République Algérienne Démocratique Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique

Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed

Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle

Mémoire

Pour l'obtention du diplôme de Master « MCIL » En Sécurité Industrielle et Environnement

Filière : Hygiène et Sécurité Industrielle

Spécialité : Sécurité Industrielle et Environnement

Étude des performances d'un système éolien

Présentée et soutenue publiquement par :

BELBLIDIA Ahmed Aymen Mostapha

Le :

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
Mr. METAHRI D	MCB	Univ Oran 2 MBA Mohammed Ben Ahmed	**Président**
Mr. TARFAYA Anis	MCB	Univ Oran 2 MBA Mohammed Ben Ahmed	**Encadreur**
Mr. BOUAIDJRA Bachir	MCB	Univ Oran 2 MBA Mohammed Ben Ahmed	**Examinateur**

Année 2024/2025

Remerciement

Nous remercions Dieu le tout puissant pour la santé, la patience et toutes les bénédictions.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à **Monsieur TARFAYA Anis**, mon encadrant, pour son accompagnement attentif, sa bienveillance et la qualité de ses conseils tout au long de cette expérience

Je le remercie sincèrement pour tous ces efforts et je lui dois une grande part de sa réussite.

Je souhaite adresser mes plus vifs remerciements à **Madame AOUIMER**, dont le soutien et les conseils ont été d'une grande richesse tout au long de mon parcours académique.

Par sa rigueur, sa passion pour l'enseignement et son écoute bienveillante, elle a su m'inspirer, me guider et me donner confiance en mes capacités. Son exigence juste et sa pédagogie ont largement contribué à façonner ma manière de penser et à me préparer aux réalités du monde professionnel.

Je lui suis profondément reconnaissant pour l'impact qu'elle a eu sur mon développement personnel et intellectuel. Recevez, Madame, l'expression de ma reconnaissance la plus respectueuse

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à **Monsieur BEKKAR Farouk**, mon tuteur de stage, pour son accompagnement attentif, sa bienveillance et la qualité de ses conseils tout au long de mon expérience professionnelle.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à **Monsieur GUETARNI,BOUCHAALA** qui ont contribué à la réalisation de ce travail.

je tiens à exprimer ma profonde gratitude à toutes celles et ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce travail

À toi, ma douce grand-mère tu es partie, mais ton amour reste intact, chaque page de ce travail est empreinte de ton souvenir chaque mot écrit porte, en secret, ton amour. Que ce modeste hommage traverse le temps et t'atteigne là où l'amour n'a plus de frontières, a toi pour toujours.

À ma famille qui m'a dotée d'une éducation digne, son amour a fait de moi ce que je suis aujourd'hui**.**

À mon papa Mourad pour le goût à l'effort qu'il m'a suscité en moi, de par sa rigueur.

À ma maman Djamila quoi que je fasse et je dise, je ne serai point de te remercier comme il se doit. Ton affection me couvre, ta bienveillance me guide et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force. Tu m'as soutenu et encouragé que tu trouves ici le témoignage de mes profondes reconnaissances.

À mes sœur Houda et Hadjer et Oum cheikh qui ont partagés avec moi tous les moments d'émotions lors de la réalisation de ce travail, ils m'ont chaleureusement supportés et encouragés.

À mes neveux Douaa, Aoues, Nouh ,Safinase et Nebras qui ont ajoutés du goût, de la joie et de la gaîté de notre vie.

À mes beaux-frères

Merci d'être des époux attentionnés pour mes sœurs

Résumé

Dans un contexte de transition énergétique, ce mémoire évalue la fiabilité d'un système éolien onshore à axe horizontal. L'étude s'appuie sur l'AMDEC pour identifier les défaillances critiques, puis sur la méthode de l'arbre de défaillance (FTA) modélisée et simulée via le logiciel TopEvent FTA. Les résultats révèlent une indisponibilité de 6,78 %, soit environ 298 heures d'arrêt par an, avec un impact significatif de certains composants comme le multiplicateur et les pales. Cette analyse a permis d'identifier les événements critiques et de formuler des recommandations pour renforcer la fiabilité du système. Malgré quelques limites méthodologiques, le travail souligne l'importance de l'analyse des risques pour optimiser les performances et la disponibilité des systèmes éoliens.

Mots-clés :

Les énergie renouvelable, l'énergie éolienne, la fiabilité, les performances

Abstract

In the context of energy transition, this thesis assesses the reliability of a horizontal-axis onshore wind energy system. The study uses FMECA to identify critical failures, followed by Fault Tree Analysis (FTA) modeled and simulated with the TopEvent FTA software. Results show a system unavailability of 6.78%, equivalent to approximately 298 hours of downtime per year, with key impacts from components such as the gearbox and blades. The analysis helped identify critical events and led to technical recommendations to improve system reliability. Despite some methodological limitations, this work highlights the value of risk analysis tools in optimizing the performance and availability of wind energy systems.

Keywords

Renewable energies, wind energy, reliability, performance

Résumé

الملخص :

في سياق الانتقال الطاقوي، يهدف هذا البحث إلى تقييم موثوقية نظام طاقة رياح برية ذو محور أفقي. تم اعتماد تحليل الأسباب والنتائج (AMDEC) لتحديد الأعطال الحرجة، ثم استخدام أسلوب شجرة الأعطال (FTA) التي تم نمذجتها ومحاكاتها باستخدام برنامج TopEvent FTA. أظهرت النتائج أن معدل عدم التوفر بلغ 6.78%، أي ما يعادل حوالي 298 ساعة توقف سنويًا، مع تأثير كبير لبعض المكوّنات مثل المضاعف والشفرات. سمح هذا التحليل بتحديد الأحداث الحرجة واقتراح توصيات تقنية لتعزيز موثوقية النظام. وعلى الرغم من بعض القيود المنهجية، يبرز هذا العمل أهمية أدوات تحليل المخاطر في تحسين الأداء وتوافرية أنظمة طاقة الرياح.

الكلمات المفتاحية :

الطاقات المتجددة، طاقة الرياح، الموثوقية، الأداءات.

Sommaire

Sommaire

Remerciement

Dédicace

Résumé

Sommaire

Liste des Figures

Abréviations et Symboles

Liste des Tableaux

Introduction générale……..……...1

Chapitre I : Généralités sur les énergies renouvelable

I.1 Introduction……..5

I.2 Définition des énergies renouvelables…….....6

I.3 Les différentes sources des énergies renouvelables…….....6

I.3.1 L'énergie solaire……7

I.3.1.1 L'énergie solaire photovoltaïque……7

I.3.1.2 L'énergie solaire thermique……8

I.3.1.3 L'énergie solaire thermodynamique……...9

I.3.2 La géothermie……9

I.3.3 La biomasse……10

I.3.4 Le biogaz……10

I.3.5 L'énergie hydraulique……..11

I.4 Energie éolienne……12

I.4.1 Définition……12

I.4.2 Historique détaillé de l'énergie éolienne……..13

I.4.3 Types d'énergie éolienne……14

I.4.3.1 Éolien terrestre (onshore)……..15

I.4.3.2 Éolien en mer (offshore)……...15

Sommaire

I.4.4 Principe de fonctionnement de l'énergie éolienne……..16
I.4.5 Types d'aérogénérateurs……..……17
I.4.5.1 Aérogénérateurs à axe horizontal HAWT……...…...17
I.4.5.2 Aérogénérateurs à axe vertical VAWT……..…18
I.4.5.2.A Type Darrieus……18
I.4.5.2.B Type Savonius……...…19
I.4.6 Composants d'un système éolien……...…..20
I.4.6.1 Les pales……...20
I.4.6.1.1 Longueur……...20
I.4.6.1.2 Largeur……..20
I.4.6.1.3 Profil……..20
I.4.6.1.4 Matériaux…….……..20
I.4.6.1.5 Nombre de pales……21
I.4.6.2 Le rotor……22
I.4.6.3 L'arbre de transmission (ou arbre lent)……..22
I.4.6.4 Le multiplicateur de vitesse……..22
I.4.6.5. Le générateur électrique……...22
I.4.6.5.1. Générateur asynchrone (ou à induction)……...23
I.4.6.5.2. Générateur synchrone……...23
I.4.6.5.3. Double Fed Induction Generator (DFIG)……23
I.4.6.5.4. Générateur à courant continu (DC generator)…….……24
I.4.6.6 La nacelle……...……..24
I.4.6.7 Le mât (ou tour)……...……24
I.4.6.8 Le système d'orientation (yaw system)……24
I.4.6.9 Le système de contrôle……...…...25
I.4.6.10 Le système de freinage……...…25
I.4.6.11 Le transformateur et le poste de raccordement……...25

Sommaire

I.4.7 La capacité mondiale installée de l'énergie éolienne de 2013 à 2023…….....26

I.4.8 Le gisement éolien en Algérie……..26

I.4.9 Les avantages et les Inconvénients……...28

I.4.9.1 Avantages de l'énergie éolienne……...28

I.4.9.2 Inconvénients de l'énergie éolienne……..29

I.5 Conclusion……..30

Chapitre II Les méthodes d'analyse des risques d'un système éolien

II.1 Introduction……..33

II.2 Les méthodes d'analyse des risques……...34

II.2.1 Méthodes qualitatives……34

II.2.2 Méthodes semi-quantitatives……34

II.2.3 Méthodes quantitatives……..34

II.2.1.1 HAZOP……...36

II.2.1.2 SWIFT……37

II.2.1.3 Checklist……38

II.2.1.4 SWOT……39

II.2.2.1 AMDEC……..40

II.2.2.2 Matrice de criticité des risques……41

II.2.2.3 ICR……..42

II.2.2.4 LOPA……..43

II.2.3.1 FTA ou ADD……...44

II.2.3.2 ETA ou ADE……...45

II.2.3.3 Analyse bayésienne des risques……...46

II.2.3.4 Méthode de simulation de Monte Carlo……...47

II.3 Méthodes complémentaires d'aide à la décision……48

II.3.1 Analyse Fonctionnelle……48

II.3.2 Analyse structurelle……49

II.3.3 HAZID……...50
II.4 Tableau comparatif des méthodes d'analyse des risques……51
II.5 Avantages et Inconvénients des méthodes d'analyse des risques…….52
II.5.1 Avantages……...52
II.5.2 Inconvénients…….52
II.6 Conclusion…….53

Chapitre III Étude de fiabilité et de performance d'un système éoliens

III.1 Introduction……..56
III.2 Fondamentaux de la fiabilité……57
III.2.1 La Fiabilité……57
III.2.2 Taux de défaillance……58
III.2.3 MTBF……58
III.2.4 Taux de disponibilité…….59
III.3 Analyse fonctionnelle du système éolien……..60
III.3.1 Description du système étudié……...60
III.3.2 Besoin Fondamental (Fonction Principale)……...60
III.3.3 Fonctions techniques et contraintes……...60
III.3.3.1 Fonctions techniques……..60
III.3.3.2 Fonctions contraintes…….61
III.3.4 Le diagramme de fast……62
III.4 Identification des modes de défaillance……63
III.4.1 AMDEC pour un Système Éolien Onshore à Axe Horizontal……..64
III.4.2 Analyse de criticité par la méthode de Pareto ABC appliquée aux IPR...65
III.5 Modélisation de la fiabilité……..67
III.6 Collecte des données de fiabilité…….68
III.6.1 Taux de défaillance (λ)……..68
III.7 Évaluation……70

Sommaire

III.7.1 Les résultats de l'évaluation……70
III.7.2 Discussion des résultats de simulation FTA……...73
III.7.2.1 Rappel du but de la simulation……73
III.7.2.2 Analyse des résultats globaux……73
III.7.2.3 Identification des événements critiques……..74
III.7.2.4 Recommandations techniques……74
III.7.2.5 Limites de la simulation……75
III.7.2.6 Conclusion de la simulation……...75
III.8 Perspectives……..76
III.9 Conclusion……...77
Conclusion générale……..……...…78
Annexe
Bibliographie

Liste des Figures

Liste des Figures

Liste des Figures

Figure I.1 Fonctionnement du module voltaïque…….....7
Figure I.2 Fonctionnement du chauffe-eau solaire……8
Figure I.3 Un tour solaire…….....9
Figure I.4 Énergie géothermie……9
Figure I.5 Énergie biomasse……10
Figure I.6 Schéma d'énergie biogaz……11
Figure I.7 Schéma d'énergie hydraulique…..…….....11
Figure I.8 Rose des vents……..……12
Figure I.9 Manche à air……...……...12
Figure I.10 Éoliennes…….....12
Figure I.11 Moulins à vent…….....12
Figure I.12 Énergie éolienne onshore…….....14
Figure I.13 Énergie éolienne offshore……..15
Figure I.14 Turbine à axe horizontal ……17
Figure I.15 Turbine à axe vertical type Darrieus…….....18
Figure I.16 Turbine à axe vertical type Savonius……..19
Figure I.17 Conception d'une pale d'éolienne……..21
Figure I.18 Capacité éolienne cumulée dans le monde entier……26
Figure I.19 Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent en (m/s) en Algérie …….27
Figure III.1 Une analyse fonctionnelle du système ……...….62
Figure III.2 Diagramme de Pareto des IPR……66

Liste de Figure

Figure III.3ADD pour un système éolien onshore à axe horizontal……...….67

Figure III.4 Événements de base et paramètres associés…….....70

Figure III.5 Résumé des indicateurs de fiabilité du système…….70

Figure III.6 Évolution de l'indisponibilité du système sur 12 mois……71

Figure III.7 Tendance de la disponibilité mensuelle du système…….71

Figure III.8 Évolution de la fiabilité au cours d'une année…….....72

Figure III.9 Résumé des coupes minimales du système……..72

Liste des Tableaux

Liste des Tableaux

Liste des Tableaux

Tableau II.1 Récapitulatif des méthodes d'analyse des risques……...35

Tableau II.2 Comparatif des méthodes d'analyse des risques……...…51

Tableau III.1 Fonctions techniques……...…60

Tableau III.2 Fonctions contraintes…….….61

Tableau III.3 Model AMDEC d'un système éolien onshore à axe horizontal….64

Tableau III.4 Classement ABC des composants selon leur IPR……..65

Tableau III.5 Les taux de défaillance des évènements……69

Tableau III.6 Les évènements critiques……...74

Tableau III.7 Les recommandations techniques……..74

Abréviation et Symboles

Abréviations et Symboles

ADD Arbre De Défaillance

ADE Arbre Des Événements

AMDEC Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité

DFIG Double Fed Induction Generator

ETA Event Tree Analysis

FAST Function Analysis System Technique

FMECA Failure Modes, Effects and Criticality Analysis

F(t) Fonction de répartition des défaillances

FTA Fault Tree Analysis

HAWT Horizontal Axis Wind Turbine

HAZID Hazard Identification

HAZOP HAZard and OPerability study

ICR Indice de Criticité des Risques

IPR Indice de Priorité de Risque

LOPA Layer of Protection Analysis

MTBF Mean Time Between Failures

MTTR Mean Time To Repair

R(t) Fiabilité en fonction du temps

RPN Risk Priority Number

SST Santé, Sécurité au Travail

SWIFT Structured What-If Technique

SWOT Strengths – Weaknesses – Opportunities – Threats

VAWT Vertical Axis Wind Turbine

λ Taux de défaillance

Introduction

Introduction

Depuis les débuts de l'humanité, l'homme n'a cessé de chercher à dominer et à exploiter son environnement dans le but d'améliorer ses conditions de vie. Très tôt, il a compris que pour survivre et prospérer, il devait s'appuyer sur les ressources naturelles à sa disposition. Il a d'abord eu recours à la force animale pour le transport, l'agriculture et les tâches lourdes, avant de découvrir le potentiel de l'eau et du vent, utilisés à travers des dispositifs ingénieux tels que les moulins hydrauliques et les moulins à vent. Ces premières formes de conversion énergétique, bien que rudimentaires, constituaient déjà un progrès considérable dans l'histoire des techniques.

