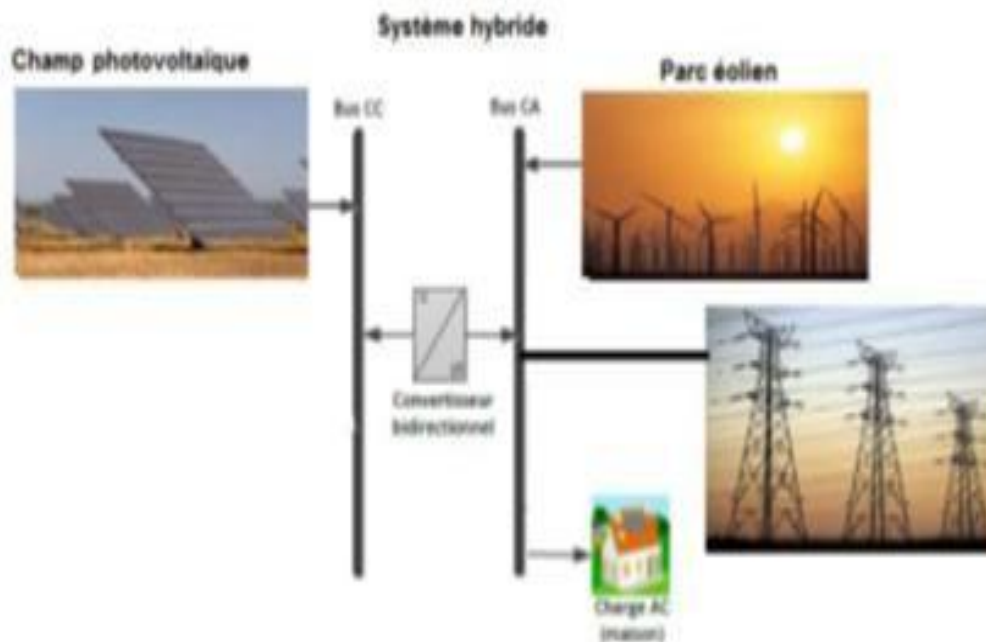


Figure (II.21) : La configuration hybride raccordée au réseau

Le système hybride est composé de deux sources d'énergie renouvelables et d'un réseau électrique. La première source est une centrale photovoltaïque de 12 MW située dans la région de Dhaya Sidi Belabbas. Sa conception a été décrite et examinée plus haut dans ce chapitre. La seconde source est un parc éolien de 12 MW, composé de six turbines, dont la conception et les performances ont été examinées. Les deux sources seront reliées au réseau MT de 60kV.

Dans cette étude, on considérera que le système hybride peut atteindre une puissance nominale globale de 24 MW. Les motifs de ce choix sont expliqués dans le chapitre I. Les inventaires de machines que nous avons réalisés et le modèle la courbe de puissance sont exposés au début de ce chapitre.

II.13. 3- Charge à satisfaire par le système hybride

On considère ici que le système hybride devra satisfaire une consommation dont la courbe de charge est la consommation réelle d'une wilaya. Cette courbe de consommation a été choisie parmi les modèles de charge disponible dans la littérature scientifique. La variation journalière de la charge est présentée sur la Figure (II.22). Lorsque le système travaillera en mode parallèle avec le réseau électrique, tout sa production sera injectée dans le réseau et redistribuée par le dispatching aux consommateurs suivant les besoins. Nous déterminerons la valeur minimale de la charge (charge de base) qui devra être alimentée par le réseau et la puissance supplémentaire appelée devra être couverte par le système hybride.

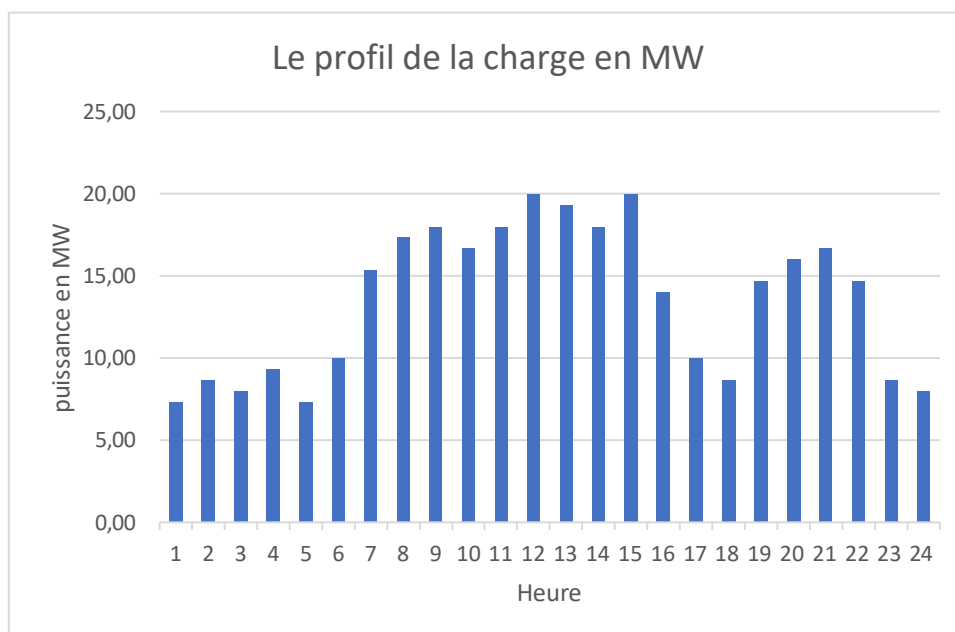


Figure (II.22) : La variation journalière de la charge prévue

II.14- Méthode et hypothèses

On considère que la puissance nominale totale du système est supérieure à la puissance maximale de la charge à alimenter. Ainsi si le système est composé de deux sous-systèmes à puissance nominale identique et égale à la puissance maximale consommée, alors la charge pourrait être satisfaite même en cas de manque d'une des ressources primaires. Dans notre cas concret, la charge a une puissance maximale de 12 MW, donc la puissance minimale produite par du système hybride est de 12 MW et sa puissance maximale peut atteindre 24 MW. La puissance nominale du système hybride est la somme des puissances de ces deux sous-systèmes. A partir des données météorologiques à notre disposition et des modèles pour décrire le comportement du générateur éolien et photovoltaïque que nous avons décrits précédemment, nous calculons pour chaque heure i l'énergie produite ($E_{pv}(i) + E_{wt}(i)$). Celle-ci est comparée avec la charge électrique (E_{charge}). Si la différence entre l'énergie produite et l'énergie appelée D est positive, alors l'excès d'énergie sera injecté au réseau, si cette différence est négative, il y a donc une pénurie d'énergie et le réseau doit fournir l'énergie nécessaire manquante [17]. Si le réseau est en panne pour assurer cette différence, une avarie est enregistrée et les paramètres suivants sont calculés – énergie non satisfaite et durée de la panne.

- Une fois les calculs réalisés pour chaque heure de l'année, les paramètres suivants sont calculés :

- La différence absolue annuelle entre l'énergie produite et la charge D_{an} :

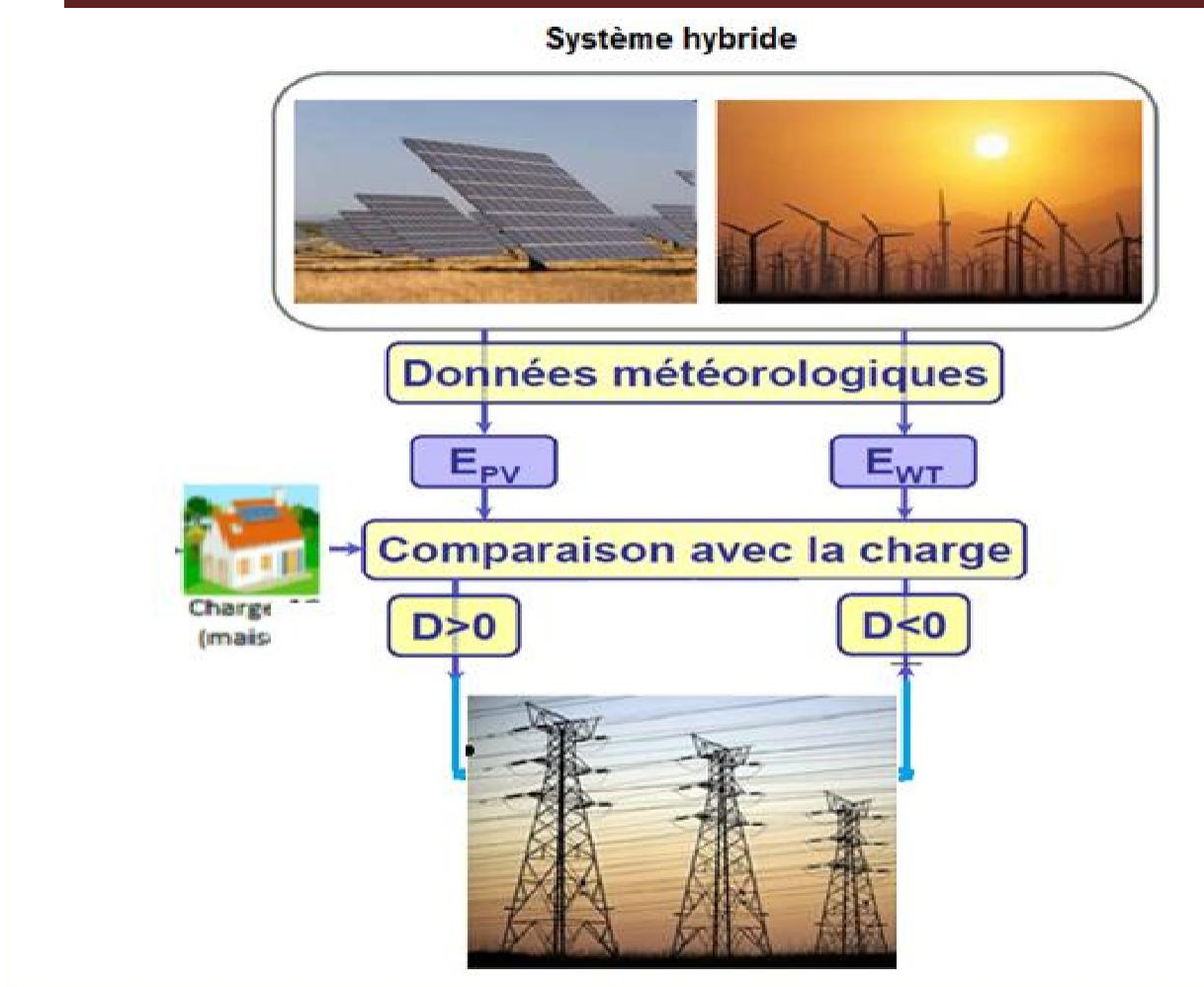


Figure (II.23): illustration de l'algorithme de calcul

$$D_{an} = \sum_{i=1}^{8760} (E_{PV}(i) + E_{WT}(i) - E_{charge}(i)) \quad (II.30)$$

- L'énergie du réseau a sa valeur maximale (II.31) :

$$E(rés) = \sum_{i=1}^{8760} (E_{PV}(i) + E_{WT}(i) - E_{charge}(i)) \quad Si \quad E_{PV}(i) + E_{WT}(i) - E_{charge}(i) > 0 \quad (II.31)$$

- $E(rés)_{max} = \text{Max}(E_{PV}(i) + E_{WT}(i) - E_{charge}(i)) \quad Si \quad E_{PV}(i) + E_{WT}(i) - E_{charge}(i) > 0$

- L'énergie totale non satisfaite E_{fault} et la durée des avaries au cours de l'année T_{fault} (2.32) :

$$E_{fault} = \sum_{i=1}^{8760} (E_{fromréseau} + E_{PV}(i) + E_{WT}(i) - E_{charge}(i))$$

$$Si \quad E_{fromréseau}(i) + E_{PV}(i) + E_{WT}(i) - E_{charge}(i) < 0$$

$$T_{fault} = \sum_{i=1}^{8760} \frac{(E_{fromréseau} + E_{PV}(i) + E_{WT}(i) - E_{charge}(i))}{E_{charge}(i)}$$

- $Si \quad E_{fromréseau}(i) + E_{PV}(i) + E_{WT}(i) - E_{charge}(i) < 0 \quad (II.32)$

Pour chaque combinaison possible de sous-systèmes éolien et PV, on calcule les paramètres définis par (II.30),(II.31) et (II.32), puis on détermine la configuration optimale de puissances crêtes des deux générateurs selon un des critères suivants :

- Une valeur minimale de D_{an-c} c'est-à-dire une la valeur absolue de la différence minimale entre l'énergie produite et consommée. Il s'agit ici de la valeur absolue de cette différence, si la différence est négative, cela implique que la charge n'est pas satisfaite par le système.
- Un nombre minimal d'avaries– dans ce cas, le consommateur se verra privé d'électricité le moins de fois possible.
- Une durée minimale des avaries sur l'année – dans ce cas, le consommateur se verra privé d'électricité le moins longtemps possible ; C'est une amélioration par rapport au critère précédent car la durée des avaries peut être différente.
- Une énergie minimale non satisfaite.

