

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



Université de Saida –Dr. Tahar Moulay
Faculté de technologie
Département d'Electrotechnique

Thèse présentée par :

ZAOUI Abdelouahab

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat 3^{ème} Cycle

Spécialité : Gestion et Contrôle des Systèmes Electriques

Intitulé de la thèse :

**Démantèlement et recyclage optimal
des unités de production à énergie
renouvelable**

Présentée devant le jury composé de :

N°	Nom et prénom	Grade	Etablissement	Qualité
01	Mekri Fatiha	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Président
02	Meziane Rachid	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Encadreur
03	Fatiha Lakdja	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Co-encadreur
04	Raouti Driss	MCA.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Examineur
05	Hamid Azzedine	Prof.	Université Nour El Bachir d' El Bayadh	Examineur
06	Hamdaoui Habib	Prof.	Université Djilali Liabes Sidi Bel Abbes	Examineur
07	Eric Châtelet	Prof.	Université de Technologie de Troyes ,FRANCE	Invité

Soutenue le : 07/07/2022

Remerciements

Tout d'abord, Louange à « ALLAH » qui m'a guidé tout au long de l'accomplissement de ce travail et m'a inspiré les bons pas et les justes reflexes. Sans SA MISERICORDE, ce travail n'aurait pas abouti.

Je tiens à présenter mes remerciements les plus sincères au professeur MEZIANE RACHID pour sa confiance en moi et d'avoir accepté de diriger ce travail ainsi que pour la somme de son aide, ses conseils et ses recommandations.

Je tiens également à présenter mes vifs remerciements à professeur FATIHA LAKDJA, mon Co-Encadreur.

Mes remerciements s'étendent également aux membres du jury qui ont accepté de juger notre travail.

Que tout ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à l'élaboration de ce travail, trouvent ici ma reconnaissance et ma gratitude.



*À mes chers parents pour toutes ces années d'attente et
tant de sacrifices.*

À mes chers frères et sœurs.

À ma petite famille...

À ma grande famille...

À tous ceux qui me sont chers...

*À tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la
réalisation de cette thèse. Je dédie ce modeste travail*

SOMMAIRE

SOMMAIRE

INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	1
----------------------------	---

CHAPITRE I: GENERALITES SUR L'ENERGIE RENOUVELABLE

1. Introduction	5
2. Energies renouvelables.....	5
2.1 Energie hydraulique.....	7
2.2 Energie solaire.....	7
2.3 Energie géothermie	8
2.4 Energie de la biomasse	9
2.5 Energie éolienne.....	9
3. Constitution d'une éolienne	10
3.1 Principe d'une éolienne.....	10
3.3 La technique d'une éolienne.....	12
3.3.a Les caractéristiques mécaniques.....	13
3.3.b Principe de fonctionnement.....	15
3.3.c Les caractéristiques électro-technique.....	16
3.4 Type des turbines éoliennes.....	16
3.4.a Eolienne à axe vertical.....	17
3.4.b Eolienne à axe horizontal	19
3.5 Zone de fonctionnement de l'éolienne.....	21
3.6 Application des éoliennes.....	22
3.7 Avantage et inconvénient de l'énergie éolienne.....	23
4. La turbine de l'éolienne (exemple : la machine MADA).....	26
4.1 Modélisation de la turbine de l'éolienne.....	26
4.2 Puissance de l'éolienne	27
4.3 Puissance aérodynamique	27
4.4 Coefficient de puissance.....	27
4.5 Modèle de la partie mécanique.....	29
4.6 Equation dynamique de l'arbre.....	31
4.7 Schéma bloc du modèle de la turbine.....	31
5. Conclusion.....	33

CHAPITRE II : ÉVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

1. Introduction.....	35
2. Développement des technologies des énergies renouvelables.....	37
3. Définition de LCOE.....	38
3.1 L'intérêt de connaître LCOE.....	41
3.2 Procédure à suivre.....	42
4. LCOE des énergies renouvelables en France.....	46
5. Coût de production estimée par secteur en France.....	47

5.1 Détails sur la volatilité du coût.....	49
6. Evaluation économique de projet éolien.....	49
7. LCOE de différents sources d'énergie.....	51
8. Que faut-il savoir avant de calculer le coût LCOE.....	52
9. Résultats de l'étude.....	53
9.1 Optimisation du LCOE.....	57
10. Conclusion.....	60

CHAPITRE III : L'IMPACT TECHNICO-ECONOMIQUE VIA L'ANALYSE DU CYCLE DE VIE DES PARCS EOLIENS

1. Introduction.....	64
2. Durée de vie des éoliennes.....	65
3. Recyclage , valorisation et élimination.....	68
4. Estimation de poids des composants.....	69
5. Recyclabilité.....	70
6. Avantages et inconvénients.....	71
7. Partie expérimental.....	72
7.1 Définition du parc éolien de KABERTAN WILAYA ADRAR.....	75
7.2 Fin de vie-éoliennes EoL installées en 2010.....	77
7.3 L'analyse des flux de matière MFA.....	78
7.4 Frais de démantèlement et de revente des matériaux recyclés.....	78
7.5 Coût du bénéfice ou de la perte.....	80
8. Conclusion.....	80

CHAPITRE IV : L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DU DEMANTELEMENT DES CENTRALES SOLAIRES

1. Introduction.....	83
2. Le problème est la solution environnementale les énergies renouvelables.....	85
3. Des technique de recyclage maîtrisée.....	89
4. Caractérisation des déchets de la filière photovoltaïque.....	90
4.1 Les différents types de déchets de la filière cristalline.....	92
5. Démantèlement des installations photovoltaïques.....	92
6. Récupération des matériaux composant les panneaux photovoltaïques.....	92
7. Deux grande familles de modules des photovoltaïques.....	93
8. Quelles valorisation pour les matières premières récupérer ?.....	95
9. Conclusion.....	97

CONCLUSION GÉNÉRALE	99
---------------------------	----

Bibliographie

Listes des figures

CHAPITRE I

Figure I.1 La production mondiale d'électricité en 2011.....	6
Figure I.2 Capacité total d'éoliens installé en (MW)	6
Figure I.3 Principe de conversion d'énergie.....	10
Figure I.4 Schéma d'une éolienne.....	12
Figure I.5 Puissance suivant le diamètre de l'éolienne.....	13
Figure I.6 Exemple de système éolien.....	14
Figure I.7 technologie éolienne à axe vertical type DARRIEUS.....	17
Figure I.8 technologie éolienne à axe vertical type SAVONIUS.....	18
Figure I.9 technologie éolienne à axe horizontale.....	19
Figure I.10 Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du ven.....	21
Figure I 11 Schéma de la turbine éolienne-MADA.....	26
Figure I 12 Evolution du coefficient de puissance de l'éolienne, angle de calage fixe.....	29
Figure I 13 Modèle mécanique de la turbine éolienne.....	29
Figure I 14 Schéma bloc du modèle de la turbine.....	31

CHAPITRE II

Figure II .1 Capacité installée mondiale cumulée 2007-2017.....	38
Figure II.2 Levelized cost of electricity – Franc.....	49
Figure II.3 Coûts de production de l'éolien terrestre en France.....	51
Figure II.4 Compte la revente de la taxe Carbone.....	53

Figure II.5 Bénéfices du projet éolien sur une durée de 20 ans.....	54
figure II.6 (gauche) LCOE standard. (Droite) LCOE en prenant en compte la revente de la taxe Carbone	56
Fig II.7 Structure de l'algorithme.....	59

CHAPITRE III

Figure III.1 Capacité installée mondiale cumulée 1996-2018.....	70
Figure III.2 Potentiel éolien en Algérie.....	71

CHAPITRE IV

Figure IV.1 extraite de la centrale solaire d'Ain Sokhna	81
Figure IV.2 Etapes du recyclage d'un module photovoltaïque.....	83
Figure IV.3 La composition des panneaux solaires.....	85
Figure IV.4 montre le recyclage des panneaux solaires dans une usine en France.....	88
Figure IV.5 Répartition de la production photovoltaïque par type de technologie utilisée.....	90

NOTATION

NOMENCLATURE

s : Surface balayée par le rotor de l'éolienne.

R : Rayon du rotor éolien.

G : Gain du multiplicateur.

m : Masse d'air traversant le rotor éolien.

P_{mt} : Puissance théorique maximale extractible d'un vent non perturbé.

C_p : Coefficient de puissance de l'éolienne.

λ : Vitesse relative de l'éolienne.

P_m : Puissance mécanique disponible sur l'arbre de la génératrice.

$\vec{V}$: Vecteur vitesse du vent.

β : Angle de calage des pales d'une éolienne à axe horizontal.

i : Angle d'incidence des pales d'une éolienne à axe horizontal.

g : Glissement d'une machine asynchrone.

C_e, C_r, C_{visc} : Couple électromagnétique, couple résistant et couple des frottements visqueux.

C_{multi} : Le couple du multiplicateur

J : Moment d'inertie de la machine.

C_f : Coefficient de frottements visqueux de la machine.

p : Nombre de paires de pôles de la MADA.

It : dépenses d'investissement durant la période t (en année)

Mt : dépenses d'opération et de maintenance durant la période t (en année)

Ft : dépenses de combustible durant la période t (en année)

Et : électricité produite durant la période t (en année)

r : taux effectif de réduction annuel

n : durée de vie du système

τ : Taux de recyclage

ABREVIATIONS

MADA	: Machine Asynchrone à Double Alimentation
LCOE	: Levelized Cost of Energy
ADEME	: Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
DGEC	: Direction Générale de l'Energie et du Climat
UFE	: Union française de l'électricité
OCDE	: Organisation de coopération et de développement économiques
FC	: Facteur de charge
ACV	: Analyse de cycle de vie
EoL	: Durée de vie
MFA	: Analyse des flux de matières
CDW	: Coût du démantèlement des éoliennes
CM	: Coût d'entretien
CT	: Coût de la charge de transport
CR	: Coût du recyclage
CVR	: Valeur de la vente de matériaux recyclés
CPL	: Coût du profit ou de la perte
FL	: Facteur de perte
MT	: Masse totale
ML	: Masse perdue
MR	: Masse restante de recyclage
CdTe	: Cadmium-Tellure
CIS	: Cuivre-Indium-Sélénium
CIGS	: Cuivre-Indium-Gallium-Sélénium
PV	: photovoltaïque

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Le développement considérable dans le domaine des éoliennes et des cellules de photovoltaïque a poussé les professionnels du secteur de l'énergie électrique à remplacer leurs unités de production électrique par des unités modernes. D'autre part, profitant du degré de rentabilité atteint dans les cellules solaires et du niveau puissance atteint sur les unités éoliennes, les professionnels du secteur ont commencés déjà à dresser des plans de construction et de remplacement pour atteindre les objectifs fixés à savoir l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans la production de l'énergie électrique. Dans ce contexte, le démantèlement constitue une étape importante ouvrant le champ à l'implantation des unités de production de nouvelles générations. Cette pratique est devenue une tâche obligatoire vis à vis de l'âge de premières parcs éoliennes et solaires, en effet, les premières installations à énergies renouvelables installées dans les pays développées sont déjà arrivées à court terme. La multiplication des pannes et des travaux de maintenances encourues réduit de plus en plus les bénéfices réalisées menant ainsi à un étouffement d'une énergie verte en pleine renaissance. Si les pays en voie de développements ne sont pas confrontés à ce problème par leurs retards engagés dans ce type d'installations, ils seront de plus en plus exposés à ce problème dans un futur proche. Le démantèlement devient donc une solution irréprochable dans une politique où les fonds investissements sont de plus en plus difficiles à trouver.

Les outils d'analyse pour répondre à ce problème concernent le développement d'un rapport détaillé sur le phénomène de rajeunissement des parcs et des méthodes utilisées. Dans ce cadre un maximum d'information sera récolté au niveau constructeur utilisateurs. Le développement d'un modèle mathématique dans le cas du remplacement et dans le cas du recyclage

- **Objectifs de la thèse**

l'objectif principal de cette thèse est :

- Évaluation économique du coût actualisé de l'énergie (LCOE) avec des valeurs optimales pour les paramètres lors du démantèlement.

- Identification et le choix des méthodes de recyclage dans le but de préserver l'environnement

Structure de la thèse

La présente thèse est organisée en quatre chapitres :

Le premier chapitre est consacré à des informations générales sur les énergies renouvelables pour la production d'énergie électrique, puis nous nous intéresserons à l'état actuel des progrès technologiques suivi de l'état de l'art sur les éoliennes et la qualité des éoliennes à travers les différents types

Le deuxième chapitre Nous avons évalué la situation économique depuis le début de l'exploitation la centrale Champagne Ardenne jusqu'à la fin de sa durée de vie à l'aide de l'indicateur de coût actualisé de l'énergie (LCOE), qui évalue le coût moyen de production d'énergie au cours d'un projet.

Le troisième chapitre une étude d'analyse des flux de matériaux MFA a été réalisée pour évaluer le potentiel de dépôt de matériaux en fin de vie EoL pour les parcs éoliens de la région de KABERTAN. Cette étude a été réalisée en considérant une durée de vie de 25 ans pour toutes les éoliennes installées entre 2008 et 2014.

le quatrième chapitre l'étude porte sur la durée de vie des panneaux solaires, c'est-à-dire à long terme dans 20 ans ; Démontage des panneaux solaires à certaines périodes compte tenu du coût du démantèlement et dans cette dernière demeure le problème des matières résiduelles et des déchets.

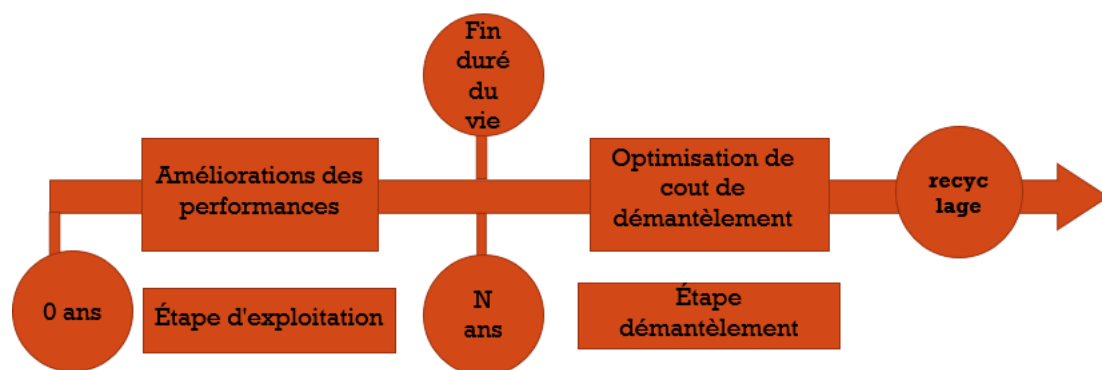


Fig 01 : Les étapes avant et après le démantèlement

CHAPITRE I

Généralités sur l'énergie renouvelable

1 . Introduction

Après un bilan des ressources énergétiques renouvelables nous nous intéressons à l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique. En effet, il existe deux types d'éoliennes à savoir les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal.

Ainsi dans ce qui suit nous allons énoncer en première partie une généralité sur les différents éléments constitutifs d'une éolienne et les différents types d'éoliennes, ensuite nous allons intéresser plus particulièrement à l'application des éoliennes.

2 . Energies renouvelables

Les énergies renouvelables (soleil, vent, eau, biomasse) sont des sources d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérées comme inépuisables à l'échelle de l'homme. D'une façon générale, les énergies renouvelables sont des modes de production d'énergie utilisant des forces ou des ressources dont les stocks sont illimités. On peut dire alors qu'une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future. En plus de leur caractère illimité, ces sources d'énergie sont peu ou pas polluantes. Le solaire, l'éolien, l'eau, et la biomasse génère certains gaz polluants, mais en bien moindre quantité que des carburants fossiles, [1].

2.a Energies renouvelables dans le monde

ces énergies ne couvrent encore que 20% de la consommation mondiale d'électricité en notant que l'hydroélectricité représente 92,5% de l'électricité issue des ER (biomasse 5,5%, éolien 1,5%, géothermie 0,5% et le solaire 0,05%) Fig01. Ainsi, la capacité totale de production d'électricité issue d'énergies renouvelables (hors grande hydraulique) s'élève à 160 gigawatts (GW), soit 4% de la capacité mondiale du secteur énergétique. Les pays en développement produisent 44% de cette capacité, soit 70 GW, [2].

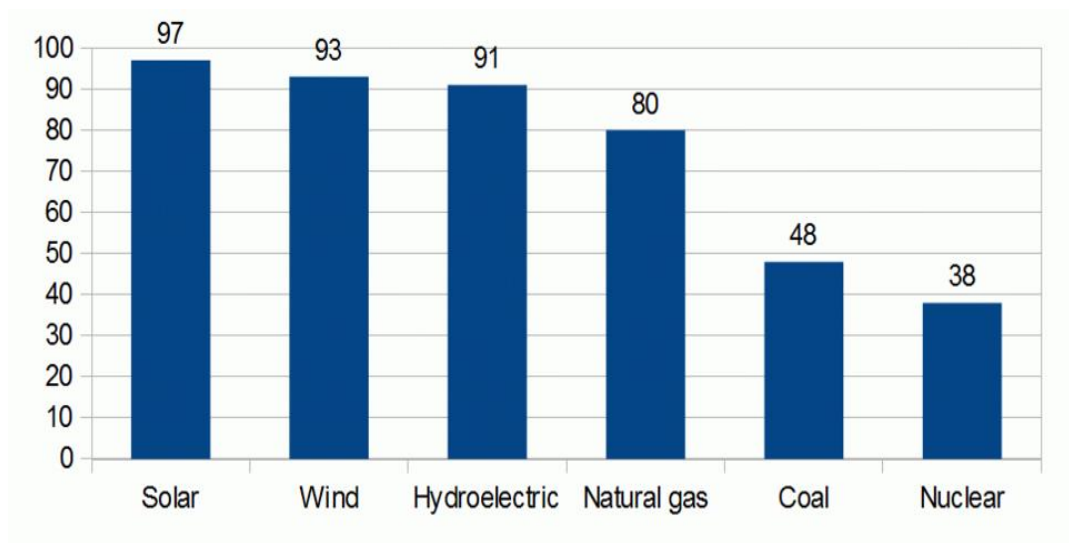
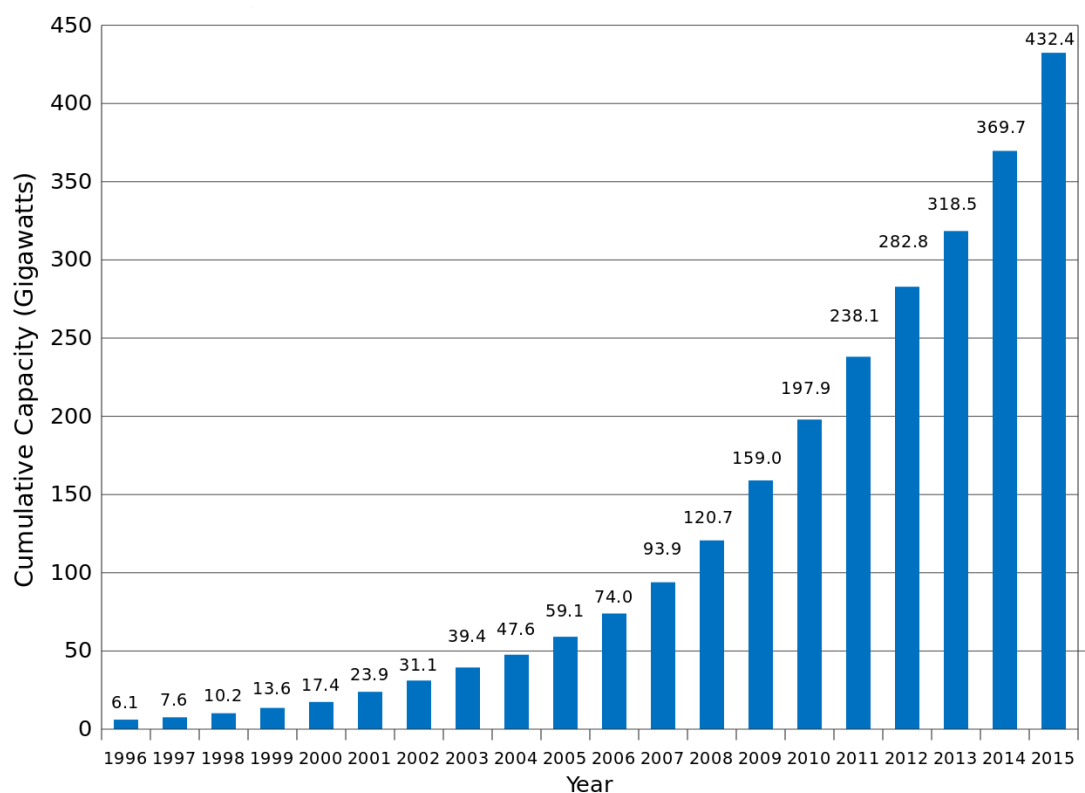


Figure I 1 La production mondiale d'électricité en 2011, [19]



.Figure I 2 Capacité total d'éoliens installé en (MW) dans le monde entre 1996-2015, [18]

2.1 Energie hydraulique

De nombreuses civilisations se sont servies de la force de l'eau, qui représentait une des sources d'énergie les plus importantes avant l'ère de l'électricité. Un exemple connu est celui des moulins à eau, placés le long des rivières. Aujourd'hui, bien que de nombreux sites aient été parfaitement équipés, cela ne suffit plus à compenser l'augmentation vertigineuse de la consommation. De nos jours l'énergie hydraulique est utilisée au niveau des barrages et set principalement à la production d'électricité,

Le principe en est simple : La force motrice de l'eau fait tourner une turbine qui entraîne un générateur électrique (système comparable à une dynamo). Ensuite, l'électricité obtenue peut être soit utilisée directement ou stockée en batteries, soit injectée dans le réseau de distribution. La puissance disponible dépend de deux facteurs la hauteur de la chute d'eau et le débit de l'eau.

2.2 Energie solaire

L'énergie solaire est une énergie qui dépend du soleil, bien que cette dernière distante de plus de 150 millions de kilomètres de nous, demeure notre plus grande source d'énergie même si elle est intermittente.

Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité à partir des panneaux photovoltaïques ou des centrales solaires thermiques, grâce à la lumière du soleil captée par des panneaux solaires qui permet de récupérer l'énergie du soleil et de produire de l'électricité, sans pièces tournantes et sans bruit et elle n'émet aucun gaz à effet de serre. L'électricité produite peut être soit stockée dans des batteries pour les installations autonomes, soit injecté dans le réseau.

Par sa souplesse et sa facilité d'installation et de maintenance, l'énergie solaire est une solution technique et économique pour l'électrification des sites isolés.

On peut distinguer trois types d'énergie solaire : le solaire photovoltaïque, le solaire passif et le solaire thermique.

2.2.a Energie solaire photovoltaïque

L'effet photovoltaïque, décrit par le physicien français Antoine Becquerel (le grand père du découvreur de la radioactivité) en 1839, dont le principe est simple : La lumière du soleil (les photons) est transformée directement en électricité (les électrons) par des cellules photovoltaïques. Ces cellules sont reliées entre-elles sur un module solaire photovoltaïque.

Plusieurs modules sont regroupés pour former une installation solaire, qui alimente un réseau de distribution électrique.

L'énergie solaire photovoltaïque est la seule filière qui peut être installée n'importe où, y compris en centre-ville, permettant d'économiser d'autant les besoins de fourniture par le réseau des bâtiments équipés. Elle est surtout utilisée pour la fourniture d'électricité dans les sites isolés, électrification rurale et pompage de l'eau (50%), télécommunications et signalisation (40%), applications domestiques (10%),

2.2.b Energie solaire thermique

A la différence du solaire photovoltaïque, on désigne par énergie solaire thermique la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique. La production de cette énergie peut être soit utilisée directement (pour chauffer un bâtiment par exemple) ou indirectement (comme la production de vapeur d'eau pour entraîner des alternateurs et ainsi obtenir une énergie électrique). Le principe général est de concentrer les rayons solaires en un seul endroit. Le solaire thermique se décline de différentes façons : centrales solaires thermodynamiques, chauffe-eau solaire, cuisinières et sècheurs solaires,

2.3 Energie géothermie

Du grec Gé (terre) et thermos (chaud) l'énergie géothermique est une source d'énergie qui dépend de la chaleur de la terre. Elle provient principalement de la désintégration des éléments radioactifs naturellement

présents dans les roches du sous-sol, Dans certaines roches et à certaines profondeurs circule, sous forme de vapeur et d'eaux chaudes. La température des roches augmente en moyenne de 1°C tous les 30m de profondeur. En certains points du globe, en particulier dans les régions volcaniques, qui correspondent à des intrusions de magma dans la croûte terrestre, cela peut aller jusqu'à 100 °C par 100m, A la surface de la terre, cette énergie est en moyenne 10000 fois plus faible que l'énergie fournie par le soleil.

L'énergie géothermique n'est donc utilisable que dans des zones particulières où elle s'est accumulée.

2.4 Energie de la biomasse

L'énergie de la biomasse est la forme d'énergie la plus ancienne utilisée par l'homme depuis la découverte du feu à la préhistoire, c'est l'ensemble de la matière organique d'origine biologique, qu'elle soit végétale ou animale par exemple, les plantes et les animaux sont de la biomasse, ainsi que les matériaux qu'ils produisent, tel le bois et les déchets. La biomasse est une énergie renouvelable tant que sa consommation ne dépasse pas l'accroissement biologique.

Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité grâce à la chaleur dégagée par la combustion de ces matières (bois, végétaux, déchets agricoles, ordures ménagères organiques) ou du biogaz issu de la fermentation de ces matières, ou bien après de nouvelles transformations chimiques biocarburants. La biomasse est une énergie qui peut être polluante ; comme le biocarburant et le bois qui donne, quand on le brûle, des gaz à effet de serre.

2.5 Energie éolienne

L'énergie du vent ou l'énergie éolienne est le résultat des déplacements de l'air et plus spécifiquement, l'énergie tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur comme une éolienne ou un moulin à vent. Elle peut être utilisée de deux manières : directe et indirecte.