Avec l'avancée des connaissances scientifiques dans des domaines tels que la chimie, la mécanique et la thermodynamique, l'humanité a été capable de concevoir des systèmes de plus en plus performants et complexes. L'invention de la machine à vapeur au XVIIIe siècle, qui a marqué le début de la révolution industrielle, a permis de transformer de manière continue l'énergie thermique issue de la combustion du charbon en énergie mécanique. Par la suite, l'usage du pétrole et du gaz naturel s'est généralisé, renforçant encore la dépendance aux combustibles fossiles. Bien que très efficaces pour produire de l'énergie à grande échelle, ces sources présentent des inconvénients majeurs : elles sont limitées, non renouvelables, et leur utilisation massive engendre des conséquences graves pour l'environnement, notamment le réchauffement climatique, la pollution de l'air et l'épuisement des ressources naturelles.

Aujourd'hui, la nécessité de réduire l'empreinte écologique de nos activités énergétiques conduit à un véritable tournant : la transition vers des sources d'énergie renouvelables. Ces dernières, issues de phénomènes naturels inépuisables tels que l'ensoleillement, le vent, l'eau, la géothermie ou la biomasse, s'imposent comme des alternatives durables. En plus de leur faible impact environnemental, elles permettent d'assurer une indépendance énergétique aux États, de favoriser le développement économique local et de stimuler l'innovation dans des secteurs porteurs.

Parmi ces sources, l'énergie éolienne se distingue particulièrement par son efficacité et sa disponibilité. Basée sur un principe simple mais puissant – la conversion de l'énergie cinétique du vent en électricité – elle utilise des machines appelées éoliennes, composées principalement de pales, d'un rotor, d'un générateur et d'un mât. Ces installations peuvent être déployées sur terre (éolien terrestre) ou en mer (éolien offshore), cette dernière configuration bénéficiant de vents plus réguliers et plus

puissants. Grâce aux progrès technologiques constants, l'énergie éolienne est aujourd'hui plus compétitive que jamais et s'intègre pleinement dans les politiques énergétiques de nombreux pays.

Cependant, malgré ses nombreux avantages, le fonctionnement optimal des systèmes éoliens repose sur une maîtrise rigoureuse de leur conception, de leur exploitation et de leur maintenance. Ces systèmes sont soumis à de multiples contraintes : variabilité du vent, usure mécanique, conditions climatiques extrêmes, pannes aléatoires, ou encore défaillances de composants critiques. Ainsi, des défis techniques majeurs en matière de fiabilité se posent, et il devient crucial d'anticiper, d'évaluer et de maîtriser les risques associés à leur fonctionnement.

Dès lors, une problématique centrale émerge **: quels sont les défis techniques et de fiabilité rencontrés dans les systèmes éoliens, et comment les outils d'analyse des risques peuvent-ils y répondre ?**

Ce mémoire a pour objectif d'étudier l'efficacité et les limites d'un système éolien, en s'appuyant sur une analyse détaillée de ses composantes techniques et de leurs interactions. Après une présentation générale de l'énergie éolienne, de ses avantages et de ses contraintes, nous décrirons les différents éléments constituant un système éolien, avant de procéder à une évaluation approfondie de ses performances à travers les paramètres techniques influençant la production d'électricité. Nous analyserons également comment les méthodes d'analyse des risques permettent de répondre aux enjeux de fiabilité et d'optimisation des performances.

Ce mémoire s'articulera autour de trois chapitres. Le premier présentera les généralités sur les énergies renouvelables, en mettant un accent particulier sur l'énergie éolienne : son fonctionnement, ses composants et son développement en Algérie. Le deuxième exposera les méthodes d'analyse des risques applicables aux systèmes industriels, avec une comparaison entre ces dernières en finissant par choisir les méthodes retenues pour le chapitre prochaine. Enfin, le dernier chapitre sera consacrée à une étude de fiabilité appliquée à un système éolien, incluant la modélisation des défaillances, la collecte de données de fiabilité, et une simulation à l'aide du logiciel TopEvent FTA. Cette approche permettra d'évaluer les performances du système et de proposer des recommandations pour améliorer sa fiabilité.

Chapitre I

I.1Introduction

I.2 Définition des énergies renouvelables

I.3 Les différentes sources des énergies renouvelables

I.4 Energie éolienne

I.4.1 Définition

I.4.2 Historique détaillé de l'énergie éolienne

I.4.3 Types d'énergie éolienne

I.4.4 Principe de fonctionnement de l'énergie éolienne

I.4.5 Types d'aérogénérateurs

I.4.6 Composants d'un système éolien

I.4.7 La capacité mondiale installée de l'énergie éolienne de 2013 à 2023

I.4.8 Le gisement éolien en Algérie

I.4.9 Les avantages et les Inconvénients

I.5 Conclusion

I.1 Introduction

Aujourd'hui, différentes sources d'énergies renouvelables (E.R) telles que le solaire, l'éolien, la biomasse (y compris le biogaz), la géothermie ou encore l'hydroélectricité coexistent et s'intègrent de plus en plus dans les systèmes de production énergétique à l'échelle mondiale. Ces sources jouent un rôle central dans la transition énergétique, un processus essentiel visant à remplacer progressivement les énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) par des solutions durables, plus respectueuses de l'environnement et mieux adaptées aux enjeux climatiques actuels. Parmi ces sources renouvelables, l'énergie éolienne occupe une place de plus en plus importante. Elle consiste à convertir l'énergie cinétique du vent en électricité, grâce à des éoliennes terrestres ou en mer (éolien offshore). Cette technologie présente de nombreux avantages qui en font un pilier de la stratégie énergétique mondiale comme une ressource abondante et gratuite, et son faible impact environnemental lui rend une solution adaptable et modulaire par rapport au temps de retour énergétique court. Elle a encore une complémentarité avec d'autres énergies renouvelables, tout cela joue un rôle important à la réduction de la dépendance aux énergies fossiles, la lutte contre le changement climatique, le développement économique et création d'emplois et l'intégration dans les politiques énergétiques nationales. En résumé, l'énergie éolienne ne se contente pas de compléter le mix énergétique ; elle en devient un axe structurant, à la fois pour des raisons environnementales, économiques et stratégiques. Elle illustre parfaitement la capacité des énergies renouvelables à répondre aux grands défis du XXIe siècle : assurer un approvisionnement sûr, propre et durable en électricité, tout en soutenant un modèle de développement résilient et respectueux de la planète. Dans ce chapitre on va voir les énergies renouvelables généralement et l'éolienne plus précisément ses composants, son fonctionnement etc.

I.2 Définition des énergies renouvelables :

Les termes « énergie renouvelable » désignent les moyens de produire de l'énergie de façon illimitée, en grande quantité et inépuisable. Contrairement aux énergies tirées des combustibles fossiles qui sont limités et non renouvelables, l'énergie renouvelable est reconstituable et disponible sans limites de temps. Les énergies renouvelables sont aussi appelées énergies vertes. Elles ne produisent pas d'émissions polluantes. Ainsi, les énergies renouvelables sont donc favorables pour la lutte contre l'effet de serre et le réchauffement climatique. [1]

I.3 Les différentes sources des énergies renouvelables :

Il existe 5 grandes familles d'énergies renouvelables :

*Énergie solaire (photovoltaïque, thermique et thermodynamique) / Production : électricité et chaleur

*Biomasse / Production : chauffage (bois-énergie), chaleur et électricité (déchets)

*Énergie hydraulique / Production : électricité

*Géothermie /Production : chaleur.

*Énergie éolienne (terrestre et en mer) / Production : électricité. [2]

I.3.1 L'énergie solaire : L'énergie solaire provient du rayonnement du soleil. Elle peut être convertie :

- en électricité grâce aux panneaux photovoltaïques ;

- en chaleur grâce aux capteurs solaires thermiques. [3]

Ou autrement dis transformation de l'énergie solaire en électricité ou en chaleur à partir de panneaux ou de capteurs solaires. Le soleil, principale source des différentes formes d'énergies renouvelables disponibles sur terre. Il existe trois types

I.3.1.1 L'énergie solaire photovoltaïque : L'énergie solaire photovoltaïque convertit directement le rayonnement lumineux (solaire ou autre) en électricité. Elle utilise pour ce faire des modules photovoltaïques composés de cellules solaires ou de photopiles qui réalisent cette transformation d'énergie. [4]

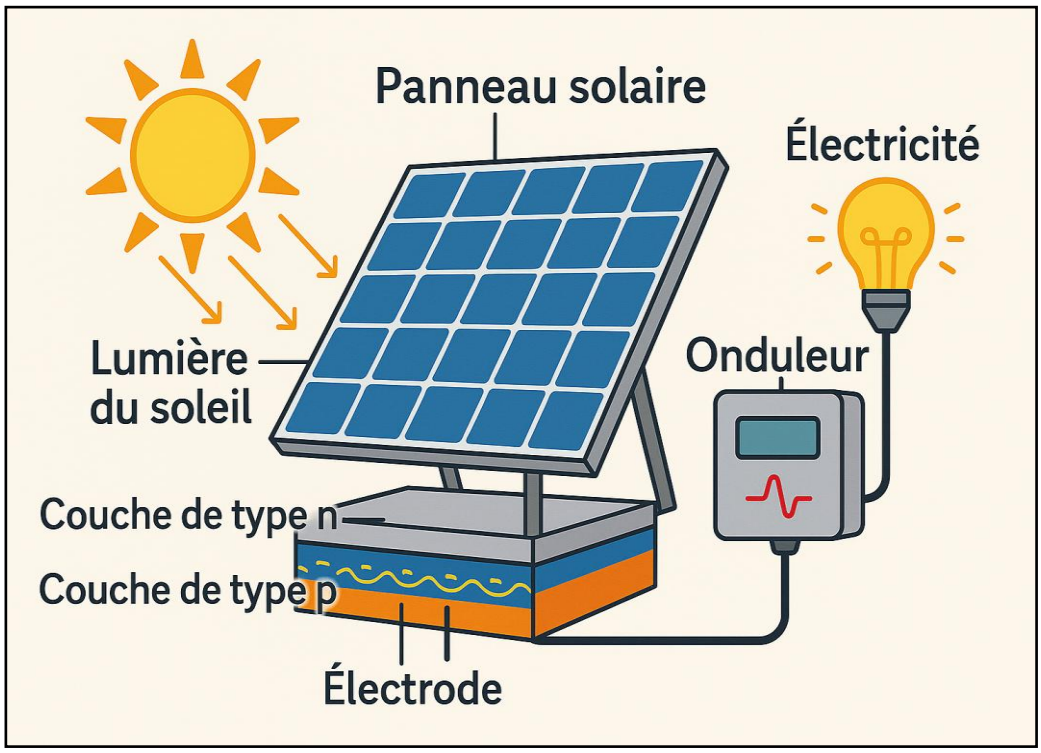


Figure I.1 Fonctionnement du module voltaïque

I.3.1.2 L'énergie solaire thermique : Elle est radicalement différente de l'énergie solaire photovoltaïque, elle, produit de la chaleur à partir du rayonnement solaire infrarouge afin de chauffer de l'eau ou de l'air. On utilise dans ce cas des capteurs thermiques qui relèvent d'une toute autre technologie. Dans le langage courant, ce sont des « chauffes eau solaires » ou des « capteurs à air chaud ».[4]