Pour certains critères il sera possible d'avoir plusieurs solutions optimales. Dans ce cas de figure, un second critère sera appliqué pour arriver à une solution unique.

La méthode et la recherche de la configuration optimale du système hybride ainsi décrites sont appliquées à deux régimes de fonctionnement du système hybride.

L'avantage d'un système hybride relève de la complémentarité des deux sources d'énergies. Dans le but de mettre en relief cette complémentarité, il est alors nécessaire de connaître la contribution de chaque source (photovoltaïque et éolienne) pour l'alimentation de la charge. Donc d'établir les scénarios de la gestion de l'énergie du système hybride photovoltaïque-éolien.

II.15- Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons vérifié les dimensions des différents composants du système multi-sources proposé à Dhaya. Dans un premier temps, les résultats de conception du parc éolien ont été vérifiés et analysés. La faisabilité et l'exploitation du parc ont également été déterminées par simulation. Plusieurs simulations de la production ont été mises en œuvre avec succès.

Deuxièmement, pour le générateur photovoltaïque, nous avons suivi le processus de dimensionnement étape par étape, du choix des panneaux aux calculs de section des câbles. Tous nos calculs ont montré que la centrale était encore suffisamment performante et robuste pour être hybride avec un système éolien.

Cependant, les taux de réussite obtenus lors de l'analyse des deux sources justifient la conception de ce système hybride. Celui-ci améliorera la qualité de la distribution d'énergie tout en tenant compte de l'environnement et en augmentant la pénétration des énergies renouvelables dans le pays. Il représente également une contribution significative au programme algérien d'énergies renouvelables. Pour y parvenir, le dernier chapitre sera consacré à la simulation du fonctionnement du système hybride proposé, à la détermination de la configuration optimale réalisable et à la réalisation d'une étude technico-économique à l'aide du programme Homer.

Chapitre III : Simulation et interprétation

III.1-Introduction

Après avoir évalué du dimensionnement du parc éolien et de la centrale photovoltaïque dhaya, les résultats obtenus se sont révélés très encourageants. Nous avons conçu une architecture d'un système hybride combinant les deux sources d'énergie renouvelables connectées au réseau. Sur cette base, nous avons développé un profil de la charge à couvrir par cette dernière source, ainsi que la méthode de gestion et des hypothèses de fonctionnement pour chaque source.

Ce chapitre traite de la simulation du fonctionnement d'un système hybride d'une centrale photovoltaïque existante avec un parc éolien de capacité équivalente, situé dans la région de Dhaya située dans la wilaya de Sidi Bel Abbès. Cette zone semi-aride bénéficie à la fois d'un potentiel solaire important et de conditions de vent favorables, comme présente au chapitre deux ce qui en fait un site stratégique pour le développement de solutions hybrides renouvelables.

L'objectif principal est d'analyser la faisabilité technique de chercher la configuration optimale du système hybride conçu, en tirant profit de la complémentarité entre les profils de production solaire et éolienne. En effet, l'énergie éolienne peut compenser les périodes de faible ensoleillement, notamment durant la nuit ou en hiver, permettant ainsi une meilleure couverture de la demande et une réduction des fluctuations de la puissance injectée au réseau. Cette simulation sera exécutée par le logiciel HOMER spécialisé dans la modélisation énergétique, l'optimisation économique et l'analyse technico-financière des systèmes de production d'électricité hybrides. Cet outil nous permettra d'avoir des indicateurs économiques et techniques déterminants sur le système à réaliser

III.2 – Étude du projet avec le logiciel HOMER

HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) est un outil spécialisé dans la modélisation énergétique, l'optimisation économique et l'analyse technico-financière des systèmes de production d'électricité hybrides [18]. Il permet de simuler des configurations variées intégrant des générateurs diesel, des centrales photovoltaïques, des éoliennes, des micro-hydrauliques, des piles à combustibles, et d'autres sources renouvelables, avec ou sans stockage d'énergie [19].

Dans le cadre de cette étude, nous intéressons à une centrale hybride combinant une installation photovoltaïque existante à une centrale éolienne de puissance équivalente, toutes deux connectées au réseau électrique national. Même si aucun système de stockage n'est utilisé, HOMER reste un outil adapté pour évaluer la rentabilité technico-économique de cette configuration.[20]

L'analyse portera notamment sur la production annuelle, le coût actualisé de l'énergie (LCOE), le taux de pénétration des énergies renouvelables, ainsi que sur les flux économiques (investissement initial, coûts d'exploitation et de maintenance, revenus liés à la vente d'électricité injectée au réseau).

Les simulations seront réalisées en se basant sur :

- Les données météorologiques locales (ensoleillement et vitesse du vent à Daya, Sidi Bel Abbès),
- Le prix de vente de l'électricité fixé par Sonelgaz (4,179 DA/kWh),
- Les coûts estimés des technologies PV et éoliennes.

L'objectif est de comparer différentes configurations de partage entre les deux sources renouvelables, et de vérifier si l'hybridation avec l'éolien permet d'améliorer la rentabilité, la stabilité de l'approvisionnement ou la part d'énergie injectée au réseau, sans recourir à des batteries. Ce type d'étude permet également d'examiner si d'autres alternatives (comme une part plus importante d'éolien, ou une extension PV seule) offriraient de meilleures performances économiques ou énergétiques.

III.4-Description du système

Au début il faut schématiser le système par le choix de composants qui fournissent l'énergie à la charge (PV, éolien..... ex), plus les unités de stockage (Batterie, réservoir dihydrogène) . Tous les composants sont connectés avec la charge à l'aide d'un convertisseur AC/DC, et avant de simuler le comportement du système il faut choisir les paramètres d'entrée et les paramètres de sortie du système. Comme illustré dans la figure (III .1).

Sur l'environnement Homer, nous avons défini chaque élément de notre installation, en se basant sur toutes les données et les caractéristiques fournies. En amont de l'installation, on définit le potentiel renouvelable disponible (solaire et vent) en utilisant les données fournies. A l'aval de l'installation, d'autres données sont notamment nécessaires tel que :

- Les coordonnées du site (longitude, latitude, le temps),
- L'élévation,
- Les durées de vie des composants, ainsi que leurs coûts,
- La durée de vie du projet,

La mise en œuvre de la simulation sous l'environnement Homer s'effectue à travers une étude d'un cas, Afin de répondre à des objectifs définis dans la proposition du sujet et de démontrer la faisabilité de la mise en œuvre de la configuration choisie[23].

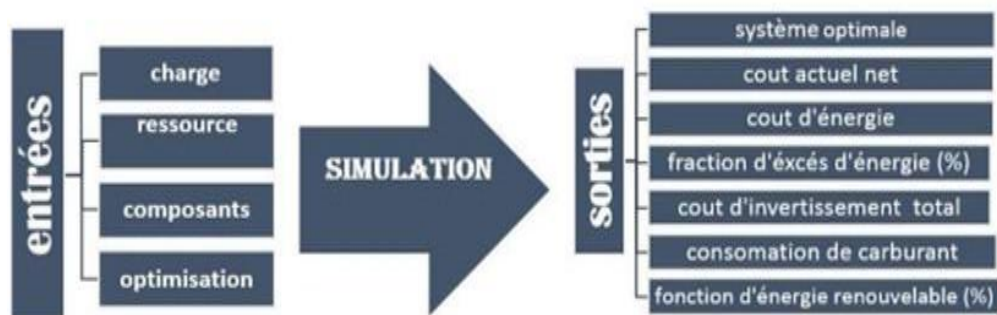


Figure (III .1) : Schéma de l'architecture de simulation de Homer .

III.5-Simulation

Le modèle du système est introduit dans le logiciel avec les options de disponibilité technologique, le coût des composants et la disponibilité des ressources. Les configurations obtenues sont sélectionnées en fonction de leur faisabilité, du coût d'installation. La rentabilité du fonctionnement est évaluée sur la vie du projet estimé à 25 ans à priori. Les calculs du coût de l'installation prennent en compte des coûts tels que le capital, l'amortissement, les frais de fonctionnement, l'entretien.

Toutes ces estimations de coût sont détaillées dans cette partie [24]. La figure (III.2) représente l'interface de HOMER.

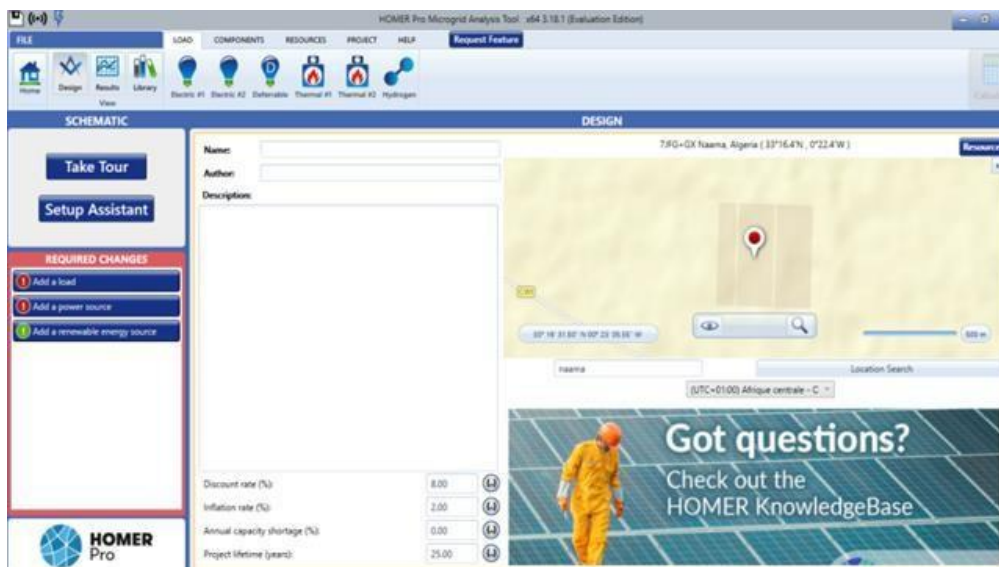


Figure (III.2): Interface HOMER .

