الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة وهران2 محمد بن أحمد
Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed

معهد الصيانة و الأمن الصناعي
Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle
Département de Maintenance en Instrumentation

MÉMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière: Génie Industriel

Spécialité: Maintenance de l'Automatisme et de l'Instrumentation

Thème

Etat de l'art des systèmes éolienne et photovoltaïque : technologie

Présenté et soutenu publiquement par:

- **Belarbi Asmaa**
- **Delbaze Cheikh Oussama**

Nom et Prénom	Grade	Établissement	Qualité
Chouitek Mama	Professeur	IMSI	**Président**
Djelghoum Farida	MAA	IMSI	**Encadreur**
Abdallah Belabbes	MCA	IMSI	**Co-Encadreur**
Khadidja Benabed	MCB	IMSI	**Examinateur**

Année2025/2026

Remerciements

Au terme de ce travail, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur, Madame Djelghoum Farida, ainsi qu'à notre co-encadreur, Monsieur Belabbes Abdallah, pour leur disponibilité, leurs précieux conseils, leur accompagnement et leur soutien tout au long de la réalisation de ce m'mémoire. Leurs orientations et leurs remarques pertinentes ont constitué une aide précieuse dans l'aboutissement de ce projet.

Nous adressons également nos sincères remerciements aux membres du jury qui ont accepté d'évaluer ce travail. Nous les remercions pour le temps consacré à son examen ainsi que pour leurs observations et recommandations qui contribueront à l'enrichissement de nos connaissances.

Nos remerciements s'adressent aussi à l'ensemble des enseignants du département pour la qualité de la formation dispensée durant notre cursus universitaire, ainsi qu'à toutes les personnes qui ont contribué, directement ou indirectement, à la réalisation de ce mémoire.

Résumé

Les systèmes hybrides associant production photovoltaïque, éolienne et stockage par batteries constituent une solution pertinente pour l'électrification des zones isolées. Ces architectures exploitent la complémentarité naturelle des ressources solaire et éolienne afin de lisser la production et de garantir la continuité d'alimentation.

Une analyse complète des technologies photovoltaïques est réalisée, couvrant les différents types de cellules, leurs rendements ainsi que les innovations récentes. De même, les systèmes éoliens sont étudiés sous l'angle de leur classification, de leurs composants et des architectures de génératrices employées.

Le dimensionnement d'un tel système repose sur un compromis entre fiabilité et rentabilité. La méthode LPSP permet d'évaluer la probabilité de perte d'alimentation, tandis que des indicateurs économiques tels que le coût actualisé de l'énergie, la valeur actuelle nette et le temps de retour sur investissement guident les décisions de conception. Cette approche démontre l'intérêt des systèmes hybrides pour répondre aux enjeux énergétiques actuels, alliant performance technique et viabilité économique.

Abstract

Hybrid systems combining photovoltaic generation, wind power and battery storage offer a relevant solution for the electrification of remote areas. These architectures take advantage of the natural complementarity of solar and wind resources to smooth production and ensure supply continuity.

A comprehensive review of photovoltaic technologies is carried out, covering different cell types, their efficiencies and recent innovations. Wind energy systems are also examined in terms of classification, components and generator architectures.

The sizing of such a system relies on a trade-off between reliability and cost-effectiveness. The LPSP method assesses the probability of power supply loss, while economic indicators such as levelized cost of energy, net present value and payback period guide design decisions.

This approach highlights the value of hybrid systems in addressing current energy challenges, combining technical performance with economic viability.

الملخص

تعد الأنظمة الهجينة التي تجمع بين توليد الطاقة الكهروضوئية، وطاقة الرياح، وتخزين البطاريات حلاً ملائماً لكهربة المناطق النائية. وتستفيد هذه الهياكل من التكامل الطبيعي بين الموارد الشمسية وطاقة الرياح لتخفيف تذبذب الإنتاج وضمان استمرارية الإمداد بالطاقة

تم إجراء مراجعة شاملة للتقنيات الكهروضوئية، تشمل مختلف أنواع الخلايا، وكفاءتها، والابتكارات الحديثة في هذا المجال. كما تم فحص أنظمة طاقة الرياح من حيث التصنيف، والمكونات، وهياكل المولدات .

يعتمد تحديد حجم مثل هذه الأنظمة على موازنة دقيقة بين الموثوقية والجدوى الاقتصادية. حيث تقيم طريقة "احتمالية فقدان إمدادات الطاقة" (LPSP) مدى موثوقية النظام، بينما توجه المؤشرات الاقتصادية - مثل التكلفة المستوية للطاقة (LCOE) والقيمة الحالية الصافية(NPV) - القرارات المتعلقة بالتصميم وفترة استرداد رأس المال .

يسلط هذا النهج الضوء على قيمة الأنظمة الهجينة في مواجهة تحديات الطاقة الحالية، من خلال الجمع بين الأداء التقني والجدوى الاقتصادية .

Table des matières

Liste des symboles et abréviations

Introduction générale **1**

1 État de l'art de système photovoltaïque **2**
1.1 Définition . . . 3
1.2 Potentiel solaire en Algérie . . . 3
1.3 Rayonnement solaire . . . 4
1.3.1 Différents types de Rayonnement Solaire . . . 5
1.3.2 Position de soleil . . . 6
1.3.2.1 Les Coordonnées géographiques terrestres . . . 6
1.3.2.2 Les Cordonnées équatoriales . . . 7
1.3.2.3 Les Cordonnées horizontales . . . 7
1.4 L'énergie solaire photovoltaïque . . . 8
1.5 L'effet photovoltaïque . . . 9
1.5.1 Principe de fonctionnement . . . 10
1.6 Cellules photovoltaïques . . . 11
1.6.1 Fonctionnement des cellules photovoltaïques . . . 12
1.6.2 Types de cellules photovoltaïques . . . 13
1.6.2.1 Le silicium . . . 13
1.6.2.2 Cellules à couches minces . . . 14
1.6.2.3 Cellules organiques et plastiques . . . 15
1.7 Technologie et Innovations . . . 16
1.7.1 Technologie TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) . . . 16
1.7.1.1 Définition . . . 16
1.7.1.2 Structure d'une cellule solaire TOPCon . . . 16
1.7.2 Technologie HJT (Hétérojunction) . . . 17
1.7.3 Cellules Pérovskite . . . 18
1.8 Les Avantages et les Inconvénients de L'énergie Photovoltaïque . . . 18

2 État de l'art de système éolien **20**
2.1 Historique . . . 21
2.2 Situation actuelle de l'énergie éolienne . . . 22
2.3 Potentiel éolien en Algerie . . . 25
2.4 Principe fonctionnement de l'énergie éolienne . . . 26
2.5 Classification des éoliennes . . . 27
2.5.1 Générateurs éoliens selon la gamme de puissance . . . 27
2.6 Types d'éoliennes . . . 27
2.6.1 Turbines éoliennes à axe vertical . . . 27
2.6.2 Éoliennes à axe horizontal . . . 28
2.7 Les avantages et les Inconvénients . . . 29

2.8 Principaux éléments d'une éolienne à axe horizontal . . . 30
2.9 Zones de fonctionnement de l'éolienne . . . 31
2.10 Principe de fonctionnement . . . 32
2.10.1 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique . . . 32
2.10.2 Vitesse spécifique de l'éolienne . . . 32
2.10.3 Limites de Betz . . . 33
2.10.4 Coefficient de puissance . . . 33
2.10.5 Couple produit par l'éolienne . . . 33
2.11 Application des éoliennes . . . 34
2.11.1 Systèmes isolés . . . 34
2.11.2 Systèmes hybrides . . . 34
2.11.3 Systèmes liés au réseau . . . 34
2.12 Technologies des systèmes éoliens . . . 34
2.12.1 Les éoliennes à vitesse fixe FSWT . . . 34
2.12.2 Les éoliennes à vitesse variable VSWT . . . 35
2.13 Types des machines électriques utilisées dans les systèmes éoliens . . . 36
2.13.1 Système utilisant une génératrice asynchrone . . . 37
2.13.1.1 Génératrice asynchrone à cage . . . 37
2.13.1.2 Génératrice Asynchrone à Double Alimentation . . . 37
2.13.2 Système Utilisant une Génératrice Synchrone . . . 38
2.13.2.1 Génératrice Synchrone à Rotor Bobiné . . . 39
2.13.2.2 Génératrice Synchrone à Aimants Permanents (GSAP) . . . 39
2.14 Éoliennes flottantes (offshore flottant) . . . 40
2.14.1 Types de plateformes flottantes . . . 41

3 Dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque-éolien avec stockage par batteries 42
3.1 Système Hybride . . . 43
3.2 Système de conversion d'énergie hybride . . . 44
3.3 Description d'un système hybride . . . 44
3.4 Classification des systèmes d'énergie hybride . . . 45
3.4.1 Régime de fonctionnement . . . 45
3.4.2 Configuration du Bus . . . 45
3.4.2.1 Architecture à bus DC . . . 45
3.4.2.2 Architecture à bus DC/AC . . . 46
3.4.3 Point de Couplage Commun (PCC) . . . 47
3.4.3.1 Définition et rôle dans un système hybride . . . 47
3.4.4 Contenu du système hybride . . . 48
3.5 Les avantages d'utilisation de système hybride . . . 48
3.6 Méthode de dimensionement et analyse économique . . . 48
3.6.1 Analyse de la fiabilité . . . 48
3.6.2 Analyse des coûts . . . 49
3.6.2.1 Objectifs de l'analyse des coûts . . . 49
3.6.3 Évaluation de la ressource énergétique . . . 49
3.6.3.1 Gisement solaire . . . 49
3.6.3.2 Gisement éolien . . . 50
3.6.4 La méthode LPSP . . . 51
3.6.4.1 Étude de cas 1 . . . 51
3.6.4.2 Étude de cas 2 . . . 54
3.7 Synthèse des indicateurs économiques . . . 57

3.7.1 Le coût Actualisé de l'Énergie (LCOE) 57
3.7.1.1 Étude un cas 57
3.7.2 Analyse de la VAN et du Temps de Retour 58
3.7.2.1 Valeur Actuelle Nette (VAN) 59
3.7.2.1.1 Étude un cas 59
3.7.2.2 Temps de Retour sur Investissement 59

Conclusion générale **61**

Table des figures

1.1 La carte d'éclairement solaire de l'Algérie . . . 4
1.2 Spectre de rayonnement solaire . . . 4
1.3 Réponse spectrale d'une cellule [1] . . . 5
1.4 Trois composantes du rayonnement solaire global sur un plan incliné. . . . 6
1.5 coordonnés terrestre . . . 6
1.6 Courbe de déclinaison du soleil . . . 7
1.7 Coordonnée solaire selon le repère horizontal . . . 8
1.8 Cellule solaire . . . 9
1.9 Panneau solaire . . . 9
1.10 champ photovoltaïque . . . 10
1.11 Représentation schématique d'une cellule solaire [2] . . . 10
1.12 Principe de fonctionnement [3] . . . 11
1.13 Coupe transversale d'une cellule PV typique . . . 12
1.14 Structure d'une cellule solaire en silicium [4] . . . 12
1.15 cellule monocristalline [3] . . . 13
1.16 cellule multicristalline [3] . . . 14
1.17 Deux exemples de modules utilisant le Sia (silicium amorphe) . . . 15
1.18 Cellule solaire tout organique sur substrat souple [5] . . . 15
1.19 Comparatif des rendements des différents types de cellules [5] . . . 16
1.20 Structure d'une cellule solaire TOPCon . . . 17

2.1 Première aérogénératrice de Poul La Cour en 1891 à Askov, Danemark. . . . 22
2.2 Évolution de la puissance totale du parc éolien installée dans le monde 2001- 2020. 22
2.3 Répartition de la nouvelle capacité de production éolienne ajoutée en 2020 [6]. . 23
2.4 Nouvelle capacité installée des éoliennes par type (année 2020) [6]. . . . 23
2.5 Les plus grands pays exploitants d'énergie éolienne par type (Onshore/ Offshore). 23
2.6 Prévision globale de la capacité installée d'énergie éolienne entre 2020-2025 [6]. . 25
2.7 Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s) en Algérie [7]. 26
2.8 Principe de conversion de l'énergie éolienne [8]. . . . 26
2.9 Différentes formes d'éoliennes à axe vertical. . . . 28
2.10 Différentes formes d'éoliennes à axe Horizontal [9]. . . . 28
2.11 Éolienne amont horizontale . . . 29
2.12 Éolienne aval horizontale . . . 29
2.13 Différentes parties d'une éolienne Nordex N60 (1300 kW) [10]. . . . 30
2.14 Zones de fonctionnement d'une éolienne [11]. . . . 31
2.15 Colonne d'air animée d'une vitesse v . . . 32
2.16 Eolienne à vitesse fixe basée sur la machine asynchrone à cage d'écureuil [12]. . . 35
2.17 Eolienne à vitesse variable basée sur une GADA [12]. . . . 36
2.18 Classification des générateurs [13]. . . . 36

2.19 Schéma équivalent d'un système éolien basé sur la génératrice asynchrone à cage [14]. 37
2.20 Schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation [14]. 38
2.21 Schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine synchrone [14]. . . . 38
2.22 Chaîne de conversion à génératrice synchrone à rotor bobiné (ou à aimants) et convertisseur de fréquence 39
2.23 Génératrice synchrone à aimants permanents dans une chaîne de conversion éolienne. 40
2.24 Eoliennes flottantes 40

3.1 système hybride éolien–photovoltaïque 43
3.2 Schéma de principe du système hybride photovoltaïque- éolien 44
3.3 Classification des systèmes d'énergie hybrides 45
3.4 Configuration d'un SEH à bus DC 46
3.5 Architecture à bus DC/AC 47
3.6 La carte de gisement solaire globale 50

Liste des symboles et abréviations

Sigle	**Signification**
CAPEX	Capital Expenditure (coût d'investissement)
CC	Courant continu
CDER	Centre de Développement des Energies Renouvelables
FSWT	Fixed Speed Wind Turbine (éolienne à vitesse fixe)
GADA	Génératrice Asynchrone à Double Alimentation
GSAP	Génératrice Synchrone à Aimants Permanents
GW	Gigawatt
HJT	Hétérojonction
LCOE	Levelized Cost of Energy (coût actualisé de l'énergie)
LPS	Loss of Power Supply (perte d'alimentation)
LPSP	Loss of Power Supply Probability (probabilité de perte d'alimentation)
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MPPT	Maximum Power Point Tracking (suivi du point de puissance maximale)
OPEX	Operational Expenditure (coût d'exploitation)
PCC	Point de Couplage Commun
PERC	Passivated Emitter and Rear Cell
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PV	Photovoltaïque
TOPCon	Tunnel Oxide Passivated Contact
TR	Temps de retour sur investissement
VAN	Valeur Actuelle Nette
VSWT	Variable Speed Wind Turbine (éolienne à vitesse variable)
WT	Wind Turbine (éolienne)

Introduction générale

La demande mondiale en électricité ne cesse de croître, tandis que les réserves de combustibles fossiles s'épuisent et que les préoccupations environnementales liées aux émissions de gaz à effet de serre s'intensifient. Dans ce contexte, les énergies renouvelables occupent une place centrale dans la transition énergétique. Parmi elles, l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne se distinguent par leur maturité technologique, leur disponibilité et leur potentiel de développement. L'Algérie, de par sa situation géographique, dispose d'un gisement solaire parmi les plus importants du bassin méditerranéen et d'un potentiel éolien non négligeable, particulièrement dans les régions sahariennes et sur le littoral.

L'objectif de ce mémoire est de réaliser un état de l'art complet des systèmes photovoltaïques et éoliens, puis d'aborder le dimensionnement d'un système hybride combinant ces deux sources avec stockage par batteries. Ce travail est organisé en trois chapitres.

Le premier chapitre est consacré à l'état de l'art des systèmes photovoltaïques. Il aborde la définition du rayonnement solaire, ses différentes composantes (direct, diffus et réfléchi), ainsi que les paramètres astronomiques et géographiques influençant sa captation. L'effet photovoltaïque et le principe de fonctionnement des cellules solaires à base de jonction P-N sont détaillés. Une présentation des différents types de cellules est réalisée, distinguant le silicium cristallin (monocristallin et multicristallin), les couches minces et les cellules organiques. Enfin, ce chapitre s'achève par l'étude des technologies innovantes (TOPCon, HJT, Pérovskite) et une synthèse des avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque.

Le deuxième chapitre est dédié à l'état de l'art des systèmes éoliens. Il retrace l'historique de cette filière, depuis les premiers moulins à vent jusqu'aux aérogénérateurs modernes. Un état des lieux de la situation mondiale et algérienne est dressé, mettant en évidence le potentiel considérable de l'Algérie. Le principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique est détaillé, avec une classification des éoliennes selon leur puissance, leur axe (vertical ou horizontal) et leur architecture. Les notions fondamentales (vitesse spécifique, limite de Betz, coefficient de puissance) sont introduites. Enfin, les technologies de génératrices (asynchrones, double alimentation, synchrones à aimants permanents) ainsi que les éoliennes flottantes sont analysées.

Le troisième chapitre aborde le dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque-éolien avec stockage par batteries. L'intérêt des systèmes hybrides réside dans la complémentarité naturelle des ressources solaire et éolienne (ensoleillement maximal en été, vent plus fort en hiver), permettant de lisser la production et de réduire la capacité de stockage. Ce chapitre présente la structure générale d'un système hybride, la méthode LPSP pour évaluer sa fiabilité, et les indicateurs économiques (LCOE, VAN, temps de retour) pour évaluer sa rentabilité. L'optimisation repose sur un compromis entre fiabilité et coût.

Enfin, une conclusion générale synthétise l'ensemble des résultats et ouvre des perspectives pour de futurs travaux.

Chapitre 1

État de l'art de système photovoltaïque

Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque constitue l'une des filières les plus prometteuses parmi les énergies renouvelables, en raison de l'abondance et de la gratuité de la ressource solaire. Ce chapitre pose les fondements nécessaires à la compréhension de cette technologie, depuis la nature du rayonnement solaire jusqu'aux innovations les plus récentes en matière de cellules photovoltaïques.

Dans un premier temps, nous examinerons les caractéristiques du rayonnement solaire, ses différentes composantes (direct, diffus, réfléchi) ainsi que les paramètres astronomiques et géographiques influençant sa captation, tels que la déclinaison, l'angle horaire et la hauteur solaire. Ensuite, nous décrirons le principe physique de l'effet photovoltaïque et le fonctionnement d'une cellule solaire, basé sur la jonction P-N des semi-conducteurs. Une présentation des différentes technologies de cellules sera réalisée, distinguant le silicium cristallin (monocristallin et multicristallin), les couches minces (silicium amorphe, CdTe, CIGS) et les cellules organiques.

Enfin, ce chapitre s'achèvera par l'étude de deux innovations technologiques majeures : les cellules TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) et HJT (Hétérojunction), qui améliorent significativement les rendements et ouvrent la voie à une nouvelle génération de panneaux solaires. Une présentation des avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque permettra de conclure cette synthèse.

1.1 Définition

L'énergie solaire photovoltaïque est une forme d'énergie renouvelable qui produit de l'électricité par la transformation du rayonnement solaire grâce à une cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules sont reliées entre elles et forment un panneau solaire (ou module) photovoltaïque. Ces derniers sont regroupés et sont appelés champ photovoltaïque.

1.2 Potentiel solaire en Algérie

L'Algérie est l'un des pays qui dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen, où le rayonnement de la région près de la mer est influencé par les saisons. Les régions sahariennes reçoivent une quantité plus grande d'énergie mais sont caractérisées par une température de l'air plus élevée. En tenant compte de cette diversité, le total d'énergie reçue est estimé à 169 400 TWh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays [15].

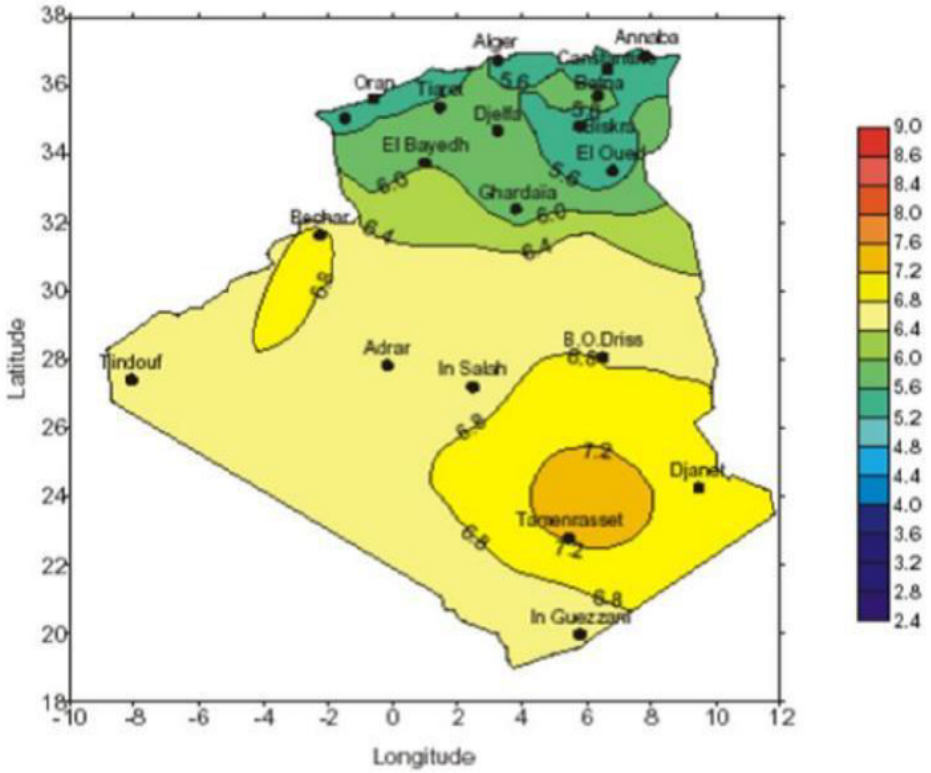


FIGURE 1.1 – La carte d'éclairement solaire de l'Algérie

1.3 Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet ($0.2\mu m$) à l'infrarouge ($2.5\mu m$). L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de 1350W/m^2 dans l'espace hors atmosphère terrestre. Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé [4].