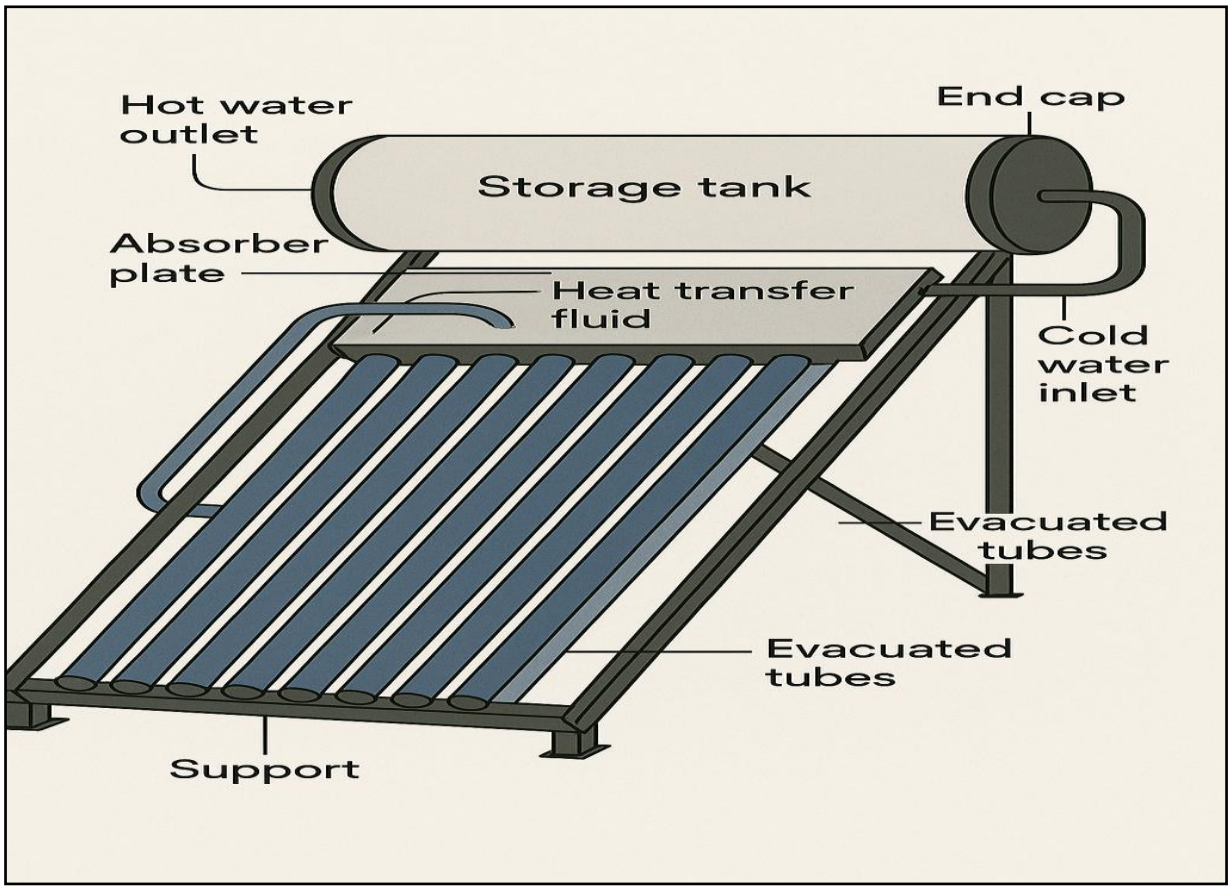


Figure I.2 Fonctionnement du chauffe-eau solaire

I.3.1.3 L'énergie solaire thermodynamique : Il y a aussi ce qu'on appelle l'énergie solaire thermodynamique, qui fonctionne sur le principe de concentration des uns foyers placés sur une tour qui rayons solaires au moyen des miroirs galbés, en emmagasine les calories pour les restituer ensuite sous forme mécanique à l'aide d'une turbine à vapeur par exemple. [4]



Figure I.3 Un tour solaire

I.3.2 La géothermie : La géothermie utilise la chaleur naturelle contenue dans le sous-sol de la Terre. Elle sert à produire de la chaleur pour les bâtiments ou de l'électricité selon la température des nappes profondes [5]. Le principe consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol. La plus grande partie de la chaleur de la terre est produite par la radioactivité naturelle des roches qui constituent la croûte terrestre. [4]



Figure I.4 Énergies géothermie

I.3.3 La biomasse : La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques d'origine végétale ou animale pouvant être transformées en énergie thermique, électrique ou carburant (bois, déchets agricoles, biogaz, etc.).[6] Il s'agit d'énergie stockée sous forme organique grâce à la photosynthèse, et exploitée par combustion (bois et autre biocarburants). Elle est considérée comme renouvelable si on admet que les quantités brûlées n'excèdent pas les quantités produites.[4]



Figure I.5 Énergie biomasse

I.3.4 Le biogaz : Utilisation de l'énergie générée par la combustion du gaz méthane collecté et produit par les déchets organiques parvenant de l'agriculture et des décharges industrielles.[4]

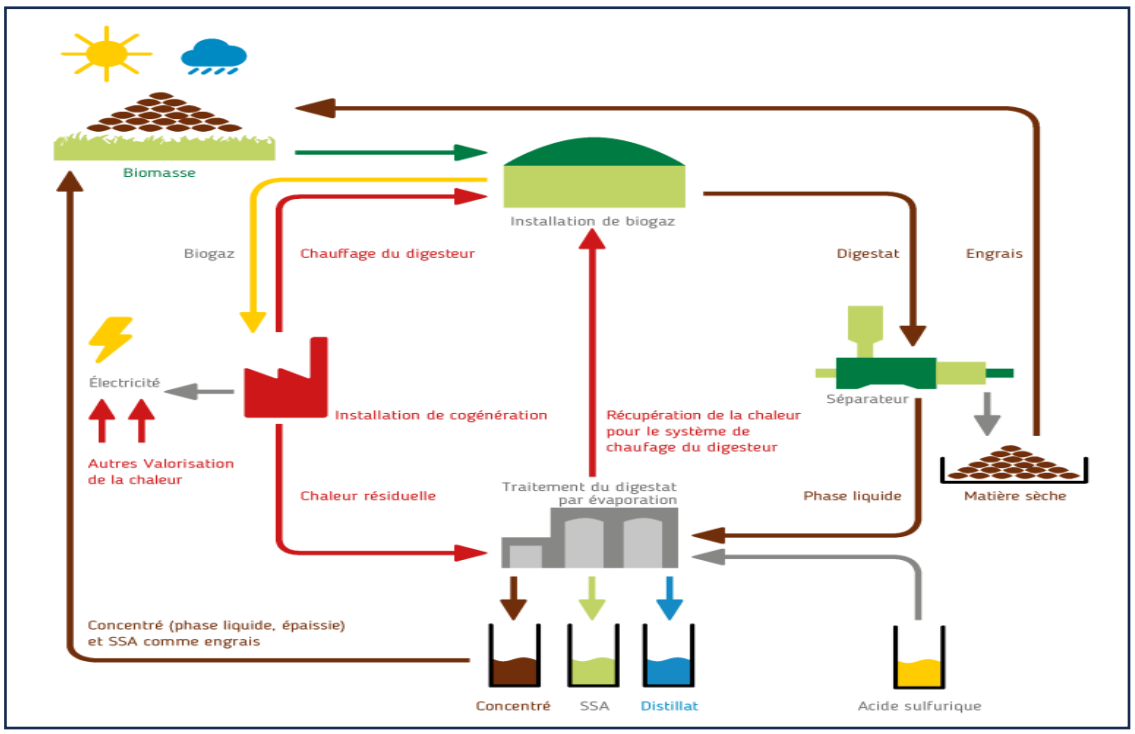


Figure I.6 Schéma d'énergie biogaz

I.3.5 L'énergie hydraulique : L'énergie hydraulique utilise le mouvement de l'eau (rivières, chutes, barrages) pour faire tourner des turbines qui produisent de l'électricité.[4]

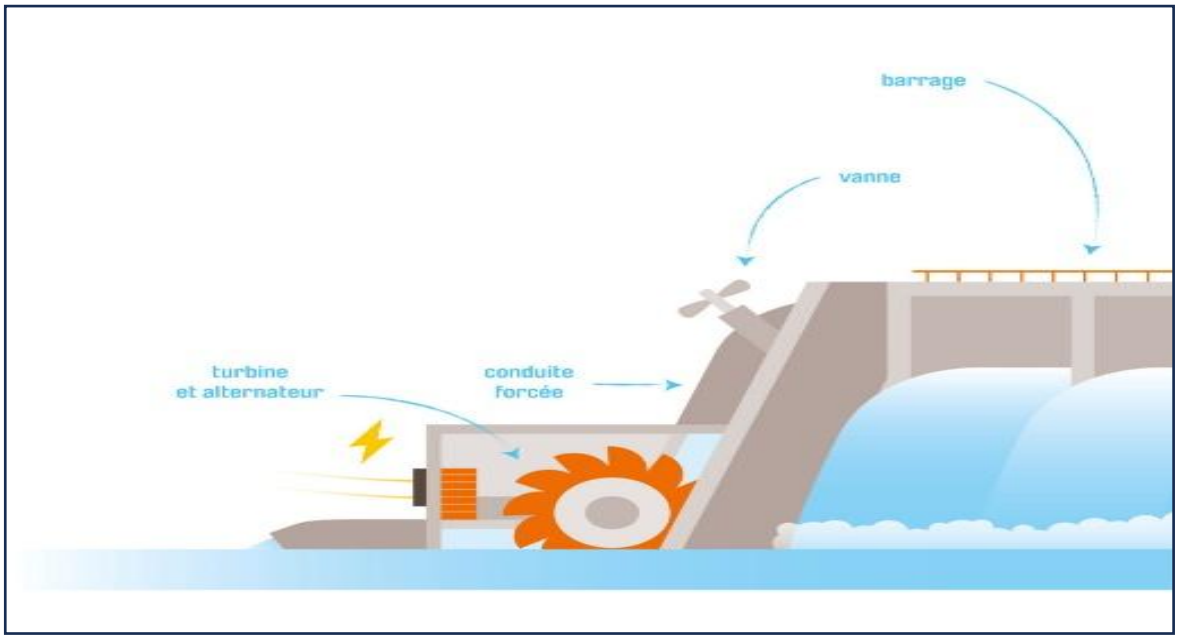


Figure I.7 Schéma d'énergie hydraulique

I.4 Energie éolienne

I.4.1 Définition : L'énergie éolienne est une énergie produite par le vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur ou un moulin à vent.[4] C'est à dire produite par la force du vent. Cette dernière fait tourner des pales reliées à un alternateur qui génère de l'électricité.[7]

Ou autrement dit, L'énergie éolienne est une forme d'énergie renouvelable produite à partir du vent, c'est-à-dire du mouvement de masses d'air généré principalement par l'inégale répartition de l'énergie solaire à la surface de la Terre. Cette différence de chauffage entraîne des variations de pression atmosphérique, qui mettent l'air en mouvement créant ainsi le vent. [8]

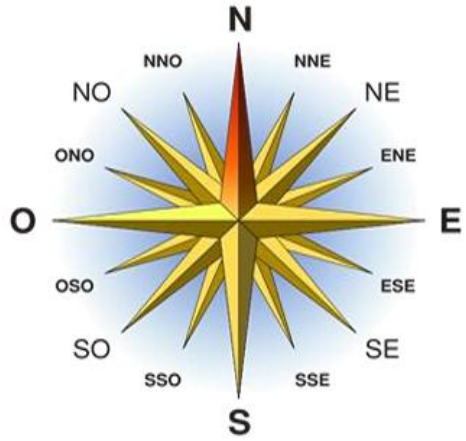


Figure I.8 Rose des vents



Figure I.9 Manche à air



Figure I.10 Éoliennes



Figure I.11 Moulins à vent

I.4.2 Historique détaillé de l'énergie éolienne

1. Origines (Antiquité et Moyen Âge)

- Vers 2000 av. J.-C. : Les premières utilisations du vent pour des moulins à eau ou à grain sont apparues en Mésopotamie et en Perse. [9]
- VIIe siècle (env. 650 ap. J.-C.) : En Perse (Iran), les premiers moulins à vent à axe vertical apparaissent, utilisés pour moudre le grain ou pomper de l'eau. [9]
- XIIe – XIIIe siècle : Transmission de la technologie des moulins à vent au Moyen-Orient puis à l'Europe, notamment aux Pays-Bas, via les Croisades. [10]

2. Révolution industrielle (XVIIIe – XIXe siècle)

- Fin XIXe siècle (~1880) : Aux États-Unis, on assiste à la diffusion massive d'éoliennes à pales multiples (multi-bladed wind turbines) pour pomper de l'eau dans les fermes de l'Ouest américain. [9]

3. Émergence de l'électricité éolienne (fin XIXe – début XXe siècle)

- 1887 : En Écosse, James Blyth, professeur à Anderson's College, construit une petite éolienne pour alimenter sa maison en électricité — premier usage documenté de l'électricité éolienne domestique. [11]
- 1888 : Aux États-Unis, Charles F. Brush développe une éolienne de 12 kW, considérée comme la première éolienne électrique de grande taille (rotor de 17 m). [9]
- 1920–1930 : Aux États-Unis et en Europe, des mini-éoliennes sont utilisées pour électrifier des fermes rurales avant l'arrivée des réseaux électriques. [9]
- **4. Redécouverte post-crises énergétiques (XXe siècle)**
- 1973 et 1979 : Les crises pétrolières déclenchent un regain d'intérêt pour les énergies renouvelables, notamment l'éolien. Les premiers prototypes industriels modernes émergent. [12]
- 1980s : Le Danemark commence à installer des éoliennes industrielles connectées au réseau, devenant le leader mondial. [13]
- 1991 : Mise en service du premier parc éolien offshore au monde à Vindeby, au Danemark. [9]

5. Expansion mondiale (XXIe siècle)

- Depuis 2000 : L'énergie éolienne connaît une croissance exponentielle, portée par les politiques climatiques et la baisse des coûts technologiques. [14]
- 2020 : La capacité mondiale installée dépasse 743 GW [15]
- 2023 : Les principaux pays producteurs sont la Chine, les États-Unis, l'Allemagne, l'Inde, et l'Espagne. [16]