III.6-Site d'implantation

La figure (III.3) présente la carte géographique du site. La région de Dhaya :

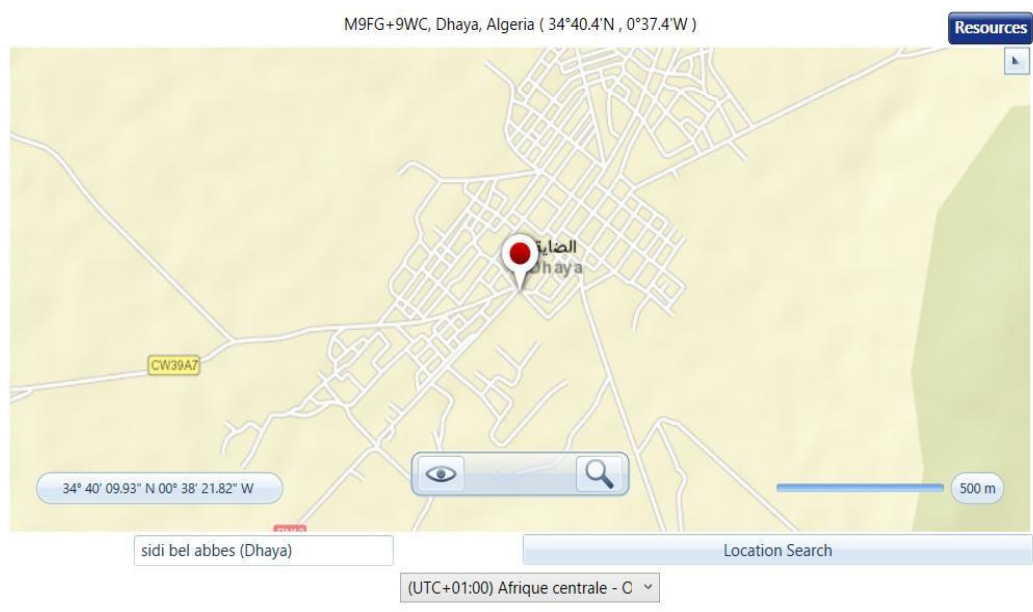


Figure (III.3): la carte géographique du site. Dhaya(sidi bel abbes)

III.7-Données météorologiques

III.7.1-Ressource solaire

La zone étudié (Dhaya) est située les cordonnées géographiques :

Latitude : 34.690622° ; **Longitude** : - 0.595493°

Tableau (III .1) : l'irradiation journalière moyenne pour chaque mois de l'année : DHAYA

MOIS	L'indice deClaret	Irradiations (kWh /m2/j)
JANVIER	0.537	2.760
FEVRIER	0.576	3.720
MARS	0.567	4.680
AVRIL	0.579	5.780
MAI	0.597	6.630
JUIN	0.626	7.220
JEULLIET	0.643	7.260
AOUT	0.609	6.310

SEPTEMBRE	0.576	5.080
OCTOBRE	0.559	3.900
NOUVEMBRE	0.525	2.850
DECEMBRE	0.518	2.450

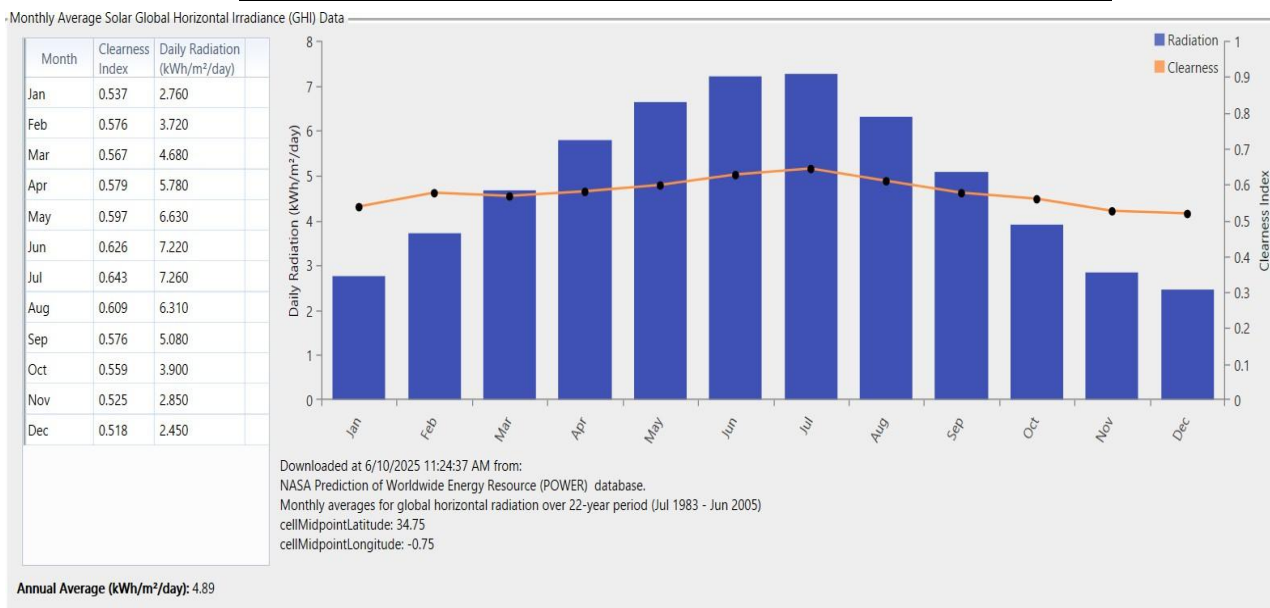


Figure (III.4) : Les moyennes mensuelles du rayonnement solaire global sur le plan horizontal

Irradiation globale de la région de daya Sidi Bel Abbès reçoit entre **6,9 et 7,8 kWh/m²/jour** en été, avec un pic en juin de 7,8 kWh/m². En hiver, l'irradiation reste acceptable elle varie de (2,74 à 4,4) kWh/m²/jour.

III.7.2- Ressource éolienne

Pour le système éolien, notre choix a porté sur un type d'aérogénérateurs (E-82 E2) dont la courbe de puissance est illustrée dans la figure (III.5).

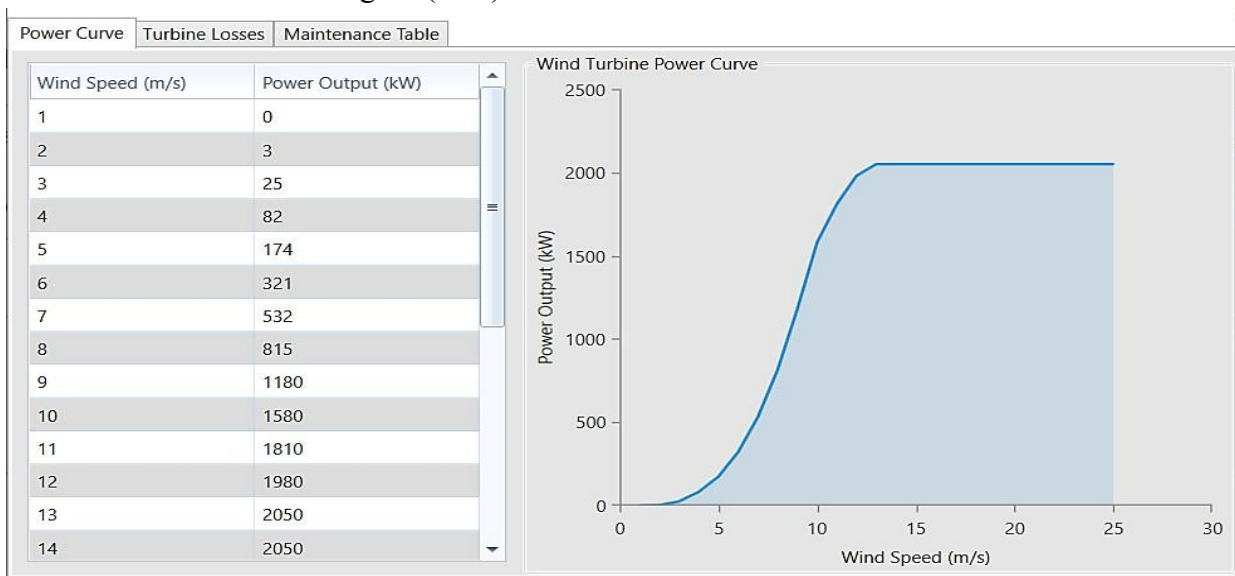


Figure (III .5) : la courbe de la puissance produite par la turbine en fonction de vitesse du vent.

Ce qui concerne les informations de la vitesse du vent dans le site Dhaya la variation de la vitesse de vent montre que la région est ventée pendant toute l'année. Les mois les plus venteux sont juin (jusqu'à 8,13 m/s la nuit) et novembre (10,3 m/s) Avec une vitesse moyenne de 6,1m/s. Ces conditions sont idéales pour un parc éolien dans la région. Comme cela est illustré sur la figure (III .6)

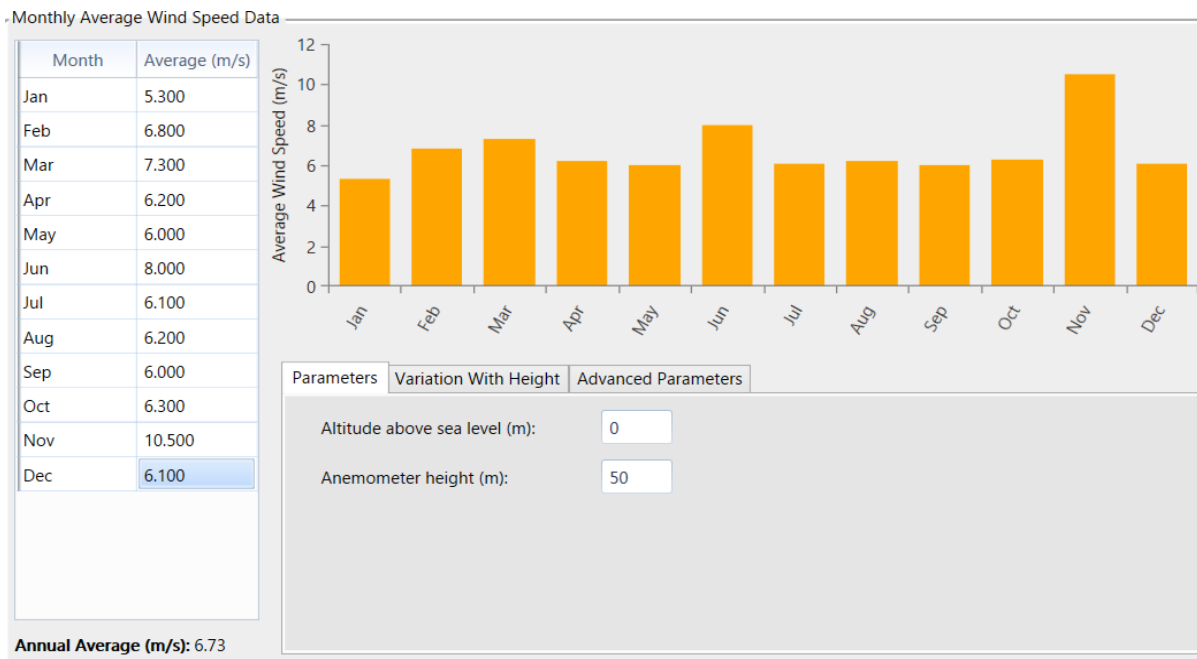


Figure (III .6) : la vitesse mensuelle du vent (m/s)

III.7.3- Ressource de température

L'effet de la température est non négligé sur le rendement d'un système de conversion photovoltaïque, la variation de la température mensuelle moyenne est égale à 15.93°C est représenté sur la figure (III.7).