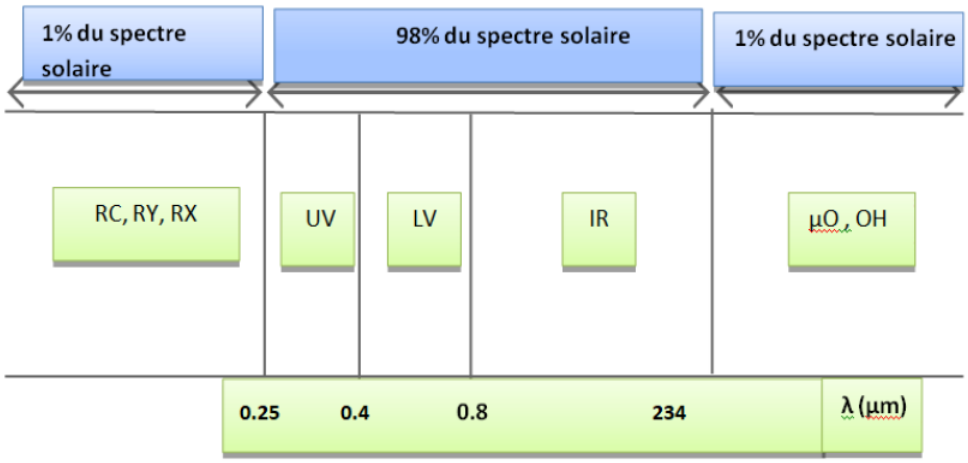


FIGURE 1.2 – Spectre de rayonnement solaire

Malgré la distance considérable qui sépare le soleil de la terre 150.10 6 Km, la couche terrestre reçoit une quantité d'énergie importante 180.10 6 GW, c'est pour cela que l'énergie solaire se

présente bien comme une alternative aux autres sources d'énergie non-renouvelables.

Cette quantité d'énergie quittera sa surface sous forme de rayonnement électromagnétique compris dans une longueur variant de 220 à 10000 nm.

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement comme suit :
- 9% dans la bande des ultraviolets (< à 400 nm) ;
- 47% dans la bande visibles (400 à 800 nm) ;
- 44% dans la bande des infrarouges (> à 800 nm).

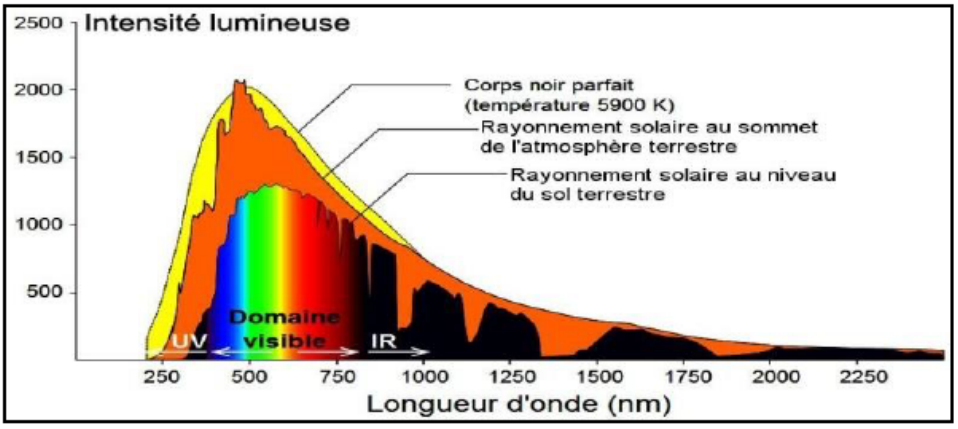


FIGURE 1.3 – Réponse spectrale d'une cellule[1]

Au cours de ces dix dernières années, ce spectre a été homologués par l'organisation international de standardisation (ISO 9845-1 :1992) et la société américaine de test et de matériaux (ASTM E 892-87 :1992) ont fixées le flux de standardisation Es à 1000 W/m2.

Cette énergie est définie comme paramètre solaire qui à une valeur variable suivant la saison, l'heure, la localisation géographique du site, les conditions météorologiques (poussière, humidité,. . .etc.) [1].

Donc le rayonnement solaire est composé de toute la gamme des rayonnements, de l'ultraviolet lointain comme les rayons gamma aux ondes radio en passant par la lumière visible. Le rayonnement solaire contient aussi des rayons cosmiques de particules animées d'une vitesse et d'une énergie extrêmement élevées.

Une partie de ce rayonnement est filtrée par la couche d'ozone avant d'atteindre la troposphère.

1.3.1 Différents types de Rayonnement Solaire

— **Rayonnement direct**

C'est un rayonnement reçu directement du soleil : Ceux sont des rayons qui proviennent de l'atmosphère (Surtout les rayonnements « Ultra-violet » mesurés grâce au « Pyrhéliomètre »).

La conversion du rayonnement direct Ed est une question trigonométrique. Le rayonnement direct, sur le plan horizontal, est la différence entre le rayonnement global et le rayonnement diffus. Le rayonnement direct est converti pour un plan avec un angle d'azimut α et d'inclinaison β selon l'équation suivant :

$$E_d = E_d \frac{\cos \alpha}{\sin \beta} \tag{1.1}$$

— **Rayonnement Diffus**

C'est un rayonnement provenant de toute la voûte céleste : Il est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie de rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et qui pourra être mesuré par un Pyranomètre avec écran masquant le soleil. C'est dû à l'absorption

et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire global par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols .

— **Rayonnement Réfléchi**

C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (Eau, neige, etc.).

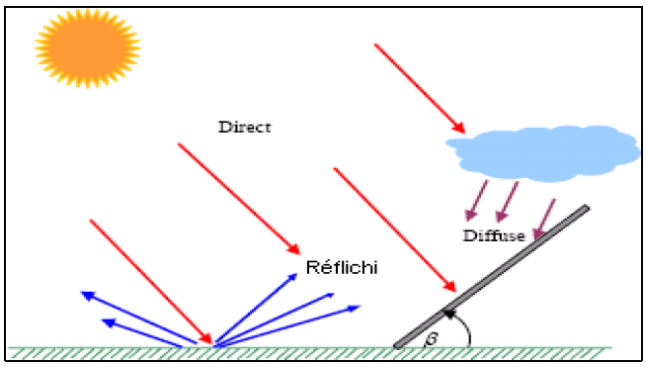


FIGURE 1.4 – Trois composantes du rayonnement solaire global sur un plan incliné.

1.3.2 Position de soleil

Les ondes électromagnétiques provenant du soleil portent l'énergie, la projection de cette énergie dépend de l'orientation de la surface réceptrice. Pour récupérer le maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est primordiale.

1.3.2.1 Les Coordonnées géographiques terrestres

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent de repérer un point sur la terre.

— **Latitude** ϕ

La latitude d'un lieu à la surface de la terre est l'angle entre l'équateur et le rayon de l'altitude ϕ comptée de 0° à 90° vers P_n et de −90° vers P_s. La terre passé parle lieu considéré Pour la ville de Constantine altitude est environ de 360° [16].

— **La longitude** λ

Représente l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude. Les longitudes situées à l'set de ce méridien sont positives et celles situées à l'Ouest négatives [16].

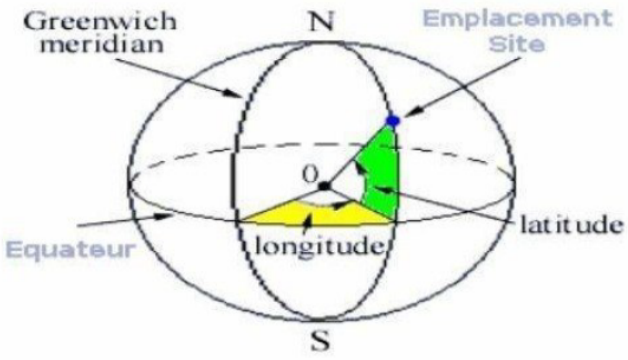


FIGURE 1.5 – coordonnés terrestre

1.3.2.2 Les Cordonnées équatoriales

Les cordonnées équatoriales sont indépendantes de la position de l'observateur sur la terre, mais elles sont liés à l'heure de l'observation. La position du soleil est exprimée par deux angles qui sont :

— **La déclinaison**

C'est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre [17], sa valeur en degré est donnée par la relation de Cooper suivante :

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365}N\right) + 284$$

ou N est le numéro du jour de l'année : N = 1 représente le 1er janvier La déclinaison varie entre $-23.45°$ le 21 décembre et $+21.45\circ$ le 21 juin.

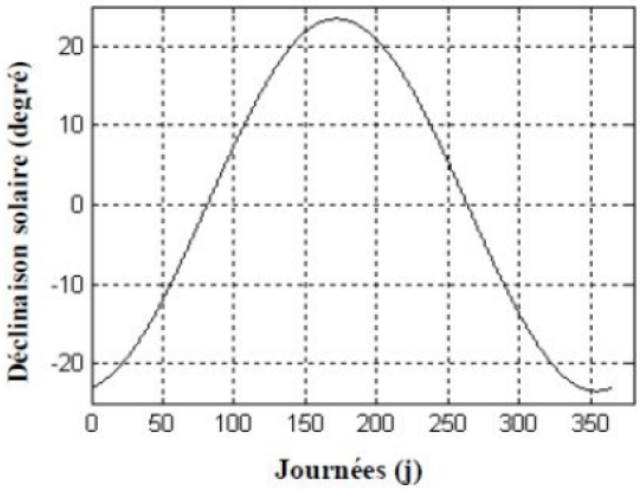


FIGURE 1.6 – Courbe de déclinaison du soleil

— **L'angle horaire**

C'est l'angle formé entre le plan méridien passant par le soleil et le plan méridien du lieu obtenu par le déplacement angulaire du soleil auteur de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local. La valeur de l'angle est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (donc un tour de 360° en 24 heures) [18].

$$\rho = 15(TSV - 12)$$

Où TSV est le temps Solaire Vrai.

1.3.2.3 Les Cordonnées horizontales

Le soleil est repéré par les grandeurs suivantes :

— **Le zénith (ψ)**

Le zénith est l'angle entre le plan vertical contenant le rayon solaire et la direction sud. Il se compte de 0° à 360° à partir du sud dans le sens rétrograde. La relation qui donne le zénith est donnée ci-dessous [18] :

$$\cos\psi = \frac{\sin\gamma\sin\theta - \sin\delta}{\cos\delta\cos\theta} \tag{1.2}$$

— **L'angle de la hauteur solaire (h_s)**

C'est l'angle compris entre la direction du soleil et le plan horizontal. Il varie de 0° à 90° vers le zénith et de 0° vers −90° vers le nadir. L'angle de la hauteur solaire est donné par :

$$\sin\gamma = \sin\theta\sin\delta + \cos\theta\cos\delta\cos\omega \tag{1.3}$$

— **La distance zénithale (z)**
C'est l'angle entre la direction du soleil et la verticale du lieu (zénith). L'angle z est complémentaire de γ.

$$\cos z = \sin\delta\sin\theta + \cos\delta\cos\theta\cos\omega \tag{1.4}$$

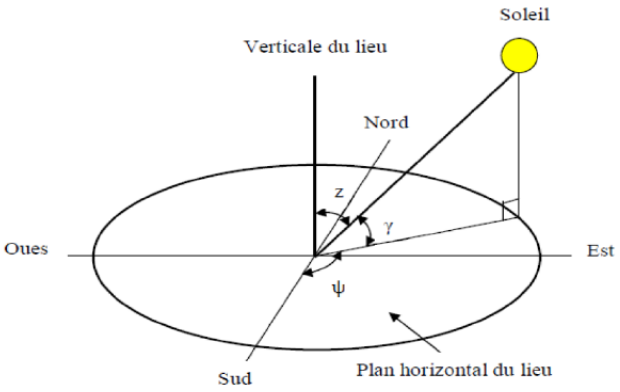


FIGURE 1.7 – Coordonnée solaire selon le repère horizontal

1.4 L'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules sont reliées entre elles et forment un panneau solaire (ou module) photovoltaïque. Plusieurs modules qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés champ photovoltaïque. Le terme photovoltaïque peut désigner soit le phénomène physique - l'effet photovoltaïque - ou la technologie associée [3].



FIGURE 1.8 – Cellule solaire



FIGURE 1.9 – Panneau solaire

1.5 L'effet photovoltaïque

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les photons constituant la lumière « Attaquent » les atomes exposés au rayonnement. Les électrons des couches électroniques supérieures, appelés aussi électrons de valence ont tendance à être arracher. Dans les cellules PV, une partie des électrons ne revient pas à son état initial et les électrons « arrachés » créent une tension électrique continue et faible [3].



FIGURE 1.10 – champ photovoltaïque

1.5.1 Principe de fonctionnement

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le Matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction PN a été formée [3].

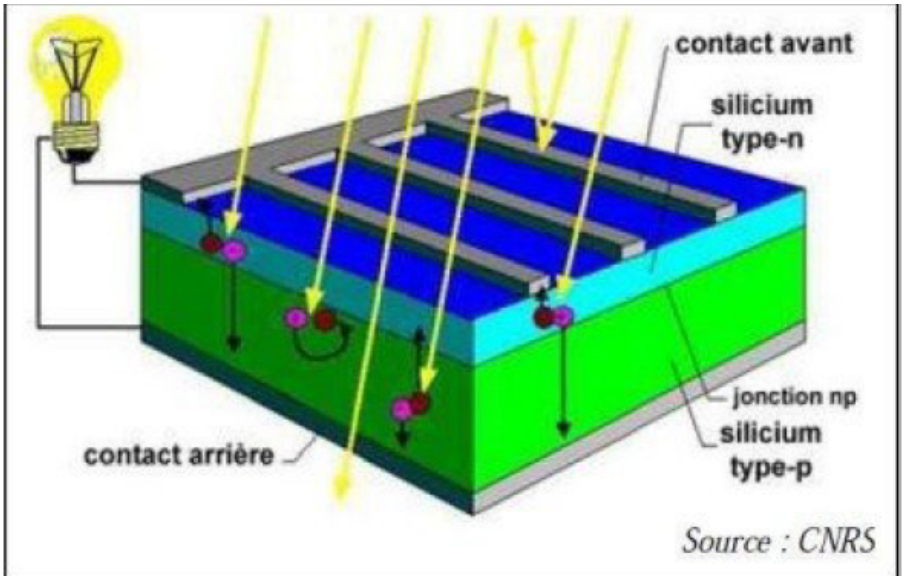


FIGURE 1.11 – Représentation schématique d'une cellule solaire [2]

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont " bombardés " par les photons constituant la lumière ; sous l'action de ce bombardement, les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être " arrachés / décrochés " : si l'électron revient à son état initial, l'agitation

de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique. Par contre, dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons " décrochés " créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque [3].

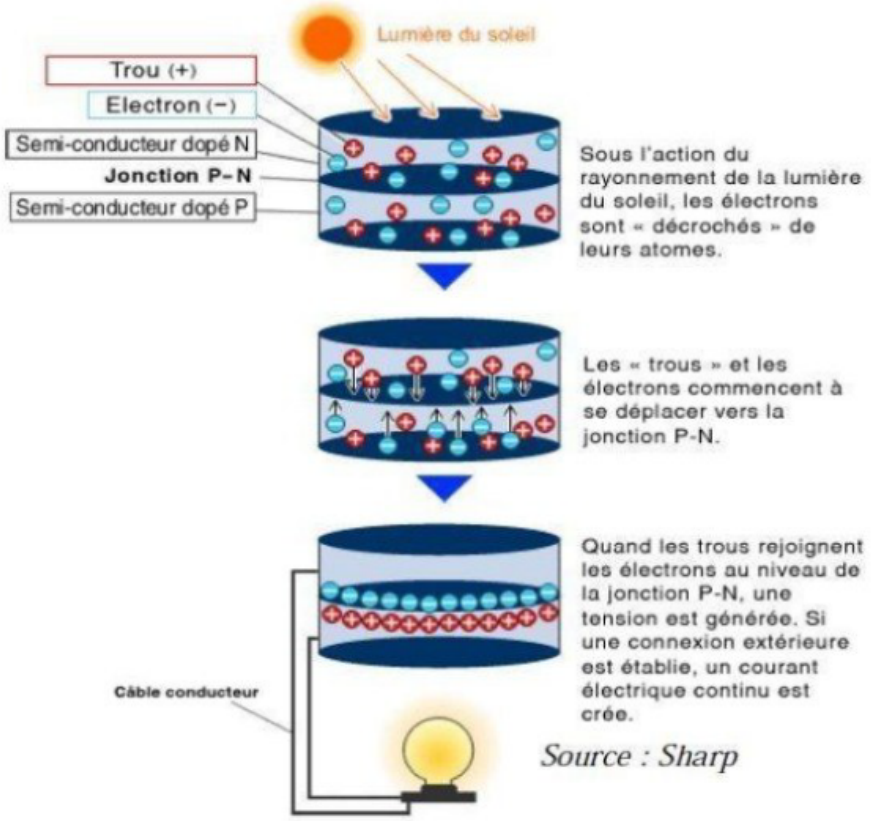


FIGURE 1.12 – Principe de fonctionnement[3]

1.6 Cellules photovoltaïques

La cellule photovoltaïque est un moyen de conversion de la lumière en énergie électrique par le processus « effet photovoltaïque ». Elle est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction P-N avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction P-N de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. La tension maximale de la cellule est d'environ 0,6v pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert(Vco). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (Icc) et dépend fortement du niveau d'éclairement [19].

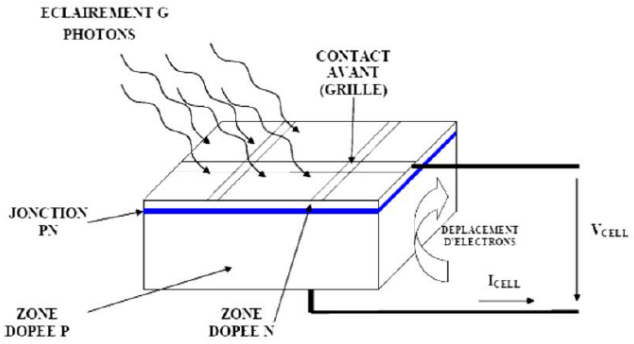


FIGURE 1.13 – Coupe transversale d'une cellule PV typique

1.6.1 Fonctionnement des cellules photovoltaïques

Cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3V à 0.7V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et du vieillissement de la cellule.

Une cellule photovoltaïque est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6V pour un courant nul.

Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (VC0). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (Icc) et dépend fortement du niveau d'éclairement .

La fabrication des cellules s'effectue à partir de lingots de silicium. Ces lingots sont découpés en fines couches de type (P) ou (N) en y diffusant du brome ou du phosphore.

L'électricité correspond à un déplacement d'électrons. Aussi, pour rendre les électrons plus mobiles, le silicium découpé en fine tranche est « dopé ».

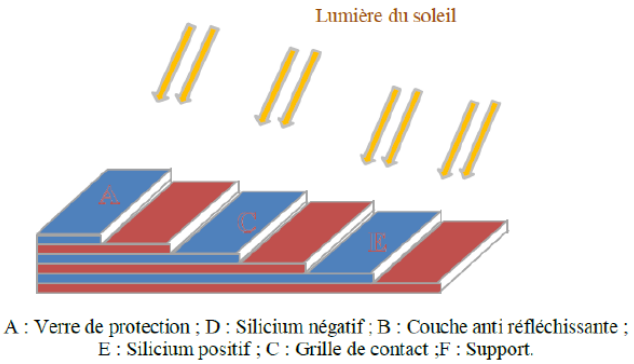


FIGURE 1.14 – Structure d'une cellule solaire en silicium [4]

Un ensemble de cellules forme des modules solaires dont la fabrication a été multipliée par 8 sur la dernière décennie et dont le coût a baissé de 50% en 5 ans. Actuellement, le rendement de ces cellules ne dépasse pas 15% .

Le fonctionnement de la photopile est donc basé sur les propriétés électroniques acquises par le silicium quand des atomes étrangers en petit nombre (des impuretés) sont substitués

dans un réseau cristallin. Cette action est appelée dopage. Si l'atome d'impureté contient plus d'électrons que le silicium, le matériau contiendra des électrons libres en excès : il sera dit de type (N) (exemple : Silicium dopé au phosphore). Si au contraire, l'atome d'impureté contient moins d'électrons que le silicium, le matériau sera déficitaire en électrons : il sera dit de type (P) (exemple : silicium dopé au bore).

Le régime photovoltaïque est un régime où aucun potentiel n'est appliqué, mais où un courant circule à travers une charge.

Le système développe donc une puissance électrique. Le principe de fonctionnement de la cellule fait appel aux propriétés du rayonnement et celles des semi-conducteurs.

1.6.2 Types de cellules photovoltaïques

Une cellule photovoltaïque peut être réalisée avec de nombreux semi-conducteurs. En réalité, il existe aujourd'hui trois principales filières technologiques : le silicium cristallin, les couches minces et les cellules organiques :

1.6.2.1 Le silicium

La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des panneaux photovoltaïques. Il s'agit d'un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cette filière est elle-même subdivisée en plusieurs technologies distinguant d'une part la nature du silicium employé et/ou sa méthode de fabrication. Le silicium a deux technologies : le silicium monocristallin et le silicium multicristallin [20] [21].

— **Le silicium monocristallin**

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme (fig 1.15), intense et brillant. Elles sont utilisées, mais ne sont pas majoritaires sur le marché de l'énergie photovoltaïque. Le rendement du silicium monocristallin est le plus élevé, il est compris entre 12 et 20% pour les cellules industrielles. Son coût élevé est aujourd'hui un handicap et le silicium monocristallin perd du terrain devant le silicium multicristallin.

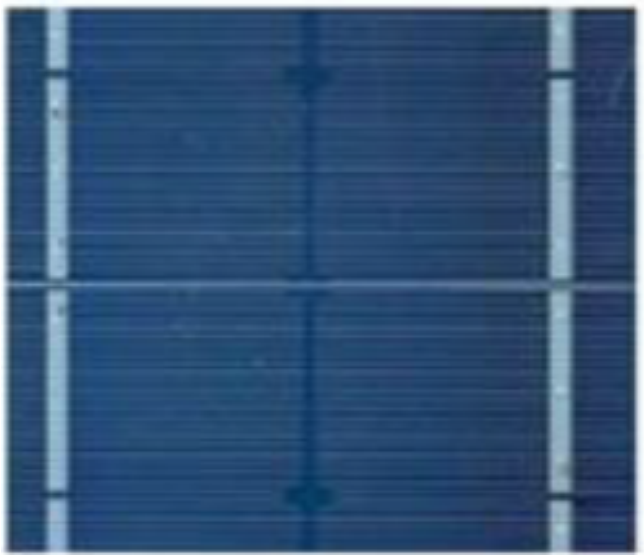


FIGURE 1.15 – cellule monocristalline [3]

— **Le silicium multicristallin (Polycristallin)**

Le silicium multicristallin (Polycristallin) est devenu aujourd'hui la technologie la plus utilisée (fig 1.16). À elle seule elle représente près de 50% du marché. Ces cellules sont obtenues par coulage de cristaux de silicium, ce qui rend sa structure hétérogène. Son rendement est légèrement inférieur au silicium monocristallin, il est compris entre 10 et 14% selon les fabricants. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles.