- **Direct** : Conservation de l'énergie mécanique : le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule (navire à voile ou char à voile), pour pomper de l'eau (moulins de Majorque, éoliennes de pompage pour abreuver le bétail) ou pour faire tourner la meule d'un moulin,
- **Indirect** : Transformation en énergie électrique : l'éolienne est accouplée à un générateur électrique pour fabriquer un courant continu ou alternatif, le générateur est relié à un réseau électrique ou bien il fonctionne de manière autonome avec un générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène) ou un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage d'énergie.

3 Constitution d'une éolienne

3.1 Principe

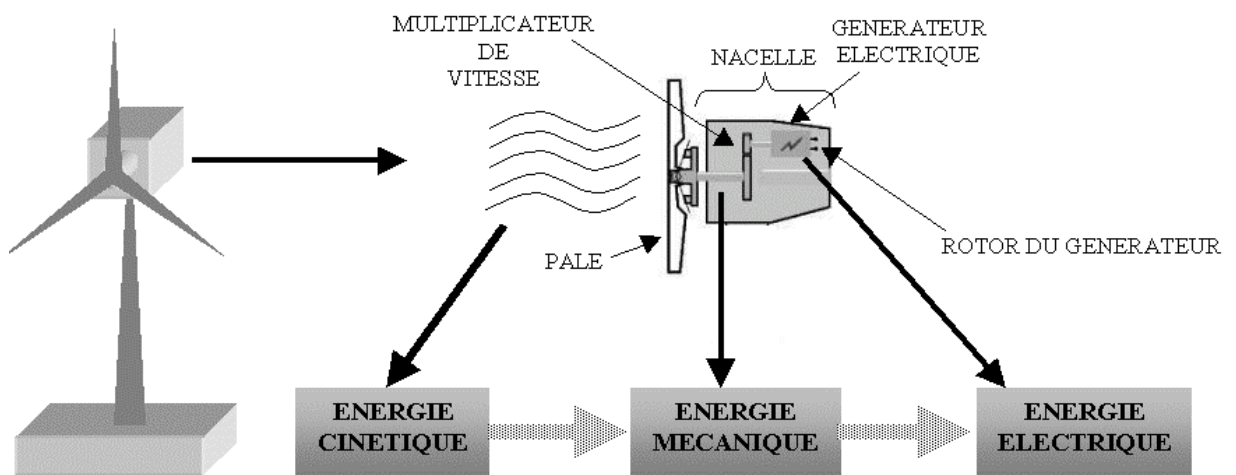


Figure I 3 Principe de conversion d'énergie, [20].

Les éoliennes permettent de convertir l'énergie du vent en énergie électrique, [3]. Cette conversion se fait en deux étapes :

- Au niveau de la turbine, qui reçoit l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique ;

- Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique qui transmise ensuite sur le réseau électrique. Il doit donc y avoir conversion et transmission régulières de l'énergie la seule possibilité de stockage étant inertielle au prix d'une accélération de la turbine. Ce fonctionnement général est illustré par **la figure (I-3)**.

3.2 Constitution

- 1) Fondations
- 2) Armoire de couplage au réseau électrique
- 3) Mât
- 4) Echelle
- 5) Système d'orientation
- 6) Nacelle
- 7) Générateur
- 8) Instruments de mesure
- 9) Frein
- 10) Multiplicateur
- 11) Pale
- 12) Jointure de pale

13) Capuchon de moyeux

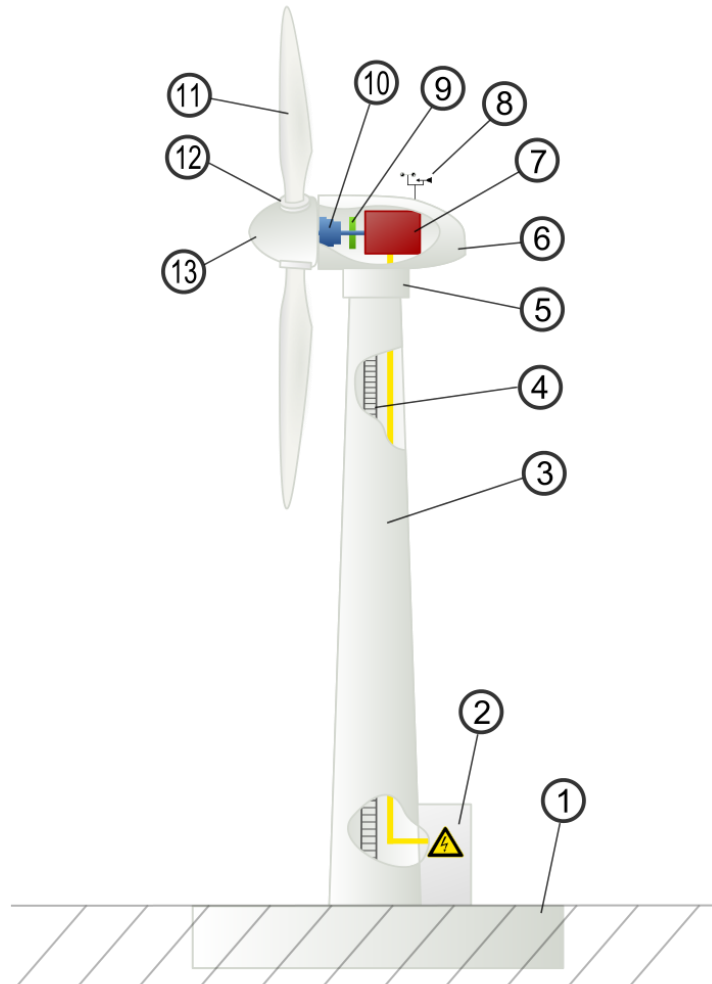


Figure I 4 Schéma d'une éolienne,[21]

3.3 Technique d'une éolienne

Une éolienne, accouplée à un générateur électrique ou à une dynamo, fabrique du courant continu qui peut soit alimenter des batteries, soit être relié au secteur (courant alternatif obtenu grâce à un onduleur). On la nomme alors AEROGENERATRICE.

Pour comprendre comment marche une éolienne, il faut connaître ses caractéristiques mécaniques, électrotechniques et aérodynamiques, [4].

3.3.a Caractéristiques mécaniques

Une éolienne est principalement composée de 3 éléments qui sont :

Le mât (tour ou pylône), le rotor (moyeu et pales) et la nacelle.

- **Tour ou mât**

Son rôle est d'une part de supporter l'ensemble (rotor, nacelle) pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante, pour améliorer la captation de l'énergie, [5]. Le mât peut être réalisé en acier roulé ou plié, protégé contre la corrosion ou bien en béton armé, [6].

- **Le rotor (moyeu et pales)**

Est composé des pales qui sont montées sur un moyeu et nez de l'éolienne.

C'est la partie mobile du système.

Il transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique .il est couplé à une pompe ou à un générateur électrique .il est relié à la nacelle par le moyeu.

Le diamètre du cercle formé par les pales du rotor détermine la quantité d'énergie pouvant être extraite du vent et par conséquent la puissance générée par le système.

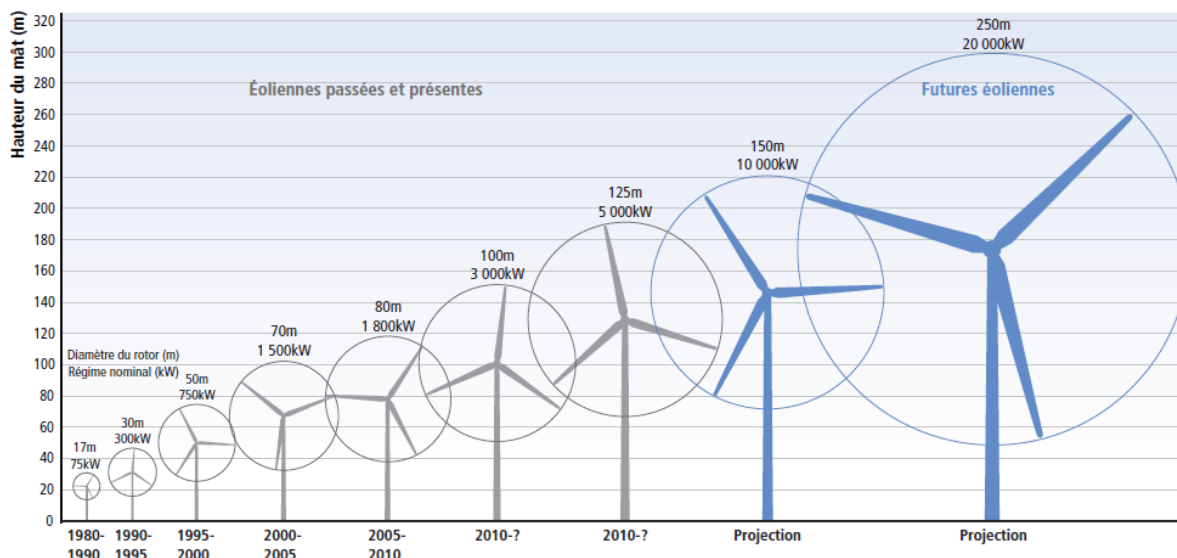


Figure I 5 Puissance suivant le diamètre de l'éolienne, [22]

En générale c'est une pièce d'acier moulé, il reçoit les pales sur des brides normalisées et se monte sur l'arbre lent (primaire) du multiplicateur. Sa conception utilise les éléments finis. Il est souvent protégé par une coupe en polyester forme d'obus qui lui donne une forme aérodynamique (plus esthétique que fonctionnelle), [7].

a) Les Pales

Les pales sont une partie très importante des éoliennes, le nombre de pales influence directement l'efficacité de conversion du rotor, plus le nombre de pales est élevé, plus le couple transmis à l'arbre du rotor sera grand, [6].

b) La Nacelle

Qui relie le mat et le rotor. Elle abrite les composants électriques et électroniques, ainsi que, sur les grandes éoliennes, le calculateur qui permet l'orientation du rotor de l'éolienne et la modification de l'angle d'incidence des pales en fonction de la direction du vent. Un aileron arrière dirige les petites éoliennes à la manière d'une girouette.



Figure I 6 Exemple de système éolien, [23]

3.3.b Principe de fonctionnement

Quand le vent se lève, l'automate (1), grâce à la girouette située à l'arrière de la nacelle (2) commande aux moteurs d'orientation (3) de placer l'éolienne face au vent. Les trois pales (4) sont mises en mouvement par la seule force du vent. Elles entraînent avec elles l'axe lent (5), le multiplicateur (6), l'axe rapide (7) et la génératrice (8).

Lorsque la vitesse du vent est suffisante (15 km/h soit 4 m/s), l'éolienne peut être couplée au réseau électrique. Le rotor tourne alors à sa vitesse nominale (environ 30 tours par minute) et la génératrice à 1 500 tours par minute. Ces vitesses de rotation vont rester constantes tout au long de la période de production. La génératrice délivre alors un courant électrique alternatif à la tension de 690 volts dont l'intensité varie en fonction de la vitesse du vent. Ainsi, lorsque la vitesse du vent croît, la portance s'exerçant sur le rotor augmente et la puissance délivrée par la génératrice s'accroît.

Quand la vitesse du vent atteint 50 km/h (soit 14 m/s), l'éolienne fournit sa puissance nominale. Cette puissance est alors maintenue constante en réduisant progressivement la portance sur les pales. L'unité hydraulique (9) régule la portance en modifiant l'angle de calage des pales qui pivotent sur leurs roulements (10).

Lorsque la vitesse du vent dépasse 90km/h (soit 25 m/s), les pales sont mises en drapeau (parallèles à la direction du vent) et leur portance devient quasiment nulle. L'éolienne ne produit plus d'électricité. Tant que la vitesse du vent reste supérieure à 90 km/h, le rotor tourne en roue libre (quelques tours par minute) et la génératrice est déconnectée du réseau. Dès que la vitesse du vent diminue, l'éolienne se remet en production.

Toutes ces opérations sont entièrement automatiques et gérées par ordinateur. En cas d'arrêt d'urgence, un frein à disque (11) placé sur l'axe rapide permet de mettre l'éolienne en sécurité.

3.3.c Caractéristiques électrotechniques

Les composantes électriques et électronique (**modulateur, commande multiplicateur, générateur, etc.**) sont généralement placés dans la nacelle ou dans le haut du mat. Ce sont l'élément les plus emportons d'une éolienne, ceux qu'on doit choisir en premier.

- **Le générateur**

Le générateur transforme l'énergie mécanique fournie par le rotor en énergie électrique. C'est la pièce la plus importante de l'aérogénérateur puisque c'est lui qui fabrique le courant. Il existe entraîne l'alternateur par l'intermédiaire d'un système d'engrenages (transmission). Le générateur exploite le principe de l'induction électromagnétique c'est à dire que l'on fait bouger un fil de cuivre émaillé dans un champ magnétique produit par des aimants.

3.4 Types des turbines éoliennes

Il existe deux principaux types d'éoliennes qui se différencient essentiellement dans leur organe capteur d'énergie à savoir l'AÉROTURBINE. En effet, selon la disposition de la turbine par rapport au sol on obtient une éolienne à axe vertical ou à axe horizontal [16].

3.4.a Eolienne à axe vertical

Ils ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. De nombreuses variantes technologiques ont été testées dont seulement deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation, le rotor de SAVONIUS et le rotor de Darrieux [16]

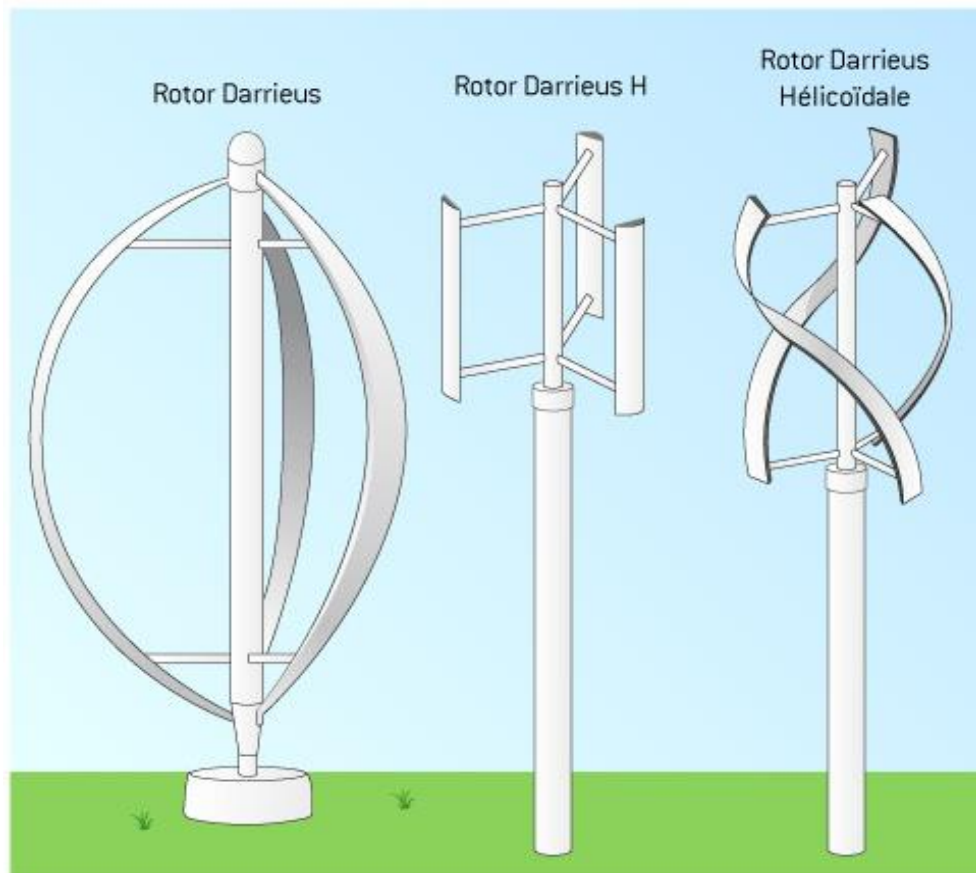


Figure I 7 technologie éolienne à axe vertical type DARRIEUX,[26]

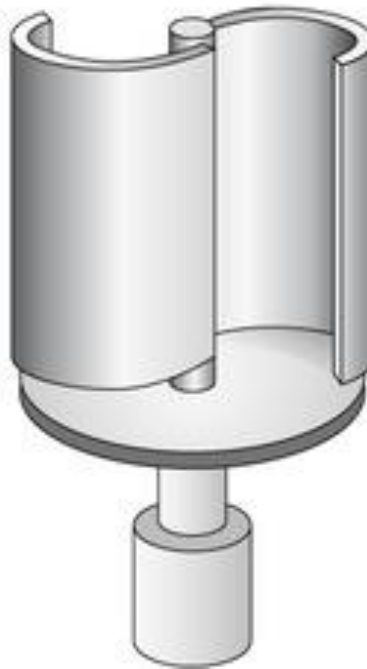


Figure I 8 technologie éolienne à axe vertical type SAVONIUS, [24]

A nos jours, ce type d'éolienne est plutôt marginal et son utilisation est beaucoup moins rependue. Elles présentent des avantages et des inconvénients que nous pouvons citer comme suit [16].

3.4.a.1 Avantages

- La conception verticale offre l'avantage de mettre le multiplicateur, la génératrice et les appareils de commande directement au sol.
- Son axe vertical possède une symétrie de révolution ce qui permet de fonctionner quel que soit la direction du vent sans avoir à orienter le rotor.
- Sa conception est simple, robuste et nécessite peu d'entretien.

3.4.a.2 Inconvénients

Elles sont moins performantes que celles à axe horizontal.

- La conception verticale de ce type d'éolienne impose qu'elle fonctionne avec un vent proche du sol, donc moins fort car freiné par le relief.

- Leur implantation au sol exige l'utilisation des tirants qui doivent passer au-dessus des pales, donc occupe une surface plus importante que l'éolienne à tour.

3.4.b Eoliennes à axe horizontal

- Ce sont les éoliennes actuellement les plus répandues sans doute à cause de leurs avantages remarquables, elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pales face ou sous le vent [16].



Figure I 9 technologie éolienne à axe horizontale,[25]

3.4.b.1 Avantages

- Une très faible emprise au sol par rapport aux éoliennes à axe vertical.
- Cette structure capte le vent en hauteur, donc plus fort et plus régulier qu'au voisinage du sol.
- Le générateur et les appareils de commande sont dans la nacelle au sommet de la tour. Ainsi, il n'est pas nécessaire de rajouter un local pour l'appareillage.

3.4.b.2 Inconvénient

- Coût de construction très élevé.
- L'appareillage se trouve au sommet de la tour ce qui gêne l'intervention en cas d'incident.

Malgré ses inconvénients, cette structure est la plus utilisée de nos jours. Cependant, les structures à axe vertical son encore utilisé pour la production d'électricité dans les zones isolées.

Elles sont de faible puissance destinée à des utilisations permanentes comme la charge des batteries par exemple [16].

Dans le reste de notre étude nous nous intéressons à la structure la plus répondue et la plus efficace à savoir celle à axe horizontal et à trois pales à pas variable (variable pitch) [16].

3.5 Zones de fonctionnement de l'éolienne

Compte tenu des informations précédentes, la courbe de puissance convertie d'une turbine Figure 10, généralement fournie par les constructeurs, qui permet de définir quatre zones de fonctionnement pour l'éolienne suivant la vitesse du vent :

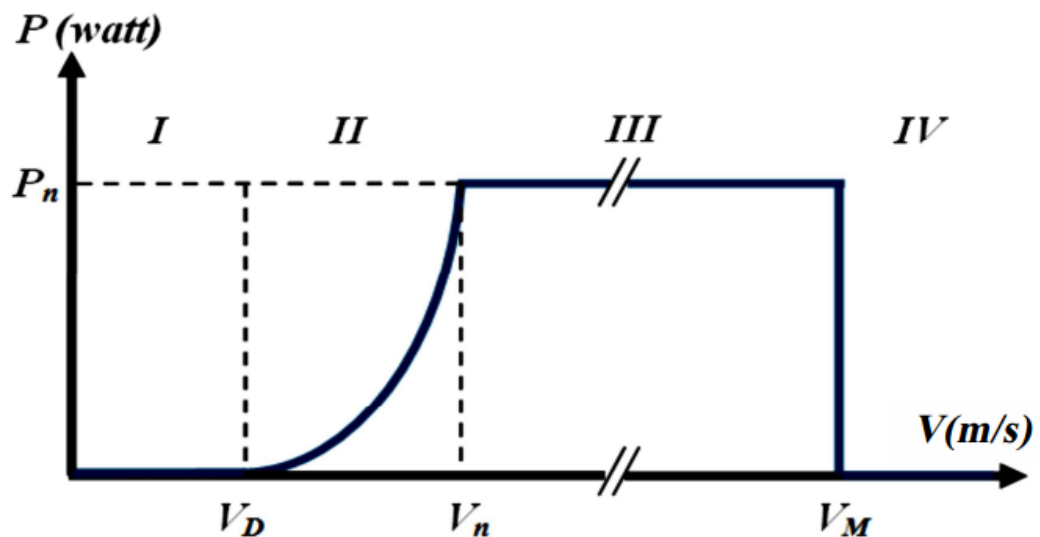


Figure I 10 Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent

V_D : La vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine. Suivant les constructeurs, V_D varie entre 2.5m/s et 4m/s pour les éoliennes de forte puissance.

V_n : La vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale de la génératrice. Suivant les constructeurs, V_n varie entre 11.5m/s et 15m/s en fonction des technologies.

V_M : vitesse du vent au-delà de laquelle il convient de déconnecter l'éolienne pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales. Pour la grande majorité des éoliennes, V_M vaut 25m/s.

Zone I : $V < V_D$: La vitesse du vent est trop faible. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est trop faible.

Zone II : $V_D < V < V_n$: Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle.

Zone III : $V_n < V < V_M$: La puissance disponible devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine (P_n). Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge.

3.6 Application des éoliennes

Un système éolien peut être utilisé en trois applications distinctes :

- Systèmes isolés.
- Systèmes hybrides.
- Systèmes reliés au réseau.

Les systèmes obéissent à une configuration de base : ils ont besoin d'une unité de contrôle de puissance et, dans certains cas, d'une unité de stockage

3.6.a Systèmes Isolés

L'énergie éolienne est aussi utilisée pour fournir de l'énergie à des sites isolés, par exemple pour produire de l'électricité dans les îles, pour le pompage de l'eau dans des champs, ou encore pour alimenter en électricité des voiliers, des phares et des balises, [17].

Les systèmes isolés en général, utilisent quelque forme de stockage d'énergie. Ce stockage peut être fait par des batteries : il faut alors un dispositif pour contrôler la charge et la décharge de la batterie. Le contrôleur de charge a

comme principal objectif d'éviter qu'il y ait des dommages au système de batterie par des surcharges ou des décharges profondes.

Pour l'alimentation d'équipements qui opèrent avec un réseau alternatif (AC), il est nécessaire d'utiliser un onduleur.

3.6.b Systèmes hybrides

Les systèmes hybrides sont ceux qui présentent plus d'une source d'énergie comme, par exemple, turbines éoliennes, génératrices Diesel, modules photovoltaïques, entre eux.

L'utilisation de plusieurs formes de génération d'énergie électrique augmente la complexité du système et exige l'optimisation de l'utilisation de chacune des sources. Dans ces systèmes, il faut réaliser un contrôle de toutes les sources pour maximiser la livraison de l'énergie à l'utilisateur.

En général, les systèmes hybrides sont employés dans des petits systèmes destinés à desservir un nombre plus grand d'utilisateurs. Pour travailler avec des charges à courant alternatif, le système hybride aussi a besoin d'un onduleur.

3.6.c Systèmes liés au réseau

Les systèmes liés au réseau n'ont pas besoin de systèmes de stockage d'énergie ; par conséquent, toute la génération est livrée directement au réseau électrique.

Les systèmes éoliens liés au réseau nécessitent un convertisseur statique

3.7 Avantage et inconvénients de l'énergie éolienne

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie.

Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.

L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite que n'importe quelle source d'énergie traditionnelle [17].

3.7.a Les inconvénients

Même s'ils ne sont pas nombreux, l'éolienne a quelques désavantages :

- L'impact visuel ça reste nécessairement diminuer, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée.
- L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs. D'autres études disent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux-ci ne se fassent pas attraper par les AEROTURBINES.
- La qualité de la puissance électrique : la source d'énergie éolienne étant stochastique, la qualité de la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne.

Jusqu'à présent, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau était faible, mais avec le développement de l'éolien, notamment dans les régions à fort potentiel de vent, ce pourcentage n'est plus négligeable. Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs augmente et par suite, les contraintes des gérants du réseau électrique sont de plus en plus strictes.

- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques : bien qu'en terme de coût, l'éolien puis sur les meilleurs sites, c'est-à-dire là où il y a le plus de vent, concurrence la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés.

3.7.b Les avantages

- L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement
- L'exploitation d'énergie éolienne ne produit pas directement de CO₂

- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est à dire que contrairement aux énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier.
- Chaque unité d'électricité produite par un AEROGENATEUR supplante une unité d'électricité qui aurait été produite par une centrale consommant des combustibles fossiles.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs dont on connaît la durée de vie.
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermique et des centrales nucléaires.

3.7.c économique l'énergie éolienne

- C'est une source d'énergie locale qui répond au besoin locaux en énergie ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres. Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales.
- C'est l'énergie la moins chère entre l'énergie renouvelable.
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer.

L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple.

- Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles.

Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.

- L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite que n'importe quelle source d'énergie traditionnelle.

4 .la turbine de l'éolienne (exemple : la machine MADA)

Après avoir présenté les différents types et les constituants de la turbine, on passe à sa modélisation. Mais, il y a lieu de présenter la machine asynchrone à double alimentation car notre choix a été orienté vers celle-ci afin de permettre une production optimale de puissance électrique quelque soient les conditions de vent et de vitesse, pour enfin finir par présenter le modèle du système basé sur l'élaboration des schémas équivalents dérivés de la théorie du champ tournant.

La simplicité de conception et d'entretien de cette machine à la faveur des industries, s'accompagne toute fois d'une grande complexité physique, liée aux interactions électromagnétiques entre le stator et le rotor.

4.1 Modélisation de la turbine de l'éolienne

La turbine qui sera modélisée comporte trois pales orientables de longueur R , fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse Ω_t , qui entraînera une génératrice (MADA) à travers un multiplicateur de vitesse de gain G . La figure (I.11) montre le schéma d'une turbine éolienne.