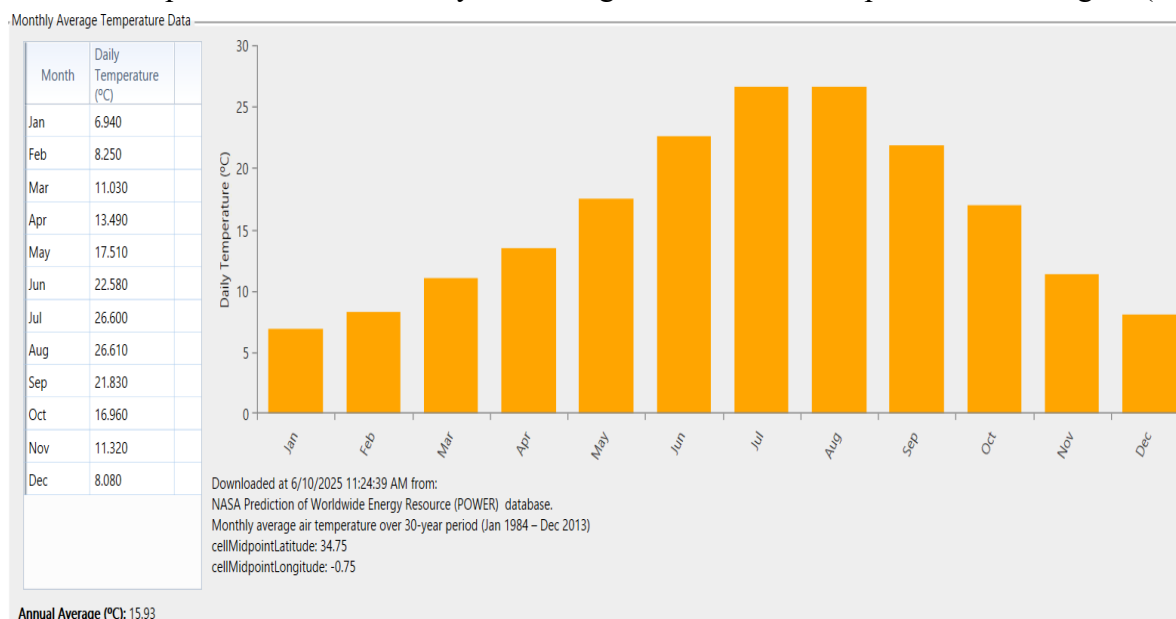


Figure (III .7): Profil de température mensuelle extrait de HOMER

III.7.4- Profil de charge

Le dimensionnement d'un tel système de production de l'énergie dépend essentiellement du profil de la consommation à satisfaire. La figure ci-dessous représente un profil de l'évolution journalière de la charge, ce profil est considéré même durant tous les jours de l'année. Charge, valeur moyenne 31000 kWh/j

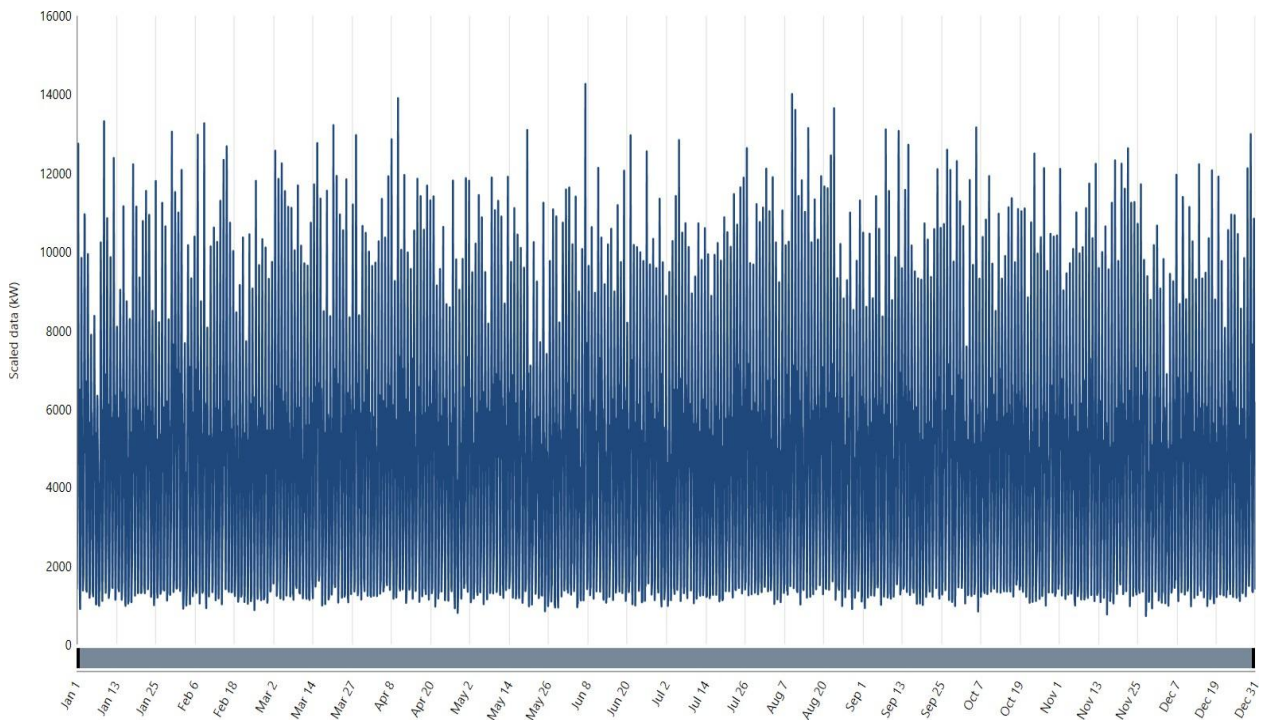


Figure (III.8) : Profil de charge annuelle

III.8- Création du système hybride

Dans le cadre de notre étude sur l'environnement HOMER, nous avons minutieusement détaillé chaque composant de notre projet, en nous appuyant sur une analyse approfondie des données et des caractéristiques fournies. Avant même de procéder à l'installation, nous avons évalué le potentiel des sources d'énergie renouvelable disponibles, notamment solaire et éolien. La simulation réalisée dans l'environnement HOMER nous a permis de répondre précisément aux objectifs définis dans notre proposition initiale, tout en démontrant la viabilité de notre système hybride envisagé [25]. Sur la figure (III.9), vous trouverez une représentation de l'installation, mettant en avant le système hybride photovoltaïque-éolien connecté au réseau, tel que modélisé dans l'interface HOMER.

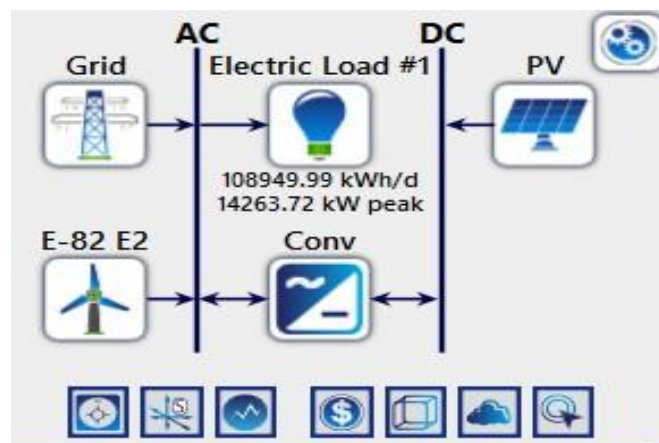


Figure (III.9) : Configuration du système hybride

III.9-Résultats de la simulation des performances du système PV relié au réseau

Homer produit des résultats que nous pouvons afficher sous forme de liste de configurations possible triés par coût du cycle de vie. Il affiche également des résultats de simulation dans des tableaux et des graphiques. Les résultats des simulations concernent les différentes parties du système de génération.

III.9.1- Les configurations du système hybride

Les résultats de la simulation par Homer sont donnés sous forme de combinaisons (configurations) réalisables (techniquement et économiquement) des éléments définis dans l'installation, ces configurations sont classées par ordre croissant de la (NPC) Valeur actualisée Net. Pour chacune de ces solutions possibles, Homer fournit tous les paramètres de fonctionnement des composants et de l'ensemble de l'installation (la fraction de l'énergie renouvelable, les émissions de gaz, le coût spécifique de l'énergie, l'énergie totale produite, consommée et l'excès de l'énergie...). L'espace de recherche est listé par Homer suivant les tailles des composants de tout le système avec les différentes contraintes et Homer propose plusieurs configurations. La configuration optimale du système hybride PV/éolien/réseau obtenus par simulation de Homer est illustrée sur la figure (III.10). Cette configuration contient 12MW de photovoltaïque, 999.999 kW réseaux, 6 turbines de 2MW chacune et un convertisseur de 6.875 MW

Architecture		Cost				System											
PV (kW)	E-82 EZ	Grid (kW)	Conv (kW)	Dispatch	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren. Frac (%)	Elec. Prod (kWh/yr)	Excess Elec (%)	Excess Elec (kWh/yr)	Unmet load (%)	Unmet load (kWh/yr)	CO ₂ (kg/yr)	MRP (%)	Capacity (kW)
12,000	6	999,999	6,875	LF	€2,74M	€0.00243	-€950,989	€17.8M	89.7	73,394,328	2.01	1,478,682	0	0	4,604,972	153	12,000
6	6	999,999	LF	€3.94M	€0.00412	-€507,456	€12.0M	78.2	60,218,012	0	0	0	0	0	8,314,195	100	

Figure (III.10) : la configuration optimale donnée par Homer

III.9.2- L'énergie produite par la centrale PV

Le générateur photovoltaïque fonctionne 4387 heures par année ce qui est équivalent à 12 heures par jour. Cette période diffère d'une saison à l'autre suivant la déclinaison de la terre par rapport au soleil et de la latitude de chaque région.

Le graphe de la figure (III.11) représente l'énergie annuelle produite par le champ PV. Les résultats de la centrale PV sont illustrés par le tableau (III.2)

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	12,000	kW
Mean Output	2,174	kW
Mean Output	52,179	kWh/d
Capacity Factor	18.1	%
Total Production	19,045,345	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	11,631	kW
PV Penetration	47.9	%
Hours of Operation	4,387	hrs/yr
Levelized Cost	0.0142	€/kWh

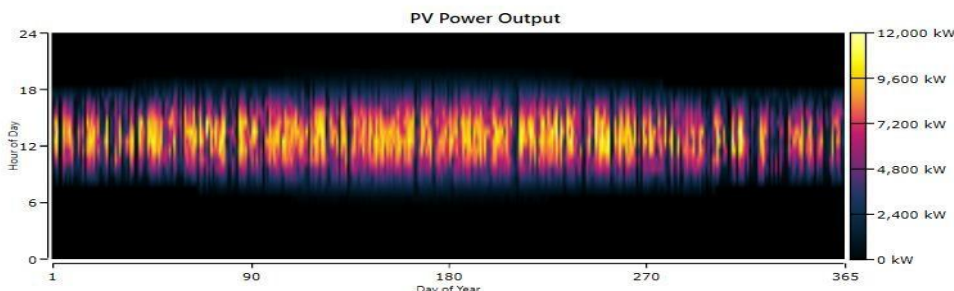


Figure (III.11) : La production électrique annuelle du champ PV

Tableau (III.2) : les paramètres de fonctionnement du GPv

PRODUCTION	QUANTITE	PRODUCTION	QUANTITE
Puissance utile	12.000KW	Puissance moyenne	2.174 KW
Production moyenne	52.179 KWh/J	Facteur de capacité	18.1%
Production totale	19.045.345 KWh/ans	Puissance minimale	0 KW
Puissance maximale	11.631 KW	Pénétration	47.9%
Heurs de fonctionnements	4.387 h	Cout actualise	0.0142 €/kWh

III.9.3- L'énergie produite par les turbines éoliennes

La figure (III.12), présente le fonctionnement de l'éolienne, la capacité totale est 12MW et une production totale de 47.062.639kWh/ans. Le volume horaire de fonctionnement est égal à 8665heures par ans.