FIGURE 1.16 – cellule multicristalline [3]

1.6.2.2 Cellules à couches minces

La technologie à couche mince dont la plus mure est le silicium amorphe (Sia) représentait en 2008 plus de 7% du marché mondial. L'avantage de cette technique est l'utilisation de substrats à bas coût.

Le silicium est déposé à basse température sur un substrat en verre. De plus, il est possible de déposer ces cellules sur des substrats souples (Fig 1.17) et ainsi de fabriquer des cellules souples. Son prix est plus faible que les cellules cristallines ; en revanche, le rendement d'une cellule en Sia est inférieur à celui des cellules cristallines, il est d'environ 7%. L'utilisation de ce type de cellules nécessite l'utilisation d'une isolation galvanique entre les modules et le réseau.

Sans cette isolation galvanique les cellules amorphes se dégradent très rapidement. La raison physique de ce phénomène reste encore obscure. Les cellules amorphes captent très bien le rayonnement diffus et sont donc moins sensibles aux variations du rayonnement direct. Ces cellules sont donc une très bonne alternative aux cellules cristallines sur des sites soumis à des ombrages sévères.

D'autres matériaux sont également utilisés dans les filières à couches minces comme le Tellure de Cadmium (CdTe), le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) et de gallium (CIGS).

Ces technologies possèdent de bons rendements, pouvant aller jusqu'à 19%. Malgré les potentialités de ces trois technologies, les problèmes de toxicité sur l'environnement et d'appro-

visionnement en matières premières qu'elles soulèvent les cloisonneront au laboratoire ou à des applications très spécifiques [3].



Module souple Unisolar (68Wc, 1,12 m²).



Module rigide Sharp (115Wc, 1,42 m²).

FIGURE 1.17 – Deux exemples de modules utilisant le Sia (silicium amorphe)

1.6.2.3 Cellules organiques et plastiques

Observé depuis 30 ans dans les matériaux semi-conducteurs organiques, l'effet photovoltaïque a connu cette dernière décennie un grand essor.

Initialement donnant des valeurs très faibles de rendement de conversion, conformément aux prédictions de Merritt en 1978, la cellule composée alors d'une bicouche de molécules évaporées sous vide, atteint 0,95% de rendement de conversion. Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules « plastiques ».

Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment battus (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures) [22].

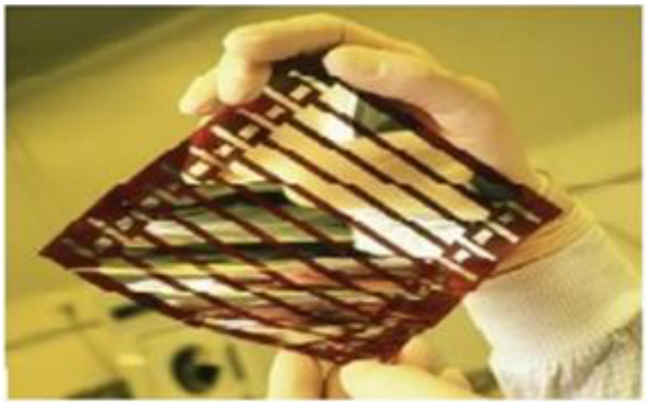


FIGURE 1.18 – Cellule solaire tout organique sur substrat souple [5]

L'intérêt de ces cellules vient aussi du fait que, contrairement aux cellules à base de matériaux inorganiques, elles offrent l'avantage de pouvoir être déposées sur de grande surface, à grande vitesse, par des techniques d'impression classiques. Elles ouvrent également la voie aux applications légères, nomades et souples. Enfin, grâce à des coûts de fabrication et de matériaux plus faibles, ces cellules devraient dans l'ensemble revenir beaucoup moins chères que leurs concurrentes.

Le figure 1.19 donne le comparatif des rendements des différents types de cellules :

Type	cellule (labo)	Module (labo)	Module (commercial)	Niveau développement
1ère génération				
Silicium monocristallin	24,70%	22,70%	12-20%	Production industrielle
Silicium polycristallin	20,30%	16,20%	11-15%	Production industrielle
2e génération				
Silicium amorphe	13,40%	10,40%	5-9%	Production industrielle
Silicium cristallin en couche mince		9,40%	7%	Production industrielle
CIS	19,30%	13,50%	9-11 %	Production industrielle
CdTe	16,70%		6-9%	Prêt pour la production
3e génération				
Cellule organique	5,70%			Au stade de la recherche
Cellule de Grätzel	11%	8,40%		Au stade de la recherche
Cellules multi-jonctions	39%	25-30%		Au stade de la recherche, production exclusivement applications spatiales

FIGURE 1.19 – Comparatif des rendements des différents types de cellules [5]

1.7 Technologie et Innovations

1.7.1 Technologie TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact)

1.7.1.1 Définition

Développée initialement par l'Institut Fraunhofer pour les systèmes d'énergie solaire (ISE) en Allemagne, la technologie TOPCon est une architecture de cellule solaire en silicium à haute efficacité. Son secret réside dans l'application d'une couche de passivation ultra-mince sur la face arrière de la cellule.

1.7.1.2 Structure d'une cellule solaire TOPCon

Une cellule TOPCon se distingue par l'ajout de deux couches spécifiques à l'arrière.

- Une couche d'oxyde tunnel (dioxyde de silicium - SiO_2**) :** Une couche incroyablement fine (environ 1 à 2 nanomètres). Elle est si mince que les porteurs de charge (électrons) peuvent la traverser par "effet tunnel" quantique.

- Une couche de silicium polycristallin hautement dopé : Elle collabore avec l'oxyde pour minimiser les pertes d'énergie.

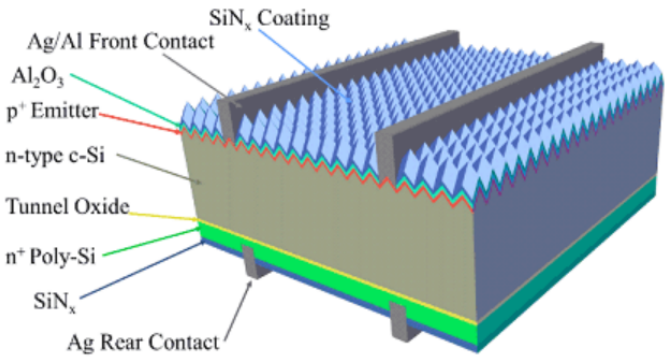


FIGURE 1.20 – Structure d'une cellule solaire TOPCon

Le TOPCon présente des arguments techniques et économiques massifs qui expliquent son adoption fulgurante par les fabricants.

- Un rendement supérieur : Alors que les panneaux PERC plafonnent à un rendement d'environ 22%, les panneaux TOPCon atteignent facilement des rendements de 24% à 25% en production de masse (avec un plafond théorique proche de 28,7%).

- Une excellente bifacialité : Le facteur de bifacialité (la capacité à produire de l'énergie via la face arrière grâce à la lumière réfléchie au sol) atteint environ 80% à 85%, contre seulement 70% pour le PERC.

- Meilleure performance à haute température : Son coefficient de température est plus faible (environ -0,30%/°C). Cela signifie qu'en plein été, lorsque les panneaux chauffent, le TOPCon perd moins de puissance qu'un panneau classique.

Malgré ses performances, la technologie fait face à quelques défis :

- Consommation d'argent (Ag) : La fabrication des cellules TOPCon nécessite plus d'argent pour les contacts électriques que le PERC. L'argent étant un métal précieux et cher, l'industrie cherche activement des alternatives (comme le cuivre ou le placage).

- Complexité de fabrication : Le dépôt de la couche d'oxyde tunnel ultra-fine requiert des processus chimiques de haute précision (comme le dépôt de couches atomiques - ALD), ce qui augmente le risque de défauts si le contrôle qualité n'est pas parfait.

1.7.2 Technologie HJT (Hétérojunction)

La technologie HJT (Heterojunction Technology), ou technologie à hétérojonction, est l'autre grand pilier de la nouvelle génération de cellules solaires (aux côtés du TOPCon). Si le TOPCon est une évolution majeure du silicium traditionnel, l'HJT est une véritable technologie de rupture combinant deux mondes différents.

Le principe fondamental de l'HJT est d'associer, au sein d'une même cellule, deux types de silicium différents :

- Le silicium cristallin (c-Si) : Le silicium classique, qui sert de base solide et offre une excellente absorption de la lumière.

- Le silicium amorphe (a-Si) : Un silicium non cristallin, appliqué en couches ultra-minces, qui possède d'excellentes propriétés de passivation de surface.

C'est cette "jonction" entre deux natures différentes de silicium qui donne son nom à l'Hétérojonction. Initialement brevetée par Sanyo (puis rachetée par Panasonic), cette technologie est aujourd'hui exploitée par de nombreux fabricants (comme Meyer Burger ou Huasun) car les brevets principaux sont tombés dans le domaine public.

1.7.3 Cellules Pérovskite

Une cellule solaire à pérovskite (Perovskite Solar Cell, PSC) est un type de cellule photovoltaïque de troisième génération qui utilise comme matériau actif un composé de structure cristalline spécifique, appelée structure pérovskite, de formule générale ABX_3.

— **Principe de fonctionnement**

1. **Absorption lumineuse** : La couche de pérovskite absorbe les photons solaires avec un coefficient d'absorption très élevé (film de seulement ~ 500 nm suffit).
2. **Génération des porteurs** : Les photons créent des paires électron-trou.
3. **Séparation et transport** : La structure permet une longue diffusion des porteurs de charge (jusqu'à plusieurs micromètres).
4. **Collecte du courant** : Les électrons et les trous sont extraits via des couches de transport spécifiques :
   — **ETL** (Electron Transport Layer) : extrait les électrons
   — **HTL** (Hole Transport Layer) : extrait les trous

— **Avantages et inconvénients**

Les cellules à pérovskite présentent des performances remarquables qui suscitent un grand intérêt dans la communauté scientifique.

Efficacité record : 26,7% (cellule simple) / 34,6% (tandem avec silicium)

Faible coût potentiel de fabrication

Fabrication à basse température (<150°C)

Souple et légère (adaptable sur surfaces courbes)

Cependant, cette technologie doit encore surmonter plusieurs verrous techniques avant une commercialisation à grande échelle.

Stabilité limitée (dégradation à l'air, à l'humidité, à la chaleur)

Présence de plomb (toxicité potentielle)

Hystérésis électrique (variation des performances)

1.8 Les Avantages et les Inconvénients de L'énergie Photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque présente de nombreux atouts qui expliquent son essor rapide à travers le monde.

- Gratuité de cette ressource et énormité de son potentiel réparti sur le globe terrestre.
- Propreté durant son utilisation : Pas de pollution.
- Grande fiabilité : Une haute fiabilité ou l'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Peu d'entretien Son coup de maintenance bas : Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits. il ne nécessite ni combustible, ni un transport, ni un personnel hautement spécialisé.
- Grande souplesse de production (variant de milliwatts aux mégawatts).

Cependant, l'énergie photovoltaïque présente également certaines limites qu'il convient de prendre en compte.

- Source diffuse du rayonnement solaire qui nécessite de grandes surfaces.
- Technologie coûteuse, coût élevé de l'installation.
- Facteur de charge faible.
- Stockage difficile.

- Difficulté à recycler les composants du système.
- Investissement élevé dépendant des décisions politiques.
- Rendement relativement bas de l'effet photovoltaïque.

Conclusion

Ce chapitre a présenté les fondamentaux du photovoltaïque. L'Algérie dispose d'un gisement solaire exceptionnel (169 400 TWh/an). Les cellules en silicium dominent le marché avec des rendements de 10 à 20%. Les technologies émergentes TOPCon et HJT atteignent 24 à 25% de rendement. L'énergie photovoltaïque présente l'avantage d'être propre et fiable, mais reste limitée par son coût élevé et son rendement modéré.

Chapitre 2

État de l'art de système éolien

Introduction

L'énergie éolienne, exploitée depuis l'antiquité pour le pompage de l'eau et le broyage du grain, connaît aujourd'hui un essor sans précédent dans le cadre de la transition énergétique. Ce chapitre est consacré à l'étude des aérogénérateurs, depuis leur évolution historique jusqu'aux technologies les plus récentes.

Nous commencerons par retracer les grandes étapes du développement éolien, de la première turbine de Charles F. Brush (1887) à l'essor mondial actuel, en passant par les jalons marquants comme la conférence de Kyoto (1997). Un état des lieux de la situation mondiale et algérienne sera dressé, mettant en évidence le potentiel considérable de l'Algérie, notamment dans les régions sahariennes où les vitesses de vent dépassent 6 à 7 m/s.

Le principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique sera ensuite détaillé, avec une classification des éoliennes selon leur puissance, leur axe (vertical ou horizontal) et leur architecture. Les notions théoriques fondamentales — vitesse spécifique, limite de Betz (59%), coefficient de puissance, couple — seront introduites pour comprendre les performances aérodynamiques. Enfin, nous analyserons les technologies de génératrices (asynchrones à cage, double alimentation, synchrones à aimants permanents) ainsi que les tendances récentes telles que les éoliennes flottantes offshore.

2.1 Historique

L'histoire de l'énergie éolienne ne date pas d'aujourd'hui. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée notamment pour faire avancer les bateaux à voiles, moudre le grain, pompage d'eau et produire de l'électricité [23].

La première utilisation de l'énergie de vent remonte à 1700 ans environs avant J´esusChrist [24] [25]. Hammourabi prestigieux roi de Babylone, avait conçu, en utilisant la puissance du vent, tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie. La première description écrite relative à l'utilisation des moulins à vent en Inde, date de 400 ans environ avant J.-C. Ce n'est qu'au moyen-âge que ces derniers ont fait leur apparition en Europe [26]. Les moulins à vent ont entamé leur progressive disparition dès l'apparition de la machine à vapeur [27].

Au fil d'années, les éoliennes sont sans cesse perfectionnées et prennent des différentes architectures.

En 1887, le scientifique Américain CHARLES F. BRUSH, le plus grand pionnier dans le domaine de la conversion d'énergie éolienne en énergie électrique construit la première turbine éolienne énorme de puissance 12 KW, cette turbine mesure 17 m de haut, composé de 144 pales, pesant 3,6 tonnes, suivi par le Professeur danois Poul La Cour encouragé par le gouvernement danois qui voulait fournir de l'électricité dans des zones rurales. Trois ans plus tard, la première éolienne construite pour la production de l'énergie électrique était en 1891 par le fondateur Danois Poul La Cour.

En 1957 la turbine Gadser fut créée par le danois JOHANNES JUUL, cette éolienne tripale génère une puissance de 200 KW.

L'exploitation de l'énergie électrique à partir de l'énergie potentielle des masses d'air en mouvement ne débute pratiquement qu'au XXème siècle lors du premier choc pétrolier en 1973 [7] [8], cette fois à plus grande échelle. Avant cette date, et plus précisément durant la période 1961-1973, le développement des éoliennes s'est véritablement stoppé à cause de la concurrence déloyale avec les autres types d'énergies classiques. Le coût du KWh thermique était moins élevé par rapport à la source éolienne [26]. Bien entendu, c'est à partir de décembre 1997 que l'essor des éoliennes prend son véritable développement et précisément lors de la conférence-Cadre de Kyoto des Nations Unies sur les changements climatiques.

Évidemment, c'était un véritable challenge mondial qui a été pris au sérieux, et durant cette conférence, la majorité des pays industrialisés se sont engagés à réduire leur émission de gaz à effet de serre pour le ramener à leur niveau de 1990 [28] [29], et se tournent vers des alternatives de production d'énergie plus propres.



FIGURE 2.1 – Première aérogénératrice de Poul La Cour en 1891 à Askov, Danemark.

2.2 Situation actuelle de l'énergie éolienne

Dès le premier choc pétrolier, l'exploitation de l'énergie éolienne a connu pendant environs 23 ans un grand essor sans précédent.

L'année 2020 a été l'année record pour l'industrie éolienne, 93 (GW) d'éolien de plus avaient été raccordés au réseau. Une telle progression annuelle fulgurante n'a jamais été vue avant 2020. Son meilleur résultat a été réalisé en 2015 avec 63,8 GW ajouté.

L'année 2020 a vu des nouvelles installations éoliennes dépassant les 90 GW, soit 53% croissance par rapport à 2019, portant la capacité totale installée à 743 GW, soit une croissance de 14% par rapport à l'année dernière.

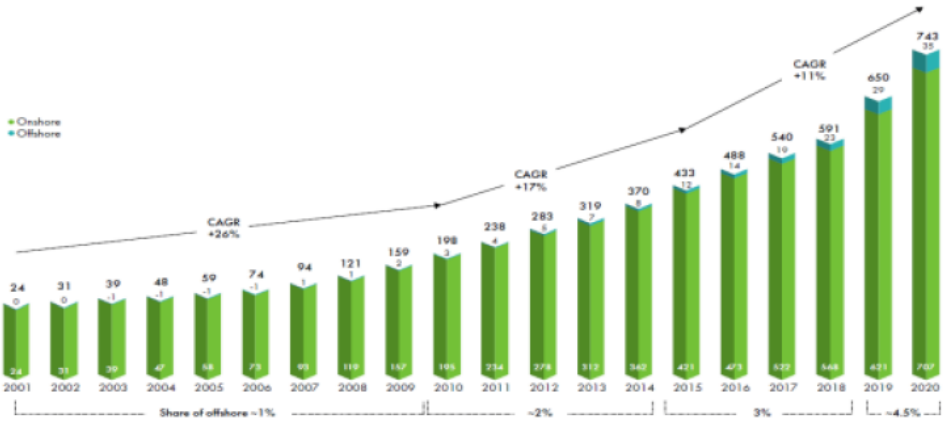


FIGURE 2.2 – Évolution de la puissance totale du parc éolien installée dans le monde 2001-2020.

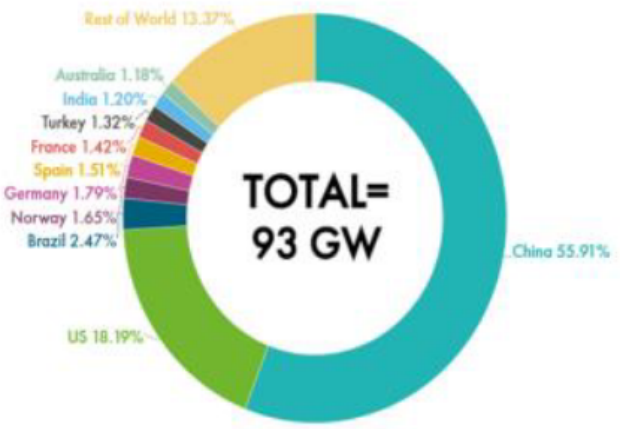


FIGURE 2.3 – Répartition de la nouvelle capacité de production éolienne ajoutée en 2020 [6].

Le segment de l'éolien de type "terrestre" ou "onshore", a enregistré une mise en service de 86,9 GW, soit 59% de plus qu'en 2019, ce qui porte la puissance totale installée de ses capacités à 707,4 GW, tandis que l'éolien de type "marin" ou "offshore" a enregistré 6,1 GW poussant la puissance totale de son parc à 35,3 GW, c'est la seconde meilleure année de l'histoire de ce type.

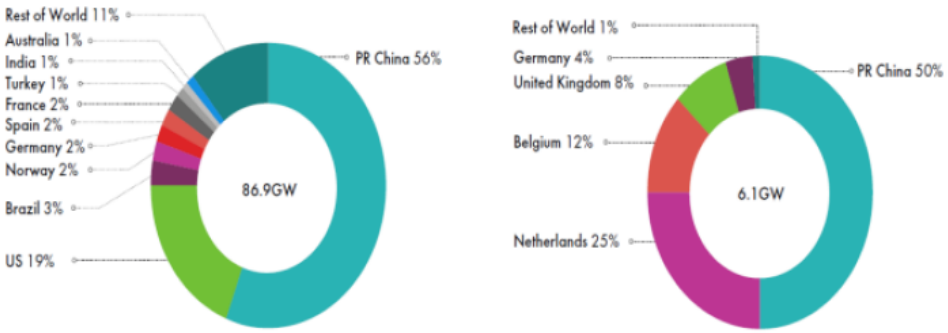


FIGURE 2.4 – Nouvelle capacité installée des éoliennes par type (année 2020) [6].

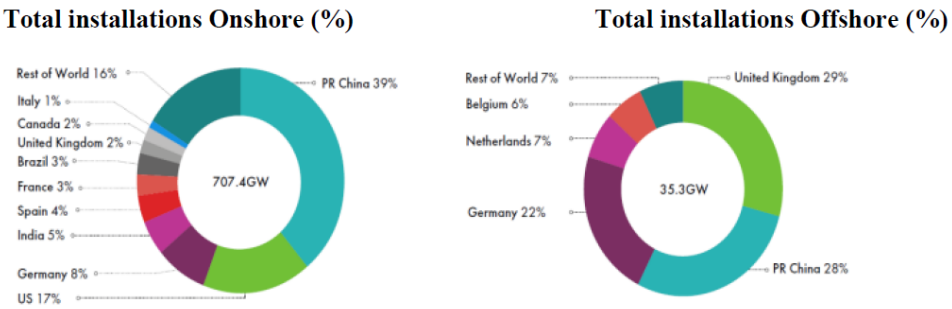


FIGURE 2.5 – Les plus grands pays exploitants d'énergie éolienne par type (Onshore/ Offshore).

On s'aperçoit que l'année 2020 a été principalement marquée par une nouvelle dynamique de l'énergie éolienne. La Chine devance le classement mondial, suivi des États Unis, En troisième et quatrième place on trouve respectivement l'Allemagne et l'Inde avec 62 GW et 38 GW de puissance installée, l'Espagne et le Royaume-Uni sont en cinquième et sixième place. La chine se trouve toujours en tête de classement avec 289 gigawatts, soit 39% de la capacité mondiale. Le marché américain s'est également développé de manière extraordinaire et a augmenté de près de 17 gigawatts en 2020 avec un nouveau record et des parcs éoliens totalisant 122 gigawatts, La Chine détient plus du tiers de la puissance mondiale.