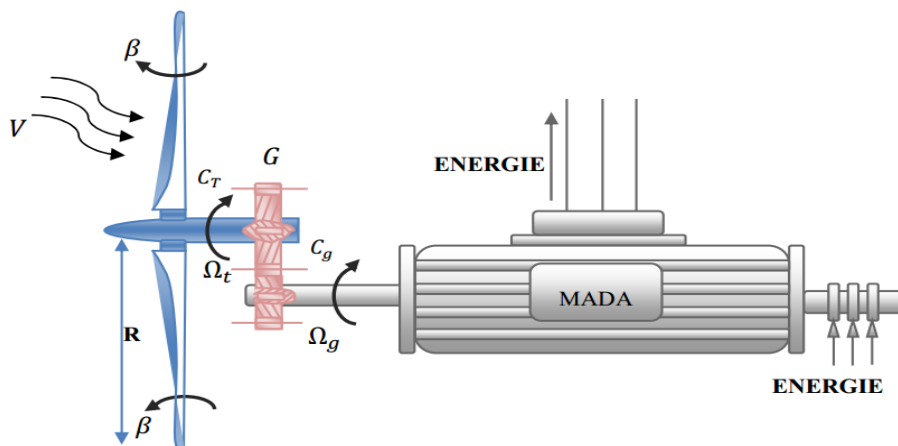


Figure I 11 Schéma de la turbine éolienne-MADA

4.2 puissance d'une éolienne

La puissance cinétique du vent à travers un disque éolien de rayon R , est donnée par la relation suivante [1] :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V^3 = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^2 V^3 \quad (I.1)$$

- ρ : masse volumique de l'air (celle-ci est de 1.25 Kg/m en atmosphère normale) ;
- S : c'est la surface circulaire balayée par la turbine, le rayon du cercle est déterminé par la longueur de la pale ;
- R : correspond pratiquement à la longueur de la pale ;
- V : est la vitesse du vent en m/s ;

Nous remarquons que la puissance est directement proportionnelle à la surface balayée par le rotor, mais surtout au cube de la vitesse du vent.

4.3 puissance aérodynamique

Toutefois, toute l'énergie ne peut être captée, car la vitesse du vent n'est pas nulle après l'éolienne. On introduit alors un coefficient C_p appelé coefficient de performance, qui dépend des caractéristiques aérodynamiques des pales. Ce coefficient **correspond** au rendement du rotor de l'éolienne [10], [3], [2].

La puissance sur l'arbre du rotor ou la puissance aérodynamique P_t apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit [8,9]

$$P_t = C_p P_v = \frac{C_p(\lambda, \beta) (\rho S V^3)}{2} \quad (I.2)$$

4.4 coefficient de puissance

Le coefficient de puissance C_p dépend du nombre de pâles du rotor et de leurs formes géométrique et aérodynamique (longueur et profil des sections). Celles-ci sont conçues en fonction des caractéristiques du site, de la puissance

nominale souhaitée, du type de régulation (en pitch ou par décrochage) et du type de fonctionnement (à vitesse fixe ou variable) .

Des approximations numériques ont été développées dans la littérature pour modéliser le coefficient C_p et différentes expressions ont été proposées.

Dans le cadre de cette thèse, nous utiliserons une expression approchée du coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative λ et de l'angle de calage des pales β dont l'expression a pour origine les travaux[11-16]. Ce dernier présente à la référence [27-34] une formule analytique pour le calcul de $C_p = f(\lambda, \beta)$ pour des éoliennes à rotation rapide à 2 ou 3 pales basée sur des données expérimentales. Cette expression empirique est donnée par :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5 \left(\frac{161}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) \exp\left(\frac{-21}{\lambda_i}\right) + 0.0068\lambda$$
$$\text{avec: } \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (I.3)$$

- β : angle d'orientation des pales ;
- λ : est le ratio de vitesse défini comme étant le rapport entre la vitesse linéaire des pales (Ω_t, R) et la vitesse du vent.

$$\lambda = \frac{\Omega_t R}{V} \quad (I.4)$$

- Ω_t : vitesse de la turbine.

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple aérodynamique est déterminé directement par :

$$C_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = C_p \frac{\rho S V^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_t} \quad (I.5)$$

Les caractéristiques de C_p en fonction de λ pour différentes valeurs de l'angle de calage β sont illustrées sur la figure (I.12)

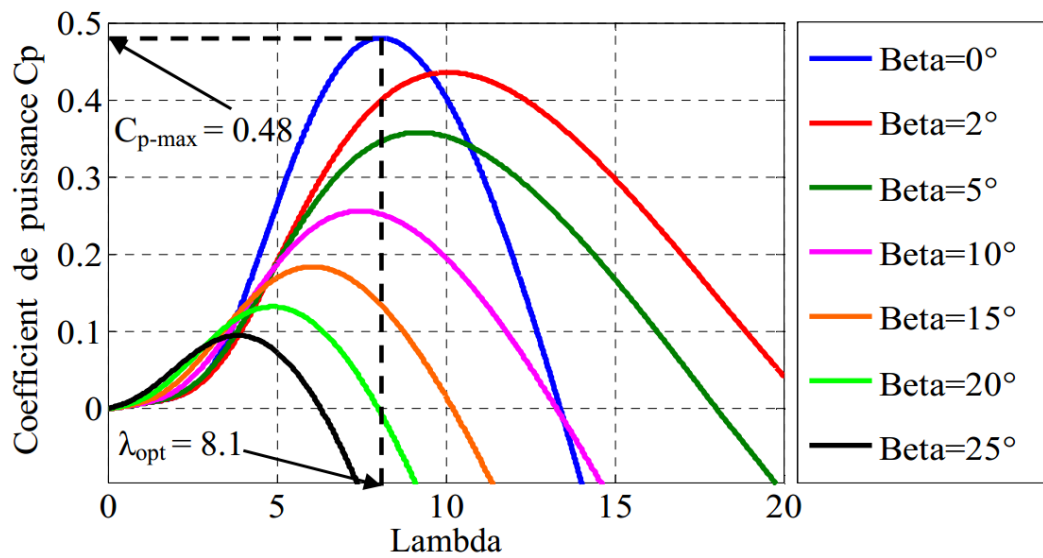


Figure I 12 Evolution du coefficient de puissance de l'éolienne, angle de calage fixe

4.5 Modèle de la partie mécanique

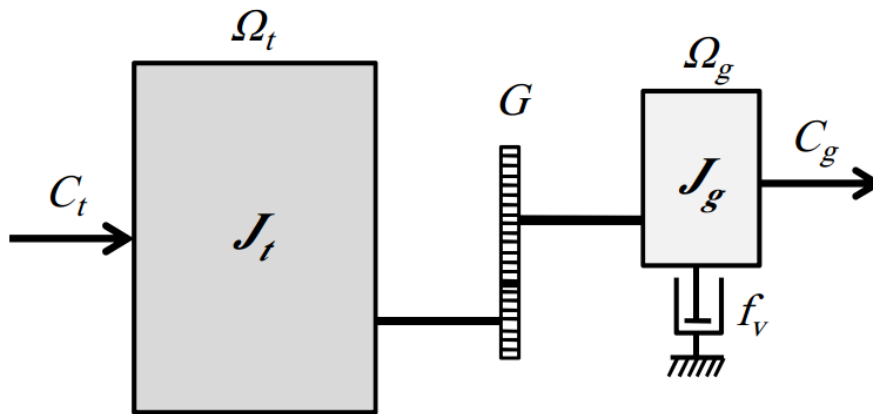


Figure I 13 Modèle mécanique de la turbine éolienne

Avec :

J_t : Le moment d'inertie de la turbine équivalent aux inerties des 3 pales de l'éolienne.

J_g : Le moment d'inertie de la génératrice.
 f_v : Le coefficient dû aux frottements visqueux de la génératrice.
 C_g : Le couple mécanique sur l'arbre de la génératrice après multiplicateur.
 Ω_g : La vitesse de rotation de la génératrice.
 G : Le gain du multiplicateur de vitesse.

La partie mécanique de la turbine comprend trois pales orientables et de longueur R . Elles sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse de rotation Ω_t , relié à un multiplicateur de gain G . Ce multiplicateur entraîne la génératrice électrique à une vitesse Ω_g .

4.5.1 Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur est la liaison entre la turbine et le générateur. Il est supposé rigide et modélisé par un simple gain. L'élasticité et le frottement du multiplicateur sont négligés. Les pertes énergétiques dans le multiplicateur sont considérées nulles. [14]

Son rôle adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse de la génératrice. Il est modélisé mathématiquement par les équations suivantes :

$$\begin{cases} C_g = \frac{C_t}{G} \\ \Omega_t = \frac{\Omega_g}{G} \end{cases} \quad (I.6)$$

Ω_t Et Ω_g : Vitesse de rotation de l'éolienne respectivement avant et après le multiplicateur ;

- C_t : Couple aérodynamique ;
- C_g : Couple après multiplicateur ;
- G : Le gain du multiplicateur ;

4.6 Equation dynamique de l'arbre

L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total, C_m appliqué au rotor :

$$J_T \cdot \frac{d\Omega_g}{dt} = C_m$$

avec: $J_T = \frac{J_t}{G^2} + J_g$ (1.7)

Le couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique produit par la génératrice C_{em} , le couple des frottements visqueux C_f , et le couple issu du multiplicateur C_g

$$C_m = C_g - C_{em} - C_f$$
 (1.8)

Le couple résistant dû aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux f_v :

$$C_f = f_v \cdot \Omega_g$$
 (1.9)

4.7 Schéma bloc du modèle de la turbine

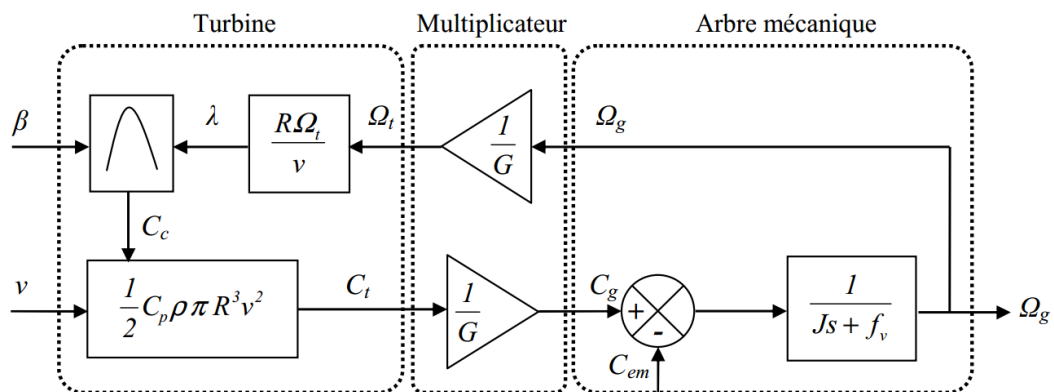


Figure I 14 Schéma bloc du modèle de la turbine

La turbine génère le couple aérodynamique, équation I-5, qui est appliqué au multiplicateur.

Les entrées de la turbine sont :

- v : la vitesse du vent ;
- β : l'angle d'orientation des pales ;
- Ω_t : la vitesse de rotation de la turbine ;

Le multiplicateur transforme la vitesse mécanique et le couple aérodynamique respectivement en vitesse de la turbine et en couple de multiplicateur, équation I.6.

Le modèle de l'arbre d'écrit la dynamique de la vitesse mécanique il a donc deux entrées :

- Le couple du multiplicateur ;
- Le couple électromagnétique fourni par la génératrice.

La vitesse de la turbine peut être contrôlée par action sur deux entrées :

- L'angle de calage de la pale ;
- Le couple électromagnétique de la génératrice.

La vitesse du vent est considérée comme une entrée perturbatrice à ce système [2].

5. Conclusion

L'énergie électrique est l'énergie la plus importante et la plus noble parmi toutes les autres formes d'énergies. Ainsi la proportion électrique par rapport à l'énergie totale consommée, ne cesse pas de croître, il faudrait pour cela pouvoir développer suffisamment les énergies renouvelables pour pouvoir diminuer la consommation absolue (et non relative) d'énergie fossiles ; les énergies renouvelables sont aussi parfois présentées comme une solution au problème de l'environnement.

Dans ce chapitre nous avons mentionné que les énergies renouvelables peuvent être issues de ressource hydraulique, solaire, géothermie, biomasse et éolienne, et nous avons analysé la technique d'une éolienne avec les applications, les avantages et inconvénients de l'énergie éolienne et nous avons établi un modèle mathématique de la turbine à partir de ses équations caractéristique .

CHAPITRE II

Évaluation économique du cycle de vie des éoliennes

1. INTRODUCTION

Le développement de l'industrie éolienne et de son potentiel a fait l'objet de préoccupations et d'études par plusieurs organisations ,et a été motivé par la capacité de l'énergie éolienne à répondre à la demande d'électricité [35].

L'énergie éolienne n'utilise pas de combustibles fossiles pour la production d'énergie. Cependant, la viabilité économique des projets éoliens présente certaines limites qui réduisent l'attractivité de ce secteur. Plusieurs études ont exploré les aspects économiques des projets éoliens, qui étaient basés sur des indicateurs de performance (KPI). L'un des indicateurs les plus couramment pris en compte dans l'évaluation du secteur de l'énergie éolienne est le «coût actualisé de l'énergie»

L'Agence internationale de l'énergie considère le coût actualisé de l'énergie (LCOE) comme un indicateur économique de premier ordre pour évaluer la faisabilité et la viabilité des projets énergétiques [36-38], car il évalue le coût moyen de production d'énergie sur la durée de vie d'un projet . Les coûts inclus dans le LCOE sont répartis entre les phases de conception, d'exploitation, de maintenance et de démantèlement du projet, et ces paramètres varient considérablement pour l'éolien terrestre. Par exemple, la durée de vie d'une éolienne est influencée par la politique de maintenance adoptée et les conditions environnementales externes. Par conséquent, les influences de ces paramètres et leurs variations sur le LCOE doivent être évaluées.

Des études ont montré que le LCOE est influencé par les coûts d'exploitation et de maintenance [39-41], mais est-ce le cas lorsque ces coûts intègrent tous les paramètres formant le LCOE? Ont-ils la plus grande influence sur le coût de la production d'énergie? Il est essentiel de répondre à ces questions pour que les

CHAPITRE II EVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

décideurs adoptent une politique d'optimisation des coûts adaptée à la filière éolienne.

Ces questions sont abordées dans cette étude. De plus, nous avons également considéré les influences des autres coûts liés aux phases d'investissement et de démantèlement. Ces paramètres incluent également le coût environnemental (démantèlement) associé au secteur de l'énergie éolienne. D'autres paramètres, tels que le facteur de charge (FC) et le facteur de dégradation des performances, sont également abordés. Ces paramètres ont été étudiés indépendamment dans ce chapitre et influencent la production d'énergie des éoliennes. Enfin, des paramètres liés à l'investissement et à la viabilité des projets, comme le taux d'actualisation, ont également été introduits, et leur influence sur le LCOE sera évaluée tout au long de ce travail.

L'objectif de ce travail est donc d'étudier l'influence de tous les paramètres, y compris le calcul de l'indicateur LCOE. De plus, nous avons également réalisé une analyse de sensibilité pour ces paramètres et développé un algorithme d'optimisation pour proposer la meilleure combinaison de tous les paramètres LCOE pour produire une énergie durable au moindre coût [43-58].

Avant de fournir la méthodologie suivie pour développer notre algorithme d'optimisation, nous décrivons d'abord l'état de tous les paramètres intégrant le calcul du LCOE. Cette section examine également les normes, les recommandations et les commentaires sur le terrain des constructeurs et des opérateurs avec lesquels nous avons communiqué pour affiner le modèle proposé. Nous avons également comparé les coûts de production de l'énergie éolienne avec ceux des sources d'énergie renouvelables et non renouvelables, et cette comparaison aidera à comprendre l'attractivité du secteur de l'énergie éolienne [59-70].

2. DÉVELOPPEMENT DES TECHNOLOGIES DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Au cours des 15 dernières années, le marché mondial des énergies renouvelables a connu une forte croissance Figure II.1; ces dernières années, le marché des énergies renouvelables a été poussé en avant par sa compétitivité croissante par rapport aux centrales électriques conventionnelles. En outre, l'engagement envers des objectifs énergétiques à long terme a créé un climat encore plus stable pour les investissements dans les énergies renouvelables. Une réponse positive peut être observée de la part des législateurs de plusieurs pays face à la perspective de la rareté et de l'augmentation des prix des sources d'énergie fossiles ainsi que des problèmes climatiques. Dans le même temps, l'émergence d'un plus grand nombre d'applications technologiques profite davantage aux technologies des énergies renouvelables en les rendant plus compétitives même sans soutien à l'investissement.

La forte croissance du marché des énergies renouvelables et la forte les investissements dans de nouvelles centrales ont été accompagnés d'efforts de recherche intensifs, qui ont conduit à des solutions système améliorées avec des degrés d'efficacité plus élevés, des coûts de production inférieurs et des coûts d'exploitation inférieurs. En combinaison avec une augmentation de la production de masse, les coûts d'investissement spécifiques et donc le LCOE de toutes les technologies analysées dans cette étude, autres que les centrales électriques au biogaz, pourraient être considérablement réduits. Une nouvelle diminution du LCOE entraînera à son tour une augmentation du potentiel de marché des technologies au cours des prochaines années et contribuera à un développement dynamique continu du marché des énergies renouvelables .

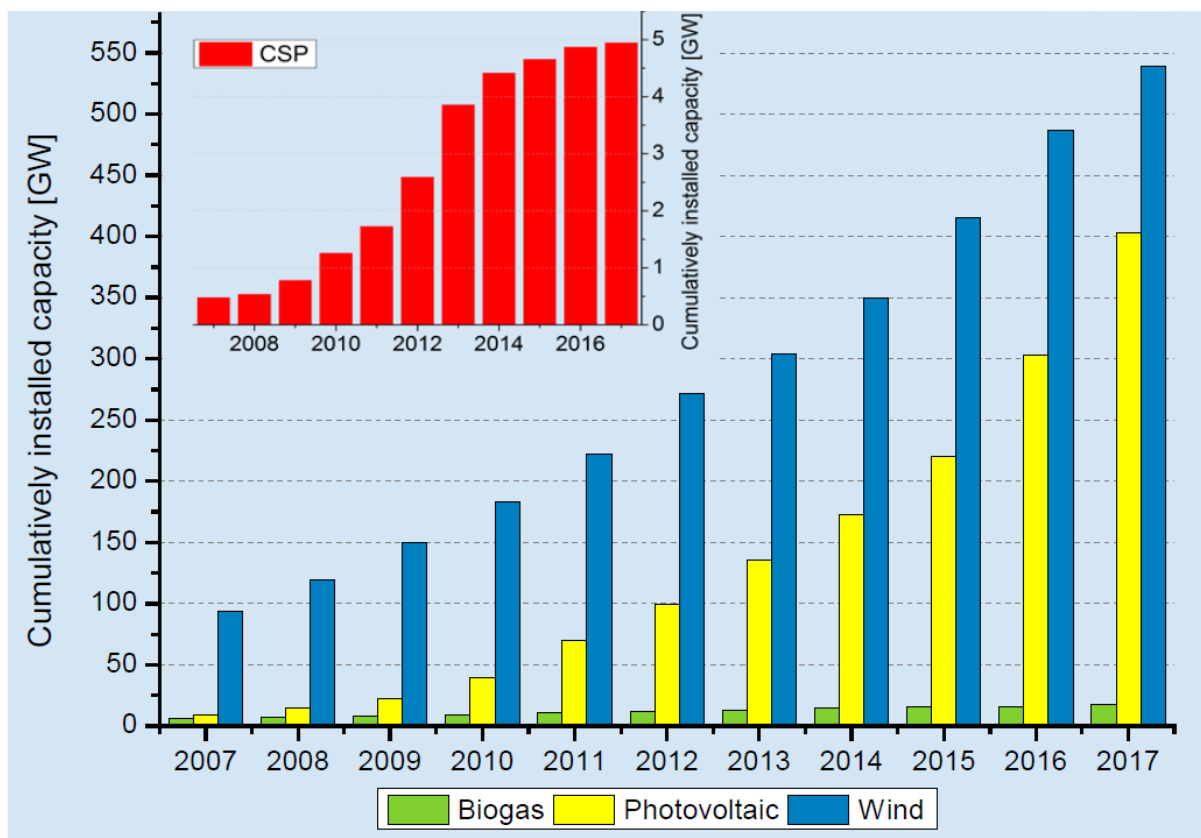


Figure II.1: Capacité installée mondiale cumulée 2007-2017 d'énergie éolienne, photovoltaïque, biogas

3. définition de LCOE

LCOE est le sigle anglais de Levelized Cost of Energy, signifiant « coût actualisé de l'énergie ». Il correspond au prix complet d'une énergie (l'électricité dans la plupart des cas) sur la durée de vie de l'équipement qui la produit.

Les différents modes de production d'électricité ont des coûts très différents. Le calcul de ces coûts peut être fait en différents points : en sortie immédiate du système de production (centrale électrique, éolienne, ensemble de panneaux photovoltaïque...), au point de connexion au réseau électrique, etc. Le coût est généralement donné en unité monétaire par kilowattheure ou mégawattheure.

CHAPITRE II EVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

Il intègre à la fois l'investissement initial, les coûts de fonctionnement, de combustible et d'entretien. Pour répartir ces différents coûts et investissements sur une longue période, on applique la technique d'actualisation.

Le coût actualisé de l'énergie est une mesure du coût d'une source d'énergie qui permet de comparer différentes méthodes de production d'électricité sur une base cohérente. Il s'agit d'une estimation économique du coût d'un actif producteur d'énergie, que l'on définit par : somme actualisée des dépenses d'investissement et des coûts d'exploitation et de maintenance de l'actif, divisée par la somme actualisée des quantités annuelles d'énergie (le nombre de kWh) que cet actif produira sur toute sa durée de vie.

Le LCOE peut également être considéré comme le prix minimum moyen auquel l'électricité doit être vendue pour atteindre le seuil de rentabilité pendant la durée de vie du projet. C'est donc un outil qui aide les décideurs et les chercheurs à orienter les discussions et la prise de décision en faveur de tel ou tel système de production d'énergie.

Il prend donc théoriquement en compte l'ensemble des coûts relatifs à une installation, et ce pour toute sa durée de vie. Dans la pratique, les coûts pris en compte se limitent la plupart du temps aux coûts :

d'acquisition / construction / rénovation du système : investissements initiaux, remboursement d'emprunts et frais financiers ; d'opération et de maintenance, main d'œuvre et matériel ; d'achats de carburant (nuls dans le cas d'une énergie renouvelable, par exemple pour une éolienne).

Pour être exhaustif, il faudrait notamment rajouter à cette liste d'éventuels coûts de démantèlement ou la valeur résiduelle des installations à la fin de la durée de vie, un coût de la tonne de CO₂ produite (si elle est monétisable sur un marché), etc.

Le LCOE est un ratio de coûts dits « actualisés ». L'actualisation permet d'évaluer un bien ou un service à différents moments du temps. Elle se calcule grâce à un pourcentage annuel appelé taux d'actualisation. Par exemple, dans le cas d'un taux d'actualisation de 10%, la promesse de disposer de 100€ dans un an n'a qu'une valeur de 90€ aujourd'hui. La différence vient de la préférence nette (préférence de disposer de la somme à l'instant) et de l'aversion au risque.

Il est important de noter que le LCOE est une estimation et non pas un calcul de coût réel : il repose sur des hypothèses et prévisions qui peuvent être plus ou moins « agressives » ou conservatrices selon les cas. Par exemple, les durées de vie utilisées dans les calculs de LCOE sont souvent de 20 ou 25 ans quand, dans la pratique, les installations sont souvent exploitées sur de plus longues périodes.

Selon [59], le coût actualisé de l'énergie est le seul indicateur où les coûts (dépenses) de l'énergie éolienne tout au long de son cycle de vie sont actualisés et équivalents aux revenus actualisés, qui peuvent être modélisés comme :

$$\sum_{t=0}^n \frac{E_t \cdot LCOE}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{depenses_t}{(1+r)^t} \dots\dots\dots (11.1)$$

Les dépenses sont constituées des coûts fixes et variables, elles peuvent aussi inclure les coûts environnementaux tels que les coûts de démantèlement ou les coûts de CO2

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Inv_t + O \wedge M_t + D_t + Env_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \dots\dots\dots (11.2)$$

avec

- $LCOE$ = coût actualisé de la production d'énergie
- Inv_t = coûts d'investissement
- $O \wedge M_t$ = dépenses d'opération et de maintenance durant la période t (en année)
- $D_t + Env_t$ = dépenses de démantèlement et environnementaux

- E_t = l'électricité produite durant la période " t ".
- r = le taux d'actualisation
- n = durée de vie du système

La somme obtenue s'exprime en €/kWh et représente ce qu'il aura fallu dépenser pour produire un kWh d'énergie

3.1 L'INTERET DE CONNAITRE LCOE

Le LCOE est un outil utile pour comparer les coûts unitaires de différentes technologies sur leur durée de vie. Ces coûts sont actualisés sur l'exploitation commerciale d'un producteur d'électricité. La méthodologie LCOE reflète les risques technologiques génériques, et non les risques spécifiques aux projets sur des marchés spécifiques. Étant donné que de tels risques existent, il existe un écart entre le LCOE et les coûts financiers pour les propriétaires exploitants sur des marchés réels de l'électricité confrontés à des incertitudes spécifiques. Pour la même raison, le LCOE est plus proche du coût réel d'investissement dans la production d'électricité sur des marchés électriques monopolistiques réglementés à prix réglementés que des coûts réels des producteurs sur des marchés concurrentiels à prix variables. (En raison des nombreux déterminants techniques et structurels tels que la non-stockabilité de l'électricité, la variabilité de la demande d'électricité quotidienne ou les variations saisonnières de l'offre et de la demande d'électricité, les prix de l'électricité, en particulier les prix au comptant, peuvent être volatils lorsqu'ils sont autorisés à fluctuer.) En outre, la méthodologie LCOE a été développée dans une période de réglementation des marchés. Les marchés de l'électricité divergeant de cette origine, le LCOE devrait être accompagné d'autres mesures lors du choix parmi les technologies de production d'électricité.