I.4.3 Types d'énergie éolienne

1. **Éolien terrestre (onshore) :**
   L'éolien terrestre désigne les éoliennes installées sur la terre ferme, souvent dans des zones dégagées telles que des plaines, des plateaux ou des crêtes, où les vents sont réguliers.[17]
   Ces installations présentent des avantages logistiques importants : elles sont plus faciles d'accès pour la maintenance et nécessitent des coûts d'investissement inférieurs à ceux des éoliennes en mer. [18]
   Les éoliennes terrestres modernes peuvent produire entre 2 et 4 MW de puissance unitaire selon les modèles et les conditions de vent locales. [20]
   De plus, leur raccordement au réseau électrique est plus simple et plus économique que celui des installations offshores. [21]



Figure I.12 Énergie éolienne onshore

2. **Éolien en mer (offshore) :**
   L'éolien offshore correspond à l'installation d'éoliennes en milieu marin, généralement à plusieurs kilomètres des côtes. Ces zones profitent de vents plus puissants, réguliers et prévisibles, augmentant ainsi la productivité des éoliennes.[19]
   Il existe deux grandes catégories :

- Éolien posé : les éoliennes sont fixées sur des fondations ancrées au fond marin, une technologie maîtrisée jusqu'à environ 50–60 mètres de profondeur.[22]
- Éolien flottant : utilisé pour les zones plus profondes, les turbines sont installées sur des plateformes flottantes maintenues par des câbles d'ancrage.[23] En 2023, certaines éoliennes offshore comme la Haliade-X 12 MW peuvent atteindre une puissance unitaire supérieure à 12 MW, ce qui représente une avancée majeure en matière de rendement.[24] Toutefois, les coûts de construction et d'exploitation sont plus élevés que ceux de l'éolien terrestre, en raison des conditions maritimes et des défis liés au raccordement sous-marin.[19]



Figure I.13 Énergie éolienne offshore

I.4.4 Principe de fonctionnement de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne repose sur la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en énergie électrique à l'aide d'une éolienne.[18]

Une éolienne est constituée principalement des éléments suivants :

- **Le rotor**, qui comprend **les pales** : ces pales captent l'énergie du vent. Leur forme est profilée comme une aile d'avion pour maximiser la portance et provoquer la rotation.[25]
- **Le générateur**, situé dans la nacelle : il convertit l'énergie mécanique issue de la rotation en énergie électrique grâce au principe de l'induction électromagnétique.[26]
- **Le mât**, structure verticale qui soutient la nacelle et permet d'élever les pales à une hauteur optimale pour capter des vents plus réguliers et puissants.[27]
- **La nacelle**, boîtier technique monté au sommet du mât, qui abrite le générateur, le multiplicateur de vitesse (quand il y en a un), le système de freinage, et les équipements de contrôle.[17]

Lorsque le vent souffle, il entraîne la rotation des pales. Cette rotation est transmise à un arbre de transmission, qui est parfois connecté à un multiplicateur pour augmenter la vitesse de rotation avant d'atteindre le générateur.[19]
Le générateur transforme ensuite cette énergie mécanique en électricité. L'électricité produite peut être injectée dans le réseau électrique national ou utilisée localement, par exemple dans des bâtiments proches ou sur des micro-réseaux isolés.[21]

I.4.5 Types d'aérogénérateurs

Les aérogénérateurs sont classés selon plusieurs critères, principalement selon l'orientation de l'axe de rotation, la puissance, et l'environnement d'installation. Les deux grandes familles sont : les éoliennes à axe horizontal et celles à axe vertical ont les classent selon la puissance et selon et l'environnement.

I.4.5.1 Aérogénérateurs à axe horizontal HAWT

Description : Ce sont les plus courants. Leur axe de rotation est parallèle au sol et au vent. Les pales sont orientées face au vent pour capter un maximum d'énergie. [25]

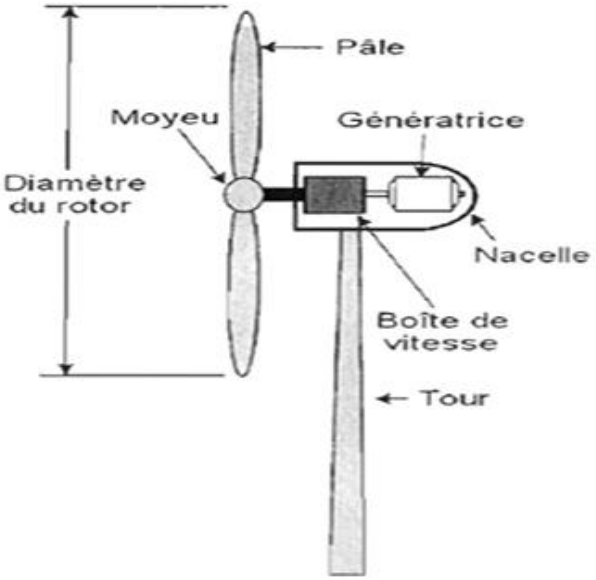


Figure I.14 Turbine à axe horizontal

Avantages :

- Rendement élevé (jusqu'à 45 % du facteur de capacité).
- Technologie mature, bien développée.
- Convient aux installations terrestres et offshore. [18]

Inconvénients :

- Hauteur importante du mât (jusqu'à 160 m).
- Nécessite des systèmes d'orientation (yaw).
- Entretien plus complexe en offshore. [26]

I.4.5.2 Aérogénérateurs à axe vertical VAWT

Description : L'axe de rotation est perpendiculaire au sol, ce qui leur permet de capter le vent quelle que soit sa direction.[26]
Deux grands sous-types :

I.4.5.2.A Type Darrieus

Structure en forme de "croissant" ou "œuf".

- Très bon rendement, mais besoin d'un système de démarrage externe.
- Fonctionne bien en vents forts et constants.[19]

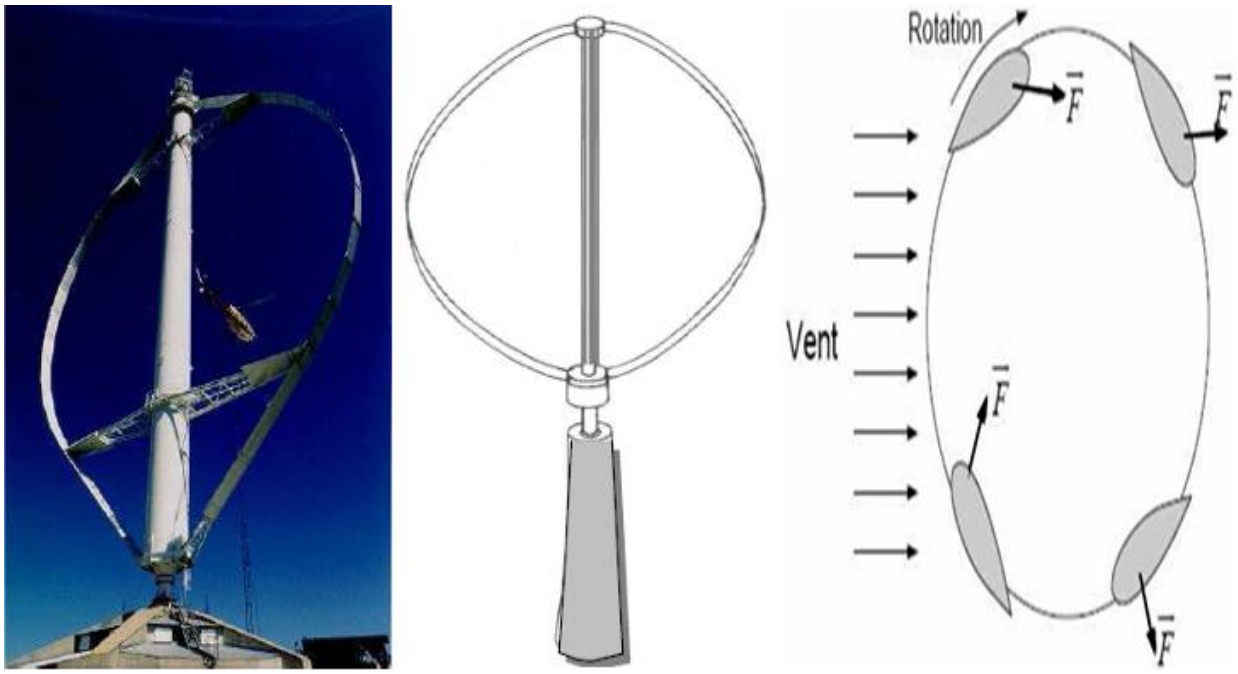


Figure I.15 Turbine à axe vertical type Darrieus

I.4.5.2.B Type Savonius

Forme en semi-cylindres opposés (comme deux demi-barils).

- Faible rendement mais très robuste.
- Fonctionne à basse vitesse de vent.
- Idéal pour pompes à eau ou petites applications rurales.[17]

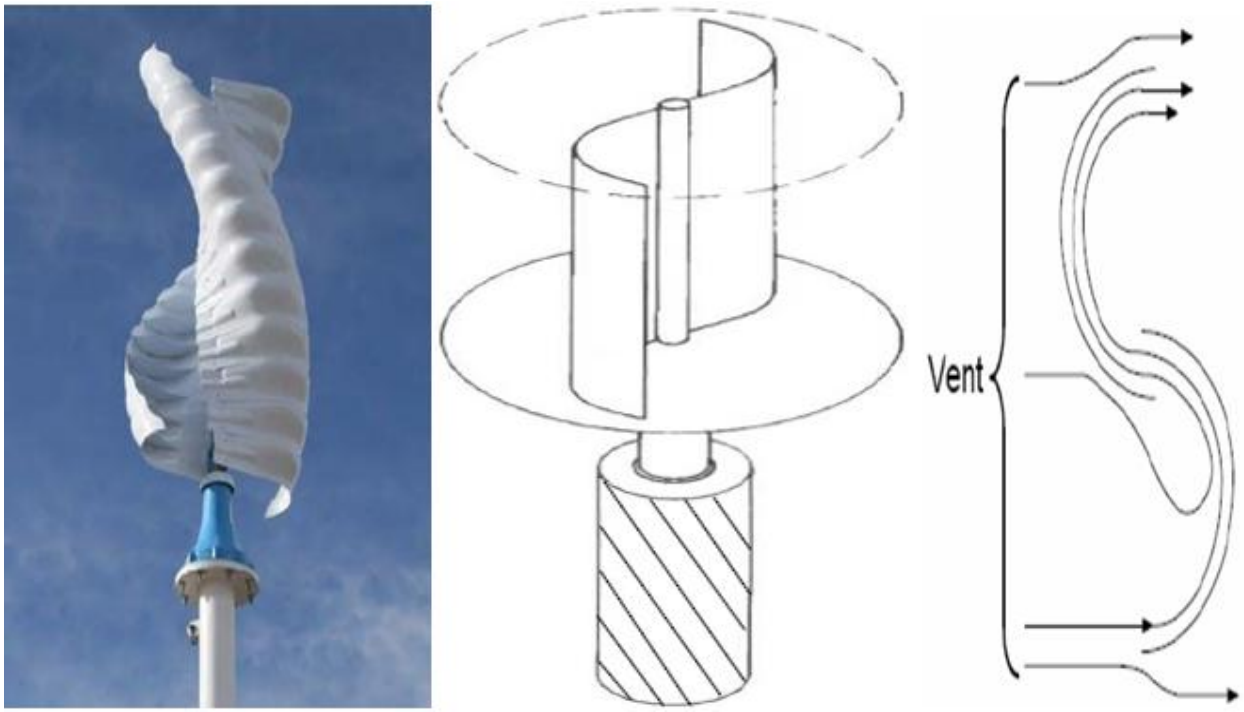


Figure I.16 Turbine à axe vertical type Savonius

Avantages (axe vertical en général) :

- Capte le vent de toutes les directions.
- Peut être installé en milieu urbain ou sur toits.
- Moins de nuisances visuelles et sonores.[19]

Inconvénients (axe vertical en général) :

- Rendement généralement plus faible que l'axe horizontal.
- Moins de développement technologique à grande échelle.[27]

I.4.6 Composants d'un système éolien

Un système éolien de production d'électricité est constitué de plusieurs composants principaux, chacun ayant une fonction spécifique dans la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique utilisable. Voici les éléments essentiels :

I.4.6.1 Les pales

Les pales (ou ailes) captent l'énergie du vent. Elles sont profilées comme des ailes d'avion pour exploiter la portance aérodynamique, ce qui maximise l'efficacité de la rotation.[25]
Les matériaux composites utilisés (souvent fibre de verre ou carbone) permettent une combinaison de légèreté et de résistance.[26] L'efficacité globale de l'aérogénérateur dépend fortement de celle-ci. Plusieurs éléments caractérisent ces dernières tels que : la longueur, la largeur, le profil, le matériau et le nombre.

I.4.6.1.1 Longueur : Le diamètre de l'hélice est en fonction de la puissance désirée, la détermination de ce diamètre fixe aussi la fréquence de rotation maximum, que l'hélice ne devra pas dépasser pour limiter les contraintes en bout de pales dues à la force centrifuge. Il est essentiel de prendre en compte le travail des pales en fatigue et les risques de vibration, surtout pour les très longues pales. Pour les roues à marche lente, ayant une inertie importante, le diamètre reste limité à 8 m à cause de leur comportement lors de rafales du vent. Pour les roues à marche rapide, la longueur des pales peut être grande, supérieure à 30 m.

I.4.6.1.2 Largeur : La largeur des pales intervint pour le couple de démarrage qui sera d'autant meilleur que la pale sera large. Mais pour obtenir des vitesses de rotation élevées, on préférera des pales fines et légères. Le résultat sera donc un compromis.

I.4.6.1.3 Profil : Il est choisi en fonction du couple désiré. Pour la plupart des aérogénérateurs de moyenne et de faible puissance, les pales ne sont pas vrillées. Par contre, pour la plupart des machines de grande puissance ($\geq$ 100 KW), elles le sont, c'est-à-dire qu'elles prennent la forme d'une hélice. Les caractéristiques des différents profils sont déterminées en soufflerie. Ils ont en général été étudiés pour l'aviation (ailes ou hélices).