Quantity	Value	Units
Total Rated Capacity	12,000	kW
Mean Output	5,372	kW
Capacity Factor	44.8	%
Total Production	47,062,639	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	12,300	kW
Wind Penetration	118	%
Hours of Operation	8,665	hrs/yr
Levelized Cost	0.0214	€/kWh

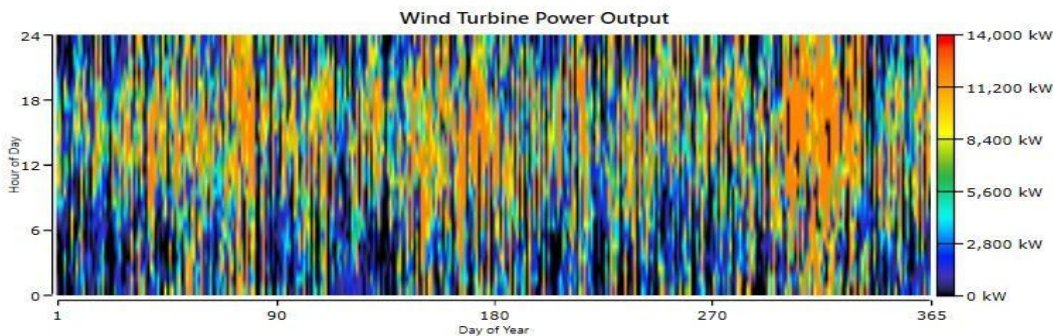


Figure (III.12) : la production annuelle d'électricité par la turbine éolienne

Tableau (III.3) : Résume les paramètres de fonctionnement de la ferme éolienne

Paramètre	Valeur	Interprétation technique
Puissance utile	12,000 kW	C'est la puissance nominale de la ferme éolienne.
Puissance maximale	12,300 kW	La puissance maximale enregistrée dépassé la puissance nominale pour des puissances supérieur a 25m/s.
Puissance moyenne	5,372 kW	La Puissance moyenne annuelle est de 5,372 MW, avec un facteur de charge de 44,8 %
Puissance minimale	0 kW	Cela indique des périodes sans production due a des vents trop faibles ou arrêts techniques.
Production annuelle totale	47.062.639 kWh/an	47 GWh/an, ce qui est cohérent avec un facteur de charge de 44 a 45 %.
Pénétration	118 %	Cela signifie que la production annuelle dépasse la demande locale simulée à hauteur de 118 %. L'énergie excédentaire peut être injectée dans le réseau.

Ce résultat montre que la production de la centrale éolienne est très performante car elle a une Capacité à couvrir plus que 100 % de la demande simulée 118 % donc la Possibilité d'injection du surplus au réseau électrique.

III.9.4- Fonctionnement et performances optimales du convertisseur

Dans la figure (III .13) représente les puissances entré et sortie du convertisseur

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	6,875	6,875	kW
Mean Output	1,905	0	kW
Minimum Output	0	0	kW
Maximum Output	6,875	0	kW
Capacity Factor	27.7	0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of Operation	4,387	0	hrs/yr
Energy Out	16,688,330	0	kWh/yr
Energy In	17,566,663	0	kWh/yr
Losses	878,333	0	kWh/yr

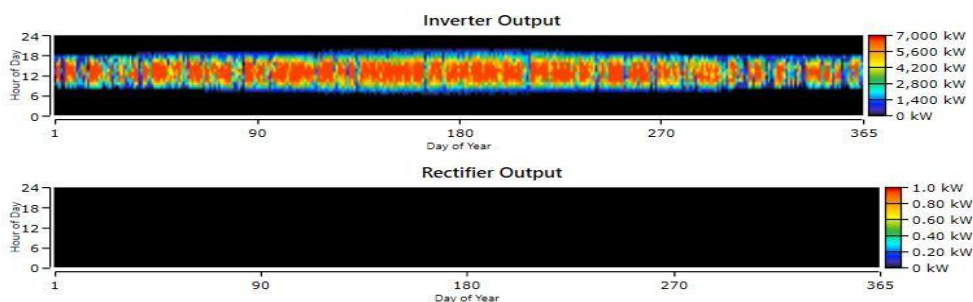


Figure (III.13) : la puissance d'entrée et sortie de convertisseur

Dans la représentation visuelle fournie dans la figure (III.13), il est observé que l'onduleur fonctionne à sa capacité maximale de 2.500 kW à 5.500kW de 8h00 à 18h00. Ces plages horaires correspondent aux heures de la journée pendant lesquelles les panneaux solaires produisent de l'électricité en courant continu, convertie ensuite en courant alternatif pour alimenter les divers appareils électriques.

III.9.5 Fonctionnement et performances optimales du réseau

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Load (kW)	Energy Charge €	Demand Charge €
January	971,563	1,390,130	-418,567	7,926	-€50,075.2	€0
February	549,584	2,550,149	-2,000,565	6,473	-€116,515.	€0
March	513,526	3,144,281	-2,630,756	8,514	-€146,943.	€0
April	589,809	2,360,821	-1,771,012	6,593	-€106,244.	€0
May	616,995	2,400,168	-1,783,173	7,454	-€107,668.	€0
June	366,145	3,793,515	-3,427,370	8,233	-€182,352.	€0
July	581,693	2,543,482	-1,961,788	6,473	-€115,540.	€0
August	670,189	2,437,256	-1,767,067	7,561	-€108,459.	€0
September	663,844	2,081,576	-1,417,732	7,052	-€90,801.9	€0

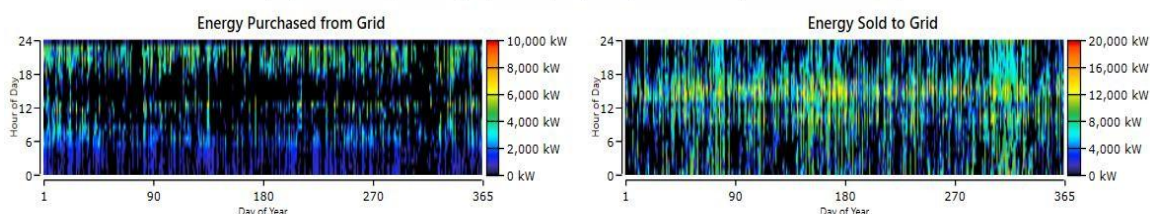


Figure (III .14) : L'énergie vendue et achetée du réseau en fonction des heures de la journée

On remarque que toutes les valeurs de la vente au réseau sont négatives, cela signifie que le système vend plus d'énergie au réseau qu'il n'en consomme, tous les mois. Le mois de juin est le plus performant avec un excédent net de 3,42 GWh vendus. Toutes les charges sont négatives, ce qui représente des gains financiers pour le système.

III.9.6- Production énergétique du système hybride optimal

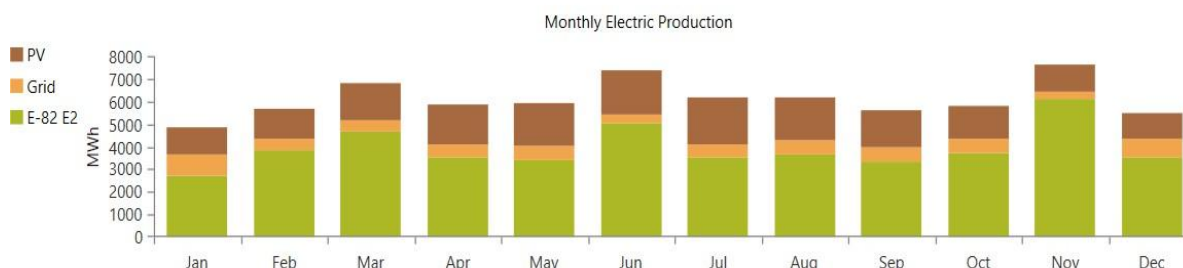
La figure (III.15) représente la production énergétique du système hybride

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	19,045,345	25.9
Enercon E-82 E2 [2MW]	47,062,639	64.1
Grid Purchases	7,286,347	9.93
Total	73,394,332	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	39,766,747	56.0
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	31,270,570	44.0
Total	71,037,317	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	1,478,682	2.01
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	89.7	%
Max. Renew. Penetration	153	%



La figure (III.15) : la production énergétique du système hybride

Dans la figure (III.15), on note que d'après les résultats que la production d'électricité totale est de 73 394 332 kWh/an, les éoliennes à eux seule produisent 47 062 639 kWh/an (64.1%) ce qui représente près des 2/3 de la production totale. La production de l'énergie Photovoltaïque est de 19 045 345 kWh/an donc (25.9%) pour l'énergie achetée au Réseau est de (9.93%) par contre une vente au réseau de 31 270

570 kWh/an qui correspond à (44%). La consommation de la charge est de 39 766 747 kWh/an soit 56% avec un excédent d'énergie de 1 478 682 kWh/an qui représente (2.01%). Les ENR couvrent largement la consommation 153% des besoins, permettant des ventes au réseau. Pour la fiabilité la charge non alimentée est nulle les résultats essentiels sont résumés au tableau (III.4)

Tableau (III.4) : Le taux de production annuelle par chaque source

PRODUCTION	KW /année	%
PV	19.045.345	25.9%
EOLIEN	47.062.639	64.1%
GRID	7.286.347	9.93%
TOTALE	73.394.332	100%

III.10-Analyse de l'évolution de la production du système hybride

III.10.1- Journée type de janvier

Le graphique ci-dessus illustre la variation horaire pendant une journée du mois de janvier la puissance d'un système hybride combinant, production photovoltaïque (courbe rouge), Production éolienne (courbe verte), la Charge (courbe bleue), et les achats d'électricité par le réseau (courbe noire). Le mois de janvier, est généralement marqué par un ensoleillement réduit et des vents irréguliers. Sur la figure (III.16) on remarque qu'en hiver la production d'énergie reste relativement faible en raison du faible ensoleillement et de la courte durée du jour. Elle commence à augmenter vers 8h00 pour atteindre un pic modéré entre 12h00 et 14h00, puis diminue progressivement. La production éolienne, quant à elle, reste faible pendant la première moitié de la journée mais commence à augmenter en fin d'après-midi, atteignant un niveau significatif vers 18h00–20h00. Cela reflète une plus grande variabilité et dépendance aux conditions météorologiques. La charge primaire AC atteint son maximum autour de midi, ce qui coïncide partiellement avec la production PV, mais nécessite tout de même un recours important aux achats depuis le réseau, en particulier pendant les heures de pointe.