3.2 PROCEDURES A SUIVRE

Une attention particulière doit être portée aux comparaisons LCOE, car le résultat du calcul est très dépendant des hypothèses initiales.

Bien que cet indicateur LCOE soit largement utilisé, Paul Joskow [124] du MIT a déterminé qu'il avait finalement peu d'importance dans la comparaison des sources d'électricité non contrôlables et intermittentes (éolien, solaire) aux sources contrôlables car il occulte les coûts liés à leur intermittence [124] .

Une autre limite du LCOE est sa non prise en compte de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie. Dans de nombreux pays, les gains d'efficacité énergétique et les économies ont eu pour effet de stabiliser voire de réduire la demande d'électricité, plutôt que de la laisser croître. Considérer uniquement le LCOE aura tendance à maximiser la production et à prendre le risque de surestimer la production requise, en ignorant les gains d'efficacité énergétique des consommateurs finaux, ce qui sous-estimera le LCOE. Par exemple, pour les systèmes de production d'énergie solaire installés au point de consommation finale, il est plus économique d'investir d'abord dans les économies d'énergie et l'efficacité énergétique, puis de ne pas investir dans l'énergie. solaire qu'après (ce qui nécessitera un système de production solaire plus petit que ce qui aurait été nécessaire sans les mesures d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique). Cependant, si l'on ne regarde que le LCOE des deux systèmes (le plus grand et le plus petit), celui du plus petit système aura un LCOE plus élevé (car la production d'énergie [mesurée en kWh] diminue plus vite que le coût du système [mesuré en euros]). Pour contourner cette limitation, vous devez considérer l'ensemble du coût du cycle de vie du système, et pas seulement le LCOE de la source d'alimentation [125].

CHAPITRE II EVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

Pour tenir compte de l'intermittence et de la priorité d'accès au réseau électrique des sources non contrôlables telles que l'énergie éolienne ou solaire, l'Energy Information Administration recommande de comparer leurs coûts normalisés avec le coût énergétique évité des sources d'énergie contrôlables (combustibles fossiles, géothermie , etc.) plutôt que le coût total de ces sources contrôlables. En effet, l'ajout de sources d'énergie intermittentes et non contrôlables ne permet généralement pas d'éviter les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance des systèmes de production d'énergie présents en support. Bien qu'il puisse être plus difficile à calculer avec précision, ce coût actualisé de l'énergie évitée (LACE) correspond aux coûts évités des autres sources, divisés par la production annuelle de la source. non contrôlable [126][127].

En outre, le plus souvent, les calculs du LCOE n'intègrent pas les autres coûts de système associés à chaque type de système de production, tels que les coûts de raccordement au réseau de transport longue distance ou les coûts d'équilibrage et de maintenance. réserve, ou les coûts de démantèlement et de remise en état des sites (qui existent quel que soit le système de production d'électricité). Ils n'incluent pas non plus les externalités telles que les atteintes à la santé publique dues à la pollution atmosphérique des centrales au charbon, les conséquences des émissions de CO₂ sur le changement climatique, l'acidification des océans, l'eutrophisation des eaux, les modifications des courants océaniques, etc.

Les différents scénarios considérés pour le calcul du coût actualisé de l'énergie éolienne sont présentés ci-dessous. Dans cette étude, l'éolienne est une turbine équipée d'un multiplicateur et a une puissance de 2 MW. Les turbines constituent un parc éolien de 50 MW.

CHAPITRE II EVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

Les paramètres fixes du LCOE sont :

- Le coût d'investissement est de 1,343 million €/MW .
- Le coût de démantèlement est de trois millions d'euros pour l'ensemble de la flotte .
- La taxe CO₂ qui est de 0,2 €/t.CO₂, si possible. Les émissions d'une turbine sont de 9 g.CO₂/kWh .
- Les frais d'assurance et de location du terrain sont de 3000 €/turbine. Ce coût sera également actualisé pendant la durée de vie du projet.
- Le prix de vente de l'électricité pour le projet éolien est fixé à l'avance selon un contrat d'obligation d'achat de 15 ans [63] [7]

, qui est fixé à 0,082 €/kWh et sera réduit de 1 % chaque année après la dixième année.

La dernière hypothèse a été considérée, car la zone d'étude Champagne-Ardenne a différents sites avec différents niveaux de FC.

Les paramètres variables du LCOE sont :

- FC varie de 22 à 28% .
- La dégradation annuelle des performances d'une turbine varie de 0 à 2 % [8]. Les éoliennes d'un parc sont également considérées comme se dégradant de la même manière .
- Les coûts d'exploitation et de maintenance varient de 9 à 21 €/MWh. De plus, une augmentation des coûts de 1 % sera envisagée .
- Le taux d'actualisation "r" considéré varie de 4% à 8%.

L'équation 2 a été considérée pour cela. Les résultats des différents scénarios sont présentés dans la section suivante.

3.3 Scénario complémentaire en cas d'entrée des parcs éoliens sur le marché européen du carbone

L'énergie éolienne est une source d'énergie durable. Hors phase de maintenance, aucune émission de CO₂ n'est générée pendant la durée de vie d'une éolienne. Ces émissions sont également négligeables par rapport à la quantité d'émissions de CO₂ évitées pour la production d'une même quantité d'énergie. Ainsi, alors que l'industrie éolienne en France perd de plus en plus ses tarifs subventionnés, nous proposons un scénario où l'énergie produite par une éolienne serait vendue au prix du marché, et donnerait en retour aux parcs éoliens un accès au marché européen du carbone. Une telle installation pourrait acheter et vendre des quotas de production de CO₂ [71]. Par conséquent, les émissions de carbone générées et évitées sur la durée de vie d'une éolienne peuvent être calculées. Les émissions évitées sont calculées avec un facteur de 640 g.CO₂/kWh selon l'équation suivante [72] ; [73] :

$$CO2(tons) = \frac{WF \times FC \times 8760 \times 640}{1000} \dots\dots\dots(II.3)$$

avec "WF" est la capacité de l'installation en MW. Dans la littérature, le facteur de réduction de CO₂ a été réduit à 292 g.CO₂/kWh [74] en considérant le mix énergétique en France. De plus, les émissions de CO₂ sont concentrées dans la phase d'installation, représentant plus de 90 % des émissions pendant le cycle de vie d'une éolienne. Les émissions de CO₂ restantes sont réparties sur les phases d'exploitation et de démantèlement [75][76]. De ce point de vue, nous pourrions améliorer le modèle en considérant d'autres coûts environnementaux, tels que l'utilisation de l'eau, et étendre cette étude à d'éventuels scénarios de fin de vie de l'éolien.

4 . LCOE DES ENERGIES RENOUVELABLES EN FRANCE

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (L'ADEME) a publié en décembre 2016 un rapport sur les coûts des énergies renouvelables en France[128] ;

Tableau II.1 : concernant les énergies renouvelables électriques :

Type d'énergie	Coût de production en €/MWh
Géothermie électrique	43 à 53
Éolien terrestre (nouvelle génération)	57 à 79
Éolien terrestre (machines standard)	61 à 91
Photovoltaïque au sol	74 à 135
Photovoltaïque commercial/industriel	114 à 199
Éolien en mer posé	145 à 203
Photovoltaïque résidentiel	181 à 326
Solaire thermodynamique (<u>cyllindro</u>)	113 à 273
Solaire thermodynamique (<u>Fresnel</u>)	115 à 142
Solaire thermodynamique (à <u>tour</u>)	164 à 208
Hydrolien marin	150 à 507

5. COUTS DE PRODUCTION ESTIMES PAR SECTEUR EN FRANCE

Les coûts de production indiqués au tableau II.2 correspondent aux coûts de production moyens supportés par un investisseur durant toute la vie économique de son installation. Ils dépendent notamment des paramètres suivants :

- les coûts d'investissement (hors raccordement) : matériel, génie civil, aléas, démantèlement .
- les coûts d'exploitation et de maintenance comprenant les coûts de combustible lorsque celui-ci est acheté (ce qui n'est par exemple pas le cas du vent ou du soleil)
- le taux d'actualisation, c'est-à-dire le taux de rendement attendu qu'il serait possible d'obtenir en investissant ailleurs le même capital .
- le niveau de production : on retiendra dans les données qui suivent des conditions « raisonnablement favorables » .
- la durée de vie économique de l'exploitation.
- Le coût du CO₂ est intégré dans ces estimations sur la base de 14 € la tonne. Notons que la prise en compte d'autres externalités comme les impacts sur les réseaux et sur l'équilibrage offre/demande modifierait les coûts annoncés.

En France, la dernière analyse complète sur les coûts de production de l'ensemble des filières en France métropolitaine a été réalisée par la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) en 2008 [71-76]. L'UFE (Union française de l'électricité) a depuis actualisé certaines de ces données(2). Elle estime le coût de l'électricité produite à partir de biomasse à 170 €/MWh comme indiqué dans le tableau.

CHAPITRE II EVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

Tableau II.2 Résultats issus de la DGEC (Direction Générale de l'Energie et du Climat)

(en € / MWh)	UFE / DGEC (dernières données actualisées pour 2011)	Énergies 2050 (rapport février 2012)	Courdes comptes (janvier 2012 pour nucléaire, juillet 2013 pour les renouvelables)	Tarif d'achat (au 1 ^{er} septembre 2013)	Part de la production électrique française (en 2012)
Éolien terrestre	65	73	62-102	82 durant 10 ans puis 28 à 82 durant 5 ans selon les sites	2,8%
Charbon	66	67			3,3%
Fioul	86				1,2%
Éolien offshore	143	102	87-116	130 durant 10 ans puis 30 à 130 durant 10 ans selon les sites	0,0%
Photovoltaïque	217	150	114-547	117 à 425 selon les sites	0,7%

5.1 DETAILS SUR LA VOLATILITE DES COUTS

Les coûts de production des énergies les moins matures fluctuent et sont très difficiles à estimer, tout comme les coûts de nouvelles unités de production . Par exemple, le tarif de rachat de l'électricité [129] issue de l'éolien offshore est aujourd'hui fixé à 130 €/MWh. Les estimations des coûts de production des lauréats du 1er appel d'offres sur l'éolien en mer sont en contradiction avec ces données et dépassent 200 €/MWh. De même, le tarif de rachat de l'électricité produite par les énergies marines (hydroliennes, houlomoteur, etc.) est actuellement fixé à 150 €/MWh durant 20 ans. Les industriels estiment toutefois que le coût de production actuel de ces énergies est compris entre 250 et 400 €/MWh.

6. L'EVALUATION ECONOMIQUE DES PROJETS EOLIENS

l'indicateur LCOE peut être adapté pour inclure des paramètres et des variables pertinents pour les projets éoliens, et peut être utilisé seul ou en combinaison avec d'autres indicateurs. Par exemple, [77] and [40] ont évalué la relation entre le coût énergétique actualisé et la durée du contrat des projets éoliens, et ont également noté un manque de travail sur la sensibilité des paramètres éoliens et leurs influences sur le coût de production. De plus, [78] ont rapporté que le LCOE peut être optimisé en proposant une politique de fin de vie adaptée à l'énergie éolienne offshore, telle que la production d'électricité. Ils ont amélioré le LCOE de 10,43% en considérant le repowering comme un scénario de fin de vie. [79] ont proposé une méthode d'évaluation des influences des conditions climatiques et du potentiel aérologique sur le coût de production des éoliennes offshore. Le modèle proposé était indépendant de l'heure et de l'emplacement du parc éolien et peut donc être utilisé comme référence pour l'évaluation économique des parcs éoliens offshore. Cependant, le modèle incluait une politique de maintenance et des coûts d'investissement qui ne sont pas adaptés à toutes les technologies offshore. Les

coûts logistiques sont plus développés dans les modèles suivants [80] [81]. Par conséquent, une combinaison des deux modèles serait pertinente.

Les projets hybrides combinant l'énergie éolienne sont également principalement évalués économiquement à l'aide du LCOE [82-90].

Dans l'éolien, le LCOE est également affecté par les variables externes du projet. Une étude récente [91] a démontré les influences du changement climatique et les variations de la répartition des vents sur cet indicateur. Les variations de ces paramètres réduisent les performances d'une éolienne. Ce résultat a été prouvé par [42], qui a également démontré que les performances des éoliennes diminuent avec le vieillissement. Par conséquent, il serait pertinent d'inclure une politique de renouvellement ou de prolongation de la durée de vie, comme proposé par [92].

Par conséquent, comme mentionné dans cette section, le coût actualisé de l'énergie LCOE est un indicateur puissant pour évaluer la viabilité d'une centrale électrique qui prend en compte à la fois les coûts du système au cours de son cycle de vie et les paramètres liés à la maturité de l'industrie et à l'environnement. conditions. Des études antérieures ont démontré la pertinence de combiner le LCOE avec d'autres indicateurs économiques (tels que le coût actualisé, le retour sur investissement, etc.). Cependant, l'analyse de la littérature a également démontré que cet indicateur devrait inclure une analyse de sensibilité de ces paramètres, en particulier pour les applications d'énergies renouvelables[93-96].

Par conséquent, l'objectif des sections suivantes est de résoudre ce problème en proposant un modèle d'analyse de sensibilité adapté aux éoliennes, et de proposer un algorithme pour optimiser les paramètres du LCOE. L'objectif est d'obtenir le coût actualisé de l'énergie le plus bas en considérant les intervalles de

CHAPITRE II EVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

ses paramètres. La section suivante développera cet objectif après avoir présenté le coût énergétique actualisé LCOE.

7. LCOE DE DIFFERENTES SOURCES D'ENERGIE:

Le coût actualisé de l'énergie est un indicateur économique avancé pour évaluer la viabilité économique des projets et des usines énergétiques qui peut également être utilisé pour comparer les sources d'énergie (Figure II.2). L'Agence internationale de l'énergie a réalisé une étude sur la LCOE de divers pays de l'Organisation de coopération et de développements économiques (OCDE) [36].



Figure II.2: Levelized cost of electricity – Franc

8. QUE FAUT-IL SAVOIR AVANT DE CALCULER LE COUT LCOE ?

Le potentiel d'innovation reste important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets et notamment sur la conception des rotors et leur contrôle, avec le développement de la filière, l'optimisation logistique et la mise en œuvre des innovations, les coûts de production électrique des machines standards devraient baisser d'environ 10 à 15 % à l'horizon 2025.

Bien que nécessitant un investissement plus élevé que les machines standard et étant installée dans des zones moins ventées, les éoliennes de nouvelle génération conduisent à un coût de l'électricité inférieur grâce à une productivité accrue (meilleur facteur de charge ou temps de fonctionnement annuel à pleine puissance).

L'évolution du parc terrestre devrait voir à la fois l'installation de machines standard et de nouvelle génération, en fonction de la ressource en vent et des contraintes d'aménagement de l'espace (en particulier la hauteur des éoliennes). Les coûts de production des tableaux ne sont pas directement comparables avec le tarif d'achat historique ceci est montré dans la figure II.3; celui-ci correspond à un contrat d'achat souscrit pour 15 ans, le tarif ayant été fixé en 2008 à 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. Ce système est en cours de révision pour passer au complément de rémunération.

CHAPITRE II EVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

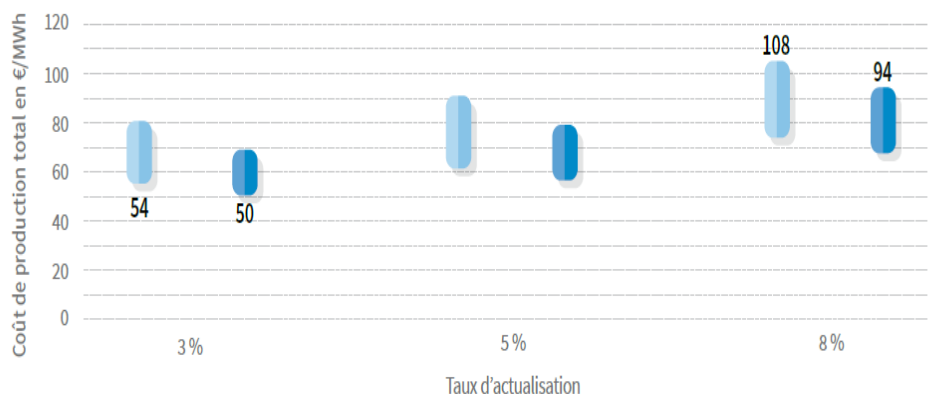


Figure II.3 Coûts de production de l'éolien terrestre en France

9. RESULTATS DE L'ETUDE

Cette étude a porté sur une zone industrielle, à savoir, Champagne-Ardenne, France, contenant 25 éoliennes avec une durée de vie de 25 ans. Nous avons évalué la situation économique depuis le début de l'exploitation de cette centrale jusqu'à la fin de sa durée de vie à l'aide de l'indicateur de coût actualisé de l'énergie (LCOE), qui évalue le coût moyen de production d'énergie au cours d'un projet.

Nous avons également considéré le coût environnemental associé au secteur éolien. L'objectif de cette étude était d'explorer les effets de tous les paramètres, y compris le calcul de l'indicateur LCOE, à fournir aux décideurs et aux collectivités locales avec des solutions d'optimisation. Nous avons également développé un algorithme d'optimisation pour fournir la meilleure combinaison de tous les paramètres LCOE pour produire de l'énergie durable au moindre coût.

CHAPITRE II EVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

Le LCOE tenant compte des scénarios précédents est présenté dans la figure II.6, et les données utilisées pour générer la figure sont présentées dans le tableau II.3

TABLEAU II.3 - Données utilisées pour calculer le LCOE

Données	Valeurs
Capacité de la turbine	2000 kW
Nombre des éoliennes	25
FC	25%
Dégradation de performance annuelle	2%
Escalade des coûts d'exploitation et de maintenance	1%
<i>r</i>	6%

Comme le montre la figure II.4, la majeure partie du LCOE est générée par des coûts fixes. Ces coûts sont principalement générés lors des phases pré-opérationnelles. Les coûts générés lors des phases d'exploitation et de maintenance du projet représentent 15% du LCOE global. De plus, s'il est pris en compte, le scénario d'échange de la taxe carbone aura un impact significatif sur l'influence des différentes phases de la vie sur le coût actualisé de l'énergie. Par conséquent, la phase de pré-opération dans ce cas ne représente que 30% du LCOE. De plus, compte tenu de ce dernier scénario (taxe carbone), le LCOE final serait de -54,65 € / MWh, c'est-à-dire que le prix serait négatif. Cette tendance est de plus en plus perceptible sur les marchés de gros de l'électricité pour les énergies renouvelables (énergie non flexible). Ce phénomène de prix négatif a été introduit en France en 2010.

Au final, ces résultats indiquent que les coûts d'exploitation et de maintenance affectent le LCOE éolien.

Le deuxième scénario, y compris les avantages de la taxe sur le carbone, donne un bref aperçu de la manière dont l'industrie éolienne pourrait bénéficier du marché du carbone si elle perdait une subvention de l'État. La figure II.5 donne un aperçu

CHAPITRE II EVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

des bénéfices générés par le marché du carbone et les compare à ceux de la vente d'électricité à prix standard (prix de marché EDF [97], [41]). Les bénéfices générés par le marché du carbone sont supérieurs à ceux générés par la vente d'électricité [98-104].

Par conséquent, bien que l'énergie éolienne ne puisse pas concurrencer économiquement d'autres sources d'énergie, elle pourrait néanmoins survivre grâce aux gains du marché du carbone (ainsi, le LCOE devient négatif, à -54,65 € / MWh). Ceci est d'autant plus avantageux que cette taxe augmentera dans les pays qui ont ratifié les objectifs de la COP21 au cours des dix prochaines années [105].

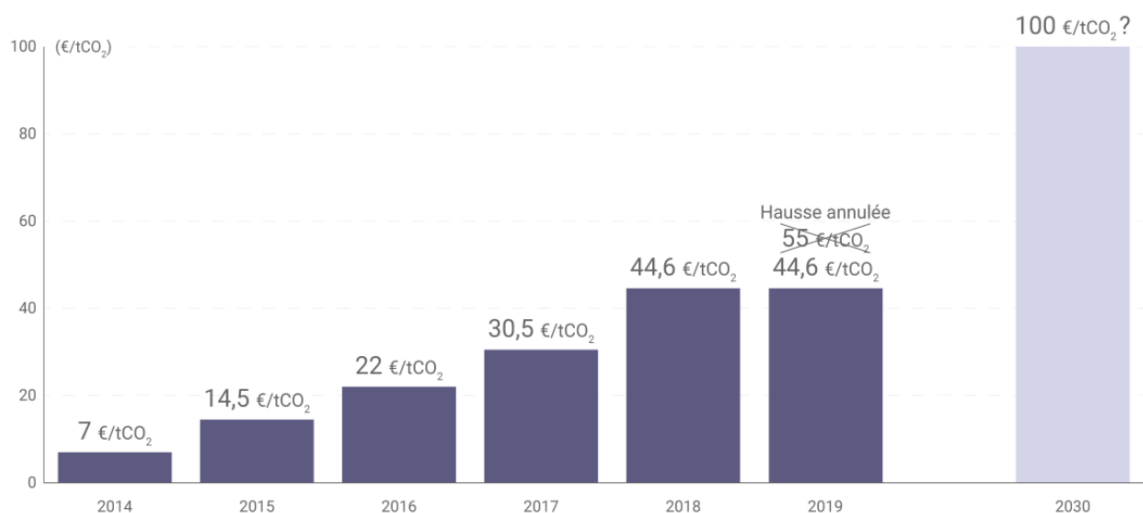


figure II.4– compte la revente de la taxe Carbone

CHAPITRE II EVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

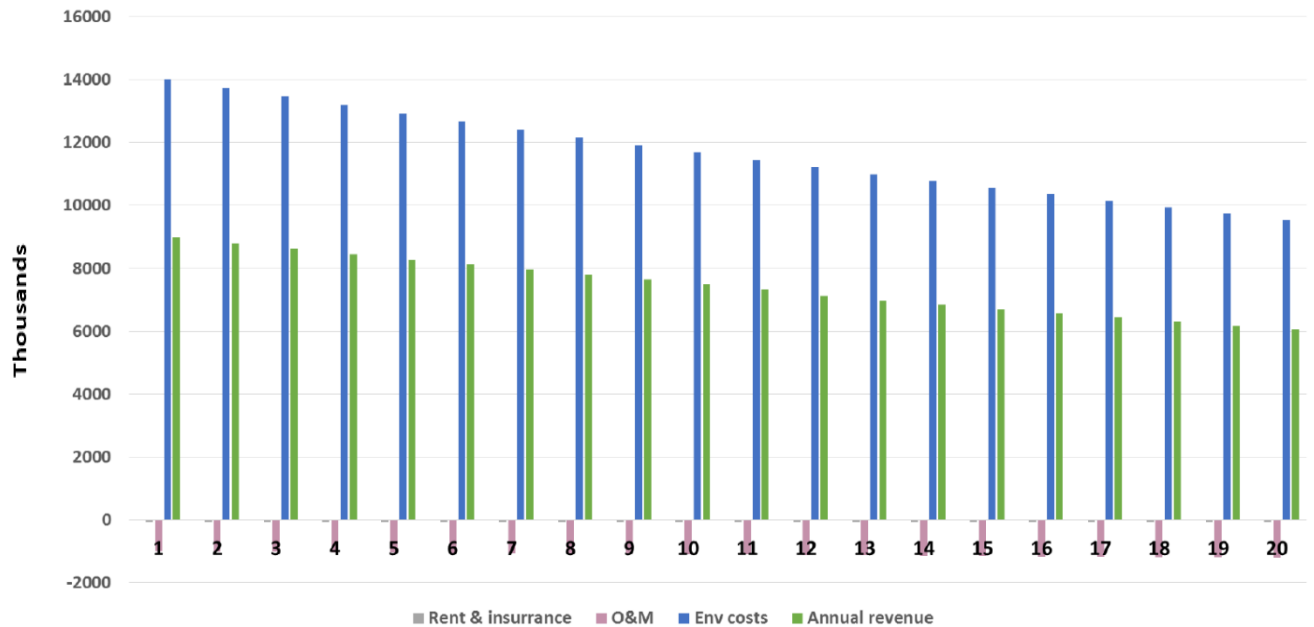


figure II.5 – Bénéfices du projet éolien sur une durée de 20 ans

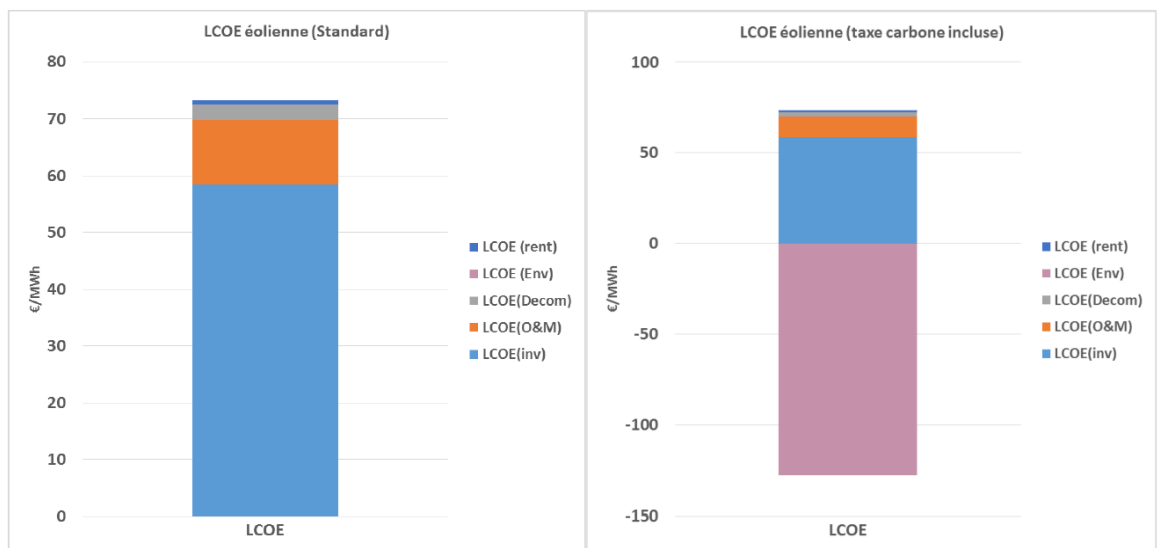


figure II.6 (gauche) LCOE standard. (Droite) LCOE en prenant en compte la revente de la taxe Carbone

9.1 OPTIMISATION DU LCOE

Afin d'optimiser les paramètres du LCOE, on proposera dans cette partie un algorithme d'optimisation pour chercher la meilleure combinaison générant le plus bas coût de production d'énergie, pour cela un algorithme est développé et présenté dans la fig II.7 .