I.4.6.1.4 Matériaux : Les matériaux choisis doivent répondre aux objectifs techniques d'assurance qualité avec la prise en compte des nouvelles réglementations vis-à-vis du respect de l'environnement. Il est donc important de choisir avec prudence : la classe des fibres, la classe de la matrice et la mousse constituant le sandwich (mousse adaptée à la mise en œuvre). Les caractéristiques mécaniques des matériaux sélectionnés sont déterminées après plusieurs essais de traction, compression, flexion, torsion, délaminage, flambage, fatigue, contrôle de

fibres en volume, etc. Les valeurs obtenues seront comparées aux valeurs calculées en tenant compte des aspects environnementaux et sanitaires qui peuvent être caractérisés par une approche d'éco caractérisation et des éco-coefficients représentatifs de la fonction d'éco-conception.

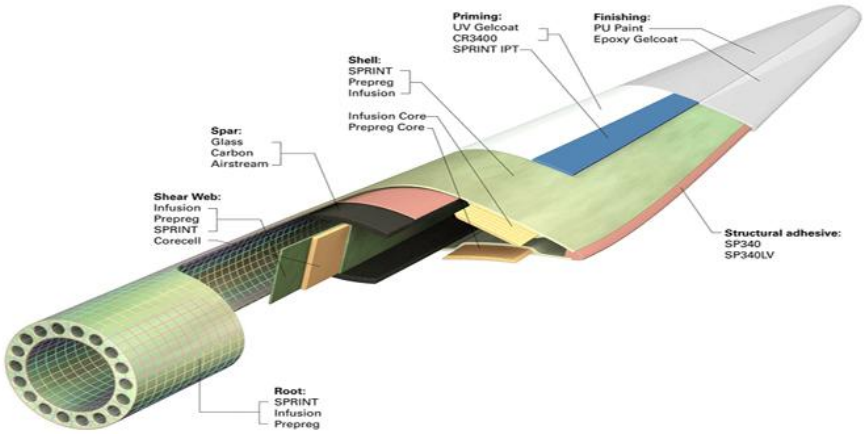


Figure I.17 Conception d'une pale d'éolienne

On rencontre plusieurs types de matériaux :

- **Le bois :** il est simple, léger, facile à travailler et il résiste bien à la fatigue, mais il est sensible à l'érosion, peut se déformer et est réservé pour des pales assez petites.
- **Le lamellé-collé :** c'est un matériau composite constitué d'un empilement de lamelles de bois collées ensemble. Il est possible de réaliser des pales jusqu'à 5 à 6 m de longueur ayant une bonne tenue à la fatigue.
- **Les alliages d'aluminium :** pour des pales allant principalement jusqu'à 20 m de longueur.
- **Les matériaux composites :** Leur intérêt est de permettre la réalisation de toutes les formes et dimensions, ainsi que d'obtenir les caractéristiques mécaniques exactes recherchées : pale vrillée, corde évolutive et changement de profil.

I.4.6.1.5 Nombre de pales : Les éoliennes à marche lente ont généralement entre 20 et 40 ailettes et ont un couple de démarrage proportionnel au nombre de pales et au diamètre ; leur rendement par rapport à la limite de Betz (voir Annexe A) est faible, car leur vitesse en bout de pale est limitée. Les éoliennes à marche rapide sont généralement bipales ou tripales. La roue bipale est la plus économique et la plus simple, mais elle est génératrice de vibrations qui peuvent être importantes. La roue tripale présente moins de risque de vibration, d'où fatigue et bruit plus faibles, mais elle est plus compliquée et plus lourde.[28]

I.4.6.2 Le rotor

Le rotor est l'ensemble constitué des pales et du moyeu qui les relie à l'arbre de transmission. Il capte l'énergie cinétique du vent et la transforme en énergie mécanique de rotation.[18]
Sa taille (diamètre) détermine la quantité d'énergie que l'éolienne peut capter : plus il est grand, plus la surface balayée par les pales est importante.[27] L'éolienne compte habituellement deux ou trois pales, le rotor à trois pales réduit les contraintes mécaniques que subit le système, mais son coût est plus élevé. On trouve deux types de rotors :

- **Les rotors à pas variable :** le mécanisme est presque idéal, car on optimise la vitesse de rotation et la puissance (presque constante), en fonction du vent disponible. Mais un tel dispositif est complexe et coûteux.
- **Les rotors à pas fixe :** ralentir automatiquement à partir d'une certaine vitesse. La conception des pales conduit à un effet aérodynamique qui réduit l'efficacité du rotor. Cette technologie entraîne néanmoins une variation plus importante des vitesses du rotor et exige de réguler davantage le courant de sortie. En outre, par vents forts, et bien que la turbine ralentisse, les pales, toujours face au vent, exercent de fortes pressions sur la nacelle et le mât.[28]

I.4.6.3 L'arbre de transmission (ou arbre lent)

Il transmet la rotation du rotor vers le multiplicateur ou directement vers le générateur dans les éoliennes à entraînement direct. Il doit supporter de fortes charges mécaniques.[26]

I.4.6.4 Le multiplicateur de vitesse

Cet engrenage augmente la vitesse de rotation de l'arbre (de 10–30 tr/min à environ 1 000–1 800 tr/min) pour permettre au générateur de fonctionner efficacement.[19]
Dans certaines éoliennes modernes à entraînement direct, ce composant est absent, ce qui réduit l'usure mécanique.[21]

I.4.6.5. Le générateur électrique

Il convertit l'énergie mécanique en électricité via le principe de l'induction électromagnétique.[25] Il existe plusieurs types de générateurs :

I.4.6.5.1. Générateur asynchrone (ou à induction)

Description :

Fonctionne sans aimants. L'induction du courant est provoquée par le champ tournant du stator. Il peut être à rotor bobiné ou à cage d'écureuil.[11]

Avantages :

- Simple, robuste, peu coûteux.
- Bon comportement vis-à-vis des variations de charge.
- Compatible avec les systèmes à vitesse variable (avec électronique de puissance)

Inconvénients :

- Consomme de la puissance réactive (nécessite compensation).
- Nécessite une alimentation extérieure pour l'excitation.[29]

I.4.6.5.2. Générateur synchrone

Description :

Fonctionne à vitesse synchrone. Il peut être :

- À aimants permanents (PMSG : Permanent Magnet Synchronous Generator).
- À rotor bobiné (WRSG: Wound Rotor Synchronous Generator).[30]

Avantages :

- Très bon rendement énergétique.
- Fonctionne à vitesse variable.
- Ne consomme pas de puissance réactive (aimants permanents).[11]

Inconvénients :

- Coût plus élevé, surtout avec les aimants permanents (néodyme).
- Technologie plus complexe à contrôler.[29]

I.4.6.5.3. DFIG

Description :

Générateur à induction à double alimentation, largement utilisé dans les éoliennes à vitesse variable.[30] Le rotor est connecté à un convertisseur de fréquence via des balais.[11]

Avantages :

- Permet la variation de vitesse (±30 % autour de la vitesse synchrone).
- Faible coût des convertisseurs (taille réduite à 30 % de la puissance nominale).
- Technologie dominante dans l'éolien terrestre.

Inconvénients :

- Entretien des balais.
- Sensibilité aux variations du réseau.[29]

I.4.6.5.4. Générateur à courant continu (DC generator)

Description :

Historiquement utilisé dans les petites éoliennes ou dans les systèmes isolés. Transforme directement l'énergie mécanique en courant continu.[31]

Avantages :

- Simplicité de fonctionnement pour petites puissances.
- Facile à connecter à des batteries ou systèmes en autonomie.

Inconvénients :

- Moins efficace pour les puissances élevées.
- Moins utilisé dans les systèmes modernes raccordés au réseau.[31]

I.4.6.6 La nacelle

C'est le boîtier situé au sommet du mât. Elle abrite tous les composants mécaniques et électriques cités ci-dessus : rotor, arbre, multiplicateur, générateur, et les systèmes de contrôle, de refroidissement et de sécurité.[17]

I.4.6.7 Le mât (ou tour)

Il supporte la nacelle et permet de positionner les pales à une hauteur suffisante (souvent entre 80 et 140 m) pour capter des vents plus forts et réguliers.[20] Les mâts sont généralement en acier tubulaire ou en béton précontraint.[26]

I.4.6.8 Le système d'orientation (yaw system)

Ce système permet à la nacelle de s'orienter face au vent automatiquement grâce à un moteur électrique et un anémomètre. Il optimise la captation de l'énergie.[18]

I.4.6.9 Le système de contrôle

Des capteurs (anémomètres, girouettes, capteurs de température, etc.) assurent la surveillance continue du fonctionnement de l'éolienne. Le système ajuste la vitesse, l'orientation et déclenche l'arrêt en cas de conditions extrêmes.[25]

I.4.6.10 Le système de freinage

Il permet d'arrêter le rotor en cas de tempêtes ou de maintenance. Il peut être mécanique (frein à disque) ou aérodynamique (orientation des pales pour réduire leur prise au vent).[26]

I.4.6.11 Le transformateur et le poste de raccordement

L'électricité produite est souvent en basse tension (690 V à 1 kV) et doit être transformée en haute tension (20 kV ou plus) pour être injectée dans le réseau électrique.[21]

I.4.7 La capacité mondiale installée de l'énergie éolienne de 2013 à 2023

La capacité cumulée de la puissance éolienne installée dans le monde s'élevait à environ 1021 gigawatts en 2023. La puissance éolienne terrestre représentait la majorité de la capacité totale de puissance éolienne.[32]

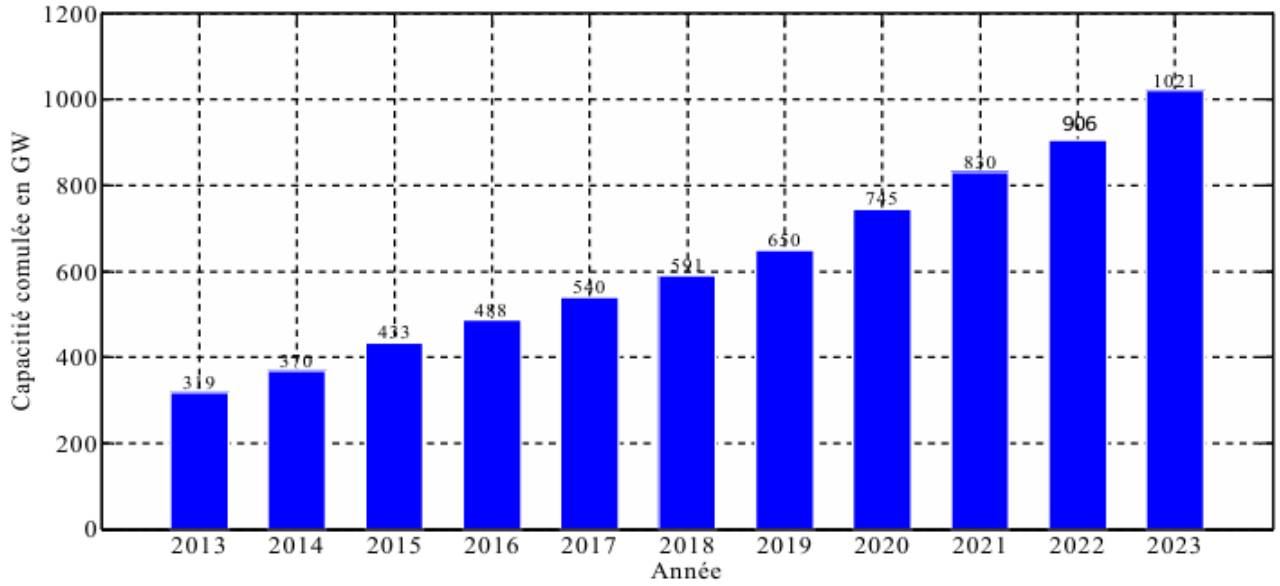


Figure I.18 Capacité éolienne cumulée dans le monde entier

I.4.8 Le gisement éolien en Algérie

L'Algérie possède un régime de vent modéré (2 à 6 m/s). Au Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et ainsi que dans la région délimitée par Bejaïa au Nord et Biskra au Sud. Le Sud est, quant à lui, caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-ouest avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar. Ce potentiel énergétique peut être exploité pour le pompage d'eau, particulièrement sur les hauts plateaux.[33] L'Algérie présente un potentiel éolien considérable qui peut être exploité pour la production d'énergie électrique, surtout dans le sud où les vitesses de vents sont élevées et peuvent dépasser 4 m/s (6 m/s dans la région de Tindouf), et jusqu'à 7 m/s dans la région d'Adrar.