Les dix premiers marchés de l'énergie éolienne n'ont pratiquement pas changé. Le Brésil est passé de la 9e à la 8e position avec un volume de marché fort de 2,5 gigawatts (total : 18 gigawatts), tandis que la France est passée de la 8e à la 7e position.

Le tableau suivant synthétise les pays les plus exploitants d'énergie éolienne, dont deux (02) avec plus de 10 GW installés, et 06 qui ont passé la barre des 1 GW.

Pays / Région	**2020**	**Nouvelles capacités 2020**	**2019**	**2018**
Chine	290000	52000	237029	209529
États-Unis	122328	16895	105433	96363
Allemagne	62784	1427	61357	59313
Inde	38625	1096	37529	35129
Espagne	27446	1638	25808	23494
Royaume-Uni	24167	652	23515	20743
France	17949	1303	16646	15313
Brésil	18010	2558	15452	14707
Canada	13588	175	13413	12816
Italie	10850	280	10512	9958
Turquie	9305	1249	8056	7369

TABLE 2.1 – Les plus grands pays exploitants d'énergie éolienne [30]

Selon le taux de croissance des dernières années, le Conseil Mondial de l'Énergie Eolienne estime que la production d'énergie éolienne continuera son développement dans les années qui suivent. Les estimations mentionnées dans la figure (2.6) prévoient une capacité mondiale de l'énergie électrique à base du vent de l'ordre de 743 GW éolienne en 2020 et qui peuvent atteindre les 1212.3 GW à l'horizon de l'année 2025, soit 63.16%de plus qu'en 2020.

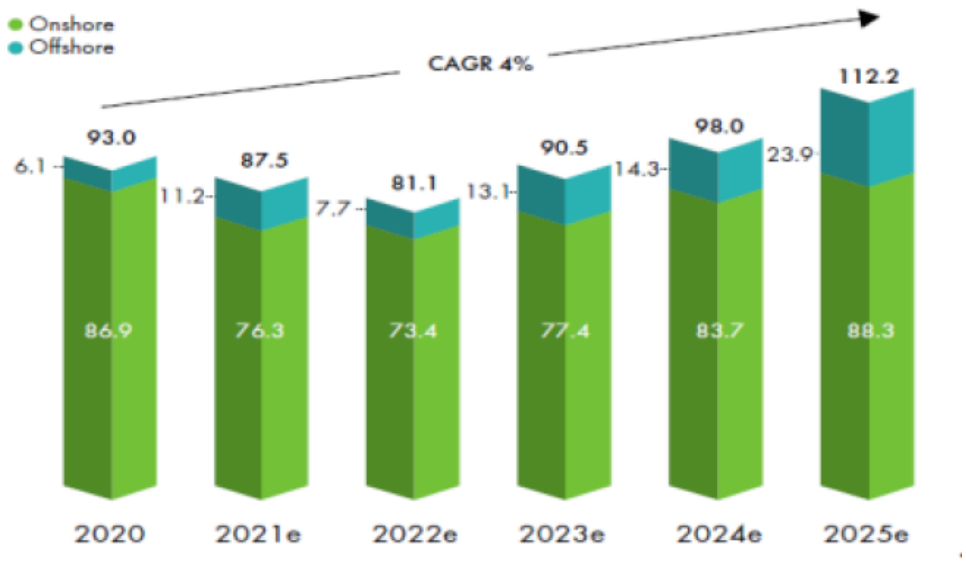


FIGURE 2.6 – Prévision globale de la capacité installée d'énergie éolienne entre 2020-2025[6].

2.3 Potentiel éolien en Algerie

Malgré le potentiel considérable qui peut être exploité en Algérie pour la production d'énergie électrique à base de l'éolienne, surtout dans le sud où les vitesses de vents peuvent dépasser 6m/s dans la région de Tindouf et jusqu'à 7m /s dans la région d'Adrar, la puissance éolienne totale installée reste toujours insignifiante.

Avant toute éventuelle implantation d'un parc éolien, l'estimation de l'énergie éolienne disponible dans une région devient nécessaire comme le cas de l'Algérie qui a été réalisée par le Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER, figure (2.7) depuis les années 90 à travers la production des atlas de la vitesse du vent [31]. C'est ce qui a permis d'ailleurs d'identifier huit zones ventées susceptibles d'être de bon endroits de recevoir des installations éoliennes [31] :

- Deux zones sur le littoral.
- Deux zones sur les hauts plateaux.
- Quatre zones en sites sahariens.

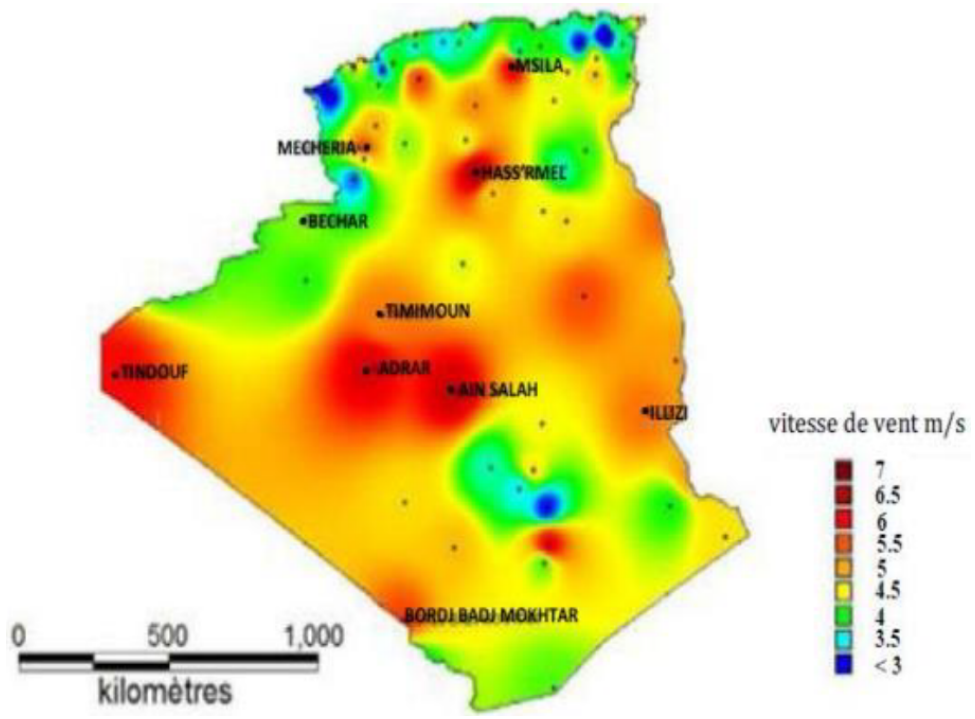


FIGURE 2.7 – Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s) en Algérie [7].

2.4 Principe fonctionnement de l'énergie éolienne

L'ensoleillement de la terre provoque indirectement un perpétuel déplacement des masses d'air créées par la pression du réchauffement et du refroidissement de certaines zones de la planète constituant ainsi la première ressource éolienne.

Un aérogénérateur transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique rotative. Cette dernière est transmise à travers un système d'entraînement, généralement composé d'un multiplicateur de vitesse, à une génératrice électrique pour produire l'électricité .

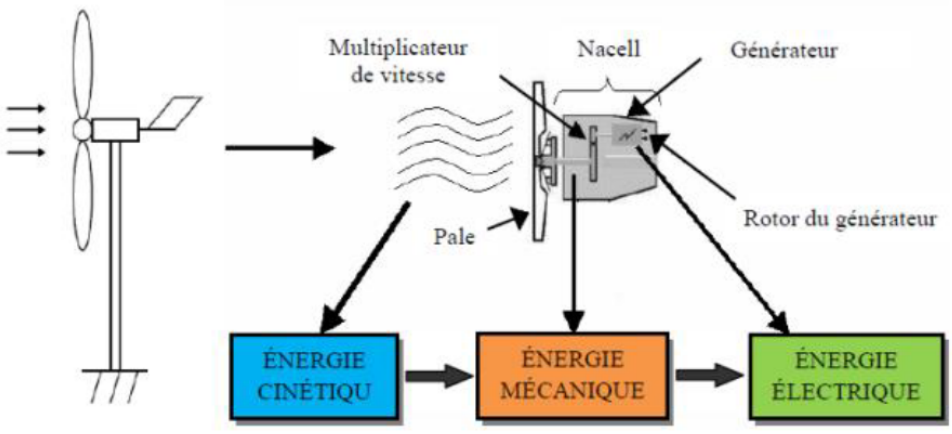


FIGURE 2.8 – Principe de conversion de l'énergie éolienne [8].

2.5 Classification des éoliennes

Classification des éoliennes

Les éoliennes peuvent être classées selon plusieurs critères : la puissance nominale produite, l'orientation de l'axe de rotation (horizontal ou vertical), le lieu d'implantation (terrestre "onshore" ou marin "offshore"), ainsi que le mode de fonctionnement (vitesse fixe ou vitesse variable). Cette classification permet d'adapter le choix de l'aérogénérateur aux conditions spécifiques du site et aux besoins énergétiques visés.[28].

2.5.1 Générateurs éoliens selon la gamme de puissance

Selon la puissance on peut classer les éoliennes en trois catégories et cela en fonction de la puissance nominale produite, donc on trouve des éoliennes de petite, moyenne et grande puissance.

Le tableau suivant synthétise les trois catégories des éoliennes :

Échelle	**Diamètre des pales**	**Valeur de puissance**
Petite puissance	$< 12\,m$	$< 45\,kW$
Moyenne puissance	12 à $45\,m$	$40\,kW$ à $1\,MW$
Grande puissance	$> 46\,m$	$> 1\,MW$

TABLE 2.2 – Classification des éoliennes [29].

2.6 Types d'éoliennes

Les turbines éoliennes sont classées selon la disposition géométrique de leur arbre sur lequel est montée l'hélice en deux types : les éoliennes à axe vertical DARRIEUS, SAVONIUS principalement et à axe horizontal bipales, tripales et multi-pales.

2.6.1 Turbines éoliennes à axe vertical

Elles sont les premières éoliennes à être utilisées dans la conversion d'énergie leurs principe de fonctionnement c'est qu'elle tourne autour d'un axe qui est perpendiculaire à la direction du vent et verticale par rapport au sol. Ce type de turbine peut recevoir le vent de n'importe quelle direction. En plus, les organes de commande, le générateur et le multiplicateur sont disposés au niveau du sol, ce qui rend facile l'entretien et la maintenance. Il existe principalement trois types de ce type d'éoliennes [9].



FIGURE 2.9 – Différentes formes d'éoliennes à axe vertical.

Ce type d'éolienne présente plusieurs atouts pratiques.
- L'implantation du multiplicateur, générateur et les appareils de commande au sol ;
- Maintenance des équipements plus facile ;
- Coût d'installation réduit ;
- Peu de bruit car l'éolienne tourne tournent à faible vitesse.

En revanche, elle comporte également des limites importantes.
- Rendement aérodynamique faible ;
- Options limitées pour le contrôle de la vitesse ou de la puissance.
- Forte variation du couple mécanique sur les éléments des pales ;
- Occupe une importante superficie du terrain pour les puissances élevées ;
- Exige un dispositif auxiliaire pour démarrer (doit démarrer en mode moteur).

2.6.2 Éoliennes à axe horizontal

Elles sont les plus répondus et les plus utilisés dans les fermes éoliennes à grandes puissances. Elles produisent plus d'énergie et moins exposées aux contraintes mécaniques par rapport aux éoliennes à axe verticale. Elles sont composées d'une ou de plusieurs pales [31].

À cause du compromis entre le coût, le coefficient de puissance, la vitesse de rotation qui caractérisent les éoliennes tripales, elles sont le plus utilisées actuellement [32].



FIGURE 2.10 – Différentes formes d'éoliennes à axe Horizontal [9].

Il existe deux types d'éoliennes à axe horizontal :

— **En Amont (UP-WIND)** :

La voilure placée avant la nacelle et alors un système mécanique d'orientation de la surface active de l'éolienne « face au vent » est nécessaire [27].

— **En Aval (DOWN-WIND)**

dans ce type l'emplacement de la turbine est derrière la nacelle. Dans ce cas la turbine se place automatiquement face au vent [32].

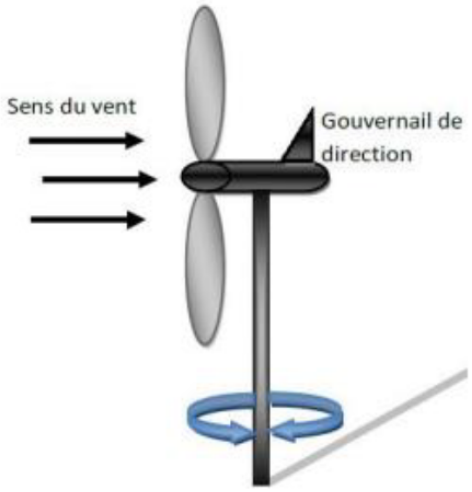


FIGURE 2.11 – Éolienne amont horizontale

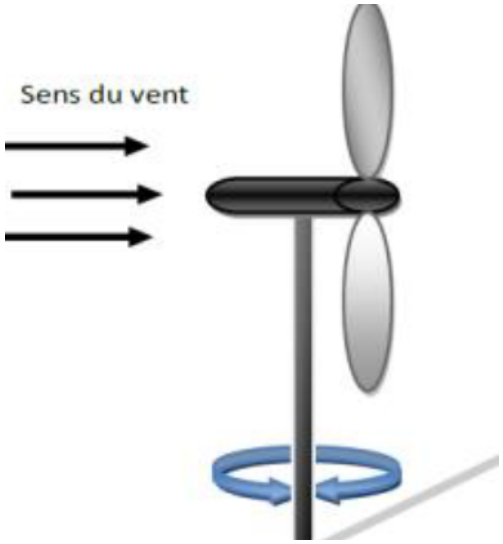


FIGURE 2.12 – Éolienne aval horizontale

2.7 Les avantages et les Inconvénients

Les Éoliennes à axe horizontal présentent plusieurs avantages qui les rendent les plus utilisés dans la production d'énergie éolienne.

- Occupation du sol est petite par rapport aux éoliennes à axe vertical ;
- Le rendement de ce type des éoliennes reste le plus important ;
- Les éoliennes captent au maximum d'énergie du vent et peuvent s'adapter à la direction du vent ;
- La hauteur joue un rôle très important au niveau d'efficacité énergétique vue la position du récepteur du vent ;
- Possibilité d'avoir d'un maximum de puissance en contrôlant la vitesse via des convertisseurs statiques ;
- Ces éoliennes peuvent être auto démarrées ;
- Rotor positionné en hauteur donnant accès à des vents élevés ;

Malgré ses nombreux avantages, l'éolienne à axe horizontal présente également certaines limites techniques et économiques.

- Coût d'installation est plus élevé ;
- La nacelle se trouve au sommet du mât ce qui gêne l'intervention en cas d'incident ;
- Nécessite de longs câbles électriques ;
- Nécessite une tour renforcée et robuste.

2.8 Principaux éléments d'une éolienne à axe horizontal

Les principaux composants d'une éolienne sont illustrés sur la figure (2.13), qui correspond à une turbine à axe horizontal à trois pales de type Nordex N60 (1.3MW).

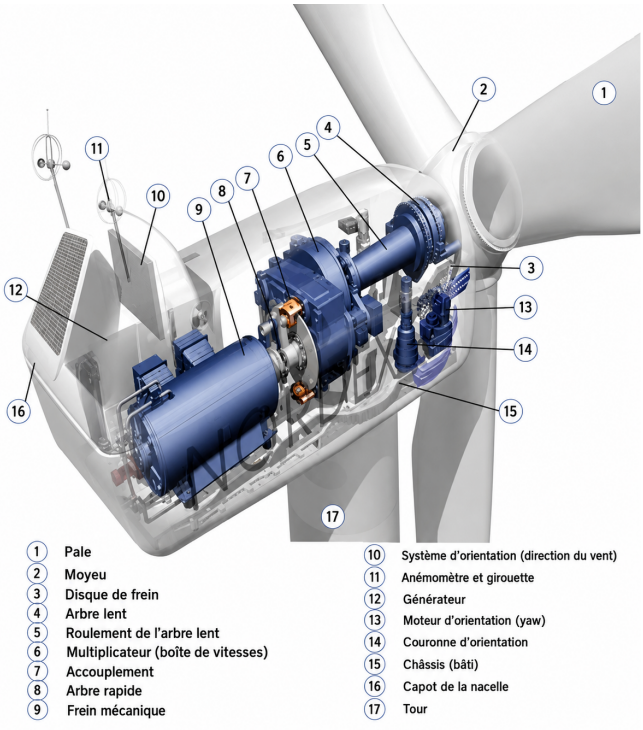


FIGURE 2.13 – Différentes parties d'une éolienne Nordex N60 (1300 kW) [10].

(1) Pales : Les pales captent l'énergie cinétique du vent et la transforment en énergie mécanique de rotation.

(2) Moyeu : Le moyeu relie les pales à l'arbre principal et assure la transmission du mouvement de rotation.

(3) Disque de frein : Le disque de frein permet de ralentir ou d'arrêter le rotor en cas d'urgence ou lors des opérations de maintenance.

(4) Arbre lent : L'arbre lent transmet le mouvement de rotation du rotor vers le multiplicateur de vitesse.

(5) Roulement de l'arbre lent : Le roulement supporte l'arbre lent et réduit les frottements afin d'assurer une rotation fluide.

(6) Multiplicateur : Le multiplicateur augmente la vitesse de rotation provenant de l'arbre lent pour l'adapter aux besoins du générateur.

(7) Accouplement : L'accouplement assure la liaison mécanique entre les différents éléments de transmission.

(8) Arbre rapide : L'arbre rapide transmet la rotation à grande vitesse vers le générateur.

(9) Frein mécanique : Le frein mécanique immobilise l'éolienne lors des interventions de maintenance ou des situations d'urgence.

(10) Système d'orientation : Le système d'orientation permet de maintenir la nacelle face à la direction du vent afin d'optimiser la production d'énergie.

(11) Anémomètre et girouette : Ces capteurs mesurent respectivement la vitesse et la direction du vent.

(12) Générateur : Le générateur convertit l'énergie mécanique produite par la rotation de l'arbre en énergie électrique.

(13) Moteur d'orientation : Le moteur d'orientation actionne le système permettant de tourner la nacelle selon la direction du vent.

(14) Couronne d'orientation : La couronne d'orientation supporte la rotation de la nacelle par rapport à la tour.

(15) Châssis : Le châssis constitue la structure porteuse sur laquelle sont fixés les principaux équipements de la nacelle.

(16) Capot de la nacelle : Le capot protège les composants internes contre les intempéries, la poussière et les agressions extérieures.

(17) Tour : La tour supporte l'ensemble de l'éolienne et permet de placer le rotor à une hauteur où le vent est plus fort et plus régulier.

2.9 Zones de fonctionnement de l'éolienne

La turbine éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre mécanique une puissance nominale P_n obtenue à partir d'une vitesse nominale du vent V_n.

Une turbine éolienne à vitesse variable est caractérisée par sa courbe de puissance en fonction de la vitesse du vent.

On distingue quatre zones de fonctionnement d'une turbine éolienne à vitesse variable comme démontre la figure (2.14), où :

V_d : Vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine ;

V_n : Vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale ;

V_m : Vitesse maximale du vent pour laquelle la turbine ne convertit plus d'énergie éolienne ;

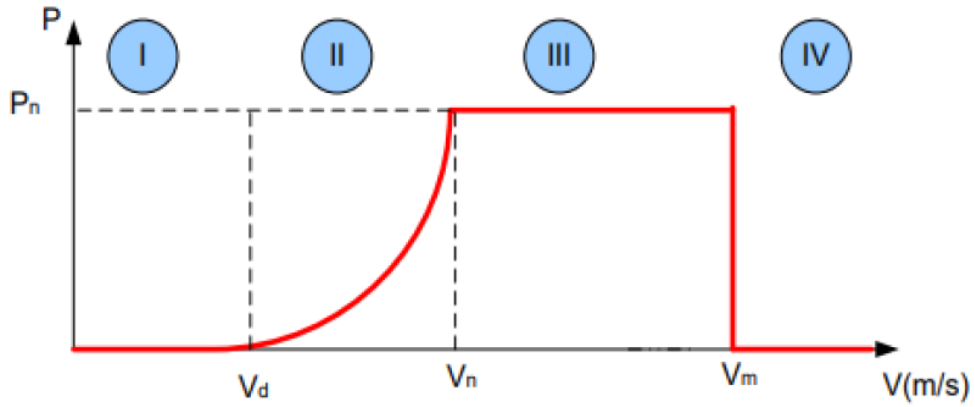


FIGURE 2.14 – Zones de fonctionnement d'une éolienne [11].

- Zone I : dans cette zone la vitesse du vent est très faibles et insuffisantes pour démarrer l'éolienne donc la turbine ne fonctionne pas, par conséquent la puissance extraite est nulle (P=0).

- Zone II : la vitesse du vent est comprise entre une valeur minimale à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie et une valeur nominale correspondant à la puissance nominale de l'éolienne. Dans cette zone un algorithme de commande est appliqué pour extraire la puissance maximale pour chaque vitesse du vent, cet algorithme est connu sous la terminologie MPPT (Maximum Power Point Tracking).

- Zone III : la vitesse du vent est au-dessus de la vitesse nominale, la vitesse de rotation est maintenue constante et la puissance P fournie reste égale à P_n. Par un système d'orientation des pales (Pitch control) qui est utilisée pour réguler la vitesse de la turbine.

- Zone IV : la vitesse de vent est trop importante, elle dépasse la valeur maximale admissible par l'éolienne V_m, les pales de la turbine sont mises en drapeaux (β=90°) la turbine s'arrête et la puissance générée sera nulle.

2.10 Principe de fonctionnement

Le fonctionnement d'une éolienne repose sur la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Lorsque le vent souffle, il exerce une force sur les pales (1), provoquant leur rotation autour du moyeu (2). Cette rotation est transmise à l'arbre lent (4), qui tourne à une vitesse relativement faible.