Aussi, à chaque variation de paramètres, le LCOE minimum est sauvé. De ce fait, lorsque l'algorithme aura évalué toutes les combinaisons possibles des paramètres du coût actualisé de l'énergie, le résultat final (la meilleure combinaison) serait la combinaison des paramètres ayant permis de générer le plus bas LCOE possible [106-122].

Afin d'appliquer cet algorithme, nous avons élargi les intervalles de sensibilité des paramètres du LCOE. Ces nouveaux intervalles sont présentés dans le tableau II.5.

La "fonction objectif" à minimiser de cet algorithme d'optimisation est le coût LCOE. Les itérations des intervalles de sensibilité de ses paramètres sont testées. Dans cet exemple, on prendra

TABLEAU II.4– Variation des paramètres du LCOE

Paramètre du LCOE	Intervalle	Changement de pas (entier, demi-entier)
FC %	[22;28]	entier
Dégradation de performance%	[0 ;3]	demi-entier
r %	[2 ;10]	entier
Coût de la phase d'exploitation et maintenance (e/MWh)	[6 ;15]	entier
Durée de vie (années)	[15;25]	double entier

CHAPITRE II EVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

tableau II.5– Intervalles des paramètres mis à jour

Paramètres	Intervalle	Pas de l'Intervalle
Dégradation de performance	[0 ;0,4]	0,02
Coût d'opération et de maintenance	[5;20]	1
Taux d'actualisation r	[2 ;10]	1
FC	[20%;40%]	1%

Nous avons élargi les intervalles de sensibilité des paramètres LCOE pour appliquer cet algorithme, et ces nouveaux intervalles sont listés dans le tableau II 4.5 La fonction objectif à minimiser dans cet algorithme d'optimisation est le coût LCOE. Les itérations des intervalles de sensibilité des paramètres ont été testées. Dans cet exemple, nous considérerons l'équation standard du LCOE présentée dans l'équation II.1. Une équation plus complète de ce coût sera proposée dans les travaux futurs.

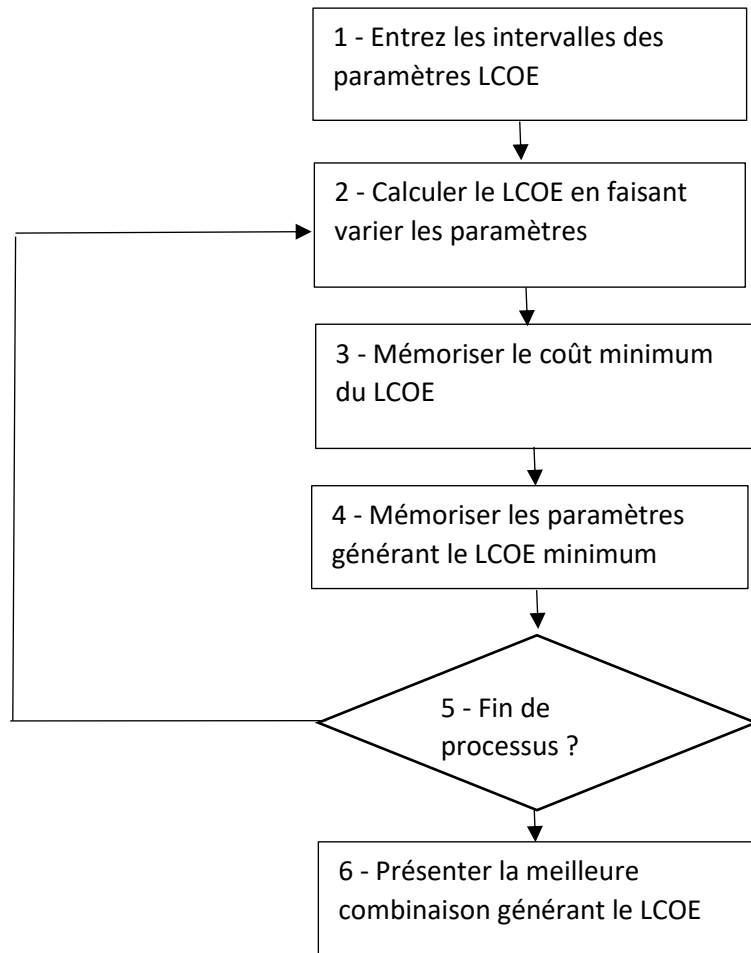


Fig II.7 Structure de l'algorithme

Les résultats de cet algorithme sont présentés dans le tableau II.6 .

Par conséquent, en testant les 112453 combinaisons possibles du LCOE, l'algorithme génère la combinaison qui permet la plus grande réduction possible du LCOE, comme le montre le tableau III.6. La deuxième combinaison générée produit le LCOE le plus élevé possible (scénario du pire des cas). Cet algorithme a également été configuré pour générer des valeurs LCOE. Ce processus peut également être inversé en générant les valeurs des paramètres pour atteindre un objectif LCOE.

CHAPITRE II EVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

tableau II.6. Meilleure et pire combinaison générant le plus bas et le plus haut LCOE (équation standard)

Paramètres				Durée de vie	LCOE	Nombre d'itérations
FC	paramètre de dégradation de performance	coût d'opération et de maintenance	r			
0.4	0	5	0.02	25	304,350,646	112453
0.2	0.4	20	0.10		396,126,435	

10. CONCLUSION

Le coût planaire de l'électricité (LCOE) est une mesure importante qui fournit un moyen de comparer la compétitivité économique de différents systèmes de production d'électricité, qui est calculée simplement en divisant les coûts de la durée de vie par la durée de vie production.

Derrière la simplicité de cette formule se cachent diverses hypothèses qui peuvent changer radicalement les résultats.

Diverses études LCOE existent dans la littérature, bien que leurs hypothèses sont rarement énoncées explicitement. Cette analyse donne toutes les formules et hypothèses qui permettent des comparaisons entre les études. Les résultats de cette analyse indiquent que le LCOE diminue significativement avec le temps, étant donné le bon emplacement et les conditions du marché. Une coopération industrielle accrue est nécessaire pour faire progresser la concentration marché de l'éolien et de maintenir la pression sur le LCOE.

les résultats suggèrent également qu'il y a un effet au niveau de la technologie niveau, ce qui semble influencer la progression du marché.

CHAPITRE II EVALUATION ECONOMIQUE DU CYCLE DE VIE DES EOLIENNES

Les résultats de cette étude montrent que l'augmentation de certains des coûts (tels que les frais d'éolienne et de raccordement, et les taxes) ont tendance à augmenter les coûts moyens de production (LCOE).

D'après ce constat, et pour répondre aux inquiétudes de l'industrie et des pouvoirs publics à réduire les coûts de production de l'éolien terrestre et atteindre les objectifs que la France s'est fixés en 2020 (19 000 MW de éoliennes), la Commission du vent des énergies renouvelables

Le Syndicat des Energies propose les domaines suivants pour amélioration:

- Fiscalité modérée et locale pour réduire la part de cette dernière dans le prix de revient total .
- Réviser les règles relatives au partage des charges entre producteurs éoliens et gestionnaires de réseaux pour les coûts de raccordement afin de réduire la part régionale .
- Accélérer la durée des projets en modernisant procédures administratives et la supervision des litiges pour réaliser des économies sur les coûts de développement et les frais juridiques .
- Structurer de nouvelles solutions de financement autour de BpiFrance pour répartir les risques supportés par les différents participants à un projet et ainsi réduire les exigences des investisseurs .
- Rendre les zones actuellement encombrées de contraintes techniques (comme les problèmes de radar et les contraintes aéronautiques) disponibles pour permettre aux sites avec un bon dépôt et détendre les règles relatives au balisage des éoliennes (parmi les plus strictes au monde) afin de réduire le coût de cet équipement.

CHAPITRE III

L'IMPACT TECHNICO-ECONOMIQUE VIA L'ANALYSE DU CYCLE DE VIE DES PARCS EOLIENS

1 INTRODUCTION

Les données sur la puissance éolienne installée en France ont été recueillies à partir des rapports annuels de Vestas et comparées à d'autres bases de données comme l'Agence française de l'énergie et l'énergie éolienne française. Les informations sur l'énergie éolienne installée dans d'autres pays ont, dans la mesure du possible, été recueillies auprès de leurs agences énergétiques respectives ou de l'examen statistique de l'énergie mondiale, bien que certaines données pour les premières années aient été recueillies à partir d'autres rapports.

Les quantités de matériaux dans des turbines entières et des pièces de turbines spécifiques ont été extraites des évaluations du cycle de vie. Plutôt que d'évaluer la qualité des données de chaque évaluation, une approche quantitative a été utilisée où la valeur la plus basse et la plus élevée est notée avec la moyenne de toutes les valeurs. Ceux-ci ont ensuite été utilisés pour estimer la quantité de matériau dans des turbines spécifiques ainsi que pour produire des pourcentages de poids typiques pour des estimations concernant des modèles inconnus. Les valeurs acquises ont ensuite été combinées avec la base de données Vestas, appliquées directement dans les cas où des valeurs pour le modèle spécifique étaient disponibles et estimées pour d'autres.

Vestas ne couvrant pas 100 % des éoliennes françaises, un facteur d'échelle (basé sur la comparaison avec la puissance installée réelle) a été utilisé pour chaque année pour compenser. La durée de vie moyenne a été estimée en comparant l'hypothèse la plus courante avec des données empiriques, et le résultat a été utilisé pour estimer quand le matériau de chaque turbine se transformera en déchets. Pour trouver la quantité de déchets générés par les composants remplacés, un pronostic sur le développement futur de l'énergie éolienne a été modélisé et combiné avec des données historiques sur le remplacement des composants ainsi que des poids de matériaux typiques dans ces composants. Le

résultat final a été présenté sous forme de quantité de déchets par an pour plusieurs catégories de matériaux, puis est comparé à la quantité actuelle de matériaux recyclés en France. Trois scénarios différents de développement du marché de l'occasion ont également été élaborés pour étudier comment cela peut affecter les quantités réelles de déchets.

2 DURÉE DE VIE DES ÉOLIENNES EoI

Une centrale éolienne (comme la plupart des technologies) est exposée à deux formes de vieillissement. Perte de performance due à l'usure physique et au vieillissement relatif par rapport à la technologie du marché en constante évolution. Tôt ou tard, chaque usine sera soit démontée car elle ne vaut plus la peine d'être réparée, soit simplement remplacée par une technologie plus récente et plus efficace. La période entre la mise en service et la mise hors service est appelée durée de vie technique.

En France, il existe une troisième motivation pour remplacer les plantes plus anciennes ; le système des certificats d'électricité. Il s'agit d'une forme de subvention qui accorde au propriétaire un certificat par MWh d'électricité produit les 15 premières années d'exploitation. Il est décidé d'être valable jusqu'en 2035, ce qui signifie que les turbines installées après 2020 reçoivent moins d'années. Le certificat est vendu sur un marché libre aux utilisateurs d'électricité qui sont obligés d'acheter un certain montant chaque année, et ces ventes représentent généralement environ un tiers du revenu total d'une centrale. [133] Le remplacement de la turbine par une nouvelle octroiera 15 ans supplémentaires de certificats, le déplacement d'une turbine réutilisée vers un nouvel emplacement n'obtiendra toutefois pas de certificats renouvelés. [134, 135] .

Dolan et Heath [133] ont passé en revue les analyses de cycle de vie disponibles et ont compilé un tableau des méthodes et hypothèses utilisées. 20 ans est de loin la durée de vie la plus couramment utilisée pour tous les types de centrales

CHAPITRE III L'IMPACT TECHNICO-ECONOMIQUE VIA L'ANALYSE DU CYCLE DE VIE DES PARCS EOLIENS

éoliennes. De plus, Staffell et Green [136] ont étudié les performances de centrales éoliennes vieillissantes et ont constaté que la tendance au déclin est constante pour différentes générations d'éoliennes, ce qui signifie que les nouvelles éoliennes vieillissent à un rythme similaire à celui des anciennes. On supposera donc que la durée de vie moyenne est la même quelle que soit la date d'installation de la centrale.

Comme la technologie éolienne est encore relativement jeune, peu de pays ont des marchés bien développés depuis plus de 20 ans, et donc il n'y a pas encore beaucoup de données empiriques sur la durée de vie des turbines. Dans le tableau III.1, l'évolution de l'utilisation de l'énergie éolienne en 1984-1994 est répertoriée pour les dix pays ayant la plus forte utilisation de l'énergie éolienne en 1994 selon la revue statistique de BP de 2015 [137]. L'évolution au cours de ces années est présentée pour montrer pourquoi certains marchés ont plus de turbines déclassées à examiner que d'autres.

Tableau III.1 : Consommation d'énergie éolienne par pays en GWh entre 1984 et 1994. Les pays répertoriés sont les 10 premiers utilisateurs en 1994, également répertoriés dans cet ordre.

COUNTRY[GWH]	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
USA	7	6	4	4	1	2133	2817	2981	2917	3036	3482
DENMARK	34	52	127	176	295	433	616	748	925	1045	1148
GERMANY	0	0	1	2	8	26	71	100	275	600	909
CHINA	0	0	0	0	0	0	2	9	131	212	384
U.K.	0	0	0	0	0	9	9	9	33	217	344
NETHERLANDS	0	0	1	2	16	23	56	88	147	174	238
INDIA	0	0	0	0	0	0	30	113	88	95	191
SPAIN	0	0	0	0	0	13	14	15	103	116	175
SWEDEN	5	6	6	6	5	5	6	13	31	52	75
CANADA	0	1	1	1	1	1	2	2	3	31	56

La durée de vie calculée de la turbine représente le nombre d'années de fonctionnement d'une centrale, qui n'est pas nécessairement la même que la durée de vie des pièces individuelles. Certains pourront être réparés ou échangés durant cette période.

Un problème courant avec les centrales éoliennes utilisant une conception de générateur à engrenages est la défaillance de la boîte de vitesses. Un rapport d'Elforsk [138] conclut que la durée de vie moyenne est de 8 à 10 ans, ce qui signifie que la boîte de vitesses doit généralement être remplacée ou réparée en profondeur au moins une fois pendant la durée de vie de la centrale. Les pales du rotor doivent supporter de fortes forces et des conditions difficiles et doivent donc être régulièrement entretenues. S'il y a des fissures ou des dommages, la lame doit être réparée ou remplacée pour éviter une diminution de l'efficacité ou, dans le pire des cas, des accidents catastrophiques. [139] Le troisième composant principal qui présente un risque de défaillance relativement élevé dans toutes les centrales éoliennes est le générateur. Il contient à la fois des pièces mobiles et des composants électriques qui peuvent mal fonctionner pour de nombreuses raisons diverses, par exemple une usure continue ou un câblage défectueux [140] .

Deux études empiriques sur différentes bases de données d'Allemagne [141] et des États-Unis [142] présentent chacune un taux de remplacement moyen pour ces composants qui peut être utilisé comme cadre de référence pour la durée de vie des pièces sur le marché suédois. Ils sont tous deux présentés dans le tableau III.2 avec la moyenne entre les deux.

Tableau III.2 : Remplacement moyen des composants par an et éolienne, sur la base de données empiriques provenant d'Allemagne et des États-Unis. [141, 142]

	BOÎTE DE VITESSES	GÉNÉRATEUR	DES PALES DE ROTOR
USA 2001 - 2009	5.0%	3.5%	2.0%
GERMANY 1989 - 2006	1.2%	2.2%	2.4%

3 RECYCLAGE, VALORISATION ET ÉLIMINATION

Les pièces qui ne sont pas réutilisées pour des raisons pratiques ou économiques doivent si possible être recyclées. La recyclabilité moyenne pour une éolienne entière (hors fondation) est estimée à environ 80 %, où la plupart des matériaux non recyclés se trouvent dans les pales du rotor [143].

MÉTAL

L'acier, le cuivre, l'aluminium et le cuivre sont vendus comme ferraille pour être recyclés. L'industrie sidérurgique européenne recycle environ 1,5 million de tonnes de déchets d'acier et de fer par an et en exporte environ 1,0 à 1,3 million vers les pays à plus forte production. La recyclabilité est d'environ 90 % et le produit recyclé est comme neuf [144]. Environ 60 000 tonnes d'aluminium et 65 000 tonnes de cuivre sont recyclées chaque année en Europe. Semblable à l'acier et au fer, le recyclage ne dégrade pas vraiment le matériau et la recyclabilité est élevée ; 95 % pour l'aluminium du secteur du bâtiment et des transports et des niveaux similaires pour le cuivre [144].

MATÉRIAU DE LA LAME

Les plastiques et les matières organiques peuvent être incinérés dans une centrale de cogénération ou similaire pour récupérer l'énergie sous forme de chaleur et d'électricité [145]. Les matériaux composites, quant à eux, se sont avérés difficiles à recycler.

L'option la moins chère est la mise en décharge, mais comme le contenu organique des pales de rotor est d'environ 30 % [145], cela est interdit dans de nombreux pays et constitue le dernier recours dans les pays européens selon la hiérarchie des déchets. Dans certains pays, il est interdit d'envoyer des déchets organiques ou combustibles en décharge [146].

4. ESTIMATIONS DE POIDS DES COMPOSANTS

Le générateur et la boîte de vitesses font partie de la nacelle de la turbine et les pales du rotor font partie du rotor. Le pourcentage du poids de la nacelle provenant du générateur et de la boîte de vitesses ainsi que le pourcentage du poids du rotor provenant des pales du rotor ont ensuite été estimés en utilisant les valeurs présentées dans trois ACV différentes [147, 148, 149] et en supposant que les pourcentages sont représentatifs pour toutes les turbines. Les fractions matérielles de ces différents composants ont également été extraites de ces études, et les deux sont présentées dans le tableau III.3

Tableau III.3 : pourcentages de poids et de matériaux pour les composants plus gros et couramment remplacés ; Générateur, boîte de vitesses et pales de rotor.

COMPOSANT/MATERIAU	MIN.	MAX
GENERATEUR		
POURCENTAGE DU POIDS DE LA NACELLE	16%	44%
ACIER	68%	90%
LE CUIVRE	10%	32%
BOITE DE VITESSES:		
POURCENTAGE DU POIDS DE LA NACELLE	14%	31%
ACIER	50%	100%
FER	0%	50%
DES PALES DE ROTOR:		
POURCENTAGE DU POIDS DU ROTOR	58%	84%
MATERIAU DE LA LAME	91%	100%
ACIER	0%	9%
ALUMINIUM	0%	1%

5 RECYCLABILITE (NON BASEE SUR LE CYCLE DE VIE, TURBINE UNIQUEMENT)

La recyclabilité fournit une mesure de la proportion de la turbine qui peut être utilement recyclée en fin de vie. Il tient compte des taux de recyclage spécifiques de divers composants dans la turbine et est mesuré en pourcentage de la masse totale de la turbine. La mesure ne concerne que l'éolienne elle-même et exclut les fondations, les parties du site et les autres composants de la centrale éolienne. L'équation suivante est utilisée pour calculer cet indicateur

Recyclabilité des turbines (%)

$$= \frac{\text{taux de recyclage (\%)} \times \text{masse de la pièce métallique (kg)} \times \text{masse de la pièce métallique (kg)}}{\text{masse totale de la pièce (kg)}} \quad (1)$$

La recyclabilité globale de la turbine VESTAS est de 86,0 %. Les composants contribuant à la recyclabilité concernent les pièces métalliques fabriquées à partir de fer, d'acier, d'aluminium et de cuivre. Dans l'ensemble, la turbine VESTAS est constituée d'environ 89 % de métaux.

Les autres composants de l'ensemble de la centrale éolienne (c'est-à-dire les parties autres que la turbine, telles que les fondations, les câbles du site, le poste de transformation) ne sont pas inclus dans l'indicateur ci-dessus. Du point de vue de la modélisation ACV, ces pièces sont recyclées à des taux variables, comme les câbles du site reçoivent un taux de recyclage de 95 % ; cependant, ces composants autres que les turbines ne sont pas inclus dans l'indicateur de « recyclabilité ».

L'utilisation d'un indicateur de « recyclabilité » (c'est-à-dire l'utilisation d'une approche de comptabilisation des impacts évités) fournit une mesure commerciale très « utilisable » pour augmenter la recyclabilité totale de l'éolienne, qui est mesurée avec précision à l'aide des modèles ACV. Cela stimule à son tour les activités commerciales, par exemple en se concentrant sur le recyclage/la réutilisation de pièces non métalliques, telles que les matériaux d'aubes composites, les contrôleurs et les polymères

6 Avantages et inconvénients

L'analyse de cycle de vie offre une vision globale de l'impact environnemental d'une filière, permet de prévoir certains transferts de pollution, d'évaluer quel type d'impact environnemental est dominant dans la réalisation d'un produit et quelles étapes (étape de production, utilisation, mise au rebut) ou quels éléments particuliers du produit y contribuent le plus. Ceci est obtenu par une démarche aussi exhaustive que possible et selon une démarche clairement documentée. Cette méthode permet également une mise en perspective des différents types d'impacts plutôt que de se limiter à un type d'impact particulier.

C'est également un outil utile pour faire des choix autant à portée globale (choix d'une politique environnementale, comme l'intérêt du recyclage de certains produits) que locale (choix de design et de production pour un produit).

Cependant nombre d'obstacles font que l'analyse du cycle de vie ne sera jamais un outil universel. D'abord il est quasi impossible d'obtenir l'intégralité des flux utilisés pour un produit, il faut donc se contenter de données parfois limitées et faire appel à des données génériques, donc manquant de précision.

Dans les logiciels d'analyse de cycle de vie actuels, les processus sont généralement régionalisés (contrairement aux impacts qui ont lieu de façon géographiquement indifférenciée et ne dépendent pas de la région ou des régions où a/ont lieu le cycle de vie): il existe généralement plusieurs instances pour chaque processus, en fonction du lieu d'utilisation. Par exemple, pour un même logiciel d'analyse de cycle de vie, il existe plusieurs processus de production d'électricité par le biais de centrales à charbon, pour différents pays, et ces centrales ont des profils d'émission sensiblement différents d'un pays à un autre. Cependant, toutes les régions du monde ne sont pas représentées pour un même type de processus. Il est donc souvent difficile, voire impossible, de réaliser une analyse de cycle de vie qui tienne complètement et parfaitement compte des

particularités et du contexte de chaque pays. En revanche, tant que les processus représentatifs requis existent, il est facile et rapide de remplacer un processus par un autre dans une même analyse de cycle de vie. Cela rend aisé, dans la limite de la disponibilité des processus adéquats, la modification d'une analyse de cycle de vie en vue de l'adapter à la réalité contextuelle d'un autre pays ou d'une autre région.

Par ailleurs, plusieurs choix méthodologiques demeurent assez subjectifs comme les choix d'imputation et les méthodes de caractérisation des impacts, de normalisation et de pondération s'ils sont utilisés. Il n'est pas rare, dans le cadre d'une comparaison, de voir le classement entre plusieurs produits être inversé selon la méthode d'évaluation choisie et ce juste au niveau de la caractérisation.

Plusieurs auteurs plaident aussi pour une réévaluation de la notion de ressources naturelles dans l'ACV

En conclusion, l'analyse de cycle de vie présente de nombreux intérêts. Toutefois les résultats à eux seuls peuvent toujours être contestables selon les choix méthodologiques réalisés. Par conséquent les valeurs obtenues peuvent difficilement être utilisées par le grand public et nécessitent d'être étudiées en détail.

7 PARTIE EXPERIMENTALE

L'intégration des énergies renouvelables, notamment éolienne, dans le réseau électrique représente une part croissante de toute l'énergie produite dans le monde. De gros efforts ont été faits pour intégrer ce type d'énergie dans le système électrique.

Plusieurs technologies sont donc utilisées pour capter l'énergie du vent [132] (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes. Ces systèmes utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de contrôle de ces machines et leurs éventuelles

CHAPITRE III L'IMPACT TECHNICO-ECONOMIQUE VIA L'ANALYSE DU CYCLE DE VIE DES PARCS EOLIENS

interfaces de raccordement au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur la plus large plage de variation de vitesse du vent, dans le but d'améliorer la rentabilité des centrales éoliennes.

le rapport annuel publié par le GWEC (Global Energy Council) pour l'année 2014 montre l'énorme intérêt pour l'énergie éolienne dans le monde [131]

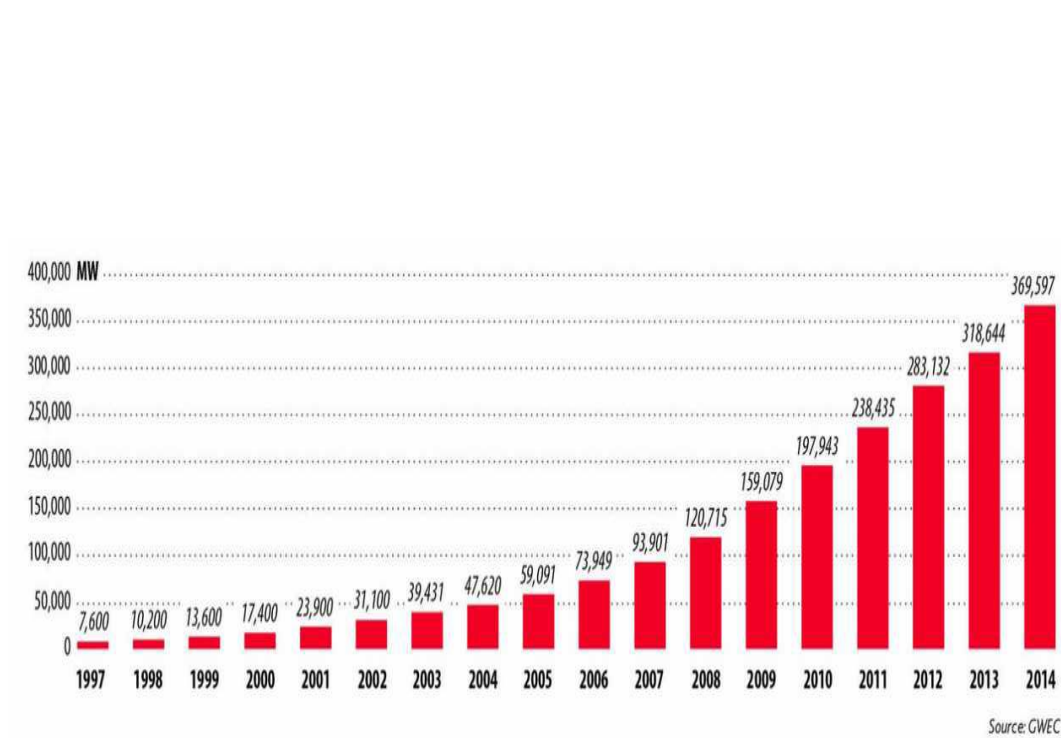


Figure III.1 Capacité installée mondiale cumulée 1997-2014

Le potentiel techniquement exploitable en énergies renouvelables en Algérie est considérable et la qualité des gisements est telle que des investissements rentables peuvent être envisagés pour leur développement.

deux raisons principales plaident en faveur du développement des énergies renouvelables en Algérie [130] :

1-Ils constituent une solution économiquement viable pour fournir des services énergétiques aux populations rurales isolées, notamment dans les régions du Grand Sud

2-Ils permettent un développement durable de par leur caractère inépuisable et leur impact limité sur l'environnement et contribuent à la préservation de nos ressources fossiles

L'énergie éolienne en Algérie n'est utilisée que pour le pompage de l'eau, la première expérience de pompage d'eau avec une éolienne en Afrique a été réalisée à Adrar en 2016 pour l'irrigation de 50 hectares [130]. L'Algérie a un régime de vent modéré (2 à 6 m/s), selon la carte des vents présentée en figure III.2.