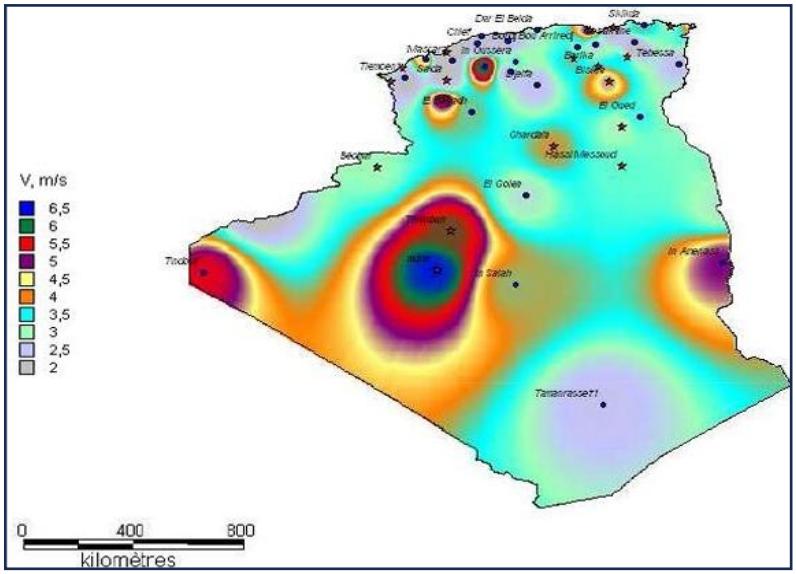


Figure I.19 Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent en (m/s) en Algérie

Les ressources énergétiques de l'Algérie ont déjà été estimées par le CDER (Centre de Développement des Énergies Renouvelable) depuis les années 90 à travers la production des Atlas de la vitesse du vent et du potentiel énergétique éolien disponible en Algérie. Ceci a permis l'identification de huit zones ventées susceptibles de recevoir des installations éoliennes :

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

La réalisation de la première ferme éolienne en Algérie, d'une puissance de 10 MW à Adrar (sud-ouest), a été confiée Janvier 2010 au groupe français VERGNET. Ce dernier a été retenu par la Compagnie de l'Engineering de l'Électricité et du Gaz (CEEG), filiale du groupe SONELGAZ .Le potentiel éolien de ces régions a été estimé à 172 TWh/an dont 37 TWh/an économiquement exploitable soit l'équivalent de 75 % des besoins nationaux en 2007.Les trois régions situées au sud-ouest du Sahara (Tindouf, In Salah et Adrar) semblent être les plus favorables à l'installation de fermes éoliennes, car elles cumulent à elles seules un potentiel économique approchant les 24 TWh/an. La figure () présente la carte des vents en Algérie établie par le centre de développement des énergies renouvelables CDER, division énergie éolienne.[28]

I.4.9 Les avantages et les Inconvénients

I.4.9.1 Avantages de l'énergie éolienne

1. Énergie renouvelable et inépuisable : Le vent est une source d'énergie naturelle, gratuite et inépuisable à l'échelle humaine.[18]
2. Aucune émission de gaz à effet de serre en phase d'exploitation Contrairement aux énergies fossiles, l'éolien ne génère ni CO_2, ni polluants atmosphériques lors de la production d'électricité.[17]
3. Réduction de la dépendance aux énergies fossiles : Le développement de l'éolien permet de diversifier le mix énergétique et de réduire la dépendance au gaz, au pétrole ou au charbon.[21]
4. Temps de retour énergétique faible : Une éolienne rembourse en moyenne en 6 à 12 mois l'énergie utilisée pour sa fabrication, son installation et son démantèlement, pour une durée de vie de 20 à 25 ans.[19]
5. Faible coût d'exploitation : Une fois installée, une éolienne présente des coûts de fonctionnement et d'entretien relativement bas.[27]
6. Création d'emplois : Le secteur éolien génère des emplois locaux qualifiés dans l'ingénierie, la construction, la maintenance et la logistique.[22]
7. Utilisation partielle des sols : L'éolien terrestre permet une cohabitation avec d'autres activités comme l'agriculture ou l'élevage.[17]
8. Temps d'installation plus court que pour les centrales nucléaires ou thermiques Une ferme éolienne peut être mise en service en moins de 2 ans, y compris les procédures administratives.[18]
9. Technologie mature et évolutive : Les performances et le rendement des éoliennes ne cessent de progresser, notamment grâce à l'augmentation de la taille des rotors et des hauteurs de mât.[34]

I.4.9.2 Inconvénients de l'énergie éolienne

1. Intermittence de la production : La production dépend directement du vent, qui est une ressource variable. L'éolien nécessite donc des solutions de stockage ou de complémentarité avec d'autres sources d'énergie.[18]
2. Impact visuel et paysager : Les éoliennes sont souvent perçues comme des éléments perturbateurs du paysage, en particulier dans les zones rurales ou touristiques.[17]
3. Bruits mécaniques et aérodynamiques : Les pales produisent un bruit de type "whoosh" lors de leur passage, ce qui peut déranger les habitants proches.[21]
4. Impact sur la biodiversité (oiseaux et chauves-souris) : Il existe un risque de collision entre les animaux volants et les pales, bien qu'il soit limité par des mesures d'atténuation.[35]
5. Nécessite de grandes surfaces pour les fermes éoliennes : Bien que le sol reste utilisable, la densité énergétique (énergie produite par surface) de l'éolien est plus faible que celle d'une centrale thermique ou nucléaire.[25]
6. Dépendance au réseau électrique : Une forte intégration de l'éolien dans le mix énergétique exige des réseaux intelligents et des infrastructures de transport d'électricité adaptées.[19]
7. Durée de vie limitée : Les éoliennes ont une durée de vie moyenne de 20 à 25 ans, après quoi elles doivent être démantelées ou remplacées.[35]
8. Coûts d'investissement initiaux élevés : Bien que les coûts aient baissé, l'installation initiale reste coûteuse, en particulier pour l'éolien offshore.[21]
9. Difficultés d'acceptabilité sociale : Les projets rencontrent parfois une opposition locale liée aux effets sur le cadre de vie, ce qui peut retarder ou bloquer leur développement.[17]

I.5 Conclusion

À l'ère où les défis climatiques et énergétiques se multiplient, les énergies renouvelables apparaissent comme une réponse incontournable pour bâtir un avenir durable. Parmi elles, l'énergie éolienne s'est progressivement imposée comme l'une des solutions les plus prometteuses, tant par son potentiel de production que par sa faible empreinte environnementale. Les énergies renouvelables, et plus particulièrement l'éolien, ne sont plus des options d'appoint, mais des piliers essentiels de la stratégie énergétique mondiale. Leurs bénéfices environnementaux, économiques et sociaux en font des leviers puissants pour atteindre les objectifs de développement durable.

Ce panorama général a permis de mettre en lumière l'importance stratégique des énergies renouvelables, et plus spécifiquement de l'énergie éolienne, dans la transition énergétique actuelle. En alliant technologie, performance et respect de l'environnement, l'éolien incarne une voie concrète vers une production d'énergie propre, fiable et soutenable. Toutefois, comme toute technologie industrielle, les systèmes éoliens ne sont pas exempts de risques, qu'ils soient d'ordre technique, humain, environnemental ou organisationnel.

Néanmoins, pour tirer pleinement parti de ces technologies, il est indispensable d'identifier et de maîtriser les éventuelles sources de défaillance. C'est dans cette perspective que s'inscrit le chapitre suivant, consacré à l'étude des méthodes d'analyse des risques. Ces outils méthodologiques permettent d'anticiper les incidents potentiels, d'évaluer leur impact et de proposer des mesures correctives adaptées, en vue d'optimiser non seulement la sûreté et la performance, mais aussi la résilience des systèmes éoliens tout au long de leur cycle de vie.

Chapitre II

II.1 Introduction

II.2 Les méthodes d'analyse des risques

II.3 Méthodes complémentaires d'aide à la décision

II.4 Comparaison des méthodes d'analyse des risques

II.5 Avantages et Inconvénients des méthodes d'analyse des risques

II.6 Conclusion

II.1 Introduction

La gestion des risques constitue aujourd'hui un pilier fondamental dans les démarches de planification, de décision et de prévention, que ce soit dans les secteurs industriels, organisationnels, sanitaires, environnementaux ou numériques. Au cœur de cette approche se trouvent les méthodes d'analyse des risques, qui permettent d'identifier, d'évaluer, de hiérarchiser et de traiter les menaces susceptibles d'affecter la sécurité des personnes, des biens, des systèmes ou de l'environnement.

Ce chapitre propose une exploration structurée des principales méthodes utilisées pour l'analyse des risques. Ces méthodes, qu'elles soient qualitatives, semi-quantitatives ou quantitatives, offrent une diversité d'approches adaptées à différents contextes et niveaux de complexité. Elles permettent non seulement de diagnostiquer les vulnérabilités potentielles, mais aussi de mettre en place des mesures de maîtrise appropriées, en fonction du degré de criticité des risques identifiés.

L'objectif de ce chapitre est donc de présenter, de manière synthétique et comparative, les outils et techniques les plus couramment mobilisés dans l'analyse des risques. Cette présentation vise à éclairer les critères de choix méthodologique, les domaines d'application spécifiques, ainsi que les limites et les complémentarités entre les différentes approches.

II.2 Les méthodes d'analyse des risques :

Il existe plusieurs méthodes d'analyses des risques dans différents domaines et dans notre étude on a choisi de présenter les plus fréquemment utilisées. On peut diviser les méthodes d'analyse des risques en trois : des méthodes qualitatives, semi-quantitatives et quantitatives.

II.2.1 Méthodes qualitatives : Ces méthodes reposent sur des jugements experts, des grilles ou des matrices tel que HAZOP, SWIFT… etc.

II.2.2 Méthodes semi-quantitatives : Elles associent une appréciation subjective à des critères quantifiables via une échelle de notation comme AMDEC, ICR, MCR, LOP… etc.

II.2.3 Méthodes quantitatives : Elles utilisent des données chiffrées, des probabilités et des modélisations prenant l'exemple de l'add, l'ade… etc.

Voici un tableau explicatif :

Méthodes qualitatives	
La méthode	**La description**
HAZOP	Analyse systématique des déviations dans un procédé technique ; très utilisée en chimie et ingénierie
SWIFT	Technique structurée de brainstorming basée sur le "Et si..."
Check-lists	Utilisation de listes préétablies de risques courants
SWOT	Outil stratégique utilisé parfois pour une première évaluation des risques externes et internes
Méthodes semi-quantitatives	
La méthode	**La description**
AMDEC (FMECA)	Étudie les défaillances potentielles et leur impact ; très utilisée en industrie et qualité
Matrice de criticité des risques	Évalue la probabilité et la gravité pour prioriser les risques (souvent 3×3 ou 5×5)
ICR	Utilisé dans l'AMDEC pour donner un score (Gravité × Fréquence × Détectabilité)
LOPA	Analyse par couches de protection ; semi-quantitative entre HAZOP et quantitatif
Méthodes quantitatives	
La méthode	**La description**
FTA ou ADD	Méthode déductive pour identifier les causes d'un événement redouté
ETA ou ADE	Méthode inductive à partir d'un événement initial
Analyse bayésienne des risques	Utilise les probabilités conditionnelles pour modéliser l'incertitude
Monte Carlo	Simule plusieurs scénarios en utilisant des distributions statistiques

Tableau II.1 Récapitulatif des méthodes d'analyse des risques

II.2.1 Méthodes qualitatives

II.2.1.1 HAZOP

Définition :

Le HAZOP est une méthode structurée et inductive d'analyse des risques utilisée pour identifier les écarts de fonctionnement possibles dans un système (généralement industriel), en analysant les déviations par rapport aux intentions de conception à l'aide de mots-clés (ex. : plus, moins, aucun, partiel, etc.).[41]

Mode d'emploi :

1. Diviser le système en unités fonctionnelles appelées nœuds d'étude (ex. : segments de tuyauterie, unités de traitement).[41]
2. Pour chaque nœud, définir la fonction attendue (ex. : « transporter 10 m^3/h d'ammoniac liquide à 5 bar »).[42]
3. Appliquer une liste de mots-clés combinés à des paramètres du procédé (débit, pression, température…) pour générer des déviations (ex. : « plus débit » = débit trop élevé).[41]
4. Pour chaque déviation, identifier :
    - les causes possibles (ex. : vanne bloquée ouverte).
    - les conséquences (ex. : surpression).
    - les mesures de protection existantes (ex. : soupape de sécurité).
    - les actions recommandées (ex. : ajout d'alarme).[43]
5. Documenter et suivre les actions correctives proposées.[42]

Domaines d'application :

- Industrie chimique et pétrochimique (raffineries, unités de production).[41]
- Centrales nucléaires (analyse de la défaillance de composants critiques).{42]
- Industrie pharmaceutique (validation des procédés de fabrication stérile).[43]

Exemple :

Dans un réacteur de polymérisation, un mot-clé « plus température » appliqué au paramètre « température » révèle le risque de réaction exothermique incontrôlée. Une cause identifiée est la panne du système de refroidissement. Conséquence : explosion. Une action recommandée est l'ajout d'un capteur de température redondant.[41]

II.2.1.2 SWIFT

Définition :
La méthode SWIFT est une approche qualitative, structurée et semi-formelle, basée sur des questions de type « Et si ? » pour identifier des scénarios de risques. Elle s'appuie sur la créativité et l'expertise collective pour examiner les déviations possibles dans un système, sans la rigueur formelle du HAZOP, mais avec plus de flexibilité**.**[42]

Mode d'emploi :

1. Constituer une équipe pluridisciplinaire (ingénieurs, exploitants, maintenance…).[42]
2. Définir le périmètre du système ou processus à analyser (ex. : zone de stockage, machine, fonction critique).[41]
3. Formuler des questions « Et si... » (What if).
    - Et si la température dépasse les limites ?
    - Et si une vanne reste ouverte ?
    - Et si l'alimentation électrique est interrompue ?[44]
4. Pour chaque question, analyser :
    - les conséquences possibles
    - les mesures existantes
    - les actions préventives ou recommandations éventuelles.[42]
5. Documenter les scénarios et suivre les mesures proposées.[42]

Domaines d'application :

- Industries à risques modérés, pour lesquelles une analyse lourde comme HAZOP est inadaptée.[42]
- Projets en phase de conception (pré-analyse rapide de faisabilité).[44]
- Installations en exploitation, comme mesure périodique de revue de sécurité

Exemple :
Dans une installation de stockage de solvants, l'équipe pose la question : « Et si la ventilation tombe en panne ? »
→ Risque identifié : accumulation de vapeurs inflammables
→ Conséquence : explosion
→ Mesures existantes : capteur de gaz, alarme
→ Action proposée : test périodique du capteur.[42]

II.2.1.3 Checklist

Définition :

La méthode par checklist est une approche systématique, simple et rapide qui consiste à utiliser une liste prédéfinie de questions ou de critères pour vérifier la conformité, détecter les défaillances potentielles ou évaluer des risques. Elle repose sur l'expérience acquise et les normes applicables.[42]

Mode d'emploi :

1. Définir l'objectif de la checklist (sécurité, conformité, qualité, etc.) et le système à auditer.[42]
2. Élaborer ou adapter une liste de vérification basée sur :
    - des normes (ex. : ISO, NFPA, OSHA)
    - des incidents passés
    - des exigences internes.[47]
3. Vérifier point par point chaque élément de la liste en observant le système et en interrogeant les opérateurs. [42]
4. Documenter les écarts observés et proposer des mesures correctives.[45]
5. Mettre à jour régulièrement la checklist selon les évolutions techniques ou retour d'expérience.[42]