L'énergie mécanique est ensuite transférée au multiplicateur de vitesse (6), dont le rôle est d'augmenter la vitesse de rotation afin qu'elle soit adaptée au fonctionnement du générateur (12). Le mouvement est transmis par l'intermédiaire de l'accouplement (7) à l'arbre rapide (8). Un frein mécanique (9) et un disque de frein (3) assurent l'arrêt de la turbine en cas d'urgence ou lors des opérations de maintenance.

Le générateur (12) convertit l'énergie mécanique de rotation en énergie électrique. Pour maximiser la production d'énergie, l'éolienne est orientée face au vent grâce au système d'orientation (10), piloté par le moteur d'orientation (13) et la couronne d'orientation (14). La direction et la vitesse du vent sont mesurées en permanence par l'anémomètre et la girouette (11).

L'ensemble des composants mécaniques et électriques est installé dans la nacelle, protégée par le capot de nacelle (16), tandis que la tour (17) supporte toute la structure à une hauteur permettant de capter des vents plus réguliers et plus puissants [33].

2.10.1 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. L'énergie cinétique d'une colonne d'air de longueur dx, de section S, de masse volumiqueρ, animée d'une vitesse v, s'écrit :

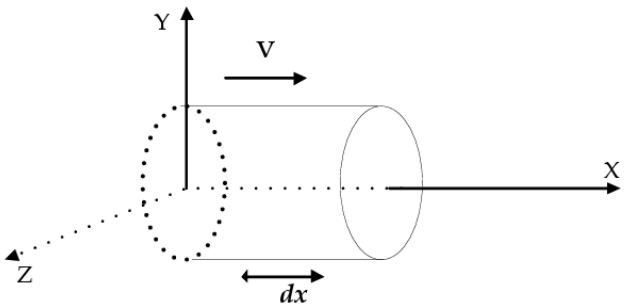


FIGURE 2.15 – Colonne d'air animée d'une vitesse v

La puissance P_m obtenue à partir du flux d'air en mouvement correspond à la dérivée de l'énergie cinétique par rapport au temps.

En supposant $dx = v\,dt$, on déduit l'expression de P_{vent} :

$$P_{\text{vent}} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2}\rho S v_{\text{vent}}^3$$

ρ : Masse volumique de l'air en kg/m^3.
v_{vent} : vitesse instantanée du vent en m/s.
E_c : En joules.

2.10.2 Vitesse spécifique de l'éolienne

Le paramètre de rapidité, également connu sous le nom de rapport de vitesse en bout de pale, est le rapport de la vitesse d'extrémité des pales à la vitesse du vent.

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v_{\text{vent}}}$$

où Ω est la vitesse de rotation des pales, R le rayon des pales et v_{vent} la vitesse du vent.

2.10.3 Limites de Betz

Étant donné que la vitesse en aval du rotor n'est jamais nulle, l'éolienne ne peut pas capter toute l'énergie. Par conséquent, une partie de l'énergie cinétique du vent n'a pas été recueillie. Selon le théorème du physicien allemand Betz, le rotor peut récupérer la plus grande quantité d'énergie du vent. Il représente environ 59% de l'énergie totale du vent, soit 16/27. Il est maintenant possible de présenter la notion de coefficient de puissance C_p. En réalité, cette limite n'est jamais atteinte et chaque éolienne a son propre coefficient de puissance calculé en fonction de la vitesse spécifique normalisée λ [34].

2.10.4 Coefficient de puissance

La puissance aérodynamique contenue dans le vent traversant une éolienne est donnée par

$$P = \frac{1}{2}\rho A v^3 \tag{I.6}$$

Nous remarquons que la puissance aérodynamique est proportionnelle au cube de la vitesse v mesurée en m/s et où :

ρ : Densité de l'air

$A = \pi R^2$: Surface balayée par les pales de l'éolienne et R rayon de la pâle

v : Vitesse du vent

Toutefois cette puissance ne peut pas être entièrement récupérée par l'éolienne. On multiplie donc cette puissance par un coefficient dit coefficient de puissance C_p qui quantifie le rendement de l'éolienne et dépend des caractéristiques aérodynamiques de celle-ci [34], telle que :

$$P = \frac{1}{2}\rho A v^3 C_p \tag{I.7}$$

Le rapport C_p peut être défini comme :

$$C_p = \frac{P_{\text{méc}}}{\frac{1}{2}\rho A v^3}$$

2.10.5 Couple produit par l'éolienne

Le couple τ produit par l'éolienne est donné par

$$\tau = \frac{1}{2}\rho A v^2 C_p R \tag{1.8}$$

où :

ρ : Densité de l'air

A : Surface balayée par les pales de l'éolienne

v : Vitesse du vent

C_p : Coefficient de puissance de l'éolienne

R : Rayon de la turbine éolienne

2.11 Application des éoliennes

Un système éolien peut être utilisé en trois applications distinctes :

2.11.1 Systèmes isolés

L'énergie éolienne est aussi utilisée pour fournir de l'énergie à des sites isolés. Pour les réseaux de petites puissances en site isolé l'énergie éolienne est utilisée pour fournir de l'énergie pour le pompage de l'eau dans des champs, produire de l'électricité dans les îles ou encore pour alimenter en électricité des phares, des voiliers, en associant des aérogénérateurs à un ou des groupes électrogènes, souvent diesel [10].

2.11.2 Systèmes hybrides

Les systèmes hybrides sont ceux qui présentent plus d'une source d'énergie comme, par exemple, turbines éoliennes, génératrices Diesel, modules photovoltaïques. Actuellement, le système hybride représente une solution d'approvisionnement énergétique efficace et économique pour le réseau électrique.

Dans les systèmes hybrides, la réalisation d'une commande de contrôle de toutes sources confondues est nécessaire pour maximiser la livraison de l'énergie à l'utilisateur [14].

Il existe de nombreuses combinaisons de différentes sources d'énergies renouvelables pour construire un système hybride dont les principales utilisées sont les énergies éoliennes et photovoltaïques.

2.11.3 Systèmes liés au réseau

Les systèmes connectés au réseau ne nécessitent pas d'un système de stockage d'énergie mais ils nécessitent des convertisseurs statiques, ils sont conçus de manière à couvrir leur demande locale en fonction de la capacité du réseau électrique, l'excédent de production peut être vendu au réseau électrique pour être transféré vers d'autres lieux de la demande.

2.12 Technologies des systèmes éoliens

Les turbines éoliennes peuvent également être classifiées en deux technologies celles dont la vitesse de rotation est fixe FSWT : (Fixed Speed Wind Turbine) et celles dont la vitesse est variable VSWT : (Variable Speed Wind Turbine).

2.12.1 Les éoliennes à vitesse fixe FSWT

Comme leur nom l'indique les turbines à vitesse fixes tournent à une vitesse relativement constante pour différentes vitesses du vent.

Les éoliennes à vitesse de rotation constante sont connectées directement au réseau électrique utilisant un générateur asynchrone à cage d'écureuil comme illustre la figure (2.16).

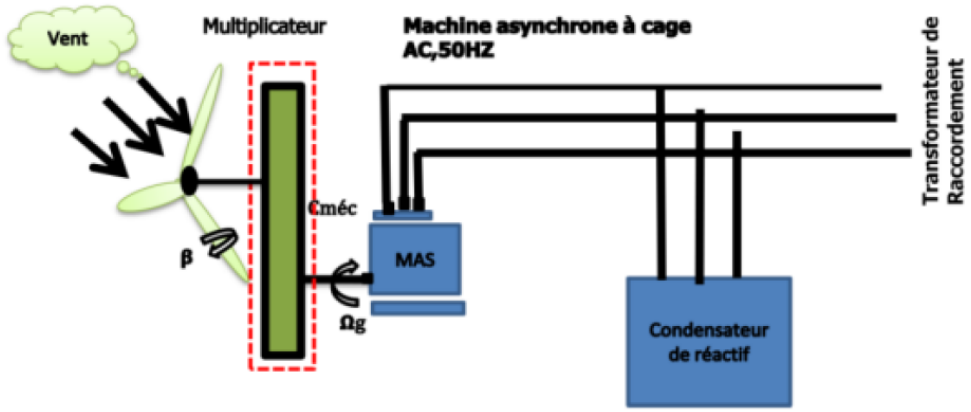


FIGURE 2.16 – Eolienne à vitesse fixe basée sur la machine asynchrone à cage d'écureuil [12].

Elles sont également équipées d'un banc de condensateur afin de réduire la consommation de la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine et d'un multiplicateur de vitesse qui entraine cette machine à une vitesse approximativement constante. Les avantages de cette technologie d'éolienne sont la simplicité, la robustesse, la fiabilité et le faible coût. Leurs inconvénients sont la limitation de la qualité de la puissance car Il n'y a pas de convertisseurs statiques, la consommation de la puissance réactive, les contraintes mécaniques élevées [35].

2.12.2 Les éoliennes à vitesse variable VSWT

Au cours des dernières années, les turbines éoliennes à vitesse variable sont devenues le type dominant dans les installations des fermes éoliennes. Elles sont conçues pour atteindre une efficacité aérodynamique maximale sur une large gamme de vitesses de vent.

L'opération à vitesse variable permet continuellement l'adaptation de la vitesse de rotation de l'éolienne en fonction la vitesse du vent afin d'opérer un niveau d'efficacité aérodynamique optimal (MPPT). Ce concept technologique ne peut pas être utilisé sans l'ajout de convertisseur électronique de grande puissance dont son rôle est de découple la vitesse du générateur et la fréquence du réseau électrique. Contrairement à une éolienne à vitesse fixe, les tensions et les fréquences à la sortie de la génératrice ne sont plus imposées par le réseau, ce qui permet de réguler la vitesse de l'éolienne. Une éolienne basée sur ce principe, comporte un rotor éolien, un générateur et convertisseur statique coté réseau et coté générateur connectés dos-à-dos par une liaison à Courant Continu (CC). La connexion se fait au moyen d'un filtre à inductance de lissage permettant de réduire significativement les harmoniques de courant.

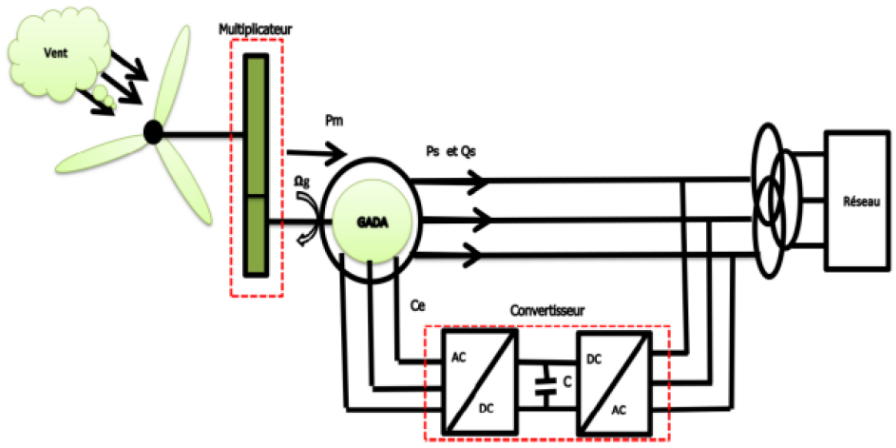


FIGURE 2.17 – Eolienne à vitesse variable basée sur une GADA [12].

2.13 Types des machines électriques utilisées dans les systèmes éoliens

Aujourd'hui, on utilise plus fréquente les turbines éoliennes pour la production d'électricité, c'est pourquoi l'utilisation d'une génératrice électrique est jugée indispensable. De nombreux types de générateurs électriques sont utilisés dans les aérogénérateurs à vitesse fixe ou variable. Ces générateurs peuvent être classés selon différents aspects tels que (à vitesse constante ou à vitesse variable, avec ou sans convertisseur électronique de puissance et avec ou sans de multiplicateur de vitesse.

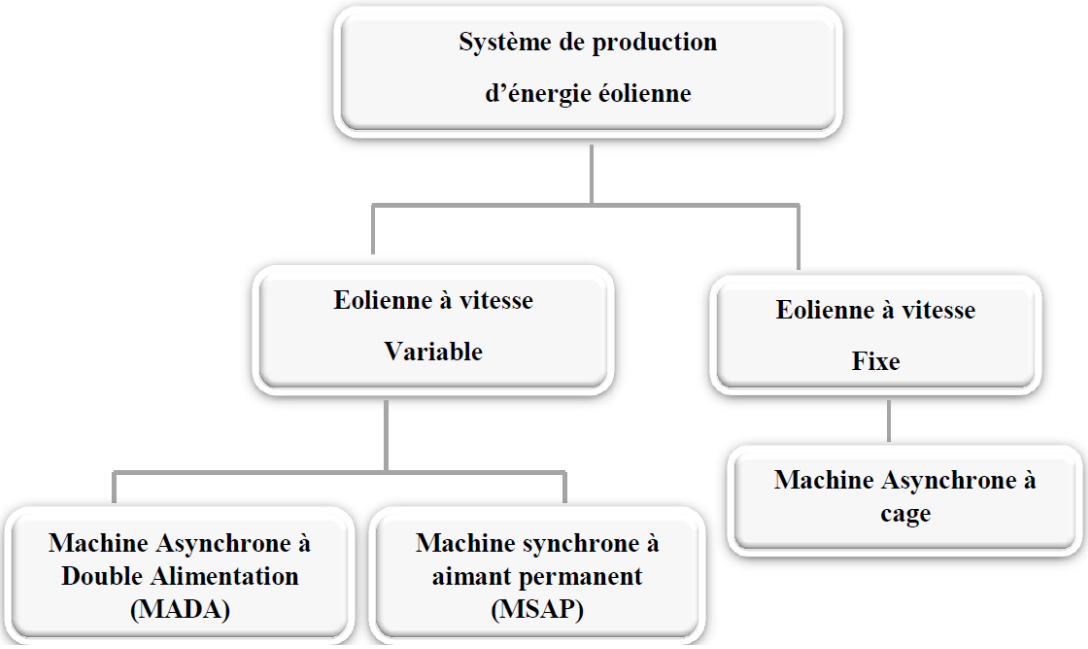


FIGURE 2.18 – Classification des générateurs [13].

2.13.1 Système utilisant une génératrice asynchrone

2.13.1.1 Génératrice asynchrone à cage

La génératrice asynchrone à cage fut le premier type de génératrice à être utilisée pour les éoliennes de grande puissance, connue par la robuste et peu coûteuse, elle ne comporte aucune pièce d'usure (pas de système balais-collecteur), réduisant ainsi les coûts de maintenance. Par ailleurs, le stator connecté directement au réseau, le besoin en équipement électronique est réduit. Elle est aussi le moins exigeante en termes d'entretien et présentent un taux de défaillance très peu élevé.

La figure (2.19) représente la configuration la plus simple utilisant une génératrice asynchrone à cage qui est couplée mécaniquement à la turbine par le biais d'un multiplicateur. Le fonctionnement en génératrice débute dès que la vitesse de la génératrice dépasse le synchronisme (mode hypersynchrone). La présence d'une batterie de condensateurs permettant de compenser l'énergie réactive consommée par la génératrice pour sa magnétisation.

La vitesse de la turbine basée sur MAS est généralement maintenue constante via un système d'orientation des pales, ce système de commande s'appelle "pitch control" qui se base sur la rotation des pales par des actionneurs électrique ou hydraulique qui va ajuster l'angle de calage β. Par conséquent, et lors de forte fluctuation du vent, ce système mis en drapeau les pales de la turbine (β=90°).

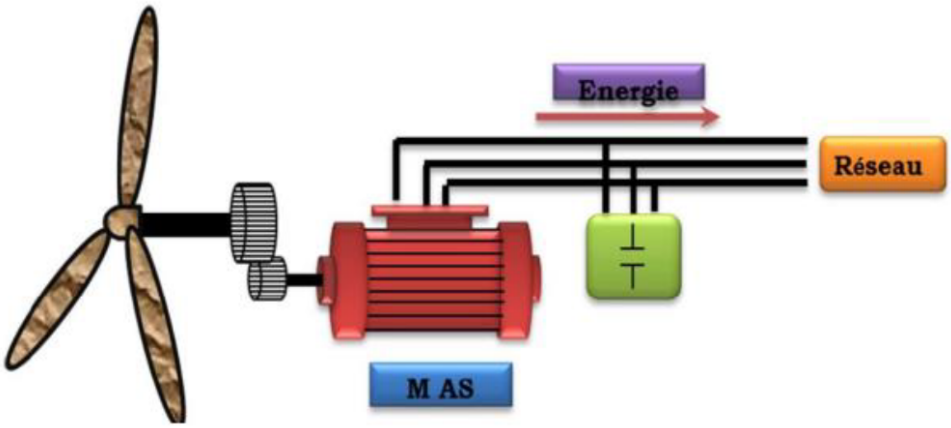


FIGURE 2.19 – Schéma équivalent d'un système éolien basé sur la génératrice asynchrone à cage [14].

Par contre, cette configuration représente quelques inconvénients :
- Elle ne permet pas une vitesse variable .
- Maintenance régulière de la boîte de vitesse .
- La puissance extraite non optimisée .
- Magnétisation de la machine imposée par le réseau .
- Il n'y a pas de contrôle de l'énergie réactive .

2.13.1.2 Génératrice Asynchrone à Double Alimentation

La configuration à base de la génératrice Asynchrone à induction à double alimentation (GADA) est généralement employée pour les éoliennes à vitesse variable suivant l'architecture présentée dans la figure (2.20) [36]. Son circuit statorique est connecté directement au réseau électrique. Un second circuit placé au rotor est également relié au réseau mais par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance. Le convertisseur statique coté MADA (CCM) contrôle les puissances active et réactive transitant du stator vers le réseau électrique, tandis que le convertisseur

coté réseau (CCR) contrôle la tension de bus continu et assure le fonctionnement avec des facteurs de puissance élevés.

L'avantage de ce type d'architecture se réside sur la taille des convertisseurs de fréquence qui restent plus petit et qui rendent ce concept plus attrayant du point de vue économique.

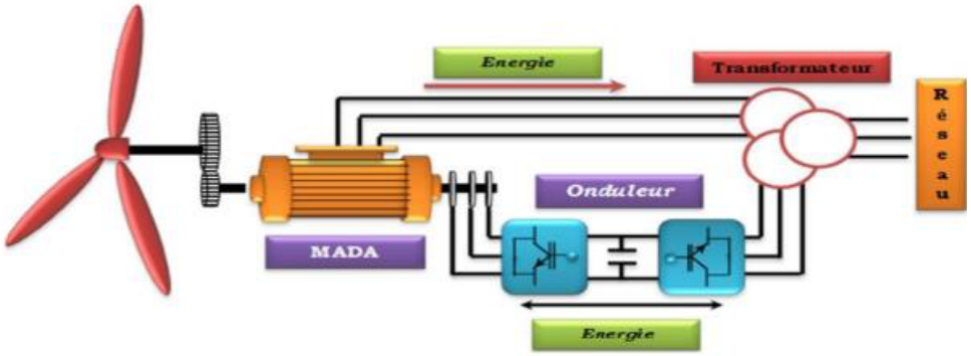


FIGURE 2.20 – Schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation [14].

Cette configuration représente quelques inconvénients :
- Maintenance du multiplicateur ;
- Maintenance des contacts bagues-balais ;
- Commande complexe ;
- Surcoût des convertisseurs ;
- Electronique de puissance chère.

2.13.2 Système Utilisant une Génératrice Synchrone

Les machines synchrones se composent d'un rotor, qui est la partie tournante, et d'un stator, la partie fixe. Les éoliennes à base de ce type de machine seront connectées au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur statique. Le rotor et le champ magnétique tournant au stator tournent à la même vitesse. Pour réaliser cela, on place systématiquement une interface électronique de puissance entre le stator de la machine et le réseau ce qui permet d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage de variation. Deux types de génératrices sont utilisés dans les applications éoliennes à vitesse variable, à savoir machine synchrone à rotor bobiné ou machine synchrone à aimants permanents figure (2.21).

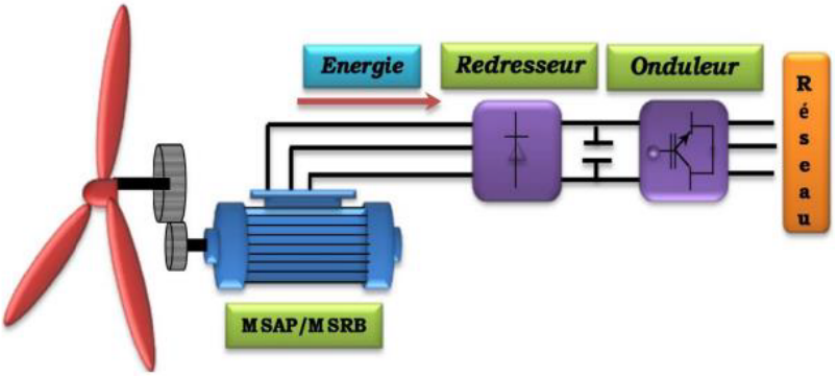


FIGURE 2.21 – Schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine synchrone [14].

2.13.2.1 Génératrice Synchrone à Rotor Bobiné

Ce genre de machine est constitué d'un rotor qui comporte des bobines au lieu d'aimants permanents. Pour obtenir le flux magnétique inducteur dans l'entrefer, on alimente les bobines de la machine par des courants continus via des contacts glissant balais-bagues. L'avantage principal d'une machine synchrone à inducteur réside dans le fait que l'on contrôle directement le facteur de puissance de la machine elle-même. On pourra donc jouer sur le courant statorique et le diminuer. Cependant, l'existence du circuit d'excitation pose des problèmes d'équilibrage du rotor, et introduit un convertisseur supplémentaire, donc un coût et des pertes supplémentaires [11].

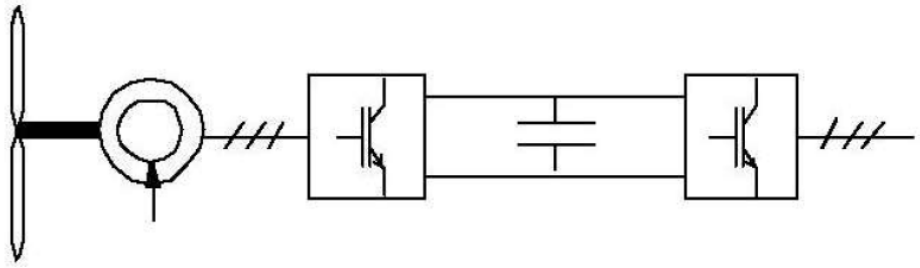


FIGURE 2.22 – Chaîne de conversion à génératrice synchrone à rotor bobiné (ou à aimants) et convertisseur de fréquence

2.13.2.2 Génératrice Synchrone à Aimants Permanents (GSAP)

Dans les petites et moyennes éoliennes les machines synchrones les plus utilisées sont des génératrice synchrones à aimants permanents par rapport à la génératrice asynchrone.