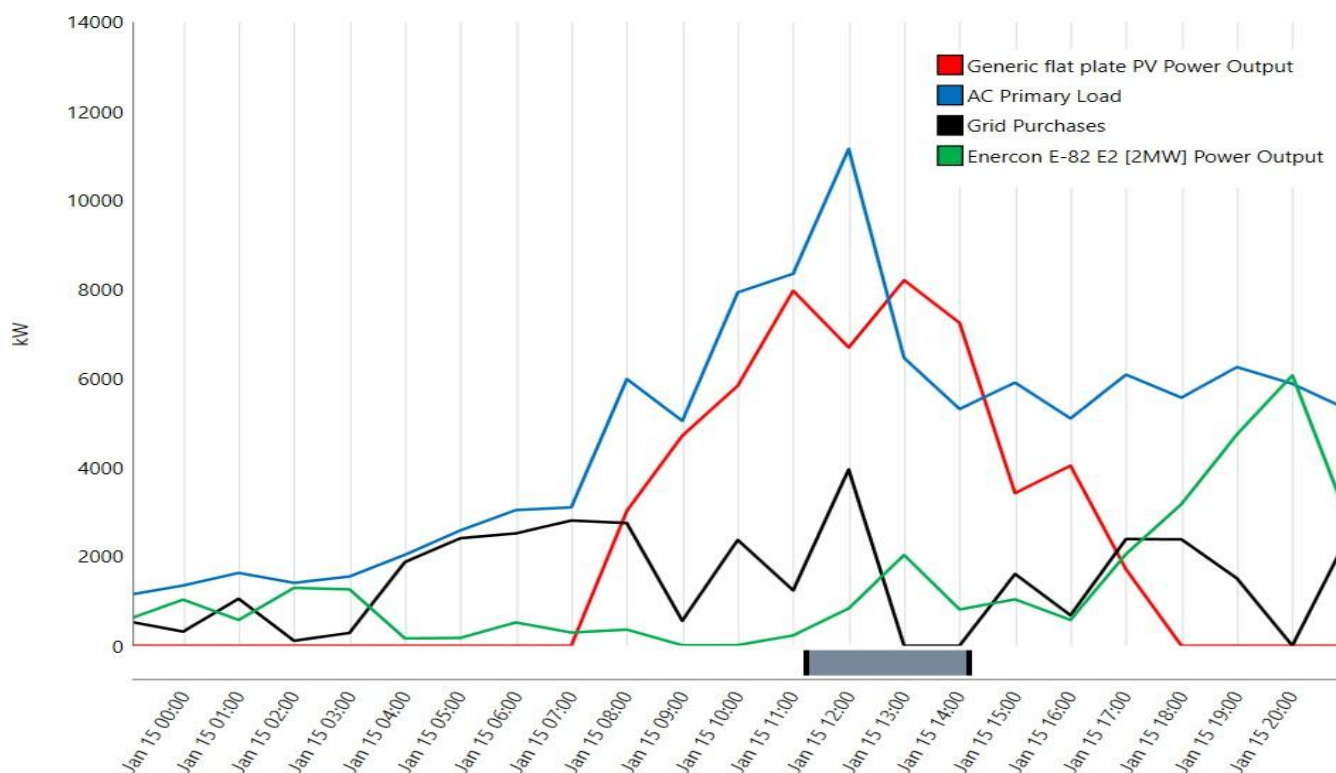


Figure (III.16) : évolution de la production énergétique dans un système hybride (Pv/éolien/réseau) d'une journée typique du mois janvier .

III.10.2- Journée type de juin

Le graphique ci-dessus illustre la variation horaire pendant une journée du mois de juin la puissance d'un système hybride combinant, Production photovoltaïque (courbe rouge), Production éolienne (courbe verte), la Charge (courbe bleue), et les achats d'électricité par le réseau (courbe noire). Le mois de juin, est généralement marqué par un fort ensoleillement au solstice d'été, avec une irradiation solaire élevée et une longue durée journalière d'ensoleillement qui atteindra 14 h/jour et des vents plus forts pouvant attendre 8m/s en moyenne.

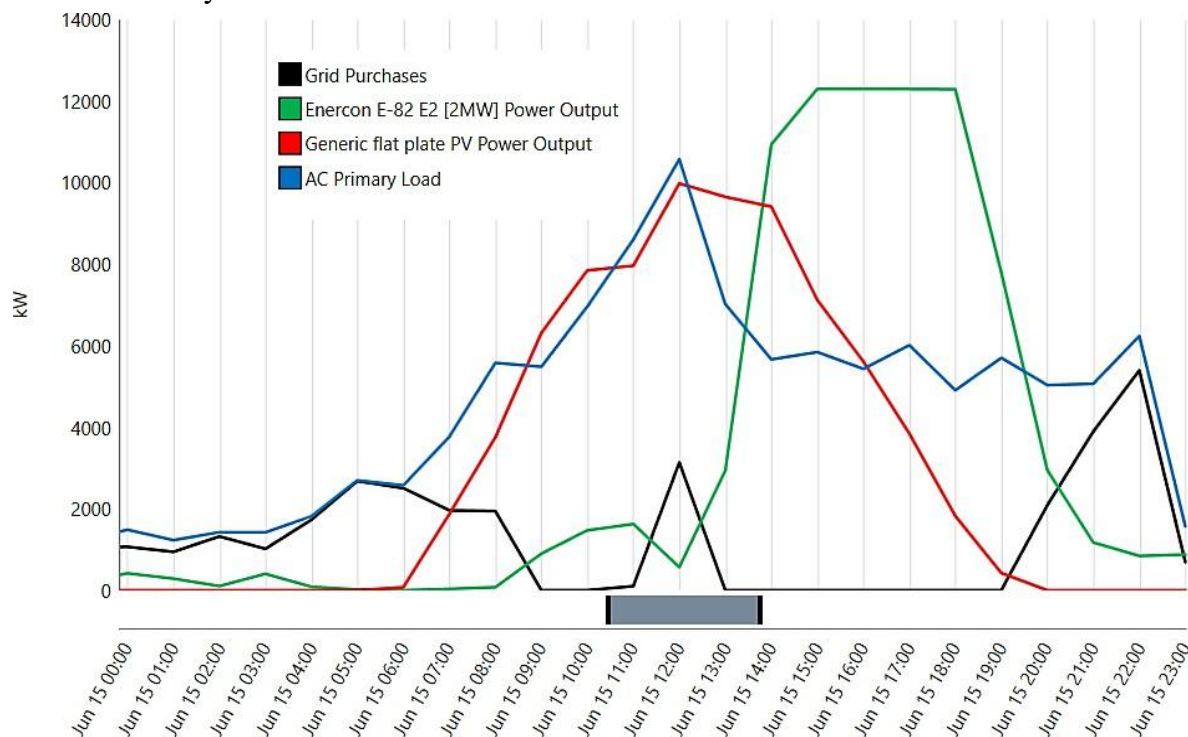


Figure (III.17) : évolution de la production énergétique dans un système hybride (Pv/éolien/réseau) d'une journée typique du mois juin.

Sur la figure (III.17) on remarque que, l'énergie solaire devient la principale source de production. La courbe rouge montre une forte augmentation dès 7h00, avec un pic élevé autour de midi, dépassant parfois la charge AC. Cela montre que le système photovoltaïque est très performant en cette période grâce à l'ensoleillement prolongé, la production éolienne est plus importante et commence à contribuer de manière significative dès le début d'après-midi. Son pic survient entre 14h00 et 17h00, ce qui vient compléter la production PV, Grâce à la complémentarité entre les sources solaire et éolienne, les achats depuis le réseau sont fortement réduits, voire nuls durant les heures centrales de la journée. Toutefois, on observe un recours ponctuel au réseau en début et fin de journée.

Le système hybride solaire-éolien connecté au réseau offre une solution durable et fiable pour répondre aux besoins énergétiques. Il permet de profiter de la complémentarité entre les deux sources renouvelables tout en assurant la stabilité grâce au réseau.

III.11 – Analyse des échanges avec le réseau

III.11.1- Journée type de janvier

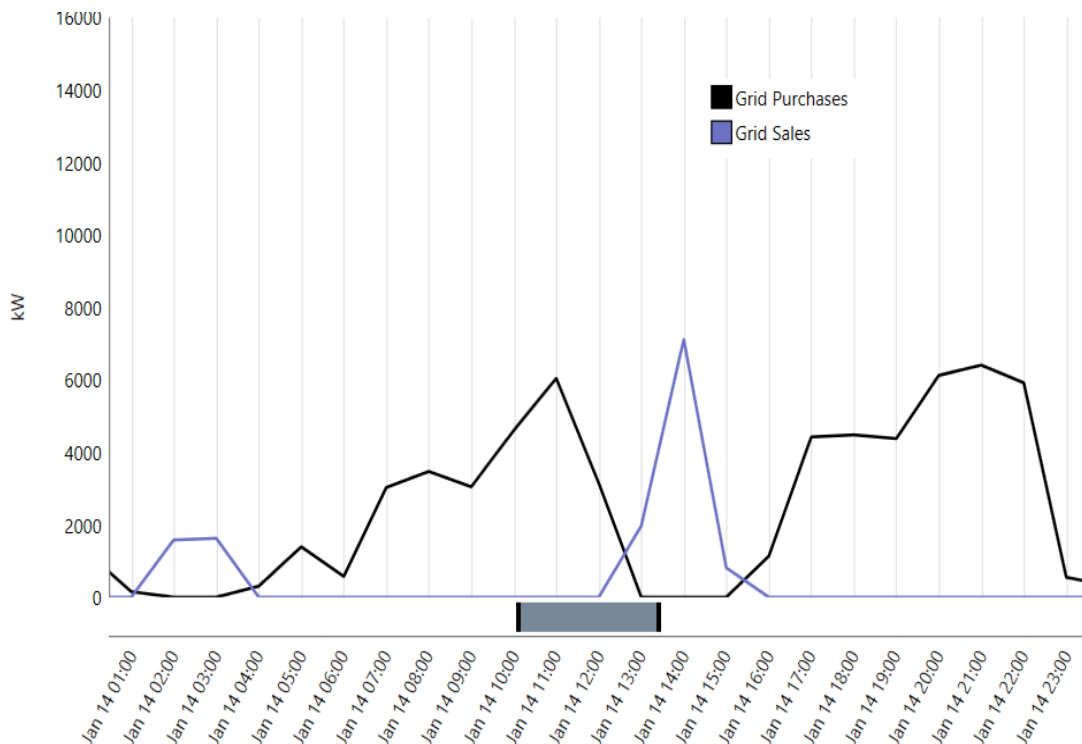


Figure (III .18) : Présentation des échanges avec le réseau d’une journée typique du mois janvier

Ce mois représente une période hivernale, généralement caractérisée par un ensoleillement réduit et des vents plus favorables en soirée ou en nuit. On remarque que pendant minuit à 08h du matin la production PV est inexistante, car c’est la nuit. Le système s’appuie largement sur le réseau (courbe noire) ont acheté de l’énergie au réseau pour répondre à la demande. De 08h à midi le PV commence à produire mais aussi le réseau reste actif pour compléter la demande, surtout en période de montée de charge. L’après-midi la demande est presque entièrement couverte par le PV et l’éolienne d’où La courbe bleue le système commence à injecter un excédent dans le réseau, à partir de 15h le réseau devient à nouveau nécessaire. Vers 18h Retour en pleine nuit La courbe d’achats grimpe à nouveau

III.11.2- Journée type de juin

En été (juin) la production est excédentaire pendant plusieurs heures, ce qui permet non seulement de couvrir la charge locale mais aussi de vendre de l’énergie au réseau