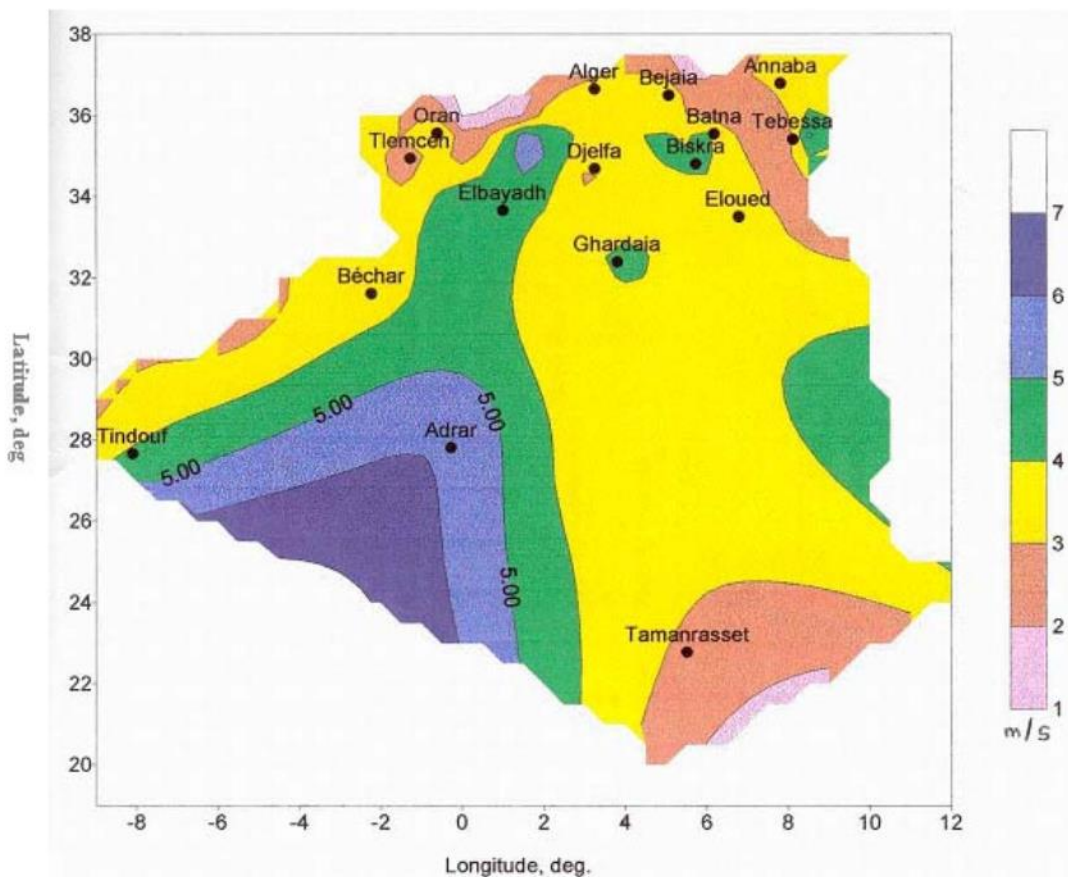


Figure III.2 : Potentiel éolien en Algérie.

La première éolienne installée pendant la période coloniale (1953) dans la région d'Ouled-Aïssa, près d'Adrar, a donné à la wilaya la première place en termes d'expérimentation de ces énergies renouvelables, a rappelé le même responsable, avant de souligner que la région constitue, compte tenu de l'immensité de son territoire et de ses spécificités climatiques, un pôle national « par excellence » en matière d'exploitation des éoliennes, compte tenu de la fréquence des vents dans la région, et dont fait partie la zone de Kabertène.

Dans ce cadre, le directeur de l'unité DRER-MS a appelé à améliorer la performance énergétique de ces territoires en lançant des études techniques et scientifiques sur le terrain, à commencer par la mise en place d'une station météorologique chargée de collecter, à l'instar du projet de ferme de Kabertène, des données précises sur les moyennes annuelles et saisonnières de la vitesse du vent.

7-1 DEFINITION DU PARC EOLIEN DE KABERTENE (WILAYA D'ADRAR)

Le parc éolien de Kabertène (wilaya d'Adrar) pour la production d'électricité est un modèle réussi pour exploiter les énergies propres et renouvelables, selon les responsables locaux de l'énergie. Situé dans la zone de Kabertène, sur le territoire de la commune de Tissabit (80 km au nord d'Adrar), ce projet, fruit d'un partenariat algéro-français et le premier du genre au niveau national, est une station expérimentale représentant un modèle réussi d'exploitation de l'énergie éolienne pour la production d'électricité. Equipée d'une dizaine d'éoliennes, installées sur la base d'études techniques et de terrain, prenant en compte les courants éoliens qui caractérisent la région, cette centrale assure une production alternative propre et renouvelable de 10 mégawatts d'électricité, intégrée au réseau électrique pour renforcer les capacités d'alimentation électrique de la wilaya d'Adrar. La plante a fait l'objet d'une série d'études et de recherches pour les scientifiques, chercheurs et universitaires du pays et de l'étranger, à travers

CHAPITRE III L'IMPACT TECHNICO-ECONOMIQUE VIA L'ANALYSE DU CYCLE DE VIE DES PARCS EOLIENS

l'organisation de rencontres et de visites de terrain à cet ambitieux projet pour s'enquérir de l'expérience de la wilaya d'Adrar. dans l'exploitation des énergies renouvelables et ses perspectives prometteuses en matière de développement durable. Le projet en question renforce huit autres stations implantées sur le territoire de la wilaya d'Adrar en vue d'atteindre une production d'énergie de 50 mégawatts, selon les responsables locaux du secteur de l'énergie.

La région kabertaine est la zone la plus ventée d'Algérie, car elle contient un groupe d'éoliennes. Dans cette région, le comté de Kabertan compte 12 éoliennes installées (en fonctionnement), la technologie éolienne installée la plus importante est celle des éoliennes dirigées et les modèles les plus courants sont les Siemens Gamesa .

Table III.4
Éoliennes installées (WT) à kabertan de 2008 à 2014

la région : kabartan		
ans	Les nombre de WT	Capacité (MW)
2008	-	-
2009	-	-
2010	-	-
2011	-	-
2012	-	-
2013	6	5
2014	6	5
total	12	10

Les débits des éoliennes sans engrenage seront présentés séparément et seul le remplacement des pales sera considéré pour cette technologie.

En effet, à la fin de la vie du projet de parc éolien, tous ces sous-systèmes sont démantelés afin que le site retrouve son état d'origine. Le tableau III.4 donne un exemple des quantités de matériaux pour un parc éolien qui a un poids (exemple 2 MW WT, matériau en tonnes). Elle est basée sur les données compilées à partir

du tableau III.4, la consommation de matière a été extraite de l'ACV disponible [150-155] .

Pour les éoliennes de 2 MW, la turbo compression des matériaux éoliennes Siemens Gamesa est choisie car elles représentent la taille et la technologie les plus courantes dans la région de Kabertan.

7-2 FIN DE VIE - EOLIENNES EOL INSTALLEES EN 2014

À la fin de sa durée de vie utile, les composants de la centrale éolienne sont démantelés et le site est remis dans l'état convenu (ce qui est généralement spécifié comme condition d'obtention d'un permis de construire et peut varier d'un site à l'autre). Il a été supposé dans cette ACV que tout changement d'utilisation des terres (par exemple, entraînant la suppression de la végétation pour l'installation de l'usine) est restauré dans les conditions d'origine du site. Cela reflète une condition courante pour les permis de site. Le traitement de fin de vie des matériaux est également pris en compte dans cette phase. Les options de gestion des déchets comprennent : le recyclage ; incinération avec récupération d'énergie ; réutilisation des composants ; et le dépôt en décharge. Le modèle ACV pour l'élimination de la turbine tient compte des taux de recyclage spécifiques des différents composants, en fonction de la pureté de leur matériau et de la facilité de démantèlement .

2014 étant l'année où le plus grand nombre d'éoliennes ont été installées à KABERTAN, cette section évalue les quantités de matière générées en fin de vie. Nous considérons les trois scénarios de maintenance présentés ci-dessus et nous évaluons la quantité de matériaux potentiels arrivant en fin de vie après 20 ans (durée de vie économique). On suppose que tous les flux de matières générés lors des phases de maintenance sont stockés jusqu'à la fin de vie de l'éolienne avant d'être traités selon les hypothèses définies ci-dessus. Enfin, les résultats sont présentés dans la tableau III.4. Dans cette tableau, nous représentons les flux de

CHAPITRE III L'IMPACT TECHNICO-ECONOMIQUE VIA L'ANALYSE DU CYCLE DE VIE DES PARCS EOLIENS

matières générés en 2034, année de fin de vie des éoliennes installées en 2014. Pour chaque scénario de maintenance, nous représentons les flux de matières par type de traitement : recyclage, incinération et mise en décharge .

7-3 L'ANALYSE DES FLUX DE MATIERES MFA

l'analyse des flux de matières décrit les parcs éoliens de la région de KABERTEN installés de 2008 à 2014. Dans chaque cas présenté, les flux (en tonnes) sont injectés soit dans la région de KABERTAN.

Tableau III.5 Masse totale incarnée par toutes les éoliennes installées dans la
région de KABERTAN

la région	Masse totale en tonnes (turbine + foundations) de 2008 à 2014
KABERTAN	5286.36

7-4 FRAIS DE DEMANTELEMENT ET DE REVENTE DES MATERIAUX RECYCLES

Coût du démantèlement des éoliennes Signifie-le = CDW

Coût d'entretien..... Signifiez-le = CM

Coût de la charge de transportSignalez-le =CT

Coût du recyclage..... Signifie-le =CR

Valeur de la vente de matériaux recyclés..... Signifie-le = CVR

Coût du profit ou de la perte..... Signifie-le = CPL

Facteur de perte..... Signifie-le = FL

Masse totale..... Signifie-le = MT

Masse perdue..... Signifie-le = ML

Masse restante de recyclage..... Signifie-le = MR

$CDW=CM+CT+RC$(2)

$CPL=|CVR-CDW|$ (3)

$FL=(ML/MT)*100$(4)

**CHAPITRE III L'IMPACT TECHNICO-ECONOMIQUE VIA L'ANALYSE DU
CYCLE DE VIE DES PARCS EOLIENS**

$$MR=MT-ML.....(5)$$

$$ML=(FL*MT)/100.....(6)$$

Les frais d'entretien, de charge de transport, de recyclage des objets sont déterminés par le propriétaire ou l'entreprise à laquelle il appartient. Quant aux articles recyclés en usine, ils sont vendus comme matières premières (verre, laiton, acier, aluminium, etc.).

si le $CDW > CVR$ Le propriétaire du parc éolien est en perte.

si le $CDW \leq CVR$ Le propriétaire du parc éolien a un bénéfice.

Les matériaux qui peuvent être recyclés sur cette ferme sont l'acier et l'aluminium, avec moins de cuivre, tandis que le plastique et le verre sont éliminés. À partir des résultats indiqués dans le tableau 6, il est possible de calculer la quantité d'acier, d'aluminium et de cuivre résultant de le processus de recyclage.

$$MR \text{ (Acier)}=MT(\text{Acier})-ML(\text{Acier}).....(7)$$

$$MR \text{ (Cuivre)}=MT(\text{Cuivre})-ML(\text{Cuivre}).....(8)$$

$$MR(\text{Aluminium})=MT(\text{Aluminium})-ML(\text{Aluminium}).....(9)$$

Table III.6: Blocs générés par le recyclage

Métal	Acier	Cuivre	Aluminium
Masse restante de recyclage MR (kg)	891684	5922	23688

Table III.7: Prix généraux en circulation en Algérie

	Acier	Cuivre	Aluminium
Prix des minéraux bruts	1kg=0.66 €	1kg=5.94 €	1kg=2€
Prix des métaux recyclés	1kg=0.4 €	1kg=3.568 €	1 kg=1.2 €

CHAPITRE III L'IMPACT TECHNICO-ECONOMIQUE VIA L'ANALYSE DU CYCLE DE VIE DES PARCS EOLIENS

Table III.8: Frais de démontage et de recyclage

	Prix unitaire (€)	Coût pour un parc éolien (KABERTAN)(€)
Coût de maintenance CM	200	4000
Coût du transport de la charge CT	66.66	933.33
Coût de recyclage CR	0.3	294030
Valeur de la vente de matériaux recyclés CVR	/	406228.896
Coût de démontage de l'éolienne CDW	/	298963.33

7-5 COUT DU BENEFICE OU DE LA PERTE

$$CPL = |CVR - CDW| = |406228.896 - 298963.33| = 107\,265,566 \text{ €} \dots\dots\dots (10)$$

Sur la base des résultats, on peut noter que le propriétaire du parc éolien a bénéficié du processus de démantèlement de son parc et de la vente de matériaux recyclés. Cela est dû au prix de l'acier, qui représente le pourcentage le plus élevé dans la devise de vente, car sa baisse sur le marché affectera les bénéfices. Par exemple, si son prix baisse de 30 %, le propriétaire de la ferme aura une perte, donc les profits et les pertes sont liés aux prix du marché.

8-CONCLUSION

Nous concluons, une étude MFA d'analyse des flux de matériaux a été réalisée pour évaluer le potentiel de dépôt de matériaux EoL en fin de vie pour les parcs éoliens de la région de KABERTAN. Cette étude a été réalisée en considérant une durée de vie de 20 ans pour toutes les éoliennes installées entre 2008 et 2014. Les scénarios EoL incluent le recyclage, l'incinération et la mise en décharge. Durant ces 20 années, 12 éoliennes ont été installées ce qui représente un gisement de matière de 5286.36 tonnes.

La capacité moyenne des éoliennes installées varie entre 0,85 et 3,3 MW. Cependant, bien que le potentiel de recyclage et de valorisation par incinération

soit important pour les années à venir (jusqu'en 2034), l'étude montre que près de 70 % de ces flux sont mis en décharge, ce qui est préoccupant pour une source d'énergie renouvelable et subventionnée par le Etat. L'une des principales raisons de ce chiffre est que, d'une part, le béton dont la masse représente environ 60 à 70 % de la masse totale de l'éolienne n'est pas valorisé. En revanche, il n'existe actuellement aucun centre de recyclage ou de traitement dédié aux composants des parcs éoliens à KABERTAN en Algérie. Cette étude est également pertinente, car les parcs éoliens de KABERTAN représentent plus de 2% des parcs éoliens terrestres installés en ALGERIE. Selon l'état de l'art existant, il s'agit de la première étude portant sur le potentiel de débit des parcs éoliens en fin de vie en Algérie.

Le propriétaire d'un parc éolien peut s'inquiéter des profits et des pertes lorsque le parc éolien est démantelé et que les matériaux résultant de son recyclage sont vendus. Ainsi, cette étude s'est focalisée sur la fin de vie des éoliennes et les lourdes charges de déchets que l'environnement doit gérer lors du démantèlement.

Sur la base des résultats présentés dans cette étude, on peut conclure qu'après la fin de vie d'un parc éolien, celui-ci est correctement démantelé, compte tenu des prix du marché en termes de vente de matériaux recyclés, notamment d'un changement de les minéraux de base tels que l'acier, le cuivre et l'aluminium, car c'est de ce procédé que dépendent les pertes ou les profits du propriétaire du parc éolien.

Ainsi, il est à noter que le démantèlement de la ferme reste une solution incontournable pour changer l'environnement et laisser place à un autre projet.

CHAPITRE IV

L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DU DEMANTELEMENT DES CENTRALES SOLAIRES

1. INTRODUCTION

En raison des défis environnementaux de plus en plus graves liés à l'homme, les énergies renouvelables ont reçu une attention considérable.

dans le monde ces dernières années. Comme nous le savons, l'énergie solaire est l'une des ressources les plus propres, les plus réalisables et les plus prometteuses pour tous les types d'énergie renouvelable, et la recherche connexe se concentre de plus en plus sur ce domaine. [156-161]

Les panneaux solaires photovoltaïques absorbent la lumière du soleil comme source d'énergie pour produire de l'électricité. Un module photovoltaïque (PV) est un ensemble emballé et connecté de cellules solaires photovoltaïques généralement 6x10. Les modules photovoltaïques constituent le réseau photovoltaïque d'un système photovoltaïque qui génère et fournit de l'électricité solaire dans des applications commerciales et résidentielles. Le choix de panneaux solaires plus performants ou le prix cher n'est pas toujours la meilleure solution, il y a plusieurs critères à rentrer dans vos calculs, le coût et la quantité d'énergie électrique nécessaire et l'espace dont vous disposez ainsi que la situation géographique et ensuite commencer à choisir les meilleurs panneaux solaires qui offrent les conditions d'efficacité requises moins chères. L'étape de démantèlement de la centrale intervient après la détérioration totale des panneaux solaires .

La centrale solaire d'Ain El-Sokhona (saïda-algérie), figure IV.1 est l'une des quatre centrales électriques de l'ouest du pays à renforcer les réseaux de distribution d'électricité : les panneaux solaires sont exposés au soleil sept heures par jour. La centrale occupe une superficie totale de 40 hectares avec 119520 panneaux solaires d'une puissance active de 30 MW. Les panneaux solaires ont été installés à l'intérieur de la station en 12 mois. Mais l'étude porte sur la durée de vie des panneaux solaires, c'est-à-dire le long terme en 20 ans ; le démantèlement des

CHAPITRE IV L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DU DEMANTELEMENT DES CENTRALES SOLAIRES

panneaux solaires à certaines périodes compte tenu du coût du démantèlement et dans ce dernier reste le problème de la matière restante et des résidus.



figure IV.1 : extraite de la centrale solaire d'Ain Sokhna (saïda-algérie)

Tableau IV.1 Installation de panneaux solaires à la station Ain Sokhna

T(Mois)	12
Nombre de panneaux solaires	119520

CHAPITRE IV L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DU DEMANTELEMENT DES CENTRALES SOLAIRES

Le projet d'installation de panneaux solaires à la station d'Ain El-Sokhona a duré deux ans, après une étude approfondie du lieu ,voir Tableau IV.1.

De plus, nous observons la phase d'installation des panneaux solaires dans un délai d'un an. On note également le nombre de panneaux installés au cours de chaque mois

2. LE PROBLEME ET LA SOLUTION ENVIRONNEMENTALE DES ENERGIES RENOUVELABLES APRES LA FIN DU CYCLE DE VIE

la contribution continue à l'environnement est impossible car il viendra un moment qui peut mettre fin au cycle de vie de ces systèmes d'énergie renouvelable, ce qui conduit au démontage et à l'élimination, Et un lourd fardeau sur l'océan et l'environnement si nous démantelons et éliminons sans bénéficiant d'eux, C'est aussi un lourd fardeau sur l'environnement si nous le laissons sans productivité.

Par conséquent, il y aura une option idéale, qui est un démantèlement complet de cet équipement énergétique, comme une centrale solaire ,voire Figure IV.2.

CHAPITRE IV L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DU DEMANTELEMENT DES CENTRALES SOLAIRES

Le secteur du recyclage des modules photovoltaïques peut être décomposé en sections

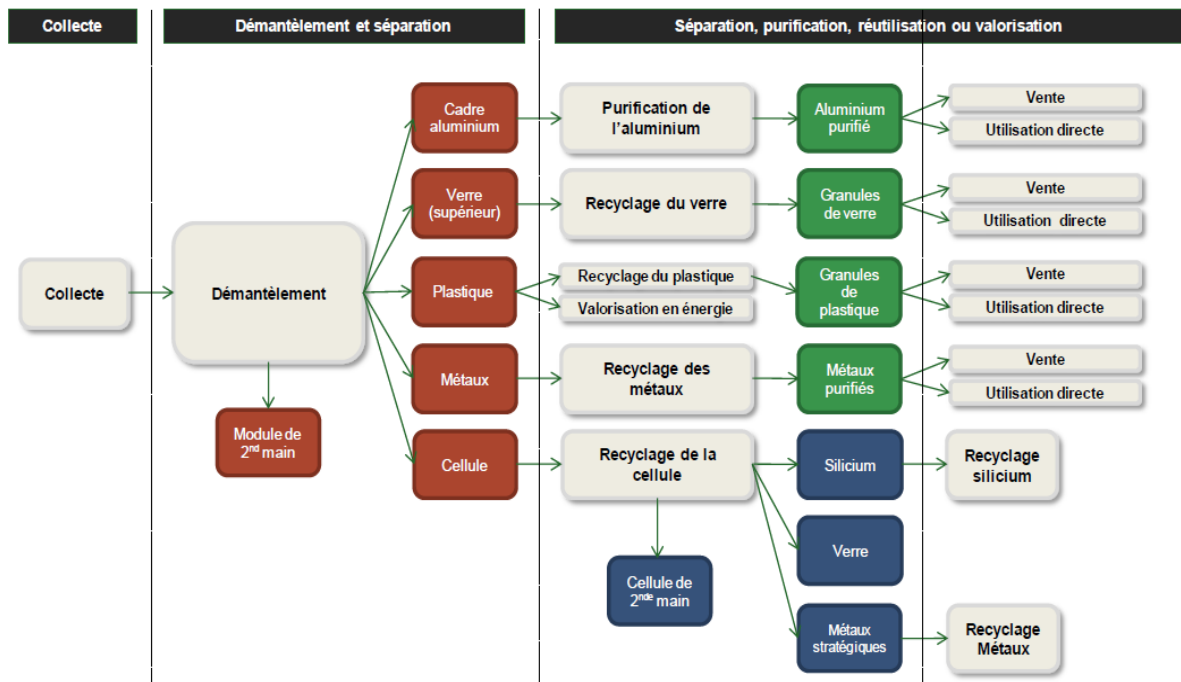


Figure IV.2 - Etapes du recyclage d'un module photovoltaïque[162]

Au cours de l'étude, les concepts suivants sont différenciés :

- Technologies de recyclage qui caractérisent une technologie spécifique à un stade processus de recyclage plus complet.
- Des procédés de recyclage qui caractérisent un ensemble de technologies permettant la séparation et/ou récupération des composants d'un panneau photovoltaïque.

CHAPITRE IV L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DU DEMANTELEMENT DES CENTRALES SOLAIRES

En revanche, l'étude ne se veut pas exhaustive sur les points suivants :

- technologies et procédés de recyclage des déchets de semi-conducteurs issus de la production .
- procédés de purification des fractions variées issues du délaminage des modules voir Figure IV.3 (verre, aluminium, fraction organique...).

Les opérations de recyclage des panneaux photovoltaïques sont majoritairement communes aux recyclage de nombreux autres déchets. Un panel varié de procédés a été testé sur les modules photovoltaïque. La liste des types de processus explorés depuis le début des années 1990 est détaillé dans le tableau IV.2 ci-dessous

Tableau IV..2 - Ensemble des procédés testés ou utilisés pour le recyclage de modules photovoltaïques [162]

Types de Procédés	Procédé
Procédés mécaniques	Broyage / criblage
	Attrition
	Séparation manuelle
	Séparation par filtration
Procédés physiques	Séparation magnétique
	Séparation par différence de densité (cyclonage, tamis vibratoire, vis sans fin...)
	Séparation au laser optique
	Séparation par de l'énergie acoustique
	Séparation solide / liquide
	Distillation / séparation par évaporation

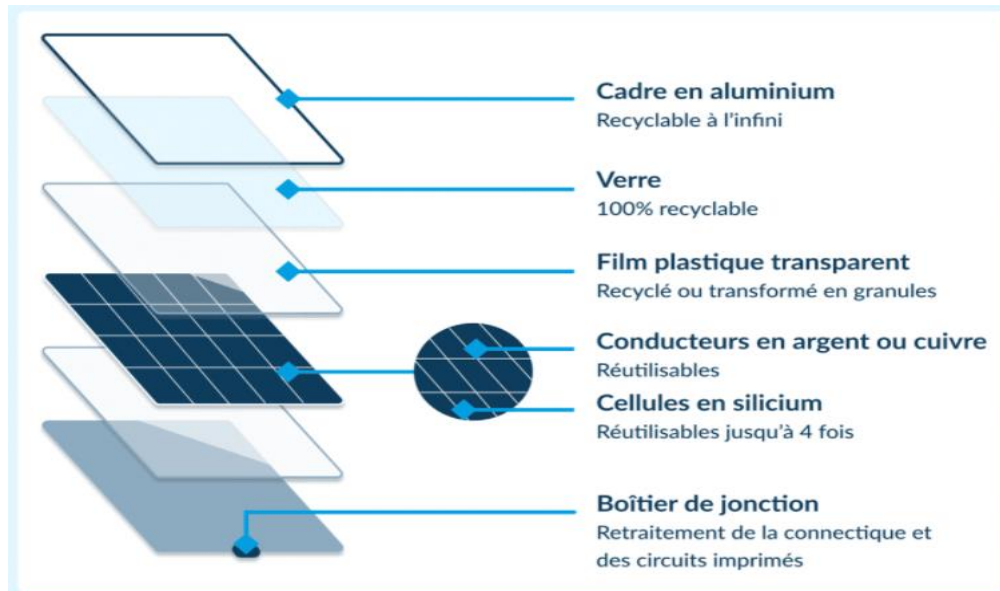


Figure IV.3 La composition des panneaux solaires

Ces différentes technologies et programmes de recherche sont listés puis présentés en détail ci-après, selon la méthodologie suivante :

- **Taux de recyclage global :**

$$\tau = \frac{\sum \text{quantité de matière recyclée}}{\sum \text{quantité totale de matière}}$$

- **Taux de recyclage spécifique des éléments clés (verre, métaux stratégiques...)**

$$\tau = \frac{\sum \text{quantité de composant spécifique recyclée}}{\sum \text{quantité totale du composant}}$$

3. DES TECHNIQUES DE RECYCLAGE MAITRISEES

Les panneaux solaires, ou les tuiles photovoltaïques, ont une durée de vie moyenne de 30 ans. Une usine de recyclage peut ainsi sembler prématurée, Mais les panneaux défectueux et les chutes de production font déjà monter le stock de déchets, tant pour les panneaux classiques en verre cristallin (95 % du total) que pour les « couches minces »

Un panneau solaire est composé à **75 % de verre**, une matière recyclable à l'infini, tout comme l'aluminium qui compose son cadre.