Les éoliennes à base des génératrices asynchrones, nécessitent les bagues, le balai, et le multiplicateur. Cela rend l'installation plus coûteuse avec une maintenance particulière. Des éoliennes à base des machines synchrones à grand nombre de paires de pôles, couplées directement à la turbine ont été développées. La machine synchrone élimine la technologie de balais et des bagues. Le génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP) offre un bon rendement et une souplesse de commande avec une maintenance réduite, tout en fonctionnant avec un facteur de puissance élevé dû à la présence de l'aimant permanent. De plus, cette machine ne consomme pas d'énergie réactive dans le rotor, ce qui la rende propice dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne (WECS). Cependant, dans les applications de plus grande puissance, leur utilisation est limitée essentiellement à cause de leur prix qui est plus élevé que celui des générateurs à induction de la même taille. Du point de vue architectural de la génératrice, plusieurs topologies sont présentées : on distingue notamment les machines à flux radial et les machines à flux axial [11].

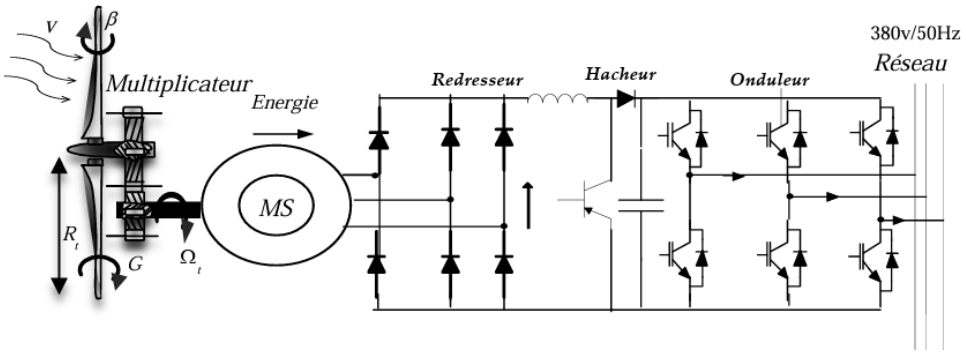


FIGURE 2.23 – Génératrice synchrone à aimants permanents dans une chaîne de conversion éolienne.

2.14 Éoliennes flottantes (offshore flottant)

Les éoliennes flottantes représentent une avancée technologique majeure par rapport aux éoliennes offshore classiques dites « posées » ou « fixes ». Alors que les éoliennes offshore conventionnelles sont ancrées directement au fond marin par des fondations de type monopieu ou jacket (limitées à des profondeurs d'eau généralement inférieures à 60 mètres), les éoliennes flottantes sont installées sur des plateformes flottantes ancrées au fond par des systèmes de mooring (lignes d'ancrage). Cette technologie répond à une contrainte majeure : près de 80% des ressources éoliennes offshore mondiales se situent dans des eaux de profondeur supérieure à 60 mètres, là où les fondations fixes deviennent techniquement difficiles et économiquement non viables. L'éolien flottant permet ainsi d'accéder à des vents plus forts et plus constants qu'au large des côtes, ce qui double pratiquement le potentiel d'énergie éolienne offshore exploitable à l'échelle mondiale. Cependant, cette technologie émergente doit encore surmonter plusieurs défis, notamment des coûts d'investissement encore très élevés (de 2 à 4 fois supérieurs à l'éolien posé), une standardisation insuffisante des designs, et des contraintes techniques liées à la stabilité et à la maintenance en milieu marin profond. [36].



FIGURE 2.24 – Eoliennes flottantes

2.14.1 Types de plateformes flottantes

Il existe quatre principaux types de fondations flottantes pour les éoliennes offshore, chacun présentant des caractéristiques techniques adaptées à des conditions de mer spécifiques [36] :

- **Spar (ou flotteur en béquille)** : Caractérisé par un tirant d'eau profond (70 à 100 m) et une stabilisation par ballast. Ce concept, développé par la société norvégienne Equinor, a été utilisé pour les projets pionniers Hywind. Il nécessite des eaux profondes pour fonctionner et des opérations d'installation complexes.
- **Semi-submersible (semi-submersible)** : Doté d'un large plan de flottaison et d'une stabilisation par flottabilité. Cette technologie offre une bonne adaptabilité à différentes profondeurs d'eau et permet un assemblage intégré à quai, facilitant ainsi le transport et l'installation. Elle est la plus utilisée dans les projets chinois et a été choisie par Principle Power pour ses projets WindFloat.
- **TLP (Tension Leg Platform)** : Stabilisée par des tendons verticaux sous forte tension. Ce type de plateforme offre une bonne stabilité verticale et un tirant d'eau plus faible, mais l'installation des tendons reste complexe.
- **Barge (ou barge)** : Structure en forme de caisson avec un large plan de flottaison. Sa simplicité de construction facilite l'assemblage à terre, mais sa tenue à la mer est moins bonne que les autres types, ce qui peut générer des mouvements plus importants.

Conclusion

Ce chapitre a exposé les principes de l'énergie éolienne. En 2020, 93 GW ont été installés dans le monde, portant la capacité totale à 743 GW, dominée par la Chine (39%) et les États-Unis (16%). L'Algérie possède un potentiel réel avec des vitesses de vent atteignant 7 m/s à Adrar. Les éoliennes à axe horizontal tripales sont les plus performantes. La limite de Betz (59%) fixe la puissance maximale extractible. Les génératrices à vitesse variable (MADA, GSAP) offrent une meilleure efficacité que les machines à vitesse fixe.

Chapitre 3

Dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque-éolien avec stockage par batteries

Introduction

Le dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque-éolien avec stockage par batteries repose sur un compromis fondamental entre la fiabilité de l'alimentation électrique et la rentabilité économique du projet. Ce chapitre présente les méthodes et les indicateurs utilisés pour concevoir et évaluer de tels systèmes.

Dans un premier temps, nous aborderons l'analyse de la fiabilité, qui constitue une étape préliminaire indispensable. La méthode LPSP (Loss of Power Supply Probability) sera présentée comme l'outil standard pour quantifier le risque de défaillance du système. Un exemple de calcul détaillé permettra d'illustrer son application pratique.

Ensuite, nous présenterons l'analyse des coûts avec ses deux composantes principales : les coûts d'investissement (CAPEX) et les coûts d'exploitation et maintenance (OPEX). L'évaluation des ressources énergétiques (gisement solaire et éolien) sera également discutée, avec une attention particulière pour la loi de distribution de Weibull appliquée au vent.

Enfin, nous étudierons trois indicateurs économiques complémentaires : le coût actualisé de l'énergie (LCOE), la valeur actuelle nette (VAN) et le temps de retour sur investissement (TR). Pour chacun, une définition théorique, la formule mathématique et un exemple de calcul seront fournis.

3.1 Système Hybride

Plusieurs recherches ont démontré qu'il est possible de combiner différentes sources d'énergies renouvelables pour créer un système hybride, grâce à leur disponibilité et à leur facilité d'utilisation. Donc, ce système constitue une combinaison de deux sources ou plus. Dans la proposition de système (comme représenter dans la figure 3.1), l'éolien et le solaire, deux types d'énergie renouvelable, ont été combinés. Cependant, du fait de l'accessibilité sporadique et de la nature imprévisible de ces deux ressources, il est crucial d'avoir un mécanisme de stockage pour garantir la constance et la durabilité du service au sein de ce système. Pour assurer une fourniture continue d'énergie, ou pour stocker l'énergie excédentaire. Il est équipé d'un dispositif de stockage d'énergie, en l'occurrence une batterie, ce qui a donné lieu à des performances satisfaisantes. Toutefois, son déploiement à petite échelle a été rendu possible grâce à l'utilisation d'un onduleur monophasé, limitant ainsi son application aux charges de faible puissance.

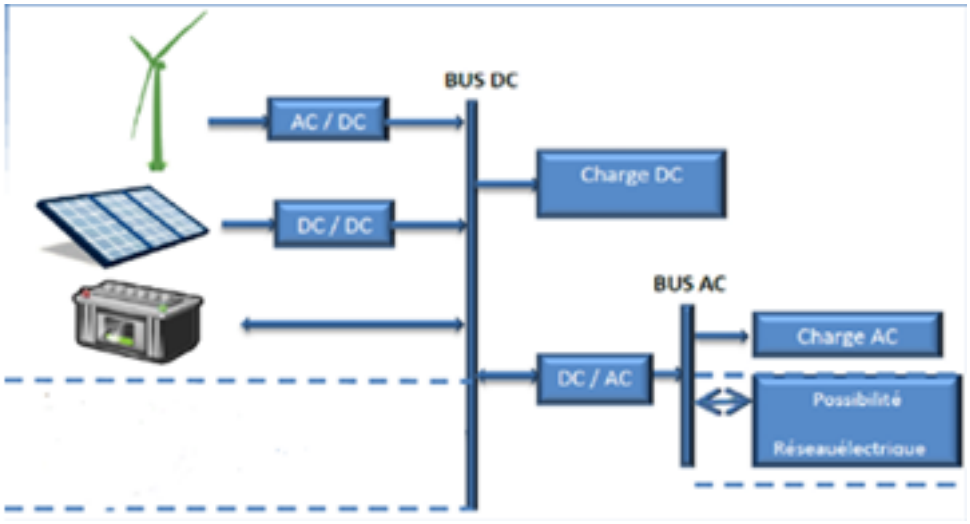


FIGURE 3.1 – système hybride éolien–photovoltaïque

3.2 Système de conversion d'énergie hybride

Ce système repose sur deux sources d'énergie renouvelable : l'énergie solaire (photovoltaïque) et l'énergie éolienne. L'algorithme de suivi du point de puissance maximale (MPPT) commande un convertisseur DC/DC qui connecte le générateur photovoltaïque (PV) à la charge. Quant à la turbine éolienne (WT), elle entraîne un générateur synchrone à aimants permanents (GSAP) qui est relié à la charge via un convertisseur AC/DC contrôlé. Les deux sources sont reliées entre elles via un bus à courant continu, comme démontré dans l'illustration suivant [37] :

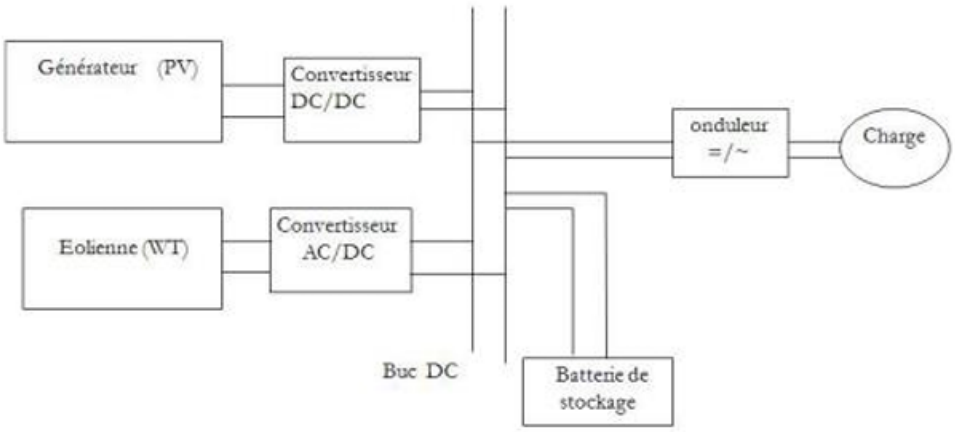


FIGURE 3.2 – Schéma de principe du système hybride photovoltaïque- éolien

3.3 Description d'un système hybride

Le système hybride se compose de trois parties :

La première partie c'est la batterie de stockage d'énergie soutient les sources d'énergie renouvelable telles que le solaire et l'éolien.

La seconde partie englobe les convertisseurs connectés aux sources de production citées, spécifiquement les convertisseurs DC-AC et DC-DC, dans le but de constituer un bus continu (DC bus).

La troisième section traite de l'onduleur du côté de la charge et de la charge triphasée .

Le système de transformation de l'énergie éolienne en électricité repose sur une turbine et un générateur synchrone à aimants permanents (PMSG), alors que le dispositif de conversion de l'énergie solaire se compose de panneaux solaires équipés d'un suivi du point de puissance maximale (MPPT). Quand l'énergie générée par les panneaux photovoltaïques et les éoliennes excède la consommation de la charge, le surplus d'énergie est emmagasiné dans la batterie. Toutefois, si la production d'énergie ne répond pas à la demande, la batterie intervient comme un appui au système en restituant de l'énergie pour maintenir l'équilibre du système et garantir l'approvisionnement en énergie pour le rechargement dans diverses circonstances [38].

3.4 Classification des systèmes d'énergie hybride

On peut classer les systèmes énergétiques hybrides en fonction de divers critères. Cependant, on privilégie généralement les classifications les plus courantes et les plus appropriées dans le cadre de l'analyse. (comme Figure 3.3)

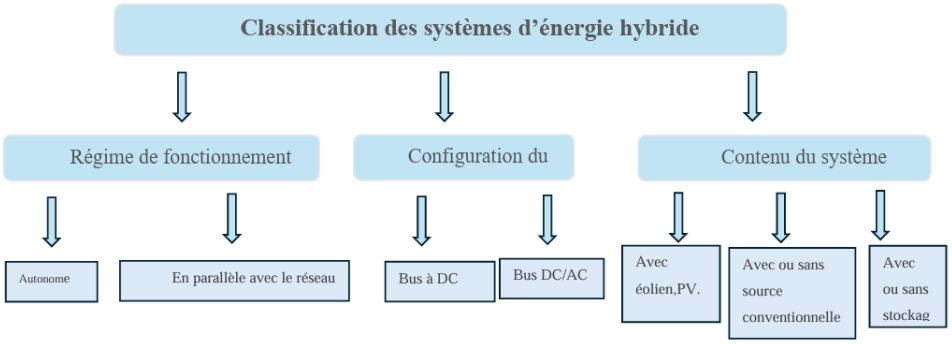


FIGURE 3.3 – Classification des systèmes d'énergie hybrides

3.4.1 Régime de fonctionnement

Les systèmes d'énergie hybride peuvent être classés en deux types principaux en fonction de l'inclusion ou non d'un système de stockage :

- Systèmes connectés au réseau : Ces dispositifs opèrent en coordination avec le réseau national d'électricité, tout en renforçant son approvisionnement.

- Systèmes autonomes : Conçus pour fonctionner indépendamment du réseau, ils sont destinés à alimenter en énergie des sites isolés ou éloignés, dépourvus d'accès au réseau électrique [39].

3.4.2 Configuration du Bus

On utilise principalement ce genre de système hybride dans les zones à climat chaud, où l'ensoleillement est fort.

Ces systèmes visent à fournir de manière ininterrompue de l'électricité aux habitations ou aux édifices administratifs lorsqu'ils opèrent en autonomie. Certaines configurations permettent d'alimenter des centres de recherche ou d'être raccordées à un réseau électrique et à des systèmes de stockage additionnels.

Dans toutes les configurations de systèmes hybrides, un bus de puissance est présent. Il sert à relier en parallèle les différentes sources d'énergie, l'onduleur et le système de stockage [40].

3.4.2.1 Architecture à bus DC

Dans une configuration en série, toutes les sources d'énergie sont branchées sur un même bus de courant continu (CC). Dans ce genre de système, les sources génératrices d'électricité en courant alternatif (CA), à l'instar du générateur éolien ou de la centrale Diesel, sont initialement transformées en courant continu grâce à des convertisseurs AC/DC.

L'énergie ainsi rectifiée est par la suite dirigée vers le bus CC partagé. Afin de fournir de l'énergie à la charge (c'est-à-dire les dispositifs ou systèmes qui consomment de l'énergie), un onduleur est employé pour convertir le courant continu en courant alternatif (convertisseur DC/AC), correspondant aux exigences des appareils.

Un des inconvénients de cette configuration est que la puissance générée, par le système photovoltaïque (PV) et le générateur à diesel doit évacuer par la batterie avant d'être fournie à la charge. Par conséquent, la batterie se recharge et se décharge régulièrement, ce qui réduit, sa durée de vie [41].

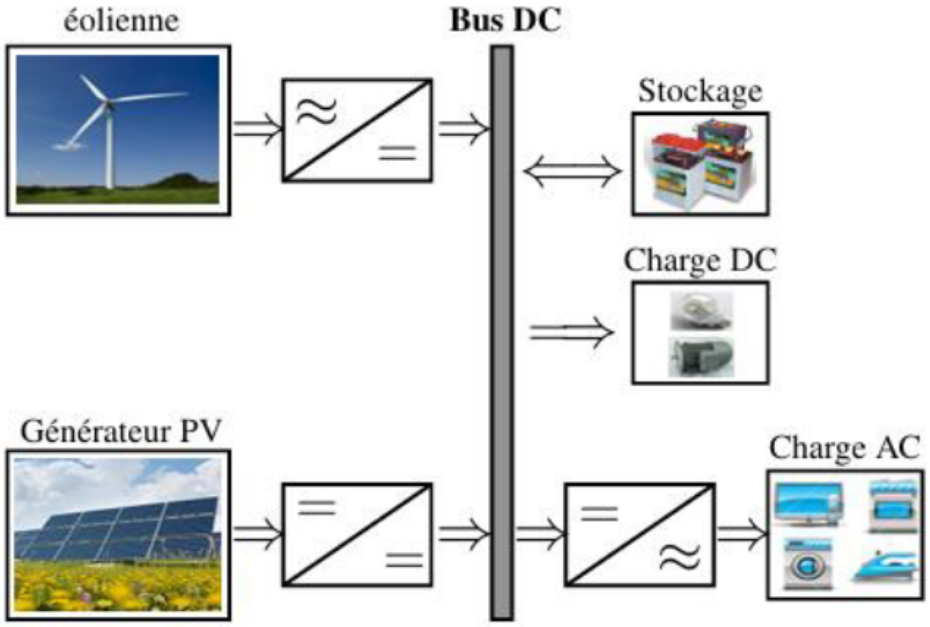


FIGURE 3.4 – Configuration d'un SEH à bus DC

3.4.2.2 Architecture à bus DC/AC

Cette configuration (SEH commuté) présente des performances supérieures par rapport à l'architecture à bus DC. Il offre notamment la possibilité pour l'éolienne d'alimenter directement la charge en courant alternatif (AC), ce qui optimise largement l'efficacité générale du système. Les batteries se rechargent lorsqu'il y a un excès de production d'électricité.

En ce qui concerne la conversion d'énergie, un convertisseur bidirectionnel unique peut être utilisé entre les deux types de bus (DC et AC), remplaçant ainsi l'utilisation des deux convertisseurs à sens unique habituellement, présents dans l'architecture classique.

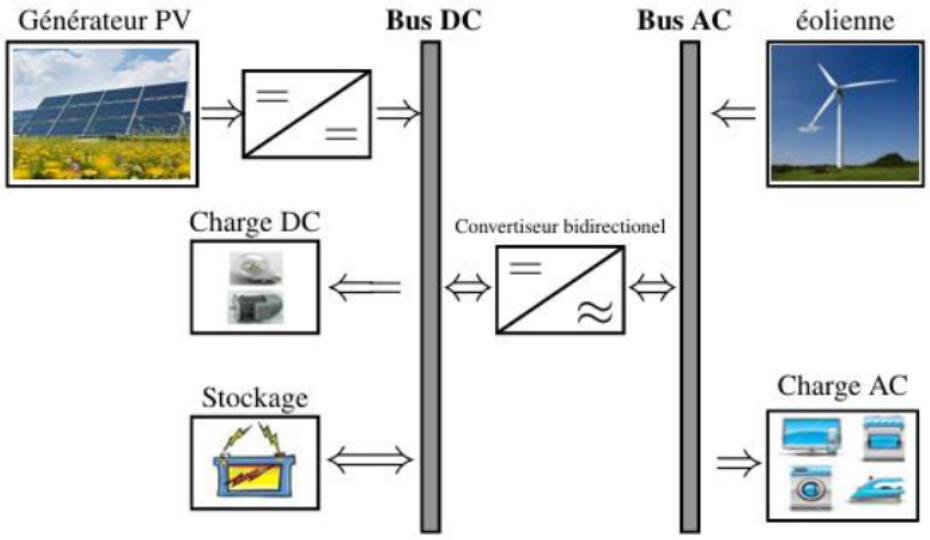


FIGURE 3.5 – Architecture à bus DC/AC

3.4.3 Point de Couplage Commun (PCC)

3.4.3.1 Définition et rôle dans un système hybride

Le Point de Couplage Commun (PCC) est l'interface électrique qui relie un système de production décentralisé (micro-réseau, système hybride, générateur isolé) au réseau électrique principal ou à un autre micro-réseau . Il constitue la frontière physique et fonctionnelle entre l'installation locale et le réseau amont.

Dans le cadre d'un système hybride photovoltaïque-éolien avec stockage par batteries, le PCC joue trois rôles fondamentaux :

— 1. La commutation volontaire : il permet de basculer le système entre deux modes de fonctionnement :

- Mode connecté (grid-connected) : le système hybride est relié au réseau principal. L'excédent de production peut être injecté (vente d'électricité), et le déficit peut être compensé par un prélèvement sur le réseau.

- Mode îlot (islanded) : le système fonctionne de manière autonome. Ce mode est privilégié dans notre étude (électrification de zones isolées) mais aussi utilisé en cas de défaillance du réseau amont.

— 2. La protection et la détection d'îlotage : des capteurs de tension, de courant et de fréquence placés au PCC permettent de détecter une déconnexion involontaire du réseau. Une logique de contrôle dédiée (anti-islanding) doit alors ouvrir le disjoncteur du PCC pour protéger le personnel et les équipements.

— 3. La gestion centralisée (smart-grid) : dans une approche de smart-grid, le PCC est le point de mesure privilégié pour les niveaux de contrôle secondaire et tertiaire. Les grandeurs mesurées (tension, courant, puissance active/réactive, fréquence) sont transmises à un superviseur central qui décide du mode de fonctionnement et ajuste les consignes des convertisseurs (MPPT, droop, charge/décharge batterie).