Domaines d'application :

- Inspection de sécurité en milieu industriel.[42]
- Audit qualité (ISO 9001, ISO 14001…).[46]
- Contrôle périodique des équipements ou installations (ex. : EPI, extincteurs, machines).[47]

Exemple :
Lors de l'inspection d'une unité de stockage de produits chimiques, la checklist contient la question :
→ « Les fûts sont-ils étiquetés correctement ? »
Résultat : 5 fûts sans identification → Action : mise en quarantaine + étiquetage réglementaire.[48]

II.2.1.4 SWOT

Définition :
La méthode SWOT est une technique d'analyse stratégique qui consiste à identifier les forces (S), faiblesses (W), opportunités (O) et menaces (T) d'un projet, d'une organisation ou d'un environnement. Elle permet d'avoir une vision globale et synthétique de la situation pour faciliter la prise de décision.[49]

Mode d'emploi :

1. Identifier les forces internes : éléments positifs internes (compétences, ressources, réputation…).[50]
2. Identifier les faiblesses internes : manques, vulnérabilités, limitations organisationnelles ou techniques.[49]
3. Repérer les opportunités externes : tendances favorables, évolution du marché, nouvelles technologies.[51]
4. Détecter les menaces externes : concurrence, changement réglementaire, crises économiques ou environnementales.[52]
5. Construire une matrice SWOT à 4 quadrants pour croiser les données et identifier les stratégies adaptées (ex. : maximiser les forces pour exploiter les opportunités, réduire les faiblesses face aux menaces, etc.).[49]

Domaines d'application :

- Gestion de projet : diagnostic stratégique initial.[53]
- Planification d'entreprise ou d'organisme public.[54]
- Lancement de produit ou repositionnement marketing.[49]

Exemple :
Une PME spécialisée dans l'éolien :

Forces : savoir-faire technique reconnu, brevets

Faiblesses : dépendance à un seul fournisseur

Opportunités : croissance du marché des énergies renouvelables

Menaces : concurrence étrangère agressive
→ Stratégie : diversification des fournisseurs pour mieux exploiter la croissance du secteur.[50]

II.2.2 Méthodes semi-quantitatives

II.2.2.1 AMDEC

Définition :

L'AMDEC est une méthode d'analyse systématique, préventive et hiérarchisée des risques qui vise à identifier les défaillances potentielles d'un système, à en analyser les conséquences, et à évaluer leur criticité selon trois critères : gravité, probabilité d'occurrence, et détectabilité.[36]

Mode d'emploi :

1. Lister les composants ou fonctions du système analysé.[36]
2. Identifier pour chaque composant les modes de défaillance potentiels.[37]
3. Décrire les effets de chaque défaillance sur le système.[36]
4. Évaluer :
    - Gravité (S) : importance de l'effet.
    - Occurrence (O) : fréquence probable.
    - Détectabilité (D) : capacité à détecter la défaillance avant qu'elle ait un effet.[38]
5. Calculer l'indice de criticité (IPR ou RPN) :
   IPR=S×O×D. [37]
6. Prioriser les actions correctives selon les scores d'IPR.[36]

Domaines d'application :

- Automobile : fiabilité des composants (ex. : moteur, freins).[39]
- Dispositifs médicaux : conformité FDA / ISO 14971.[37]

Exemple :
Dans une unité de production, une pompe peut tomber en panne (mode de défaillance). L'effet est une interruption de la chaîne de fabrication. Si on évalue la gravité à 8, la fréquence à 6, et la détectabilité à 4, alors :

IPR=8×6×4=192

Ce score élevé justifie une action immédiate, comme l'ajout d'un capteur de vibration.[40]

II.2.2.2 Matrice de criticité des risques

Définition :

La matrice de criticité des risques est un outil graphique permettant d'évaluer et de classer les risques en croisant deux dimensions principales : la gravité de l'effet et la vraisemblance (ou probabilité) d'occurrence. Elle facilite la hiérarchisation des risques et la définition des priorités d'action.[55]

Mode d'emploi :

1. Identifier les dangers ou scénarios de risques.
2. Attribuer une note de gravité (souvent de 1 à 5).
3. Attribuer une note de probabilité d'occurrence.
4. Placer chaque risque dans la matrice (généralement une grille 5x5).
5. Utiliser un code couleur (vert, jaune, rouge) pour lire visuellement les priorités d'actions.[56]

Domaines d'application :

- Gestion de projet (analyse de risques contractuels ou financiers)
- Industries à risques (chimie, nucléaire, pétrochimie)
- Maintenance prévisionnelle et préventive.[57]

Exemple :

Un risque de fuite chimique dans un atelier est évalué avec une gravité de 4 (dommages sérieux) et une probabilité de 3 (occasionnelle). La matrice indique un risque moyen à élever, ce qui justifie des actions correctives (meilleure étanchéité, capteurs de détection).[58]

II.2.2.3 ICR

Définition :

L'indice de criticité des risques (ICR) est une valeur calculée permettant de quantifier le niveau de risque associé à un événement redouté. Il est généralement obtenu par la formule :

ICR = Gravité (S) × Probabilité (P) × Détectabilité (D)

ou parfois simplement : ICR = S × P, selon les secteurs. Cet indice permet de hiérarchiser les risques pour orienter les actions correctives.[37]

Mode d'emploi :

1. Identifier le danger ou le mode de défaillance.
2. Évaluer sa gravité (S) sur une échelle (souvent de 1 à 10).
3. Estimer sa probabilité d'occurrence (P).
4. Évaluer la détectabilité (D), c'est-à-dire la capacité à détecter le problème avant qu'il ne se produise (plus la détectabilité est faible, plus la note est élevée).
5. Multiplier les trois critères : ICR = S × P × D. [38]

Domaines d'application :

- Gestion des risques industriels
- Conception de produits (automobile, aéronautique)
- Maintenance préventive et prédictive.[36]

Exemple :

Dans un système de freinage, une défaillance des plaquettes a une gravité = 9, une probabilité = 2, et une détectabilité = 3 → ICR = 9 × 2 × 3 = 54. Si le seuil critique est fixé à 50, ce risque nécessite une mesure corrective (amélioration de la détection ou du contrôle qualité).[40]

II.2.2.4 LOPA

Définition :

La méthode LOPA est une technique semi-quantitative d'analyse des risques permettant d'évaluer si les couches de protection en place autour d'un scénario dangereux sont suffisantes pour atteindre un niveau de risque acceptable. Elle repose sur l'identification d'un événement initiateur, l'évaluation de sa fréquence et la prise en compte des barrières de sécurité indépendantes.[59]

Mode d'emploi :

1. Définir le scénario dangereux (événement initiateur + conséquences).
2. Estimer la fréquence d'occurrence de l'événement initiateur.
3. Identifier les couches de protection indépendantes (IPL) : alarmes, soupapes, systèmes automatiques, etc.
4. Calculer la réduction de risque apportée par chaque couche (en général un facteur de 10).
5. Comparer la fréquence finale du scénario avec le critère de tolérance au risque de l'organisation.[59]

Domaines d'application :

- Industrie chimique et pétrochimique
- Conception d'installations industrielles (procédés continus)
- Analyse SIL (niveau d'intégrité de sécurité des systèmes instrumentés).[60]

Exemple :

Dans une unité de réaction exothermique, un scénario critique est l'accumulation thermique. L'événement initiateur est la défaillance de la vanne de refroidissement (fréquence : 1×10^{-2}/an). Trois couches de protection sont identifiées : un capteur de température avec alarme, un système de coupure automatique, et une soupape de décharge. Chaque couche offre une réduction d'un facteur 10 → fréquence finale estimée : 1×10^{-5}/an, ce qui peut être acceptable selon les normes internes.[59]

II.2.3 Méthodes quantitatives

II.2.3.1 FTA ou ADD

Définition :
La méthode FTA est une technique d'analyse déductive des risques qui consiste à modéliser les combinaisons d'événements pouvant conduire à un événement indésirable (appelé événement redouté), sous forme d'un arbre logique utilisant des portes (ET, OU). Elle permet d'identifier les causes racines et de calculer la probabilité d'occurrence de l'événement redouté.[61]

Mode d'emploi :

1. Définir l'événement redouté (panne, accident, etc.).
2. Construire l'arbre de défaillance à l'aide de portes logiques (OU = redondance, ET = conjonction).
3. Identifier tous les événements de base menant à l'événement redouté.
4. Attribuer une probabilité à chaque événement de base (si analyse quantitative).
5. Calculer la probabilité de l'événement redouté et identifier les scénarios critiques.[62]

Domaines d'application :

- Systèmes de sécurité industriels (énergie, chimie, nucléaire)
- Aéronautique et spatial (sécurité des systèmes complexes)
- Analyse de la fiabilité dans les systèmes automatisés.[63]

Exemple :
Dans un système de refroidissement nucléaire, l'événement redouté est la perte totale de refroidissement. L'arbre de défaillance identifie plusieurs causes : panne de pompe, coupure électrique, capteur défectueux. En affectant à chaque événement une probabilité, la probabilité globale de défaillance du système est estimée à 4×10^{-5}/an.[61]

II.2.3.2 ETA ou ADE

Définition :
L'ETA est une méthode d'analyse inductive utilisée pour explorer les conséquences possibles d'un événement initiateur, en examinant de manière systématique les réponses successives du système à travers des embranchements logiques. Elle permet d'identifier les scénarios d'accidents potentiels et leurs probabilités, en modélisant les défaillances ou les réussites des barrières de sécurité.[61]

Mode d'emploi :

1. Identifier l'événement initiateur (ex. : perte de confinement, fuite…).
2. Lister les fonctions de sécurité ou barrières successives.
3. Construire un arbre représentant les succès ou échecs de chaque barrière (embranchements).
4. Calculer les probabilités de chaque chemin (scénario final) si données disponibles.
5. Identifier les scénarios critiques nécessitant une action.[62]

Domaines d'application :

- Industrie nucléaire (analyse des scénarios post-incident)
- Gestion des risques dans le transport aérien et ferroviaire
- Prévention des accidents majeurs (Seveso, ICPE).[42]

Exemple :
Événement initiateur : une surpression se produit dans un réacteur. L'arbre d'événements explore si l'alarme de pression fonctionne, si l'opérateur réagit correctement, et si la soupape de sécurité fonctionne. Plusieurs scénarios se dessinent (aucun dommage, incident mineur, accident majeur), chacun associé à une probabilité.[61]

II.2.3.3 Analyse bayésienne des risques

Définition :
L'analyse bayésienne des risques repose sur la théorie de Bayes, qui permet de mettre à jour les probabilités des événements en fonction des informations nouvelles (ou observations). Elle est particulièrement utile en situation d'incertitude ou lorsque les données sont incomplètes. Elle permet d'intégrer des données historiques, des opinions d'experts, et des observations récentes pour réévaluer dynamiquement les risques.[64]

Mode d'emploi :

1. Définir une probabilité a priori pour un événement (sur la base de l'expérience, données historiques ou jugement d'expert).
2. Recueillir une nouvelle donnée (évidence) (ex. : inspection, test, alerte).
3. Appliquer le théorème de Bayes :
$$P(H|E) = \frac{P(E|H) \times P(H)}{P(E)}$$
   - P(H) : probabilité a priori de l'hypothèse H
   - P(E|H) : vraisemblance (évidence si H est vraie)
   - P(H|E) : probabilité a posteriori mise à jour
4. Réévaluer les décisions ou les mesures à prendre.[65]

Domaines d'application :

- Sûreté nucléaire et aéronautique (mise à jour des probabilités d'accidents)
- Santé publique et épidémiologie (propagation de maladies, efficacité vaccinale)
- Maintenance prédictive et systèmes complexes (ex. : estimation de fiabilité).[66]

Exemple :
Une entreprise estime qu'un équipement critique a une probabilité a priori de 2 % de tomber en panne. Après une inspection révélant une vibration anormale (évidence), on utilise un modèle bayésien pour intégrer cette donnée. La probabilité a posteriori de défaillance passe à 8 %, justifiant une intervention préventive.[64]

II.2.3.4 Méthode de simulation de Monte Carlo

Définition :
La méthode de Monte Carlo est une technique probabiliste qui repose sur l'utilisation massive de simulations aléatoires pour estimer le comportement d'un système incertain. Elle permet de quantifier les incertitudes et d'évaluer les résultats les plus probables en simulant un grand nombre de scénarios possibles à partir de distributions de probabilité affectées aux variables d'entrée.[67]

Mode d'emploi :

1. Définir le problème : identifier les paramètres incertains et les résultats attendus.[38]
2. Attribuer une distribution de probabilité à chaque variable incertaine (ex. : normale, uniforme, triangulaire…).[67]
3. Générer un grand nombre d'échantillons aléatoires selon les lois choisies.[38]
4. Exécuter le modèle à chaque simulation avec les valeurs aléatoires générées.[68]
5. Analyser les résultats : moyenne, médiane, écart-type, intervalles de confiance, histogrammes de probabilité, etc. [38]

Domaines d'application :

- Analyse de risques industriels (probabilité de défaillance, évaluation de dangers).[64]
- Finance et gestion de portefeuille (rendement, VAR).[69]
- Planification de projet (analyse d'incertitude sur coûts ou délais).[70]
- Énergie et environnement (évaluation de scénarios climatiques, sûreté nucléaire).[71]

Exemple :
Un projet industriel a trois sources majeures d'incertitude :

- Coût des matières premières (distribution normale, moyenne = 50 000 €, σ = 5 000 €)
- Main-d'œuvre (uniforme entre 30 000 € et 40 000 €)
- Aléas techniques (loi triangulaire : min = 0 €, mode = 5 000 €, max = 15 000 €)

→ Après 10 000 simulations, les résultats indiquent que le coût total dépassera 100 000 € dans 32 % des cas.[72]