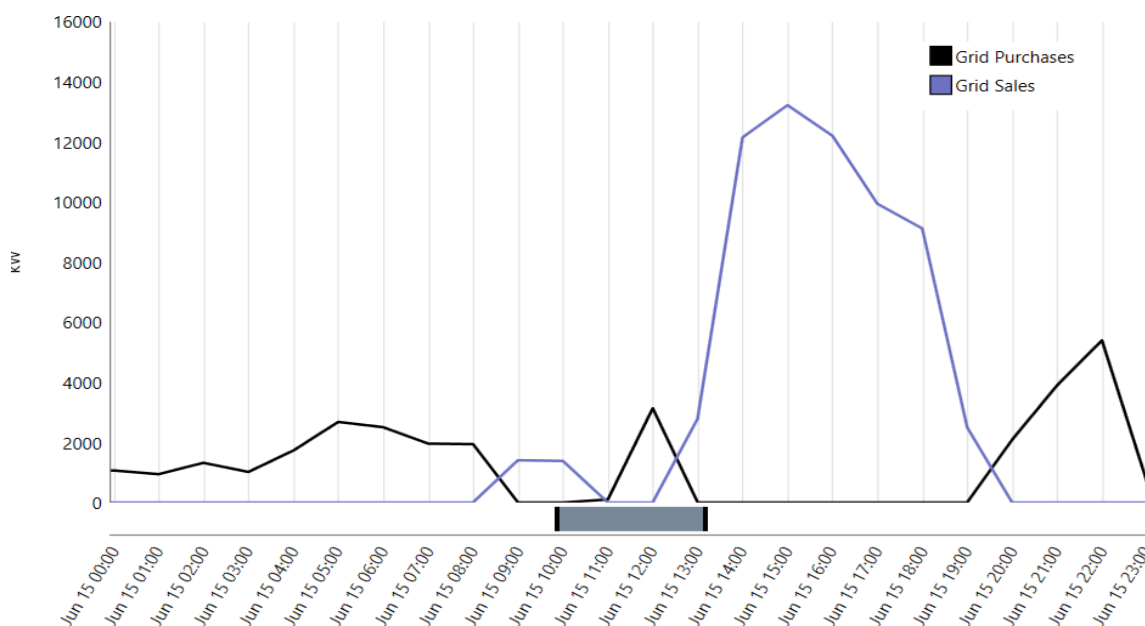


Figure (III .19) : Présentation des échanges avec le réseau d’une journée

Le graphique illustre l'évolution horaire des achats (courbe noire) et ventes (courbe bleue) d'électricité entre le système hybride (PV/éolien) et le réseau électrique, au cours d'une journée typique du mois de juin

Pendant la nuit jusqu'à 8h du matin ou les achats diminuent progressivement, jusqu'à atteindre une valeur nulle néanmoins, la courbe bleue (ventes) commence à apparaître à partir de 10h30, signalant le début de la production excédentaire. Le système devient autosuffisant et commence à injecter de l'énergie dans le réseau. De midi à 17h c'est la période de vente maximale au réseau aucun achat n'est nécessaire pendant cette période vers 17h la production solaire diminue, ce qui entraîne une chute rapide des ventes à 19h, les ventes s'arrêtent totalement retour à l'achat depuis le réseau pour répondre à la charge ainsi à partir 20h la charge est exclusivement couverte par le réseau. La centrale hybride n'injecte pas d'énergie au réseau électrique

III.12- Les Indices économique

On remarquera sur la figure suivante (III.20) l'apparition de l'énergie produite à partir du système optimal, de sorte que les trois sources d'énergie renouvelables étudiées participent à la production d'électricité dans des proportions qui dépendent des gisements de l'emplacement choisi et de la technologie choisi.

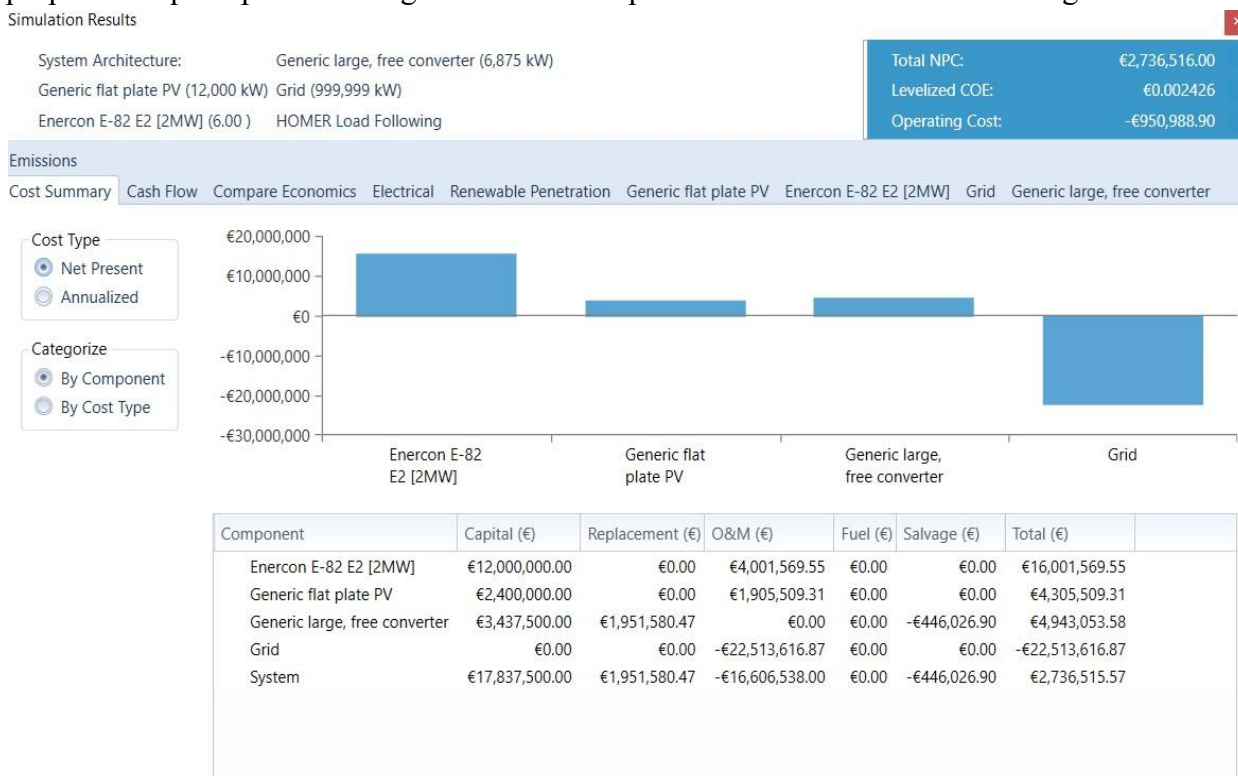


Figure (III .20) : Récapitulatif du coût

Le but du calcul économique est de trouver la configuration idéale parmi les solutions possibles qui fournit le type d'énergie requis au moindre coût. En outre, les systèmes d'énergie renouvelable sont souvent comparés aux systèmes conventionnels, bien que bon nombre de ces comparaisons ne tiennent pas compte de tous les avantages et coûts pour les économies nationales ou mondiales. Pour estimer le coût final, il est nécessaire d'intégrer tous les coûts de base, tels que les coûts d'installation, d'exploitation, de maintenance et de remplacement, ainsi que le coût de démantèlement du système, réduit à la quantité d'énergie produite (kilowattheures produites) sur la durée de vie du système.

-Dans de nombreux cas, cependant, la réalité diffère des projections, ce qui peut modifier considérablement les coûts réels. Parmi ces paramètres, nous constatons que le coût annualisé total (CNP) est le coût total encouru pour acheter et entretenir l'équipement pendant sa durée de vie utile en tenant compte de l'effet des augmentations de coût (actualisation). Les concepteurs d'études utilisent traditionnellement le coût de l'énergie (COE) pour montrer la viabilité économique des systèmes hybrides

d'énergie renouvelable. Cette métrique est considérée comme le premier objectif du problème d'optimisation. La minimisation des coûts d'exploitation et de maintenance d'O&M est également un indicateur très important pour la conception optimale des systèmes hybrides d'énergie renouvelable.

III.12.1-Les paramètres économiques du système

Tableau (III .5) : Les paramètres économique du système

Total NPC	€2.736.516.00
Levelized COE	€0.002426
Operating Cost	€-950.988.90

Malgré des coûts initiaux élevés (près de 18M€), le système génère des revenus nets substantiels grâce aux ventes au réseau. Le point clé à expliquer est ce résultat négatif sur la ligne "Grid" (-22.5M€) qui inverse complètement la logique économique traditionnelle. Le coût actualisé net positif (2.7M€) confirme que le projet est rentable, mais il faut mentionner que cette rentabilité dépend fortement du prix d'achat de l'électricité par le réseau. Une baisse des tarifs d'achat pourrait compromettre le modèle le NPC positif (€2.74M) et le COE extrêmement bas (€0.0024/kWh) confirment la viabilité économique. La vente au réseau transforme les coûts d'exploitation en revenus nets (€6.95M/an).

III.12.2- La répartition des coûts de l'installation



Figure (III.21) : Résumé des opérations et des remplacements pendant toute la durée de fonctionnement du système. La figure (III. 21) montre qu'avec notre système, les coûts de maintenance sont faible et que seul l'onduleur sera remplacé suite à sa durée de vie. De même le coût d'investissement initial est assez élevé mais le coût d'exploitation du système est faible durant les vingt-cinq ans du projet, permettant ainsi l'accumulation de presque 25000 \$ soit 250000000de centime de dinar Algérien, chaque année pendant les vingt-quatre premières années.

III.12.3- La compare économique

Nous avons ici une comparaison entre deux architectures de système énergétique :

1. Le cas de base composé uniquement de 6 turbines éoliennes Enercon E-82 E2 (2MW chacune, donc 12MW total) et du réseau.
2. le système gagnant a qui ajoute au cas de base du PV (12,000 kW) et un convertisseur (6,875 kW).

Analyse des Coût nous montre que l'actualisé Net (NPC) plus bas Bien que le coût initial du système gagnant soit plus élevé (€17.8M vs €12.0M), son NPC est inférieur (€2.74M vs €3.94M). Cela s'explique par des revenus opérationnels nettement plus élevés (O&M négatif donc revenus) aussi le système gagnant génère €6.95M/an de revenus contre €4.5M/an pour le cas de base. Ces revenus proviennent principalement des ventes d'électricité au réseau.

Pour le cout nivelé de l'énergie (LCOE) est réduit de 41%. Le LCOE du système gagnant (€0.00243/kWh) est bien inférieur à celui du cas de base (€0.00412/kWh). Cela confirme la compétitivité accrue grâce au mix PV + éolien.

Pour la rentabilité à long terme IRR de 5.8% et le ROI de 3.7% indiquent une rentabilité modeste mais réelle. Le temps de retour sur investissement (payback) est de 11 ans L'investissement supplémentaire (€5.8M) est amorti en 11 ans grâce aux revenus supplémentaires.

Le système PV + éolien est rentable car complémentarité des sources Le PV produit plus en été, l'éolien en hiver, réduisant les achats au réseau et augmentant les ventes.