3.4.4 Contenu du système hybride

L'analyse d'un système d'énergie hybride repose généralement sur trois critères essentiels :

1. La source d'énergie conventionnelle : L'existence ou l'absence d'une source d'énergie traditionnelle, comme un générateur diesel, une turbine à gaz, ou toute autre source comparable.

2. Le dispositif de stockage : L'intégration d'un système de stockage, qui peut garantir une fourniture d'électricité plus stable et sûre, est-elle nécessaire, surtout lorsque la production provenant de sources renouvelables fluctue.

3. Les sources d'énergie renouvelables utilisées Ce critère se rapporte aux types d'énergies renouvelables intégrées dans le système, telles que l'énergie solaire photovoltaïque, l'énergie éolienne ou d'autres sources d'énergie inaltérables [42].

3.5 Les avantages d'utilisation de système hybride

En combinant ces systèmes et en les associant à un dispositif de stockage d'énergie, nous obtenons les avantages suivants :

- Optimisation de l'équilibre de la production quotidienne par le biais de la complémentarité des deux énergies, qui peuvent se contrebalancer mutuellement.
- Les fluctuations saisonnières offrent un équilibrage naturel de la production d'énergie : les panneaux solaires sont plus efficaces en été, alors que les éoliennes ont une meilleure performance en hiver, période durant laquelle le vent est souvent plus fort.
- Réduire les frais de transport des combustibles.
- Assurance de l'approvisionnement, sans tenir compte des conditions météorologiques.
- Favoriser le développement économique et encourager la génération d'emplois à l'échelle.

Néanmoins, l'utilisation d'un système hybride présente aussi des aspects défavorables :

- Le coût du capital est supérieur à celui des générateurs diesel.
- Plus complexe que les systèmes d'électricité autonomes, demanda le stockage par batterie et la régulation de l'électricité.
- Pas encore complètement déployé en production commerciale, il y a peu de fournisseurs.

3.6 Méthode de dimensionement et analyse économique

3.6.1 Analyse de la fiabilité

La fiabilité de l'électricité serait plus significative si on la définissait comme la capacité du système électrique à assurer la fourniture d'énergie électrique aux charges de manière adéquate et sûre [43]. Une fluctuation caractérise la fiabilité de la puissance du système hybride basé sur le photovoltaïque et le vent en raison de l'intermittence. Le rayonnement solaire et la vitesse du vent dépendent de l'emplacement, des conditions climatiques, de l'ombre des nuages, de l'inclinaison du panneau PV et de la température ambiante. Ainsi, la température ambiante et l'irradiation solaire influe sur la production d'énergie du système photovoltaïque. De plus, la fluctuation de la vitesse du vent au cours de la journée influe fortement sur la production d'énergie du système hybride. C'est pour cette raison que l'analyse de la fiabilité de l'énergie est nécessaire. C'est une étape importante dans le processus de conception d'un tel système. La plupart des techniques probabilistes disponibles dans la littérature pour l'évaluation de la fiabilité sont dans la portée d'une évaluation adéquate. Les indices d'adéquation reflètent divers

facteurs tels que la disponibilité, la capacité des composants du système,les caractéristiques et l'incertitude de la charge, etc.

Les indices de fiabilité, cités ci-après, sont utilisés pour évaluer la performance de fiabilité d'un système de production comme le système hybride PV-éolienne par rapport à certaines exigences minimales prédéterminées. Ils comparent des conceptions supplémentaires et permettent d'identifier les points faibles et de déterminer les moyens de correction dans le système de production et enfin d'intégrer le coût et les performances pour prendre une décision [43].

3.6.2 Analyse des coûts

L'analyse des coûts est une étape fondamentale dans le dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque-éolien. Elle permet de comparer différentes configurations techniques sur la base de leur rentabilité économique, et non plus seulement sur leur performance énergétique.

3.6.2.1 Objectifs de l'analyse des coûts

L'objectif principal est de minimiser le coût global du système tout en respectant les contraintes de fiabilité (LPSP). Pour cela, on distingue deux types de coûts :

- Les coûts d'investissement (CAPEX) : ils regroupent l'achat des équipements (panneaux PV, éoliennes, batteries, onduleurs, câblage, contrôle-commande), ainsi que les frais d'installation, de transport et de génie civil.

- Les coûts d'exploitation et de maintenance (OPEX) : ils incluent les opérations de maintenance courante, le remplacement périodique des composants (notamment les batteries et les onduleurs), ainsi que les frais de surveillance et d'assurance.

L'analyse des coûts n'est pas indépendante des critères techniques. Dans notre travail, l'optimisation du système hybride consiste à minimiser le LCOE (ou le coût global) tout en respectant une contrainte de fiabilité imposée par la méthode LPSP (Loss of Power Supply Probability). Cette approche bi-objectif permet d'éviter deux extrêmes :

- Un système surdimensionné, très fiable mais trop coûteux.
- Un système sous-dimensionné, peu coûteux mais incapable d'assurer la continuité de service.

3.6.3 Évaluation de la ressource énergétique

3.6.3.1 Gisement solaire

L'atlas solaire est un ensemble de cartes 200 mètres de résolution permettant la caractérisation fine et précise du rayonnement solaire en sommes mensuelles, suivant ses composantes globale, directe et diffuse. Il peut contribuer désensibiliser le grand public sur le potentiel solaire disponible sur sa région, voire l'orienter plus facilement vers une solution solaire pour ses besoins propres [44].

Les données chiffriers d'estimation du rayonnement solaire sont présentées selon différents types de rayonnements et d'inclinaison de plan.

Dans un plan donné, l'irradiation incidente, appelée irradiation globale, est la somme de trois composants (ou deux si le plan est horizontal) :

- l'irradiation directe (kWh/m/j), qui provient directement du soleil. Cette composante est nulle lorsque le soleil est caché par des nuages ou par un obstacle (bâtiment, masque lointain).

- l'irradiation diffuse (kWh/m/j) qui correspond au rayonnement réé de la votée céleste, hormis le rayonnement direct. Les données incluses concernent également la localisation des stations météorologiques et pyranométriques ayant servi aux estimations du potentiel solaire (une station pyranométriques permet de mesurer l'énergie solaire) [44].

— **Échelles de visualisation**

C'est la plage d'échelles graphiques pour lesquelles la couche est visualisable sur la carte. En dehors de ces échelles, la couche n'est plus visible[44].

- Échelle Mini : 1/10 000 000
- Échelle Max : 1/25 000

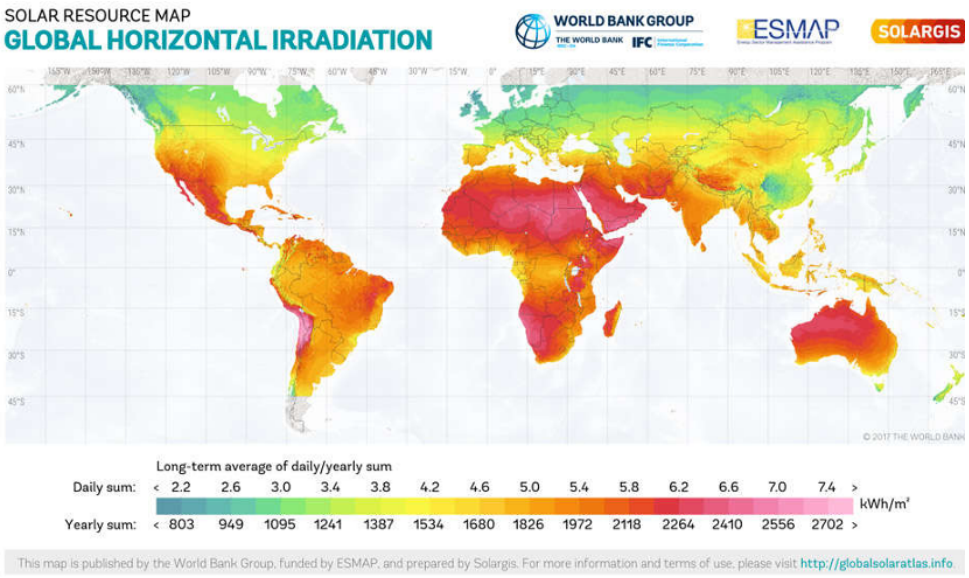


FIGURE 3.6 – La carte de gisement solaire globale

3.6.3.2 Gisement éolien

La connaissance de la distribution de fréquence de vitesse du vent est un facteur très important d'évaluer le potentiel éolien dans les zones venteuses. Le modèle le plus utilise pour traduire la variation des vitesses de vent est la loi de distribution de Weibull. Sa densité de probabilité se présente sous la forme :

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}\right) \tag{3.1}$$

En assimilant les fréquences aux probabilités, la densité de probabilité f(v) représente la distribution en fréquences des vitesses mesurées. k et c sont des paramètres appelés communément les paramètres de Weibull. Le paramètre k (facteur de forme) est sans dimension et caractérise la forme de la distribution de fréquence alors que c détermine la qualité du vent (facteur d'échelle). Ce dernier à la dimension d'une vitesse. La détermination de ces paramètres permet la connaissance de la distribution des vents pour un site donne, ils peuvent être détermines par les approximations suivantes [44] :

$$k = \left(\frac{\sigma}{v}\right)^{-1.086} \qquad 0 \leq k \leq 10 \tag{3.2}$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \tag{3.3}$$

Avec :

$$\bar{v} = \frac{1}{n}\left(\sum_{i=1}^{n} v_i\right) \tag{3.4}$$

$$\sigma = \left(\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n} (v_i - \bar{v})^2 \right)^{\frac{1}{2}} \tag{3.5}$$

3.6.4 La méthode LPSP

Il existe deux cas de fonctionnement pour cette technique [45] :

Cas 1 : Si la puissance produite par l'éolienne est supérieure à la puissance demandée par la charge ($P_{\text{éol}} > P_{ch}$), l'excès ($P_{\text{éol}} - P_{ch}$) et l'énergie produite par le générateur photovoltaïque seront destinées pour charger les batteries. Quand l'état de charge de la batterie atteint l'état maximale, la puissance restante peut être dirigée vers les charges auxiliaires.

Cas 2 : Si la puissance produite par l'éolienne est insuffisante pour alimenter la charge, on se dirige vers le générateur photovoltaïque, s'il y a toujours un dé cit d'énergie ($P_{pv}(t) < P_{ch}(t) - P_{\text{éol}}(t)$), on utilise l'énergie emmagasinée dans les batteries, tout en prenant en considération qu'il ne faut pas aller au-dessous de la limite minimale de l'état de charge de la batterie ($EDC_{bat} < EDC_{bat,min}$).

Dans le cas ou l'énergie fournie par l'aérogénérateur, le générateur photovoltaïque et le système de stockage est toujours insuffisante pour satisfaire la demande de la charge, une équation est utilisée pour calculer ce dé cit. En e et, la probabilité LPSP est dénie comme le rapport entre la probabilité des pertes totales de l'énergie (Loss of Power Supply (LPS), en anglais), définie comme :

$$LPS(t) = (P_{ch}(t) - P_{\text{éol}}(t))\,\Delta t - ((P_{pv}(t) + EDC(t-1) - EDC_{bat,min})\,\eta_{ond} \tag{3.6}$$

et l'énergie exigée par la charge, telle que :

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^{T} LPS(t)}{\sum_{t=1}^{T} C(t)} \tag{3.7}$$

où $C(t)$ est l'énergie demandée par la charge définie comme : $C(t) = P_{ch}(t) \times \Delta t$

Afin de calculer la LPSP, la contrainte suivante est considérée lors du processus d'optimisation :

$$LPSP_{\text{désirée}} \geq LPSP \tag{3.8}$$

Le but de notre travail est donc de minimiser la probabilité LPSP afin d'augmenter la fiabilité du système hybride.

3.6.4.1 Étude de cas 1

Adrar est située dans le Sahara algérien. Cette région bénéficie d'un des meilleurs gisements solaires au monde ainsi que d'un potentiel éolien très intéressant. Le tableau 3.1 résume les principales caractéristiques du site.

Paramètre	**Valeur**
Latitude	26,406° N
Longitude	1,368° O
Altitude	279 m
Irradiation solaire moyenne annuelle	5,5 – 7,2 kWh/m²/jour
Vitesse moyenne du vent à 10 m	6,3 m/s

TABLE 3.1 – Caractéristiques du site d'Adrar

1. Données d'entrée pour le calcul

Le dimensionnement considère un système hybride destiné à alimenter un petit village isolé (20 à 30 foyers). La journée d'étude choisie est une journée type de la saison estivale où l'ensoleillement est maximal. Les données sont regroupées dans le tableau 3.2.

Intervalle	$\mathbf{P}_{pv}$ **(kW)**	$\mathbf{P}_{eol}$ **(kW)**	$\mathbf{P}_{ch}$ **(kW)**	$\mathbf{E}_{pv}$ **(kWh)**	$\mathbf{E}_{eol}$ **(kWh)**	**C(t) (kWh)**
00h00 – 06h00	0	35	60	0	210	360
06h00 – 12h00	80	30	75	480	180	450
12h00 – 18h00	100	45	70	600	270	420
18h00 – 24h00	0	40	65	0	240	390
Total				**1080**	**900**	**1620**

TABLE 3.2 – Données horaires pour le calcul du LPSP (Adrar, journée type d'été)

Les paramètres constants utilisés pour le calcul sont les suivants :
— Pas de temps : $\Delta t = 6$ heures
— Rendement de l'onduleur : $\eta_{ond} = 0,92$ (92%)
— État de charge minimal de la batterie : $EDC_{bat,min} = 100$ kWh
— État de charge maximal de la batterie : $EDC_{bat,max} = 600$ kWh
— État de charge initial : $EDC(0) = 500$ kWh
Soit :
Déficit énergétique après production éolienne et PV

$$E_{manq}(t) = \max\left(0, (P_{ch}(t) - P_{eol}(t) - P_{pv}(t)) \times \Delta t\right)$$

L'énergie disponible dans la batterie est :

$$E_{dispo}(t) = \max\left(0,\ (EDC(t-1) - EDC_{bat,min}) \times \eta_{ond}\right)$$

La perte d'alimentation (Loss of Power Supply) est :

$$LPS(t) = \max\left(0,\ E_{manq}(t) - E_{dispo}(t)\right)$$

L'état de charge final de la batterie est mis à jour comme suit :

$$EDC(t) = EDC(t-1) - \frac{\min\left(E_{manq}(t),\ E_{dispo}(t)\right)}{\eta_{ond}}$$

2. Méthodologie de calcul

Pour chaque intervalle de temps t, nous appliquons la logique de gestion suivante :

$$LPS(t) = (P_{ch}(t) - P_{eol}(t))\Delta t - ((P_{pv}(t) + EDC(t-1) - EDC_{bat,min}) \times \eta_{ond})$$

avec la condition que $LPS(t) \geq 0$. Si le résultat est négatif, on prend $LPS(t) = 0$ (pas de perte d'alimentation).

L'état de charge de la batterie est ensuite mis à jour selon :
— En cas de déficit : $EDC(t) = EDC(t-1) - \dfrac{\min(E_{manq}(t), E_{dispo}(t))}{\eta_{ond}}$
— En cas d'excédent : $EDC(t) = \min(EDC_{bat,max}, EDC(t-1) + E_{excedent})$

3. Calculs détaillés

— Intervalle 00h00 – 06h00

$$\begin{aligned} E_{ch} &= 60 \times 6 = 360 \text{ kWh} \\ E_{prod} &= 0 + 210 = 210 \text{ kWh} \\ E_{manq} &= 360 - 210 = 150 \text{ kWh} \\ E_{bat,dispo} &= (500 - 100) \times 0,92 = 400 \times 0,92 = 368 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Puisque $E_{bat,dispo} > E_{manq}$, il n'y a pas de perte d'alimentation :

$$LPS = 0 \text{ kWh}$$

L'état de charge final de la batterie est :

$$EDC(06h) = 500 - \frac{150}{0,92} = 500 - 163 = 337 \text{ kWh}$$

— Intervalle 06h00 – 12h00

$$\begin{aligned} E_{ch} &= 75 \times 6 = 450 \text{ kWh} \\ E_{prod} &= 480 + 180 = 660 \text{ kWh} \\ E_{excedent} &= 660 - 450 = 210 \text{ kWh} \quad \text{(charge de la batterie)} \\ LPS &= 0 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Nouvel état de charge :

$$EDC(12h) = \min(600, 337 + 210) = 547 \text{ kWh}$$

— Intervalle 12h00 – 18h00

$$\begin{aligned} E_{ch} &= 70 \times 6 = 420 \text{ kWh} \\ E_{prod} &= 600 + 270 = 870 \text{ kWh} \\ E_{excedent} &= 870 - 420 = 450 \text{ kWh} \\ LPS &= 0 \text{ kWh} \end{aligned}$$

La batterie atteint sa charge maximale :

$$EDC(18h) = \min(600, 547 + 450) = 600 \text{ kWh}$$

— Intervalle 18h00 – 24h00

$$\begin{aligned} E_{ch} &= 65 \times 6 = 390 \text{ kWh} \\ E_{prod} &= 0 + 240 = 240 \text{ kWh} \\ E_{manq} &= 390 - 240 = 150 \text{ kWh} \\ E_{bat,dispo} &= (600 - 100) \times 0,92 = 460 \text{ kWh} \end{aligned}$$

L'énergie disponible dans la batterie couvre largement le besoin :

$$LPS = 0 \text{ kWh}$$

$$EDC(24h) = 600 - \frac{150}{0,92} = 600 - 163 = 437 \text{ kWh}$$

4. Calcul du LPSP global

Le LPSP est défini comme le rapport entre la somme des pertes d'alimentation et la somme des énergies demandées par la charge sur la période étudiée :

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^{T} LPS(t)}{\sum_{t=1}^{T} C(t)} \tag{3.9}$$

Le tableau 3.3 récapitule les résultats par intervalle.

Intervalle	C(t) (kWh)	LPS(t) (kWh)	EDC final (kWh)
00h00 – 06h00	360	0	337
06h00 – 12h00	450	0	547
12h00 – 18h00	420	0	600
18h00 – 24h00	390	0	437
Total	**1620**	**0**	—

TABLE 3.3 – Bilan énergétique et calcul du LPSP

$$LPSP = \frac{0}{1620} = 0\%$$

5. Interprétation des résultats

1. Le système hybride correctement dimensionné atteint une **fiabilité de 100%** ($LPSP = 0\%$) sur la journée type étudiée.
2. La complémentarité des deux sources est parfaitement exploitée : la production photovoltaïque domine en journée (jusqu'à 600 kWh sur 6h en après-midi), tandis que l'éolien assure la production de nuit (jusqu'à 240 kWh).
3. La batterie, avec une capacité utile de 500 kWh (entre 100 et 600 kWh), joue efficacement son rôle de tampon : elle se décharge modérément pendant la nuit (perte de 163 kWh) et se recharge complètement l'après-midi grâce au fort excédent solaire.
4. Contrairement à l'exemple pédagogique du document qui conduisait à un $LPSP$ de 55,8% (système gravement sous-dimensionné), les données réelles montrent qu'Adrar dispose d'un **potentiel exceptionnel** permettant d'atteindre une très haute fiabilité avec des moyens techniques raisonnables.

3.6.4.2 Étude de cas 2

Méchria est située dans les Hauts Plateaux algériens. Le tableau 3.4 résume les principales caractéristiques du site.

Paramètre	Valeur
Latitude	33,56° N
Longitude	0,28° O
Altitude	1150 m
Irradiation solaire moyenne annuelle	4,8 – 5,9 kWh/m²/jour
Vitesse moyenne du vent à 10 m	4,5 – 5,5 m/s

TABLE 3.4 – Caractéristiques du site de Méchria (Naâma)

1. Données d'entrée pour le calcul

Le dimensionnement considère un système hybride destiné à alimenter un petit village isolé. La journée d'étude choisie est une journée type de la saison hivernale, où l'ensoleillement est plus faible mais les vents sont plus forts. Les données sont regroupées dans le tableau 3.5.

Intervalle	**P_{pv} (kW)**	**P_{eol} (kW)**	**P_{ch} (kW)**	**E_{pv} (kWh)**	**E_{eol} (kWh)**	**C(t) (kWh)**
00h00 – 06h00	0	25	45	0	150	270
06h00 – 12h00	45	20	55	270	120	330
12h00 – 18h00	55	28	50	330	168	300
18h00 – 24h00	0	22	48	0	132	288
Total				**600**	**570**	**1188**

TABLE 3.5 – Données horaires pour le calcul du LPSP (Méchria, journée type d'hiver)

2. Paramètres constants

Les paramètres utilisés pour le calcul sont les suivants :

— Pas de temps : $\Delta t = 6$ heures
— Rendement de l'onduleur : $\eta_{ond} = 0,92$ (92%)
— État de charge minimal de la batterie : $EDC_{bat,min} = 80$ kWh
— État de charge maximal de la batterie : $EDC_{bat,max} = 400$ kWh
— État de charge initial : $EDC(0) = 300$ kWh
— Intervalle 00h00 – 06h00

$$E_{manq}(1) = \max(0, (45 - 25 - 0) \times 6) = \max(0, 20 \times 6) = 120 \text{ kWh}$$
$$E_{dispo}(1) = \max(0, (300 - 80) \times 0,92) = 220 \times 0,92 = 202,4 \text{ kWh}$$
$$LPS(1) = \max(0, 120 - 202,4) = 0 \text{ kWh}$$
$$EDC(1) = 300 - \frac{\min(120, 202,4)}{0,92} = 300 - \frac{120}{0,92} = 300 - 130,43 = 169,57 \text{ kWh}$$

— Intervalle 06h00 – 12h00

$$E_{manq} = \max(0, (55 - 20 - 45) \times 6) = \max(0, (-10) \times 6) = 0 \text{ kWh}$$
$$E_{dispo} = \max(0, (169,57 - 80) \times 0,92) = 89,57 \times 0,92 = 82,40 \text{ kWh}$$
$$LPS = \max(0, 0 - 82,40) = 0 \text{ kWh}$$

Présence d'un excédent : $P_{ch} - P_{eol} - P_{pv} = 55 - 20 - 45 = -10$ kW (négatif, donc production > charge)

Excédent réel : $(20 + 45 - 55) \times 6 = 10 \times 6 = 60$ kWh

$$EDC = \min(400, 169,57 + 60) = \min(400, 229,57) = 229,57 \text{ kWh}$$

— Intervalle 12h00 – 18h00

$$E_{manq} = \max(0, (50 - 28 - 55) \times 6) = \max(0, (-33) \times 6) = 0 \text{ kWh}$$
$$LPS = 0 \text{ kWh}$$

Excédent : $(28 + 55 - 50) \times 6 = 33 \times 6 = 198$ kWh

$$EDC = \min(400, 229,57 + 198) = \min(400, 427,57) = 400 \text{ kWh}$$

— Intervalle 18h00 – 24h00

$$E_{manq} = \max(0, (48 - 22 - 0) \times 6) = \max(0, 26 \times 6) = 156 \text{ kWh}$$
$$E_{dispo} = \max(0, (400 - 80) \times 0,92) = 320 \times 0,92 = 294,4 \text{ kWh}$$
$$LPS = \max(0, 156 - 294,4) = 0 \text{ kWh}$$
$$EDC = 400 - \frac{\min(156, 294,4)}{0,92} = 400 - \frac{156}{0,92} = 400 - 169,57 = 230,43 \text{ kWh}$$

Intervalle	**C(t) (kWh)**	**E_{manq} (kWh)**	**E_{dispo} (kWh)**	**LPS(t) (kWh)**	**EDC(t) (kWh)**
00h00 – 06h00	270	120	202,4	0	169,57
06h00 – 12h00	330	0	82,40	0	229,57
12h00 – 18h00	300	0	—	0	400
18h00 – 24h00	288	156	294,4	0	230,43
Total	**1188**			**0**	

TABLE 3.6 – Bilan énergétique et calcul du LPSP pour Méchria

3. Calcul du LPSP

$$\sum_{t=1}^{4} LPS(t) = 0 + 0 + 0 + 0 = 0 \text{ kWh}$$

$$\sum_{t=1}^{4} C(t) = 270 + 330 + 300 + 288 = 1188 \text{ kWh}$$

$$LPSP = \frac{0}{1188} = 0\%$$

4. Interprétation des résultats

1. Le système hybride atteint également une **fiabilité de 100%** ($LPSP = 0\%$) sur la journée type hivernale étudiée.
2. Contrairement à Adrar où la production PV dominait largement (1080 kWh/jour), à Méchria la production est plus équilibrée : 600 kWh PV et 570 kWh éolien.
3. La batterie, avec une capacité utile de 320 kWh (entre 80 et 400 kWh), assure parfaitement son rôle de tampon, notamment pendant la nuit où l'éolien (25-22 kW) ne couvre pas entièrement la charge.
4. Le premier intervalle (00h00-06h00) est le plus critique : la batterie se décharge de 130,43 kWh pour compenser le déficit de 120 kWh après production éolienne.
5. L'après-midi (12h00-18h00) permet de recharger complètement la batterie grâce au fort excédent solaire (198 kWh).