La technique de recyclage standard repose sur un traitement thermique. Elle consiste à brûler les plastiques pour séparer les cellules du verre. Celui-ci est récupéré pour être traité dans la filière classique de recyclage de verre. Ensuite, les cellules sont traitées chimiquement afin d'en retirer les contacts métalliques. Le silicium est ensuite récupéré soit pour fabriquer de nouvelles cellules photovoltaïques, soit pour être fondu et intégré dans un lingot. Le silicium présente l'immense qualité de pouvoir être réutilisé quatre fois.

La deuxième technique, utilisée avec les panneaux à « couches minces », consiste à traiter chimiquement le panneau. Il est broyé pour en extraire les matériaux, qui sont ensuite retraités afin d'obtenir des matériaux secondaires.

Ainsi, le recyclage des panneaux photovoltaïques est un savoir-faire bien maîtrisé. Il permet de récupérer un grand nombre de matières premières, qui peuvent facilement retrouver une seconde vie, bien loin de l'image propagée par les partisans du statu quo énergétique.

4. CARACTERISATION DES DECHETS DE LA FILIERE PHOTOVOLTAÏQUE

Les déchets valorisables et issus de la filière photovoltaïque présentent des caractéristiques diverses (forme, degré de pureté...) mais sont, par définition, de

CHAPITRE IV L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DU DEMANTELEMENT DES CENTRALES SOLAIRES

même nature. L'identification de tous les déchets de la filière photovoltaïque est importante pour déterminer les éventuels

synergies dans leur recyclage respectif, à savoir :

1- Utilisation d'un réseau de collecte commun

2- En utilisant certaines étapes communes dans leur recyclage

En effet, chacune des étapes du cycle de vie d'un module photovoltaïque est à l'origine d'un pourcentage de déchets spécifiques (dus au procédé de fabrication, à la fragilité intrinsèque de la technologie, etc.) :

1- Prétraitement de la matière première (purification du silicium de qualité solaire)

2- Traitement de la matière première (fusion et préparation du lingot)

3- Production de cellules à partir de lingots

4- Production du module photovoltaïque

5- Emballage et stockage du module

6- Transport du module

7- Installation du module chez l'utilisateur final

8- Utilisation du module par l'utilisateur final (exposition aux intempéries et imprévus)

9- Désinstallation du module en fin de vie

10-Transport du module en fin de vie ; tri et stockage du module en fin de vie

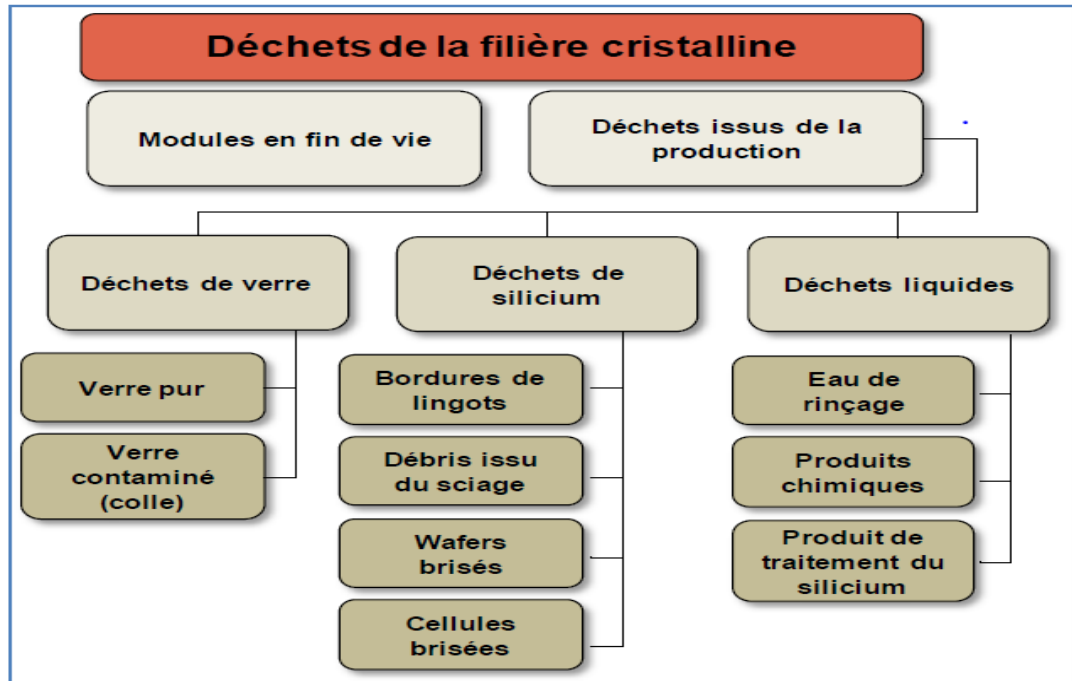
CHAPITRE IV L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DU DEMANTELEMENT DES CENTRALES SOLAIRES

Figure IV.4 illustrent comment les panneaux solaires sont recyclés et séparés en verre ou en plastique silicone...etc



figures IV.4 le recyclage des panneaux solaires dans une usine en France

4.1 LES DIFFERENTS TYPES DE DECHETS DE LA FILIERE CRISTALLINE



5. DEMANTELEMENT DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Les installations très dégradées ou hors d'usage doivent être démantelées et les matériels qui les composent collectés.

Le démantèlement d'une installation photovoltaïque consiste à déposer tous les éléments constitutifs du système, depuis les modules jusqu'aux câbles électriques en passant par les structures support. Une installation peut être démontée soit en totalité pour tri et recyclage, soit partiellement.

6. RECUPERATION DES MATERIAUX COMPOSANT LES PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES

Les panneaux photovoltaïques font l'objet de différents traitements afin de séparer tous les éléments qui les composent (câbles, boîtes de jonction, cadres métalliques, verre, composés métalliques, etc.) et en récupérer un maximum pour

CHAPITRE IV L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DU DEMANTELEMENT DES CENTRALES SOLAIRES

recyclage. Que leur technologie repose sur du silicium cristallin ou sur des « couches minces », les panneaux sont majoritairement constitués de verre, une matière première pouvant être intégralement recyclée .

7. DEUX GRANDES FAMILLES DE MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

Le marché du solaire photovoltaïque se partage en deux grandes catégories : les technologies à base de silicium cristallin (silicium monocristallin, polycristallin ou amorphe), qui sont de loin les plus utilisées aujourd’hui (plus de 95 % en 2017, figure IV.5), et les technologies dites « couches minces », utilisant des complexes de matériaux en fines couches. Fortement médiatisées il y a quelques années, ces dernières restent cependant très minoritaires.

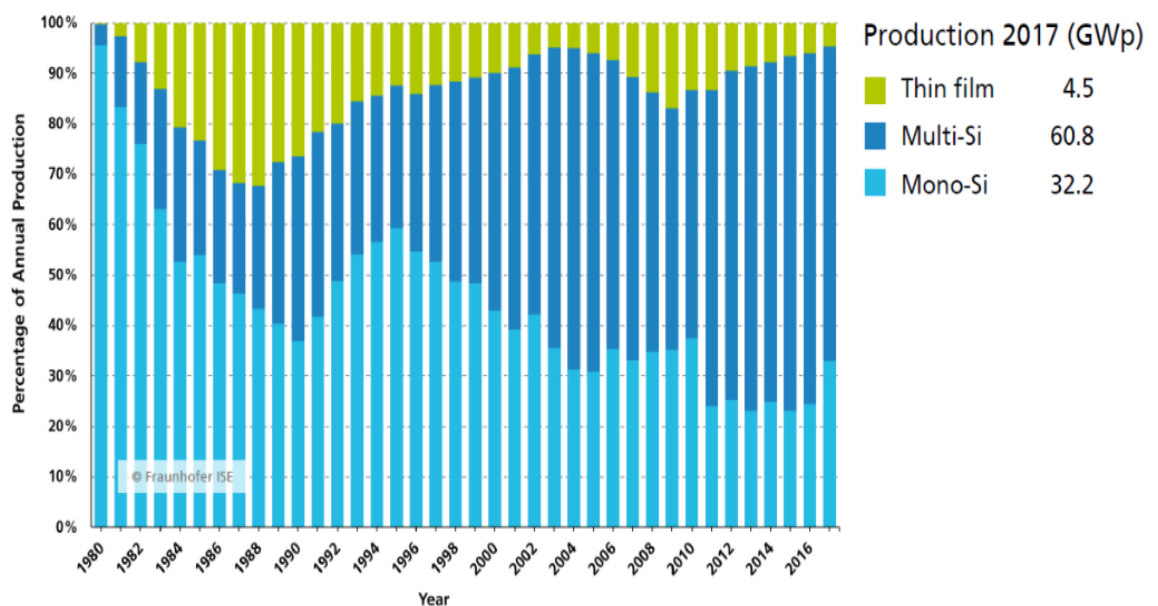


figure IV.5: Répartition de la production photovoltaïque par type de technologie utilisée

- **Les modules à base de silicium cristallin** représentent plus de 95 % de la production mondiale. Ils sont constitués presque exclusivement de matériaux intégralement recyclables. En effet, en pourcentage de la masse d'un panneau, il y a surtout du verre (plus de 75 %), des polymères (10 %) et de l'aluminium (8 %) qui sont classifiés comme des déchets non dangereux et réutilisables. Les polymères sont des plastiques de type Tedlar. Le reste est composé de silicium (environ 5 %), de cuivre (1 %) et de moins de 0,1 % d'argent et d'autres métaux (principalement de l'étain et du plomb) qui, même s'ils demandent plus d'attention, peuvent être recyclés.
- **Les technologies couches minces** représentent moins de 5 % de la production photovoltaïque. Elles mettent en jeu des complexes semi-conducteurs d'une très faible épaisseur (3 micromètres, soit 0,003 millimètre) déposés sur un substrat simple comme du verre ou une feuille métallique. Ces complexes sont composés de mélanges de type Cadmium/Tellure (CdTe), Cuivre-Indium-Sélénium (CIS) ou Cuivre-Indium-Gallium-Sélénium (CIGS).

Les panneaux CdTe sont composés, en masse, de 97 % de verre et 3 % de semi-conducteurs.

Les panneaux CIS-CIGS contiennent 89 % de verre, 7 % d'aluminium et 4 % de semi-conducteurs.

Pour trier les différents matériaux, le traitement des modules repose sur une combinaison d'actions. La première est la séparation mécanique, en utilisant des concasseurs, aimants, tamis, trieurs à inductions, etc. Elle permet de trier la grande majorité de la masse d'un panneau (85 % pour un module à silicium cristallin). Elle est complétée :

soit par un traitement thermique, en particulier pour éliminer le polymère encapsulant le panneau : en le brûlant, on sépare les différents éléments du module photovoltaïque (cellules, verre et métaux). Des techniques de pyrolyse sont testées, pour améliorer ces procédés thermiques ; soit par un traitement chimique. Les éléments restants du module, broyés finement, sont plongés dans un ou plusieurs solvants pour extraire des matériaux secondaires par fractions. Cela permet d'extirper les contacts métalliques et la couche antireflet.

Les modules « couches minces » en fin de vie doivent être traités avec une attention particulière afin de récupérer les complexes métalliques semi-conducteurs qu'ils contiennent, car certains comme le cadmium sont toxiques. Néanmoins, les études réalisées sur le cadmium présent dans les couches minces sous la forme de tellure de cadmium (CdTe) soulignent la grande stabilité de ce composé, ce qui minimise le risque. La filière est au stade de la recherche et des méthodes efficaces sont déjà testées. Certains travaux [162] montrent qu'il est possible de récupérer 90 % du verre et 95 % des semi-conducteurs (en masse) d'un panneau par traitement mécanique puis chimique : mélange d'acide sulfurique et de peroxyde d'hydrogène pour filtrer les différentes matières broyées, puis précipitation pour récupérer les métaux. On peut noter que le fabricant de panneaux et prestataire de traitement First Solar obtient déjà aujourd'hui des taux de récupération de 90 % pour le verre et 90 % pour le matériaux semi-conducteur (CdTe).

8. QUELLES VALORISATIONS POUR LES MATIERES PREMIERES RECUPEREES ?

Les filières de valorisation des matériaux extraits lors des opérations de recyclage sont de deux types : la production de modules photovoltaïques (recyclage dit « en boucle fermée ») et les filières traditionnelles des matières premières secondaires comme le verre et l'aluminium ainsi que le marché des métaux pour le cuivre, l'argent, le cadmium, le tellure, etc. (recyclage dit « en boucle ouverte »).

CHAPITRE IV L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DU DEMANTELEMENT DES CENTRALES SOLAIRES

Même s'il contient une fraction de polymère, de silice ou de métaux, le verre récupéré, peut être mélangé avec d'autres verres recyclés (à hauteur de 15 à 20 %), notamment pour l'industrie de la fibre de verre.

Les polymères représentent 10 % de la composition des modules à base de silicium cristallin. Une fois séparés, ils sont transformés en combustible solide de récupération et peuvent ainsi être utilisés comme source d'énergie, notamment pour les fours de cimenterie notamment. Notons que d'une manière générale, si le recyclage des plastiques est préférable d'un point de vue environnemental, la valorisation énergétique s'applique a priori aux plastiques qui n'ont pas été triés, qui ont été contaminés par d'autres déchets ou qui sont composés d'un mélange de polymères rendant leur recyclage trop complexe. [162], chargé de communication de PV Cycle, indique que les polymères utilisés dans les panneaux photovoltaïques « pourraient être utilisés comme liant pour de la peinture, mais que cela nécessiterait de les nettoyer. Il est de fait plus écologique de les incinérer (en incinérateur filtré) que d'utiliser des tonnes d'eaux pour les nettoyer ».

Tableau IV.3 : Démantèlement de l'unité centrale d'Ain El-Sokhona en fin de vie

County	Ain El-Sokhona
l'analyse des flux de matières MFA (tonne)	2 151, 360
Taux de recyclage global %	60,73

Nous constatons que le taux de recyclage dépasse les 60% voir Tableau IV.3 , ce qui est un pourcentage très important. Ceci est dû à la qualité des équipements dans le processus de recyclage, et donc nous avons pris toutes les informations de l'unité centrale d'Ain Sokhona à Saïda. Nous avons effectué expériences dans l'une des usines françaises.

9. CONCLUSION

Le développement récent de solutions techniques de pointe pour le recyclage des modules photovoltaïques laisse présager un avenir favorable pour le recyclage des déchets de la filière photovoltaïque. Le succès de cette activité dépend en partie de la capacité des acteurs du recyclage à adapter leur modèle économique, leur système de traçabilité administrative au cadre réglementaire local, ainsi que la taille de leur installation au volume transitoire des modules en fin de vie.

Au vu des difficultés de cette industrie naissante, il apparaît que les facteurs clés de succès sont les suivants :

Choix de la consigne ; assurer une consigne stable, via un système de collecte spécifique tel qu'un programme de recyclage individuel en boucle fermée, un partenariat avec des organismes de collecte, ou en bénéficiant de la synergie avec une autre filière de recyclage (connexe ou déchets de production).

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE .

La thèse traite en général du démantèlement et du recyclage des énergies renouvelables, et nous avons expliqué en profondeur l'énergie éolienne et son rôle dans la production d'énergie électrique. Dans le deuxième chapitre, une centrale éolienne en Champagne Ardenne située en France a été évaluée et elle était composée de 25 turbines , nous avons calculer le coût du LCOE, nous avons remarqué que plus le FC était élevé .

Dans les troisième et quatrième chapitres, nous avons présenté des données précises sur les déchets potentiels des parcs éoliens et des parc solaire, des hypothèses plus efficaces pour la fin de vie devront être explorées afin d'évaluer les quantités de matériaux disponibles pour le recyclage, plutôt que ce qui est réellement recyclé. Pour ce faire, une première enquête doit être menée sur la qualité et le type de matériaux des éoliennes afin d'évaluer le taux de recyclage.



BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

[1] «DOSSIER ENERGIES - Le décollage des énergies renouvelables,» [En ligne]. Available: http://www.fnh.org/francais/doc/en_ligne/energie/dossier_art1.htm. [Accès le 2015].

[2] «Environnement, écologie, nature et sciences de la Terre - notre-planete.info,» [En ligne]. Available: http://www.notre-planete.info/environnement/energies_eolienne.php. [Accès le 2015].

[3] J.-C. SABONNADIER, " Nouvelles technologies de l'énergie (1) les énergies renouvelable", 2001.

[4] L. HOISNARD, "l'éolien pour le particulier", 2009.

[5] «Le pylône support ou mat,» Wiki Éolienne, [En ligne]. Available: http://eolienne.f4jr.org/pylone_support. [Accès le 2015].

[6] M. FARIDA, «Mémoire magister, " Commande d'un système éolien à base d'un générateur synchrone à aimants permanents",» Université de Batna, 27/06/2013.

[7] «Rotor,» Wiki Éolienne, [En ligne]. Available: <http://eolienne.f4jr.org/rotor>. [Accès le 2015].

[8] H. COMLONG, «Thèse Doctorat, "Minimisation De L'impact Des Perturbations D'origine Éolienne Dans Les Générations D'électricité Par De Aérogénérateurs A Vitesse Variable",» École Supérieure d'Arts et Métiers de Bordeaux, 2003.

[9] A. ABDELLI, «Thèse de Doctorat en Génie Electrique, "Optimisation Multicritère d'une Chaîne Eolienne Passive",» Institut National Polytechnique, Toulouse, France, 2007.

[10] A. MIRECKI, «Thèse de Doctorat en Génie Electrique, "Etude Comparative de Chaînes de Conversion d'Energie Dédiées à une Eolienne de Petite Puissance",» Institut National Polytechnique, Toulouse, France, 2005.

[11] F. Poitiers, «Thèse de Doctorat en Electronique et Génie Electrique, "Etude et Commande de Génératrices Asynchrones pour l'Utilisation de l'Energie Eolienne : Machine Asynchrone à Cage Autonome, Machine Asynchrone à Double Alimentation Reliée au Réseau",» Ecole Polytechnique de l'Université de Nantes, Nantes, France, 2003.

[12] G. SALLOUM, «Thèse de Doctorat en Génie Electrique, "Contribution à la Commande Robuste de la Machine Asynchrone à Double Alimentation",» Institut National Polytechnique, Toulouse, France, 2007.

[13] F. MERRAHI, «Mémoire de Magister en Automatique, "Alimentation et Commande d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation (Application à l'Energie Eolienne) ",» Ecole Nationale Polytechnique, 2007.

[14] N. HAMDI, «Mémoire de magister, « Modélisation et commande des génératrices éoliennes »,» Université de CONSTANTINE, 2008.

[15] E. YUCEF, «Mémoire de Magister, « Commande Floue Optimisée d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation et à Flux Orienté »,» Université de BATNA, 2009.

[16] M. L. M. Tahar, «Mémoire de Magister, « Commande Floue de la Machine Synchrones à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien »,» Université de SETIF, 2012.

[17] M. D. TAREK, «Mémoire de magister, « Etude et Commande d'un Système Eolien à Base d'une Génératrice Asynchrone »,» UNIVERSITE DE BATNA, 2011.

[18] «Global Wind Power Cumulative Capacity,» Wikimedia Commons, [En ligne]. Available: https://commons.wikimedia.org/wiki/File%3AGlobal_Wind_Power_Cumulative_Capacity.svg. [Accès le 2015].

[19] «Global public support for energy sources,» Wikimedia Commons, 2011. [En ligne]. Available: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File%3AGlobal_public_support_for_energy_sources_\(Ipsos_2011\).png](https://commons.wikimedia.org/wiki/File%3AGlobal_public_support_for_energy_sources_(Ipsos_2011).png). [Accès le 2015].

[20] «DOCPLAYER,» [En ligne]. Available: <http://docplayer.fr/docs-images/24/3483456/images/19-0.png>. [Accès le 2015].

[21] «Wind turbine int,» Wikimedia Commons, [En ligne]. Available: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Wind_turbine_int.svg. [Accès le 2015].

[22] «Actualités environnement, développement durable, nature, écologie, sciences de la Terre,» notre-planete.info, [En ligne]. Available: http://www.notre-planete.info/actualites/images/energie_eolienne/eoliennes_taille.png. [Accès le 2015].

[23] «TPE Energie Eolienne 1ere S3,» énergie éolienne, [En ligne]. Available: <http://tpe.eolienne.1s3.free.fr/leolienne.html>. [Accès le 2015].

[24] «Eolienne verticale pour particulier,» Ooreka, [En ligne]. Available: http://media.ooreka.fr/public/image/eolienne_savonius-preview-2685270.jpg. [Accès le 2015].

[25] «Welcome to the Fermanagh Trust Website,» Fermanagh Trust, [En ligne].

Available:

<http://www.fermanaghtrust.org/images/custom/uploads/127/images/wind-turbine.jpg>. [Accès le 2015].

[26] «Eolienne verticale pour particulier,» Ooreka, [En ligne]. Available:

http://media.ooreka.fr/public/image/eolienne_darrieus-main-2685777.jpg.

[Accès le 2015].

[27] L. BAGHLI, «Contribution à la Commande de la Machine Asynchrone, Utilisation de la Logique Floue, des Réseaux de Neurones et des Algorithmes Génétiques», Thèse de Doctorat, Université de Henri Poincaré, Nancy-I, France, 1999.

[28] M. MASIALA, «Conception de Régulateurs à Logique Floue pour la Compensation de la Fréquence d'un Réseau Electrique», Thèse Présenté en vue de l'Obtention de la Maîtrise en Sciences Appliquées, Faculté d'Ingénierie, Université de Moncton, Canada, 2004.

[29] A.MASSOUM, « Réglage flou et neuro flou d'une machine asynchrone sans capteur mécanique», mémoire en vue de l'obtention du diplôme de Magister, Université Djillali Liabes de Sidi Bel Abbes, Faculté des Sciences de l'ingénieur, Département d'électrotechnique, soutenue le 27-09-2003

[30] V. MAGNIN, Document d'Internet, Disponible à : <http://www.polytech-lille.fr/%7Evagnin/>, Source <http://www.eudil.fr/~vmagnin/index.html>, Publié le 07 Juillet 2006.

[31] S. TOLLARI, Document d'Internet, Disponible à : <http://sis.univtln.fr/~tollari/TER/AlgoGen1/>, Publié le 23 Mai 2003.

[32] J. M. ALLIOT, N. DURAND, Document d'Internet, Disponible à : <http://pom.tls.cena.fr/GA/FAG/ag.pdf>, Publié le 14 Mars 2005.

[33] D. MATTHIEU, Document d'Internet, Disponible à : <http://www.a525g.com/intelligence-artificielle/algorithmes-genetique.htm>, Date de Publication 03 Septembre 2002.

[34] Y. DJERIRI, «Commande vectorielle d'une MADA intégrée à un système éolien» ; Mémoire de magistère en électrotechnique, Faculté de science de l'ingénieur, université de Sidi-Bel-Abbès, 2009

[35] HOOGWILK, M., B. DE VRIES et W. TURKENBURG. 2004, «Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy», *Energy Economics*, vol. 26, no 5, p. 889–919.

[36] AGENCY, I. E. 2015, «Projected costs of generating electricity», .

[37] GIFFORD, J. S., R. C. GRACE et W. H. RICKERSON. 2011, «Renewable energy cost modeling : A toolkit for establishing cost-based incentives in the united states; march 2010–march 2011», cahier de recherche, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO.

[38] SHORT, W., D. J. PACKY et T. HOLT. 1995, «A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies», cahier de recherche, National Renewable Energy Lab., Golden, CO (United States).

[39] ADARAMOLA, M., S. PAUL et S. OYEDEPO. 2011, «Assessment of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in north-central nigeria», *Energy Conversion and Management*, vol. 52, no 12, p. 3363–3368.

[40] MILLER, L., R. CARRIVEAU, S. HARPER et S. SINGH. 2017, «Evaluating the link between lcoe and ppa elements and structure for wind energy», *Energy strategy reviews*, vol. 16, p. 33–42.

[41] TAZI, N., E. CHÂTELET, R. MEZIANE et Y. BOUZIDI. 2016, «Reliability optimization of wind farms considering constraints and regulations», dans *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2016 IEEE International Conference on*, IEEE, p. 130–136.

[42] STAFFELL, I. et R. GREEN. 2014, «How does wind farm performance decline with age?», *Renewable energy*, vol. 66, p. 775–786.

[43] DE ROO, G. et J. E. PARSONS. 2011, «A methodology for calculating the levelized cost of electricity in nuclear power systems with fuel recycling», *Energy economics*, vol. 33, no 5, p. 826–839 .

[44] LUCHERONI, C. et C. MARI. 2017, «Co2 volatility impact on energy portfolio choice : A fully stochastic lcoe theory analysis», *Applied Energy*, vol. 190, p. 278–290.