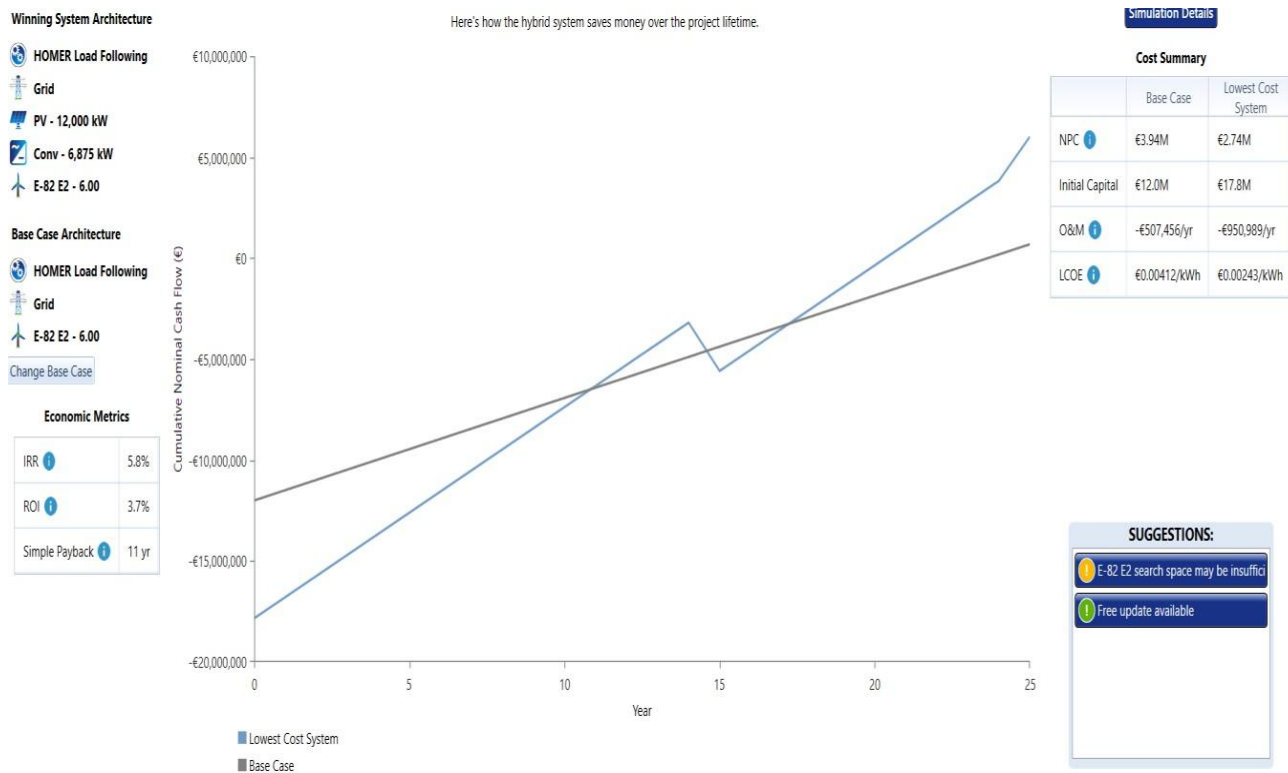


Figure (III.22): la compare économique de système optimal

III.13- Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les résultats de simulations sous logiciels Homer.

Sur l'environnement Homer, nous avons pu réaliser La simulation du fonctionnement d'un système hybride (photovoltaïque/éolien) connecté au réseau constitue une étape cruciale pour analyser les performances énergétiques et optimiser l'exploitation des ressources renouvelables. Grâce à une modélisation numérique précise, il est possible de prévoir le comportement dynamique du système selon les variations des conditions climatiques et des besoins en énergie. Cette approche permet également d'évaluer l'impact de la connexion au réseau sur la stabilité et la fiabilité de l'approvisionnement énergétique. Concernant les indices économiques de ce système hybride nous avons conclu que le coût annuel total (NPC) et le coût de l'énergie (COE) explicitent clairement la viabilité économique des systèmes hybride d'énergie renouvelable. les coûts d'exploitation et de maintenance d O&M sont très minimisés parce qu'il représenter un indicateur très important pour la conception optimal des systèmes hybrides. Les résultats obtenus mettent en évidence l'importance de la complémentarité entre les différentes sources d'énergie renouvelable et soulignent le rôle fondamental des simulations dans la conception et l'optimisation des systèmes hybrides durables et performants, notamment lorsqu'ils sont appliqués à des régions à fort potentiel solaire, et vent comme la région de Dhaya.

Conclusion Générale :

Dans le cadre de notre contribution au Programme National des Énergies Renouvelables, nous avons réalisé la conception optimale d'un système multi-source destiné à fournir une partie de la région de Dhaya Sidi bel abess en énergie. Notre système hybride combine un champ photovoltaïque, un parc éolien et le réseau électrique. Cette combinaison vise à résoudre les problèmes d'intermittence couramment associés aux énergies renouvelables, limitant ainsi leur capacité à remplacer les sources d'énergie traditionnelles. En permettant une production plus autonome, ce système contribue à soulager la pression sur le réseau électrique.

Dans notre étude, nous avons examiné divers aspects, débutant par une introduction générale sur les systèmes à énergie renouvelable, suivie de la définition des systèmes multi-source, des méthodes de dimensionnement et des critères d'évaluation des systèmes hybrides. Cette approche nous a permis de définir clairement nos objectifs. Nous avons commencé par collecter des données sur la vitesse du vent et le rayonnement solaire, confirmant un potentiel significatif dans la région. Pour comprendre le fonctionnement de chaque sous-système, nous avons modélisé chaque composant du système hybride. Nous avons ensuite réalisé des calculs détaillés pour évaluer les aspects économiques et techniques, confirmant le dimensionnant les différentes sources d'énergie à l'aide du logiciel Homer pour l'éolien et des méthodes classiques pour le photovoltaïque connecté au réseau. Nous avons simulé le fonctionnement du système pour déterminer la configuration optimale.

Les résultats de la simulation ont montré que chaque source contribuait significativement à la production d'électricité, en fonction de son potentiel respectif : environ 25.9 % de l'énergie annuelle provenait du photovoltaïque 64.1 % de l'éolien et 9.93% du réseau. Sur le plan économique, le coût annuel total était estimé à 2.73 millions d'euros, avec un coût de production d'énergie de COE de 0.002426 euro par kWh et des coûts d'entretien de -950.988 euros. Ces résultats économiques encourageants soutiennent la viabilité de tels projets comme alternatives aux sources d'énergie conventionnelles.

En conclusion, les systèmes énergétiques hybrides associant énergie éolienne et solaire offrent un potentiel prometteur pour la transition énergétique à court terme en Algérie. L'accent est aujourd'hui mis sur l'atteinte de l'indépendance énergétique, crucial pour le développement rural où l'accès à l'énergie est essentiel pour l'agriculture et l'élevage. Bien que cette étude n'ait pas couvert tous les aspects de l'hybridation des énergies renouvelables, nous espérons qu'elle incitera les décideurs politiques à investir dans l'efficacité énergétique et à promouvoir une économie basée sur les énergies renouvelables.

- [1] Bnyoucef, H., & Ould Abdallah, Z. (*Étude de la faisabilité pour un système électrique hybride (PV/éolien) de 20 MW connectée au réseau électrique dans la région de Naâma-Mécheria*), Université Abdelhamid Ibn Badis – Mostaganem le 2024
- [2] Ferrah-Billel.pdf (Etude de système hybride PV –Eolien) Université de ANNABA le 2015
- [3] Mokhtari Romaiassa, Tabti Zinbe Batoul ' « Intitulé du sujet Evaluation du dimensionnement de la central pv de Sidi Bel Abbés » université Mostaganem a 2022.
- [4] Hneini Mema Babe(Etude de la centrale photovoltaïque d'Ain Skhouna (Saida)), mémoire de master en génie mécanique option énergétique. Université de Mohamed Boudiaf M'sila, 2019.
- [5] Aad Abdullah Ahsan AL-qamadi (Etude de la centrale photovoltaïque de Dhaya (Sidi Bel Abbés) UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF-M'SILA le 2020.
- [6] MOSTEFA HANCHOUR Aymen & KIES Mohamed Amine(etude et evaluation du potentiel eolien dans la region de dhaya) Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem le 2023
- [7] Dr Boutlilis Fatima (Applications et dimensionnement des systèmes à énergies renouvelables) Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem le 2021
- [8] S.M. Boudia, (Optimisation de l'Evaluation Temporelle du Gisement Energétique Eolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie), Thèse de Doctorat, Université de Tlemcen Abou-Bakr Belkaïd, 2013.
- [9] BOUCHRA F.Z. Amrani & All (Performance Evaluation and degradation analysis of 20 MW photovoltaic power plant located in the Southwestern Highlands of Algeria) revue international : Building Services Engineering Research and Technology <onbehalfof@manuscriptcentral.com>. 2 mai 2024.
- [10] Mostefa hanchour aymen&kies mohamed amine(etude et evaluation du potentiel eolien dans la region de dhaya) Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem le 2023.
- [11] Carrillo, C., A. F. Obando Montaña, J. Cidrás et E. Díaz-Dorado, 2013. Review of power curve modelling for wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 21 : p. 572-581.doi: 10.1016/j.rser.2013.01.012. (Cité en page 25).
- [12] Marih Salah, Leila Ghomri, and Benaïssa Bekkouche. "Evaluation of the Wind Potential and Optimal Design of a Wind Farm in the Arzew Industrial Zone in Western Algeria." *International Journal of Renewable Energy Development* 9, no. 2 (2020). <https://doi.org/10.14710/ijred.9.2.177-187>
- [13] MARIH Salah (THESE : optimisation d'un parc éolien en vue de son intégration au réseau Electrique Algérien) de l'université de Mostaganem le 2020.
- [14] Justus, C. G., Hargraves, W. R., Mikhail, A., & Graber, D. (1978). Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Applied Meteorology*, 17(3), 350-353.
- [15] Mokhtari Romaiassa&Tabti Zineb Batoul(Évaluation du dimensionnement de la centrale PV de Sidi Bel Abbés) université de Mostaganem le 2022
- [16] Mlle ZERROUKI Zolikhha , Mlle BEREKSI REGUIG Rym " Dimensionnement d'un Système photovoltaïque autonome UNIVERSITÉ ABOU-BEKR BELKAID – TLEMCEM :2016 – 2017
- [17] SADAoui Elias « Gestion d'énergie dans un système hybride (Photovoltaïque - Eolien) » Master en électrotechnique Université Abderrahmane Mira – Bejaia en 2012.
- [18] Dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque / groupe électrogène avec le logiciel HOMERvincent.demeusy@solarpedia.fr <http://www.solarpedia.fr>.
- [19] Ali Al-Karaghoul, L.L. Kazmerski (2010), –Optimization and life cycle cost of health clinic PV system for a rural area in southern Iraq using HOMER software –; *Solar Energy*, Vol. 84; 2004

- [20] RETScreen International Centre d'aide à la décision sur les énergies propres, « Analyse de projets d'installation photovoltaïque », Ministère de Ressources Naturelles, Canada 2001-2004.
- [21] (<https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.12/index.html>).
- [22] Souyah Islam & Messai Sam (Dimensionnement et Étude d'une installation photovoltaïque Pour le site universitaire de Mila) Universitaire Abdelhafid Boussouf – Mila le 2020.
- [23] Khireddine C & Benseghir B (Modélisation et dimensionnement optimal d'un système énergétique hybride) UNIVERSITE BADJI MOKHTAR – ANNABA 2022.
- [24] MEBROUKI Abdallah et DJAAFRI Abdelkrim : Etude d'un système Hybride cas des Centrales KABERTENE, Mémoire de MASTER en Physique énergétique, Université d'Adrar, Faculté des sciences de la matière, Département sciences de la matière.
- [25] BENALLAL ABDELLAH (Dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque-éolien avec batteries) UNIVERSITE SAAD DAHLEB BLIDA-1 le 2017