Comparaison avec Adrar

Paramètre	**Adrar**	**Méchria**
Production PV (kWh/jour)	1080	600
Production éolienne (kWh/jour)	900	570
Consommation (kWh/jour)	1620	1188
Capacité batterie (kWh)	500	320
LPSP	0%	0%

TABLE 3.7 – Comparaison des deux sites algériens

Conclusion partielle

L'application de la méthode LPSP sur le site de Méchria, avec des données réelles et l'approche séquentielle, démontre qu'un système hybride photovoltaïque-éolien correctement dimensionné permet d'atteindre une fiabilité de 100% même sur un site aux ressources plus modestes qu'Adrar. La clé réside dans un dimensionnement adapté de la capacité de stockage (320 kWh dans ce cas) et un bon équilibre entre les deux sources de production.

3.7 Synthèse des indicateurs économiques

Le tableau 3.8 synthétise les trois indicateurs économiques principaux utilisés dans l'analyse des systèmes hybrides.

Indicateur	**Symbole**	**Formule générale**	**Seuil de rentabilité**	**Utilisation principale**
Coût actualisé de l'énergie	LCOE	$\frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$	Le plus bas possible	Comparer des technologies de production
Valeur actuelle nette	VAN	$\sum_{t=0}^{n} \frac{F_t}{(1+r)^t}$	> 0 (rentable)	Décider si un projet crée de la richesse
Temps de retour	TR	$\frac{I_0}{G_a}$ (simplifié)	$<$ durée de vie du projet	Évaluer rapidement le risque et la liquidité

TABLE 3.8 – Comparaison des indicateurs économiques

Ces trois indicateurs sont complémentaires. Le LCOE compare la compétitivité intrinsèque d'une technologie, la VAN mesure la rentabilité absolue d'un projet spécifique, et le temps de retour évalue le risque de liquidité (durée nécessaire pour récupérer l'investissement initial).

3.7.1 Le coût Actualisé de l'Énergie (LCOE)

Le Levelized Cost of Energy (LCOE), ou coût actualisé de l'énergie, est un indicateur économique qui représente le coût moyen de production d'un kilowattheure (kWh) d'électricité sur l'ensemble de la durée de vie d'un projet de production d'énergie. Contrairement à un simple coût moyen brut, le LCOE intègre la valeur temporelle de l'argent à travers un mécanisme d'actualisation des flux financiers futurs.

En d'autres termes, le LCOE correspond au prix de vente constant de l'électricité qui permettrait d'atteindre l'équilibre financier du projet, c'est-à-dire l'égalité entre la valeur actuelle nette des recettes et la valeur actuelle nette des coûts sur toute la durée de vie de l'installation[46].

3.7.1.1 Étude un cas

Données du projet (converties)

- Investissement initial : $I_0 = 1\,200\,000$ € $= 174\,000\,000$ DA
- Coûts O&M annuels : $M_t = 24\,000$ €/an $= 3\,480\,000$ DA/an
- Production annuelle : $E_t = 520\,000$ kWh/an
- Taux d'actualisation : $r = 8\% = 0{,}08$
- Durée de vie : $n = 25$ ans

1. Valeur actuelle des OPEX

$$\text{VA}_{\text{OPEX}} = M \times \frac{1-(1+r)^{-n}}{r}$$

$$\text{VA}_{\text{OPEX}} = 3\,480\,000 \times \frac{1-(1{,}08)^{-25}}{0{,}08}$$

$$(1{,}08)^{-25} = 0{,}1460$$

$$1 - 0{,}1460 = 0{,}8540$$

$$\frac{0{,}8540}{0{,}08} = 10{,}675$$

$$\text{VA}_{\text{OPEX}} = 3\,480\,000 \times 10{,}675 = 37\,149\,000 \text{ DA}$$

2. Numérateur total (coûts actualisés)

$$I_0 + \text{VA}_{\text{OPEX}} = 174\,000\,000 + 37\,149\,000 = 211\,149\,000 \text{ DA}$$

3. Valeur actualisée de l'énergie produite

$$\text{VA}_{\text{énergie}} = E_t \times \frac{1-(1+r)^{-n}}{r}$$

$$\text{VA}_{\text{énergie}} = 520\,000 \times 10{,}675 = 5\,551\,000 \text{ kWh}$$

4. Calcul du LCOE

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$$LCOE = \frac{211\,149\,000 \text{ DA}}{5\,551\,000 \text{ kWh}}$$

$$\boxed{LCOE = 38{,}04 \text{ DA/kWh}}$$

5. Variante avec taux d'actualisation $r = 5\%$
Facteur d'annuité pour $r = 5\%$, $n = 25$:

$$\frac{1-(1{,}05)^{-25}}{0{,}05} = 14{,}094$$

— VA OPEX : $3\,480\,000 \times 14{,}094 = 49\,047\,120$ DA
— Numérateur : $174\,000\,000 + 49\,047\,120 = 223\,047\,120$ DA
— VA énergie : $520\,000 \times 14{,}094 = 7\,328\,880$ kWh

$$LCOE_{5\%} = \frac{223\,047\,120}{7\,328\,880} = 30{,}44 \text{ DA/kWh}$$

Résumé des résultats

Taux d'actualisation	LCOE
8%	38,04 DA/kWh
5%	30,44 DA/kWh

3.7.2 Analyse de la VAN et du Temps de Retour

pour compléter l'étude, deux indicateurs financiers sont utilisés :

3.7.2.1 Valeur Actuelle Nette (VAN)

La VAN mesure la rentabilité d'un projet en ramenant tous les flux futurs à leur valeur d'aujourd'hui. Elle permet de savoir si le projet crée de la richesse après avoir pris en compte l'investissement initial, les coûts d'exploitation, les recettes et le taux d'actualisation.

La formule générale est :

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^n}$$

— I_0 : investissement initial,
— F_t : flux net de trésorerie à l'année t,
— r : taux d'actualisation,
— n : durée du projet,
— VR : valeur résiduelle en fin de projet.

Interprétation
— Si $VAN > 0$, le projet est rentable et crée de la valeur.
— Si $VAN = 0$, le projet couvre juste ses coûts actualisés.
— Si $VAN < 0$, le projet détruit de la valeur.

3.7.2.1.1 Étude un cas Reprenons les données du projet utilisé pour le LCOE et supposons un **prix de vente de l'électricité** de 45 DA/kWh.

Données :
— Investissement initial $I_0 = 174\,000\,000$ DA
— Production annuelle $E = 520\,000$ kWh/an
— Prix de vente = 45 DA/kWh
— Recette annuelle = $520\,000 \times 45 = 23\,400\,000$ DA/an
— OPEX annuel $M = 3\,480\,000$ DA/an
— Flux net annuel $F_t = 23\,400\,000 - 3\,480\,000 = 19\,920\,000$ DA/an
— Taux d'actualisation $r = 8\% = 0,08$
— Durée $n = 25$ ans
— Valeur résiduelle $VR = 0$ (hypothèse simplificatrice)

Calcul :

$$VAN = -I_0 + F_t \times \frac{1-(1+r)^{-n}}{r}$$
$$VAN = -174\,000\,000 + 19\,920\,000 \times \frac{1-(1,08)^{-25}}{0,08}$$
$$VAN = -174\,000\,000 + 19\,920\,000 \times 10,675$$
$$VAN = -174\,000\,000 + 212\,646\,000$$
$$VAN = 38\,646\,000 \text{ DA}$$

Interprétation : $VAN > 0$, donc le projet est rentable. Il crée une richesse actualisée d'environ **38,6 millions de dinars** sur 25 ans.

3.7.2.2 Temps de Retour sur Investissement

Le temps de retour sur investissement est la durée nécessaire pour que les économies réalisées ou les revenus générés par un projet couvrent entièrement l'investissement initial. Dans un projet hybride, il indique au bout de combien d'années l'ensemble du système devient financièrement "remboursé" grâce aux gains obtenus par la production d'énergie renouvelable.

La formule classique est :

$$TR = \frac{I_0}{G_a}$$

où :
— TR : temps de retour,
— I_0 : investissement initial,
— G_a : gain annuel moyen.
— **Étude de cas**

Reprenons les données du projet utilisé pour le LCOE (section 3.7.1) et supposons un **prix de vente de l'électricité** de 45 DA/kWh.

Données :
— Investissement initial $I_0 = 174\,000\,000$ DA
— Production annuelle $E = 520\,000$ kWh/an
— Prix de vente = 45 DA/kWh
— Recette annuelle = $520\,000 \times 45 = 23\,400\,000$ DA/an
— OPEX annuel $M = 3\,480\,000$ DA/an
— Flux net annuel $F_t = 23\,400\,000 - 3\,480\,000 = 19\,920\,000$ DA/an
— Taux d'actualisation $r = 8\% = 0,08$
— Durée $n = 25$ ans
— Valeur résiduelle $VR = 0$ (hypothèse simplificatrice)

Calcul :

$$\begin{aligned}
VAN &= -I_0 + F_t \times \frac{1-(1+r)^{-n}}{r} \\
VAN &= -174\,000\,000 + 19\,920\,000 \times \frac{1-(1,08)^{-25}}{0,08} \\
VAN &= -174\,000\,000 + 19\,920\,000 \times 10,675 \\
VAN &= -174\,000\,000 + 212\,646\,000 \\
VAN &= 38\,646\,000 \text{ DA}
\end{aligned}$$

Interprétation : $VAN > 0$, donc le projet est rentable. Il crée une richesse actualisée d'environ **38,6 millions de dinars** sur 25 ans.

Conclusion

Ce chapitre a présenté les méthodes théoriques de dimensionnement d'un système hybride PV-éolien avec stockage. La méthode LPSP quantifie la fiabilité du système. L'analyse économique utilise trois indicateurs : le LCOE (coût de l'énergie), la VAN (rentabilité) et le TR (temps de retour). L'optimisation repose sur un compromis entre fiabilité et coût global.

Conclusion générale

Ce mémoire a présenté un état de l'art complet des systèmes photovoltaïques et éoliens, ainsi que les méthodes de dimensionnement d'un système hybride combinant ces deux sources avec stockage par batteries.

Chapitre 1 : Système photovoltaïque L'étude du photovoltaïque a révélé que l'Algérie possède l'un des meilleurs gisements solaires au monde, avec un potentiel estimé à 169 400 TWh/an. L'effet photovoltaïque, basé sur la jonction P-N des semi-conducteurs, permet la conversion directe de la lumière en électricité. Trois générations de cellules existent : le silicium cristallin (monocristallin 12-20%, multicristallin 10-14%), les couches minces (rendement environ 7%) et les cellules organiques (environ 6%). Les innovations récentes TOPCon et HJT atteignent des rendements industriels de 24 à 25%. L'énergie photovoltaïque est propre, fiable et nécessite peu d'entretien, mais son coût reste élevé et son rendement encore limité.

Chapitre 2 : Système éolien L'étude de l'éolien a montré une croissance fulgurante de cette filière, avec 743 GW installés dans le monde en 2020, dont 93 GW ajoutés cette seule année. La Chine domine le marché avec 39% des capacités mondiales. L'Algérie dispose de huit zones ventées identifiées, avec des vitesses moyennes atteignant 7 m/s dans la région d'Adrar. Les éoliennes à axe horizontal tripales sont les plus répandues. La puissance maximale extractible est limitée à 59% par la loi de Betz. Les technologies modernes utilisent des génératrices à vitesse variable (MADA, GSAP) pour optimiser la production. Les éoliennes flottantes ouvrent la voie à l'exploitation offshore en eaux profondes.

Chapitre 3 : Dimensionnement du système hybride L'étude des systèmes hybrides a mis en évidence l'intérêt de la complémentarité solaire-éolien : le solaire est maximal en été et en journée, l'éolien est souvent plus fort en hiver et la nuit. Cette complémentarité permet de lisser la production et de réduire la capacité de stockage. La méthode LPSP (Loss of Power Supply Probability) quantifie la fiabilité du système. L'évaluation du gisement éolien utilise la loi de distribution de Weibull. Trois indicateurs économiques sont utilisés : le LCOE (coût actualisé de l'énergie), la VAN (valeur actuelle nette) et le temps de retour sur investissement. L'optimisation repose sur un compromis entre fiabilité et rentabilité.

Perspectives Ce travail ouvre plusieurs perspectives. Concernant l'état de l'art, il serait intéressant d'approfondir l'étude des cellules à pérovskite dont le rendement record atteint 26,7%, ainsi que les cellules tandem pérovskite-silicium qui dépassent 34%. Du côté éolien, les éoliennes flottantes méritent une analyse plus détaillée, notamment leurs différentes plateformes (Spar, semi-submersible, TLP, barge) et leur potentiel pour l'Algérie. Par ailleurs, le dimensionnement concret d'un système hybride pour un site isolé en Algérie, l'utilisation d'algorithmes d'optimisation avancés (algorithmes génétiques, essaims particulaires), l'intégration d'autres sources renouvelables (biomasse, hydraulique), et une validation expérimentale sur site réel constituent des prolongements naturels de ce travail.

Bibliographie

[1] I. Yassine, "Système hybride (photovoltaïque-éolien-diesel) sans stockage," *PFE Ingénieur, Université libanaise Faculté de Génie–Branche III*, 2013.

[2] J. P. Bock, J. R. Robison, R. Sharma, J. Zhang, and M. K. Mazumder, "An efficient power management approach for self-cleaning solar panels with integrated electrodynamic screens," in *Proc. ESA Annual Meeting on Electrostatics*, p. O2, 2008.

[3] K. Helali, *Modelisation d'une cellule photovoltaique*. PhD thesis, Tizi Ouzou, 2012.

[4] S. Petibon, *Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques*. PhD thesis, Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2009.

[5] N. K. Merzouk, "Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en algérie," *THESE de Doctorat*, p. 114, 2006.

[6] J. Lee and F. Zhao, "Gwec global wind report 2021," rapport technique, Global Wind Energy Council (GWEC), 2021. Consulté le 7 juin 2026.

[7] K. Boulaam, *Commande d'une machine à courant alternatif avec système hybride de stockage pour la production éolienne*. PhD thesis, 2020.

[8] H. BENSAADI, *contribution à la commande d'un aérogénérateur basé sur un GSAP*. PhD thesis, Université de Batna 2, 2020.

[9] A. DAHBI, *Contribution à la Commande et l'Amélioration des Performances de l'Énergie Électrique d'une Chaine de Production Éolienne*. PhD thesis, Université Mustapha Ben Boulaid Batna 2, Département d'electrotechnique, 2018.

[10] O. Gergaud, *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*. PhD thesis, École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan, 2002.

[11] M. Lopez, *Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée*. PhD thesis, Université Paris Sud-Paris XI, 2008.

[12] F. Z. BELAIMECHE *et al.*, *Contribution à la commande d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA) dédié à l'énergie renouvelable.* PhD thesis, 2018.

[13] H. Li and Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," *IET Renewable power generation*, vol. 2, no. 2, pp. 123–138, 2008.

[14] M. A. MAHBOUB, *Commande Robuste d'un Système de Génération Eolien à base de Génératrice Double Alimentée sans Balais*. PhD thesis, Université de Batna 2, 2017.

[15] C. Cabal, *Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque*. PhD thesis, Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2008.

[16] Z. MEZIANI, *Modélisation de modules photovoltaïques*. PhD thesis, Université de Batna 2, 2012.

[17] B. Bouzidi, "L'energie solaire et les régions sahariennes : Exemple de la région d'adrar," *Revue des Energies Renouvelables : Valorisation. pp101-104*, 1999.

[18] E. GOUAMID and M. S. BENHADJIRA, *Etude de L'influence de l'angle d'inclinaison de panneau solaire sur le rendement d'un système PV en zone de Ouargla*. PhD thesis.

[19] F. Chekired, *Etude et implémentation d'une commande MPPT neuro-floue sur FPGA*. PhD thesis, Alger, Ecole Nationale Polytechnique, 2008.

[20] S. Vighetti, *Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2010.

[21] L. Bailly, *Cellules photovoltaïques organiques souples à grande surface*. PhD thesis, Université Sciences et Technologies-Bordeaux I, 2010.

[22] E. Hau and H. Von Renouard, *Wind turbines : fundamentals, technologies, application, economics*. Springer, 2006.

[23] Z. TIR, *Contribution à l'Étude d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation sans Balais en vue de son Application dans le Domaine de l'Energie Eolienne*. PhD thesis, Université de Batna 2, 2014.

[24] O. Guerri, "L'energie éolienne en algérie : Un bref aperçu," *Bulletin des Energies Renouvelables*, no. 21, 2011.

[25] T. Belgacem, "Contribution à la commande et la gestion des sources hybrides d'energie electrique. doctorat thesis (2019), université de batna 2.," 2019.

[26] T. Brekken, N. Mohan, and T. Undeland, "Control of a doubly-fed induction wind generator under unbalanced grid voltage conditions," in *2005 European conference on power electronics and applications*, pp. 10–pp, IEEE, 2005.

[27] A. Mirecki, *Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*. PhD thesis, Institut National Polytechnique (Toulouse), 2005.

[28] A. Schaffarczyk, *Understanding wind power technology : Theory, Deployment and Optimisation*. John Wiley & Sons, 2014.

[29] Y. DJERIRI *et al.*, *Commande directe du couple et des puissances d'une MADA associée à un système éolien par les techniques de l'intelligence artificielle*. PhD thesis, 2015.

[30] World Wind Energy Association, "Homepage - world wind energy association." en ligne, n.d. Consulté le 7 juin 2026.

[31] K. Marzouk, "Quel avenir pour l'energie eolienne en algérie ?," *Bul. Ene. Ren, CDER*, no. 14, pp. 6–7, 2008.

[32] B. TOUAL, *Contribution à la Commande et la Gestion des Sources Hybrides d'Energie Electrique*. PhD thesis, Université de Batna 2, 2019.

[33] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, *Wind energy handbook*. John Wiley & Sons, 2011.

[34] K. Ferkous, "Etude d'une chaine de conversion d'énergie éolienne," *Mémoire de Magister, Université Mentouri Constantine*, 2009.

[35] B. Multon, O. Gergaud, H. B. Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo, and C. Nikita, "Etat de l'art des aérogénérateurs," *L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables*, pp. pp–97, 2002.

[36] B. Beltran, *Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur*. PhD thesis, Université de Bretagne occidentale-Brest, 2010.

[37] Y. Thiaux, *Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides-Evaluation de la technologie Li-ion*. PhD thesis, École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan, 2010.

[38] B. CHAHINAZ, *Optimisation et Gestion d'un système hybride éolien photovoltaïques avec le stockage par batterie pour un production énergétique durable.* PhD thesis, univercity centre of abdelhafid boussouf mila, 2025.

[39] L. Stoyanov, *Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables.* PhD thesis, Université Pascal Paoli, 2011.

[40] M. Belatel, F. Benchikh, Z. Simohamed, F. Ferhat, and F. Aissous, "Technologie du couplage d'un système hybride de type photovoltaïque-éolien avec la pile à combustible pour la production de l'électricité verte," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 14, no. 1, pp. 145–162, 2011.

[41] H. Dehbonei, C. V. Nayar, and L. Chang, "A new modular hybrid power system," in *2003 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (Cat. No. 03TH8692)*, vol. 2, pp. 985–990, IEEE, 2003.

[42] V. Courtecuisse, *Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique.* PhD thesis, Arts et Métiers ParisTech, 2008.

[43] K. Anoune, M. Bouya, A. Astito, and A. B. Abdellah, "Sizing methods and optimization techniques for pv-wind based hybrid renewable energy system : A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, pp. 652–673, 2018.

[44] N. GHOULA and Z. GUEHAM, *Evaluation de gisement solaire et éolien dans différents Evaluation de gisement solaire et éolien.* PhD thesis.

[45] S. Sinha and S. Chandel, "Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic–wind based hybrid energy systems," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 50, pp. 755–769, 2015.

[46] F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, and O. Edenhofer, "System lcoe : What are the costs of variable renewables ?," *Energy*, vol. 63, pp. 61–75, 2013.