[45] RIESZ, J., C. SOTIRIADIS, P. VITHAYASRICHAREON et J. GILMORE. 2017, «Quantifying key uncertainties in the costs of nuclear power», *International Journal of Energy Research*, vol. 41, no 3, p. 389–409

[46] RICHARDS, J., P. SABHARWALL et M. MEMMOTT. 2017, «Economic comparison of current electricity generating technologies and advanced nuclear options», *The Electricity Journal*, vol. 30, no 10, p. 73–79.

[47] MONDOL, J. D. et C. CARR. 2017, «Techno-economic assessments of advanced combined cycle gas turbine (ccgt) technology for the new electricity market in the united arab emirates», *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 19, p. 160–172.

- [48] RUBIN, E. S. et H. ZHAI. 2012, «The cost of carbon capture and storage for natural gas combined cycle power plants», *Environmental science & technology*, vol. 46, no 6, p. 3076–3084.
- [49] ORBAIZ, P. J. et M. J. BREAR. 2014, «A technical and financial analysis of two recuperated, reciprocating engine driven power plants. part 2 : Financial analysis», *Energy Conversion and Management*, vol. 80, p. 609–615.
- [50] O’SHEA, R., D. M. WALL, I. KILGALLON, J. D. BROWNE et J. D. MURPHY. 2017, «Assessing the total theoretical, and financially viable, resource of biomethane for injection to a natural gas network in a region», *Applied energy*, vol. 188, p. 237–256.
- [51] PIHL, E., S. HEYNE, H. THUNMAN et F. JOHNSON. 2010, «Highly efficient electricity generation from biomass by integration and hybridization with combined cycle gas turbine (ccgt) plants for natural gas», *Energy*, vol. 35, no 10, p. 4042–4052.
- [52] GEISSMANN, T. 2017, «A probabilistic approach to the computation of the levelized cost of electricity », *Energy*, vol. 124, p. 372–381.
- [53] MERKEL, T. C., M. ZHOU et R. W. BAKER. 2012, «Carbon dioxide capture with membranes at an igcc power plant», *Journal of membrane science*, vol. 389, p. 441–450.
- [54] PETTINAU, A., F. FERRARA, V. TOLA et G. CAU. 2017, «Techno-economic comparison between different technologies for co₂-free power generation from coal», *Applied energy*, vol. 193, p. 426– 439.

- [55] ZHAO, C., W. ZHANG, Y. WANG, Q. LIU, J. GUO, M. XIONG et J. YUAN. 2017, «The economics of coal power generation in china», *Energy Policy*, vol. 105, p. 19.
- [56] BREYER, C. et A. GERLACH. 2013, «Global overview on grid-parity», *Progress in photovoltaics : Research and Applications*, vol. 21, no 1, p. 121–136.
- [57] MONTES, M., A. ABÁNADES, J. MARTINEZ-VAL et M. VALDÉS. 2009, «Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors », *Solar Energy*, vol. 83, no 12, p. 2165–2176.
- [58] LIMMANEE, A., S. SONGTRAI, N. UDOMDACHANUT, S. KAEWNIYOMPANIT, Y. SATO, M. NAKAISHI, S. KITTISONTIRAK, K. SRIPRAPHA et Y. SAKAMOTO. 2017, «Degradation analysis of photovoltaic modules under tropical climatic conditions and its impacts on lcoe», *Renewable Energy*, vol. 102, p. 199–204.
- [59] MA, Y., X. ZHANG, M. LIU, J. YAN et J. LIU. 2018, «Proposal and assessment of a novel supercritical co₂ brayton cycle integrated with libr absorption chiller for concentrated solar power applications», *Energy*, doi :<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.155>, ISSN 0360-5442.
- [60] HERNÁNDEZ-MORO, J. et J. MARTÍNEZ-DUART. 2013, «Analytical model for solar pv and csp electricity costs : Present lcoe values and their future evolution», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, p. 119–132.
- [61] BORTOLINI, M., M. GAMBERI et A. GRAZIANI. 2014, «Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system», *Energy Conversion and Management*, vol. 86, p. 81–92.

- [62] GUO, P., Y. ZHAI, X. XU et J. LI. 2017, «Assessment of levelized cost of electricity for a 10-mw solar chimney power plant in yinchuan china», *Energy Conversion and Management*, vol. 152, p. 176– 185.
- [63] WAGNER, S. J. et E. S. RUBIN. 2014, «Economic implications of thermal energy storage for concentrated solar thermal power», *Renewable Energy*, vol. 61, p. 81–95.
- [64] BARBOSA, L. D. S. N. S., D. BOGDANOV, P. VAINIKKA et C. BREYER. 2017, «Hydro, wind and solar power as a base for a 100% renewable energy supply for south and central america», *PloS one*, vol. 12, no 3, p. e0173 820.
- [65] DOWLING, A. W., T. ZHENG et V. M. ZAVALA. 2017, «Economic assessment of concentrated solar power technologies : A review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, p. 1019– 1032.
- [66] DUFO-LÓPEZ, R., J. L. BERNAL-AGUSTÍN, J. M. YUSTA-LOYO, J. A. DOMÍNGUEZ-NAVARRO, I. J. RAMÍREZ-ROSADO, J. LUJANO et I. ASO. 2011, «Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone pv–wind–diesel systems with batteries storage», *Applied Energy*, vol. 88, no 11, p. 4033–4041.
- [67] KOUTROULIS, E. et F. BLAABJERG. 2013, «Design optimization of transformerless grid-connected pv inverters including reliability», *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no 1, p. 325– 335.
- [68] LAI, C. S. et M. D. MCCULLOCH. 2017, «Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage», *Applied Energy*, vol. 190, p. 191– 203.

- [69] SHARMA, C., A. K. SHARMA, S. C. MULLICK et T. C. KANDPAL. 2017, «Solar thermal power generation in india : effect of potential incentives on unit cost of electricity», *International Journal of Sustainable Energy*, vol. 36, no 8, p. 722–737.
- [70] ZHANG, H., J. BAEYENS, G. CACERES, J. DEGREVE et Y. LV. 2016a, «Thermal energy storage : recent developments and practical aspects», *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 53, p. 1– 40.
- [71] CAI, M., Y. WU, H. CHEN, X. YANG, Y. QIANG et L. HAN. 2017, «Cost performance analysis of perovskite solar modules», *Advanced Science*, vol. 4, no 1.
- [72] CUCCHIELLA, F., I. D’ADAMO et M. GASTALDI. 2017, «Economic analysis of a photovoltaic system : A resource for residential households», *Energies*, vol. 10, no 6, p. 814.
- [73] KREBS, F. C., T. TROMHOLT et M. JØRGENSEN. 2010, «Upscaling of polymer solar cell fabrication using full roll-to-roll processing», *Nanoscale*, vol. 2, no 6, p. 873–886.
- [74] MULLIGAN, C. J., C. BILEN, X. ZHOU, W. J. BELCHER et P. C. DASTOOR. 2015, «Levelised cost of electricity for organic photovoltaics», *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 133, p. 26–31.
- [75] SONG, Z., C. L. MCELVANY, A. B. PHILLIPS, I. CELIK, P. W. KRANTZ, S. C. WATTHAGE, G. K. LIYANAGE, D. APUL et M. J. HEBEN. 2017, «A technoeconomic analysis of perovskite solar module manufacturing with low-cost materials and techniques», *Energy & Environmental Science*, vol. 10, no 6, p. 1297–1305.

- [76] WATTS, D., M. F. VALDÉS, D. JARA et A. WATSON. 2015, «Potential residential pv development in chile : the effect of net metering and net billing schemes for grid-connected pv systems», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, p. 1037–1051.
- [77] BRUCK, M., P. SANDBORN et N. GOUDARZI. 2018, «A levelized cost of energy (lcoe) model for wind farms that include power purchase agreements (ppas)», *Renewable Energy*, vol. 122, p. 131–139.
- [78] HOU, P., P. ENEVOLDSEN, W. HU, C. CHEN et Z. CHEN. 2017, «Offshore wind farm repowering optimization », *Applied Energy*, vol. 208, p. 834–844.
- [79] JESUS, F., R. GUANCHE et Í. J. LOSADA. 2017, «The impact of wind resource spatial variability on floating offshore wind farms finance», *Wind Energy*, vol. 20, no 7, p. 1131–1143.
- [80] POULSEN, T. et C. B. HASAGER. 2016, «How expensive is expensive enough? opportunities for cost reductions in offshore wind energy logistics», *Energies*, vol. 9, no 6, p. 437.
- [81] POULSEN, T., C. B. HASAGER et C. M. JENSEN. 2017, «The role of logistics in practical levelized cost of energy reduction implementation and government sponsored cost reduction studies : Day and night in offshore wind operations and maintenance logistics», *Energies*, vol. 10, no 4, p. 464
- [82] ABDELHADY, S., D. BORELLO et A. SHABAN. 2017, «Assessment of levelized cost of electricity of offshore wind energy in egypt», *Wind Engineering*, vol. 41, no 3, p. 160–173
- [83] ASTARIZ, S., C. PEREZ-COLLAZO, J. ABANADES et G. IGLESIAS. 2015, «Co-located wave-wind farms : Economic assessment as a function of layout», *Renewable Energy*, vol. 83, p. 837–849.

[84] BISHOP, J. D. et G. A. AMARATUNGA. 2008, «Evaluation of small wind turbines in distributed arrangement as sustainable wind energy option for barbados», *Energy Conversion and Management*, vol. 49, no 6, p. 1652–1661.

[85] CHIANG, A. C., G. A. KEOLEIAN, M. R. MOORE et J. C. KELLY. 2016, «Investment cost and view damage cost of siting an offshore wind farm : A spatial analysis of lake michigan», *Renewable Energy*, vol. 96, p. 966–976.

[86] GÖKÇEK, M. et M. S. GENÇ. 2009, «Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems (wecss) in central turkey», *Applied Energy*, vol. 86, no 12, p. 2731– 2739.

[87] MATTAR, C. et M. C. GUZMÁN-IBARRA. 2017, «A techno-economic assessment of offshore wind energy in chile», *Energy*, vol. 133, p. 191–205.

[88] MYHR, A., C. BJERKSETER, A. ÅGOTNES et T. A. NYGAARD. 2014, «Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective», *Renewable Energy*, vol. 66, p. 714–728.

[89] ROTH, I. F. et L. L. AMBS. 2004, «Incorporating externalities into a full cost approach to electric power generation life-cycle costing», *Energy*, vol. 29, no 12-15, p. 2125–2144.

[90] SUCCAR, S., D. C. DENKENBERGER et R. H. WILLIAMS. 2012, «Optimization of specific rating for wind turbine arrays coupled to compressed air energy storage», *Applied Energy*, vol. 96, p. 222– 234.

[91] HDIDOUAN, D. et I. STAFFELL. 2017, «The impact of climate change on the levelised cost of wind energy», *Renewable Energy*, vol. 101, p. 575–592.

[92] RUBERT, T., D. MCMILLAN et P. NIEWCZAS. 2017, «A decision support tool to assist with lifetime extension of wind turbines», *Renewable Energy*.

[93] MOOMAW, W., P. BURGHERR, G. HEATH, M. LENZEN, J. NYBOER et A. VERBRUGGEN. 2011, *IPCC Special Report on Renewable Energy sources and climate Change Mitigation*, Cambridge University Press.

[94] GARRETT, P. et K. RONDE. 2011, «Life cycle assessment of electricity production from a v90-2.0 mw gridstreamer wind plant».

[95] DES ENERGIES RENOUVELABLES, S. 2016, *Panorame de l'Electricite Renouvelable en 2016 (Renewable Electricity panorama in 2016)*, Renewable energy syndicate, Paris

[96] WINDEUROPE. 2017b, «Wind energy's frequently asked questions», URL <http://www.ewea.org/wind-energy-basics/faq>.

[97] EDF. 2014 (accessed April 15, 2017), *EDF contract in France, (available upon request)*. URL <https://www.edf>

[98] EUROPA. 2016 (accessed April 15, 2017), *electricity prices by energy source in France*. http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/e/ee/Energy_prices_YB2016-FR.xlsx.

[99] FEE, F. E. E. 2016 (accessed April 15, 2017), *Costs of onshore wind energy in France, translated from French*. <http://fee.asso.fr/pub/observatoire-couts-de-leolien-terrestre-france/>.

- [100] OBI, M., S. JENSEN, J. B. FERRIS et R. B. BASS. 2017, «Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, p. 908–920.
- [101] TCHAKOUA, P., R. WAMKEUE, M. OUHROUCHE, F. SLAOUI-HASNAOUI, T. A. TAMEGHE et G. EKEMB. 2014, «Wind turbine condition monitoring : State-of-the-art review, new trends, and future challenges », *Energies*, vol. 7, no 4, p. 2595–2630.
- [102] WIGGELINKHUIZEN, E., T. VERBRUGGEN, H. BRAAM, L. RADEMAKERS, J. XIANG et S. WATSON. 2008, «Assessment of condition monitoring techniques for offshore wind farms», *Journal of solar energy engineering*, vol. 130, no 3, p. 031 004.
- [103] LANTZ, E. 2013, *Operations Expenditures : Historical Trends and Continuing Challenges*, National Renewable Energy Laboratory.
- [104] TEGEN, S., M. HAND, B. MAPLES, E. LANTZ, P. SCHWABE et A. SMITH. 2012, «2010 cost of wind energy review», cahier de recherche, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO.
- [105] FRENCH MINISTER OF ENVIRONMENT, E. et SEA. 2015 (accessed April 15, 2017), *LOI num.2015- 992 du 17 aout 2015 relative à la transition energetique pour la croissance verte*. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000031044385&categorieLien=id>.
- [106] JAFAR, A. H., A. Q. AL-AMIN et C. SIWAR. 2008, «Environmental impact of alternative fuel mix in electricity generation in malaysia», *Renewable Energy*, vol. 33, no 10, p. 2229–2235.

- [107] SAIDUR, R., N. RAHIM, M. ISLAM et K. SOLANGI. 2011, «Environmental impact of wind energy», *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 15, no 5, p. 2423–2430.
- [108] DE COTE D’OR, P. 2013, «Translated fromfrench (enquête publique relative à la demande d’autorisation d’exploiter, au titre des installations classees pour la protection de l’environnement, unNparc eolien comprenant 8 aerogenerateurs et trois postes de livraison sur le territoire des communes de beze) - rapport du 20/12/2013», cahier de recherche, Prefecture de Cote-d’Or.
- [109] ARDENTE, F., M. BECCALI, M. CELLURA et V. L. BRANO. 2008, «Energy performances and life cycle assessment of an italian wind farm», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no 1, p. 200–217.
- [110] THOMSON, R. C. et G. P. HARRISON. 2015, «Life cycle costs and carbon emissions of offshore wind power», .
- [111] IRENA, The power to change, Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025, 2016
- [112] K.-J. Riffelmann, E. Lüpfert, T. Richert, and P. Nava, Performance of the Ultimate Trough[®] Collector With Molten Salts As Heat Transfer Fluid, *SolarPaces Conference*, 2012.
- [113] M. Balz, V. Göcke, T. Keck, F. von Reeken, G. Weinrebe and M. Wöhrbach, Stello – Development , Construction and Testing of a Smart Heliostat, *SolarPACES Conference*, 2015.
- [114] IEA International Energy Agency, Energy Technology Perspectives 2015, 2015.

- [115] A. Maccari, D. Bissi, G. Casubolo, et al., “Archimede Solar Energy molten salt parabolic trough demo plant: a step ahead towards the new frontiers of CSP”, SolarPACES Conference 2014, Beijing, (2015).
- [116] ESTELA, Deutsche CSP and Protermosolar, Understanding the Costs of Solar Thermal Electricity Plants, 2015
- [117] P. Kurup and C. S. Turchi, Parabolic Trough Collector Cost Update for the System Advisor Model (SAM), November 2015.
- [118] C. S. Turchi and G. Heath, SAM cost model Excel workbook corresponding to 2013, https://sam.nrel.gov/sites/default/files/sam-costs-2013-molten-salt-power_tower.xlsx, accessed July 12, 2016
- [119] C. S. Turchi and G. Heath, Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model, NREL/TP- 5500-57625, National Renewable Energy Laboratory, 2013
- [120] G. Weinrebe, F. von Reeken, M. Wöhrbach, T. Plaz, V. Göcke, and M. Balz, Towards holistic power tower system optimization, *SolarPaces Conference*, 2013
- [121] T. Hirsch (Editor), SolarPACES guideline for bankable STE yield assessment, *SolarPACES report*, (2017).
- [122] T. Hirsch (Editor), “CSPBankability Project Report - Draft for an Appendix O – Cost Structures to the SolarPACES Guideline for Bankable STE Yield Assessment”, (2017). 160004-
- [123] Nuclear Energy Agency/International Energy Agency/Organization for Economic Cooperation and Development Projected Costs of Generating Electricity (2005 Update

[124] Paul Joskow, «Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity-Generating Technologies» [archive] [PDF], Massachusetts Institute of Technology, septembre 2011 (consulté le 21 décembre 2018)

[125] Peter Bronski, «You Down With LCOE? Maybe You, But Not Me: Leaving behind the limitations of levelized cost of energy for a better energy metric» .

[126] Energy Information Administration, «Levelized cost of new generation resources» [archive], 28 janvier 2013.

[127] « U.S. Energy Information Administration (EIA) – Source » [archive] (consulté le 25 novembre 2016).

[128] Coûts des énergies renouvelables en France [archive], ADEME, décembre 2016.

[129] Obligation d'achat des énergies renouvelables ,rapport Énergies 2050, sous la direction de Jacques Percebois et Claude Mandil Union Française de l'Électricité

[130] J.-C. SABONNADIER, "New energy technologies (1) renewable energies", 2001.

[131] "Global Wind Power Cumulative Capacity," Wikimedia Commons, [Online].

Available:

https://commons.wikimedia.org/wiki/File%3AGlobal_Wind_Power_Cumulative_Capacity.svg. [Accessed 2015].

[132] "TPE Energie Eolienne 1ere S3," Wind Energy, [Online]. Available:

<http://tpe.eolienne.1s3.free.fr/leolienne.html>. [Accessed 2015]

[133] Eolus Vind AB, "Vill du investera i vindkraft?," 2011. [Online]. Available:

<http://www.eolusvind.com/LinkClick.aspx?fileticket=CJ7zmKPPvf8=>. [Accessed 07 July 2015].

- [134] Energimyndigheten, "Tilldelningsperiod för anläggningar: Energimyndigheten," 29 April 2015. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/Foretag/Elcertifikat/Elproducent/Utfasning-av-anlaggningar/>. [Accessed 22 May 2015].
- [135] Energimyndigheten, "Begagnade vindkraftverk och tilldelning av elcertifikat: Energimyndigheten," 29 April 2015. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/Foretag/Elcertifikat/Elproducent/Begagnad-e-vindkraftverk-och-tilldelning-av-elcertifikat/>. [Accessed 22 May 2015].
- [136] I. Staffell and G. Richard, "How does wind farm performance decline with age?," Elsevier: Renewable Energy, vol. 66, p. 775–786, 2014.
- [137] BP, "Statistical Review of World Energy," June 2015. [Online]. Available: <http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Energy-Economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-workbook.xlsx>. [Accessed 07 July 2015].
- [138] A. Horste and I. El-Thalji, "Växellådshaverier på landbaserade vindkraftverk," Elforsk, Stockholm, 2011.
- [139] E. Viberg and A. Rasouli, "Underhållet i en vindkraftpark," Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm, 2014.
- [140] Elforsk, "Analys av havererade asynkrongeneratorer," Energimyndigheten, Stockholm, 2002.

- [141] E. Echavirria, B. Hahn, G. van Bussel and T. Tomiyama, "Reliability of Wind Turbine Technology Through Time," *The Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 130, no. 3, 2008.
- [142] S. Sheng, "Report on Wind Turbine Subsystem Reliability – A Survey of Various Databases," NREL, 2013.
- [143] R. Cherrington, V. Goodship, J. Meredith, B. Wood, S. Coles, A. Vuillaume, A. Feito-Boirac, F. Spee and K. Kirwan, "Producer Responsibility: Defining the Incentive for Recycling Composite Wind Turbine Blades in Europe," *Energy Policy*, vol. 47, pp. 13-21, 2012.
- [144] SGU, "Uppdrag att göra en kartläggning och analys av utvinnings- och återvinningspotential för Svenska metall- och mineraltillgångar," Sveriges Geologiska Undersökning, Uppsala, 2014.
- [145] L. Aldén, "Nedmontering av vindkraftverk och efterbehandling av platsen," Energimyndigheten, Visby, 2013
- [146] Avfall Sverige, "Svensk avfallshantering 2015," 2015. [Online]. Available: http://www.avfallsverige.se/fileadmin/uploads/Statistikfiler/sah_2015.pdf. [Accessed 07 July 2015].
- [147] M. Gueder, "Energetische Bewertung von Windkraftanlagen," Fachhochschule Würzburg-Schweinfurt, Schweinfurt, 2004
- [148] E. Martinez, F. Sanz, S. Pellegrini, E. Jimenez and J. Blanco, "Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine," *Renewable Energy*, no. 34, pp. 667-673, 2009
- [149] C. Ghenai, "Life Cycle Analysis of Wind Turbine," InTech, Florida, 2012.
- [150] Vestas, 2006a. Life Cycle Assessment of a Wind Turbine (3MW). Vestas, Denmark.

[151] Vestas, 2006b. Life Cycle Assessment of Electricity Produced From Onshore Sited Wind Power Plants Based on Vestas V82-165 MW Turbines. Vestas, Denmark.

[152] Vestas, 2011. Life Cycle Assessment of Electricity Production From a V90-2.0 MW Gridstreamer Wind Plant. Vestas, Denmark.

[153] Tremeac, B., Meunier, F., 2009. Life cycle analysis of 4.5 MW and 250W wind turbines. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 13 (8), 2104–2110.

[154] Zimmermann, T., 2013. Parameterized tool for site specific LCAs of wind energy converters. *Int. J. Life Cycle Assess.* 18 (1), 49–60.

[155] Razdan, P., Gerrett, P., 2015. Life Cycle Assessment of Electricity Production From an Onshore V100-2.0 MW Wind Plant. Vestas

[156] He YL, Wang K, Du BC, Qiu Y, Zheng ZJ, Liang Q. Non-uniform characteristics of solar flux distribution in the concentrating solar power systems and its corresponding solutions: a review. *Chin Sci Bull* 2016;61:3208–37.

[157] Li M-J, Tao W-Q. Review of methodologies and policies for evaluation of energy efficiency in high energy-consuming industry. *Appl Energy* 2017;187:203–15.

[158] Qiu Y, He Y-L, Li P, Du B-C. A comprehensive model for analysis of real-time optical performance of a solar power tower with a multi-tube cavity receiver. *Appl Energy* 2017;185:589–603.

[159] Wang K, He Y-L. Thermodynamic analysis and optimization of a molten salt solar power tower integrated with a recompression supercritical CO₂ Brayton cycle based on integrated modeling. *Energy Convers Manage* 2017;135:336–50.

[160] He Y-L, Xiao J, Cheng Z-D, Tao Y-B. A MCRT and FVM coupled simulation method for energy conversion process in parabolic trough solar collector. Renewable Energy 2011;36:976–85.

[161] Yi-Peng Zhou, Ming-Jia Li, Ya-Ling He , Yin-Shi Li . Multi-physics analysis: The coupling effects of nanostructures on the low concentrated black silicon photovoltaic system performances. Energy Conversion and Management 159 (2018) 129–139.

[162] Yannaël BILLARD, Flore BAZIN, Olivier LACROIX. recyclage des panneaux photovoltaïques en fin de vie. ETUDE n° 11-0912/1A

الملخص : يركز العمل المنفذ على الطاقات المتجددة من بداية تشغيلها حتى نهاية عمرها الافتراضي كما نركز على الأسباب التي تؤدي إلى تسريع دورة الحياة. في الدراسة التي أجريت في منطقة Champagne-Ardenne بفرنسا، تم تخصيص خطوة لتحسين أنظمة الطاقة المتجددة ، ولاسيما توربينات الرياح ، مع إعطاء القيم المثلى لنظام مستقر. ثم انتقلنا إلى مرحلة تقييم التكاليف من بداية تشغيل محطة الرياح حتى نهاية عمرها وحساب التكاليف والأحمال التي يمكن أن تضيع خلال هذه الفترة ؛ كما يعد تحسين معلمات LCOE حلاً موفراً للتكلفة. وأخيراً تم إجراء دراسة عامة عن التدفقات الناتجة عن تفكيك المحطات والكميات الهائلة التي تؤثر بشكل كبير على البيئة ، تطرقنا الى دراسة حول نموذج تحليل تدفق MFA لمعرفة التدفقات لمحطة كبرتن الريحية بأدرار ومحطة الألواح الشمسية بعين السخونة بسعيدة والتي تمكنا من معرفة الكميات التي سيتم إعادة تدويرها خلال فصل جميع مكونات، وفي الأخير تكون لدينا حصيلة نستطيع من خلالها تحديد تكلفة التفكيك وتكلفة إعادة التدوير.

الكلمات المفتاحية : الطاقات المتجددة ؛ دورة الحياة ؛ توربينات الرياح ؛ القيم المثلى ؛ LCOE ؛ تفكيك ؛ البيئة ؛ MFA ؛ الألواح الشمسية ؛ إعادة التدوير.

Abstract : The work carried out focused on renewable energies from the start of their operation to the end of their lifespan. they also focused on the reasons that lead to an acceleration of the life cycle.

In the study conducted in the Champagne-Ardenne region of France, a step was devoted to optimizing renewable energy systems, particularly wind turbines, giving optimum values for a stable system, then we moved to the stage of evaluating costs from the start of operation of the wind plant until the end of its life and calculating the costs and loads that could be lost during this period; Optimizing and optimizing LCOE parameters is a cost-saving solution.

Finally, a general study was carried out on the flows resulting from the dismantling of the stations and the enormous quantities which strongly affect the environment , we discussed a study on MFA flow analysis model to know the flows of Kabrtan wind power plant in Adrar and solar panel power plant in Ain Sokhna in Saida, which allows us to know the quantities which will be recycled during the separation of all components, and in the end we have a result thanks to which we can determine the cost of dismantling and the cost of recycling

Keywords: renewable energies; lifetime ; wind turbines ; optimal values; LCOE; dismantling; the environment ; MFA ; solar panels; recycling cost.