II.3 Méthodes complémentaires d'aide à la décision

II.3.1 Analyse Fonctionnelle

Définition :
L'analyse fonctionnelle est une méthode d'ingénierie visant à identifier, décrire et hiérarchiser les fonctions d'un produit, d'un système ou d'un processus, indépendamment des solutions techniques mises en œuvre.[73] Elle distingue notamment les fonctions de service (ce que le système doit faire) et les fonctions contraintes (ce que le système doit respecter).[74]

Mode d'emploi :

1. Identifier le besoin de l'utilisateur ou du client.[74]
2. Lister les fonctions de service du produit/système sous forme d'action + verbe + complément (ex. : « supporter une charge », « transmettre un signal »).[73]
3. Distinguer les fonctions contraintes (ex. : respecter une norme, tenir dans un espace donné).[74]
4. Hiérarchiser les fonctions (essentielles, secondaires, contraintes) et les représenter dans un tableau fonctionnel ou diagramme FAST (Function Analysis System Technique).[75]
5. Exprimer les fonctions sans solution technique, en se focalisant sur les besoins réels.[76]

Domaines d'application :

- Conception de produits industriels (automobile, aéronautique, électronique).[74]
- Amélioration de processus et ingénierie système.[77]
- Analyse de la valeur (optimisation coût/fonction).[75]

Exemple :
Analyse fonctionnelle d'un aspirateur robot :

- Fonction principale (de service) : « nettoyer le sol »
- Fonctions contraintes : « respecter le niveau sonore réglementaire », « passer sous les meubles », « détecter les obstacles »
- Diagramme FAST utilisé pour enchaîner logiquement :
  - Pourquoi ? → Nettoyer le sol
  - Comment ? → Aspirer la poussière → Se déplacer automatiquement → Détecter les obstacles.[73]

II.3.2 Analyse structurelle

Définition :

L'analyse structurelle est une méthode d'aide à la décision utilisée pour comprendre, structurer et représenter les relations entre différents éléments ou variables d'un système complexe.[78] Elle est largement utilisée en prospective stratégique et en gestion de projets complexes. Elle permet d'identifier les variables clés du système, leur interdépendance, et de révéler les leviers d'action les plus influents.[79]

Mode d'emploi :

1. Définir le système à analyser et délimiter son périmètre (ex. : un secteur industriel, une organisation, un territoire).[79]
2. Lister les variables influentes du système (acteurs, ressources, contraintes, technologies, etc.).[78]
3. Construire la matrice d'influences directes (MID) : pour chaque variable, évaluer son influence sur les autres variables, généralement sur une échelle de 0 (aucune influence) à 3 (forte influence).[80]
4. Analyser la matrice d'influences croisées à l'aide de logiciels ou de la méthode MICMAC (Matrice d'Impacts Croisés Multiplication Appliquée à un Classement), pour identifier :
    - les variables influentes
    - les variables dépendantes
    - les variables autonomes
    - les variables clefs (forte influence et forte dépendance).[79]
5. Représenter graphiquement les résultats dans un plan influence/dépendance pour prioriser les leviers d'action ou les risques.[78]

Domaines d'application :

- Prospective stratégique (anticipation de l'évolution d'un secteur, d'un territoire).[79]
- Analyse des risques systémiques (cybersécurité, environnement, géopolitique).[81]
- Planification stratégique et aide à la décision (entreprises, administrations, ONG).[82]

Exemple :

Dans une analyse prospective sur le développement énergétique en Algérie, les variables retenues sont : "dépendance énergétique", "technologie photovoltaïque", "politique gouvernementale", "investissements étrangers", "consommation locale", "réseaux de distribution", etc. La matrice d'influences directes révèle que "politique gouvernementale" influence fortement toutes les autres variables, ce qui en fait une variable motrice stratégique.[78]

II.3.3 HAZID

Définition :

La méthode HAZID est une technique qualitative et structurée d'identification précoce des dangers potentiels liés à un système, un projet, une activité ou une installation, souvent en phase de conception ou de planification.[42] Elle repose sur des ateliers multidisciplinaires, des listes de vérification, et l'expérience des experts.[83]

Mode d'emploi :

1. Définir le périmètre de l'étude : système, projet, zone géographique, phase d'activité (conception, exploitation…).[83]
2. Constituer une équipe pluridisciplinaire (ingénieurs, sécurité, environnement, maintenance, etc.).[42]
3. Identifier les sources de danger à l'aide de checklists, de schémas, ou de retours d'expérience : matières dangereuses, opérations critiques, interfaces homme-machine, environnements spécifiques. [41]
4. Évaluer les risques associés (gravité, fréquence, exposition) et proposer des mesures préventives ou correctives.[83]
5. Documenter les résultats dans une fiche HAZID comportant : le danger, la cause, les conséquences, les barrières existantes, et les recommandations.[48]

Domaines d'application :

- Industrie pétrolière et gazière offshore (PI, FPSO, plateformes).[84]
- Grands projets industriels (infrastructures, transports, énergie).[83]
- Santé, sécurité au travail (SST) et analyse environnementale préliminaire (EIA).[42]

Exemple :

Dans un projet de construction d'un terminal méthanier :

- Danger identifié : fuite de gaz liquéfié lors d'un transfert.
- Cause : défaillance de la vanne ou erreur humaine.
- Conséquences : explosion, incendie.
- Barrières existantes : détection gaz, soupapes, procédures d'arrêt d'urgence.
- Recommandation HAZID : renforcer la formation du personnel + tests périodiques.[85]

II.4 Comparaison des méthodes d'analyse des risques

N°	Méthode	Type	Précision	Données nécessaires	Facilité d'application	Pertinence pour l'éolien
01	HAZOP	Qualitative	Bonne	Description détaillée du système, guides, experts pluridisciplinaires	Moyennement complexe	Très pertinente pour l'analyse des systèmes de contrôle, sécurité ou hydraulique dans les éoliennes
02	SWIFT	Qualitative	Moyenne	Connaissances expertes,	facile	Très utile en phase de conception ou d'extension
03	Checklist	Qualitative	Faible	Expérience passée, normes, guides	Très facile	Très utile pour la maintenance et la vérification d'état
04	SWOT	Qualitative	Faible	Analyse subjective, facteurs internes/externes	Très facile	Pertinent pour l'analyse stratégique (ex. choix du site)
05	AMDEC	Semi-quantitative	Moyenne à bonne	Fonctions, effets, modes de défaillance	Moyennement facile	Très pertinente pour pales, multiplicateur, etc.
06	Matrice de criticité	Semi-quantitative	Moyenne	Estimation de probabilité et gravité	Très facile	Standard dans les rapports de risques éoliens
07	ICR	Semi-quantitative	Moyenne à bonne	Probabilité, gravité, détectabilité "notés de 1 à 10"	Moyennement facile	Très pertinent pour prioriser les risques sur composants mécaniques ou électriques
08	LOPA	Semi-quantitative	Bonne	Données semi-quantifiées, scénarios	Moyennement complexe	Moins utilisée dans l'éolien
09	Analyse bayésienne	Quantitative	Très bonne	Probabilités a priori, données conditionnelles	Difficile	Très utile en maintenance prédictive
10	FTA	Quantitative	Très bonne	Arbres logiques + taux de défaillance	Complexe	Très pertinente pour pannes critiques (freinage, blackout)
11	ETA	Quantitative	Très bonne	Scénarios consécutifs, événements déclencheurs	Complexe	Pertinente pour scénarios post-incidents
12	Monte Carlo	Quantitative	Excellente	Modèles probabilistes, données massives	Difficile	Très utilisée pour optimisation, prévision de fiabilité

Tableau II.1 Comparatif des méthodes d'analyse des risques

II.5 Avantages et Inconvénients des méthodes d'analyse des risques

II.5.1 Avantages

1. Elles permettent d'identifier systématiquement les dangers potentiels, ce qui améliore la prévention et la sécurité dès les premières phases de conception.[100]
2. Elles favorisent la communication entre les membres de l'équipe pluridisciplinaire, renforçant la compréhension partagée des risques.[55]
3. Certaines méthodes (semi-quantitatives et quantitatives) permettent une priorisation rigoureuse des risques selon des critères objectifs comme la probabilité et la gravité.[102]
4. Elles peuvent être adaptées à différents niveaux de complexité, depuis des systèmes simples (par ex. checklist) jusqu'à des systèmes complexes (FTA, Monte Carlo).[101]
5. Leur application permet souvent une meilleure allocation des ressources en maintenance, inspection et sécurisation des équipements critiques.[42]
6. Certaines approches modernes (ex. bayésienne, simulation) facilitent l'intégration de données en temps réel ou l'évolution des risques dans le temps.[100]

II.5.2 Inconvénients

1. Leur mise en œuvre peut être coûteuse en temps et en ressources humaines, surtout si elle nécessite des réunions d'experts, des modélisations, ou des logiciels spécialisés.[41]
2. Beaucoup de méthodes reposent fortement sur le jugement d'experts, ce qui introduit une subjectivité importante, surtout en absence de données fiables.[42]
3. Les méthodes qualitatives ne permettent pas de quantifier le risque, ce qui rend difficile la comparaison entre scénarios ou la justification des investissements.[103]
4. Certaines approches (ex. simulation de Monte Carlo, analyse bayésienne) nécessitent un volume de données important et des compétences mathématiques avancées, souvent indisponibles sur le terrain. [101]
5. Les méthodes plus visuelles (matrices, arbres, diagrammes) peuvent induire en erreur si mal interprétées ou si les seuils de classification sont arbitraires.[55]
6. Il existe peu de méthodes universellement applicables : le choix dépend toujours du contexte industriel, du cycle de vie, du niveau de risque toléré, etc.[100]

II.6 Conclusion

L'analyse des risques constitue une étape indispensable dans la conception, l'exploitation et la maintenance des systèmes éoliens onshore à axe horizontal, en raison de la complexité de leurs composants (pales, multiplicateur, générateur, système de freinage, etc.) et des conditions environnementales changeantes auxquelles ils sont soumis.

Dans cette étude, plusieurs méthodes d'analyse des risques ont été comparées en fonction de leur précision, des données requises, de leur facilité d'application, ainsi que de leur pertinence dans le contexte éolien.

Parmi les méthodes jugées les plus adaptées, on retrouve :

- L'AMDEC, particulièrement pertinente pour l'analyse des composants critiques (tels que les pales, le multiplicateur ou la boîte de vitesses), permettant d'anticiper les modes de défaillance et d'en réduire les conséquences ;
- L'analyse par arbres de défaillance (ADD ou FTA), efficace pour modéliser les causes d'un événement redouté en partant d'un raisonnement logique ;
- L'analyse fonctionnelle, utile pour comprendre le comportement global du système et les interactions entre sous-ensembles avant même l'apparition de défauts.

Ces approches permettent non seulement d'optimiser la fiabilité et la durée de vie des installations, mais également de réduire les arrêts non planifiés, les coûts de maintenance et les risques de défaillance grave. En définitive, le choix raisonné et complémentaire de ces méthodes constitue un levier essentiel pour assurer une exploitation sûre, efficace et durable des systèmes éoliens.

Chapitre III

III.1 Introduction

III.2 Fondamentaux de la fiabilité

III.2.4 Taux de disponibilité

III.3 Analyse fonctionnelle du système éolien

III.4 Identification des modes de défaillance

III.5 Modélisation de la fiabilité

III.6 Collecte des données de fiabilité

III.7 Évaluation

III.8 Perspectives

III.9 Conclusion

III.1 Introduction

Dans tout système technique ou industriel, la fiabilité constitue un critère essentiel de performance et de sécurité. Elle désigne la capacité d'un système, d'un composant ou d'un procédé à accomplir une fonction déterminée, sans défaillance, pendant une durée donnée et dans des conditions spécifiées. La fiabilité d'un système n'est pas uniquement un critère de sécurité ou de disponibilité : elle est directement liée à ses performances globales. En effet, un système éolien sujet à des défaillances fréquentes, même s'il est performant en théorie, verra sa production réelle d'électricité réduite, ses coûts d'exploitation augmentés, et sa durabilité compromise. Ainsi, analyser la fiabilité permet d'évaluer, d'optimiser et de garantir les performances du système sur le long terme. L'étude de la fiabilité permet ainsi d'anticiper les défaillances potentielles, de quantifier les risques associés, et de proposer des solutions techniques ou organisationnelles pour améliorer la disponibilité et la durabilité des équipements.

Ce chapitre est consacré à l'analyse méthodique de la fiabilité dans le cadre du système étudié. Il présente tout d'abord les fondements théoriques et les indicateurs couramment utilisés (tels que le taux de défaillance, le temps moyen entre pannes – MTBF –, ou encore la probabilité de survie). Ensuite, les différentes approches d'évaluation – qualitatives et quantitatives – seront exposées, à travers des méthodes reconnues comme l'AMDEC, l'analyse par arbre de défaillance (FTA) ou les modèles probabilistes. Enfin, une application concrète des outils de fiabilité sera développée afin d'illustrer leur mise en œuvre dans un contexte réel.

L'objectif de ce chapitre est double : d'une part, fournir une compréhension rigoureuse des principes de fiabilité ; d'autre part, démontrer l'utilité de cette discipline dans la gestion proactive des risques et la prise de décision technique.

III.2 Fondamentaux de la Fiabilité

III.2.1 La Fiabilité

La fiabilité désigne la capacité d'un système ou d'un composant à accomplir une fonction requise dans des conditions données pendant une période de temps déterminée, sans défaillance, la fiabilité est définie comme : l'aptitude d'un bien à accomplir une fonction requise dans des conditions données pendant un intervalle de temps donné.[85] Cette notion implique plusieurs éléments fondamentaux :

- **La fonction requise** : il s'agit du rôle que le système doit assurer.
- **Les conditions données** : cela inclut l'environnement physique (température, humidité, vibrations…), l'environnement d'usage (utilisation continue ou intermittente), et les contraintes opérationnelles.
- **L'intervalle de temps donné** : la fiabilité est toujours évaluée sur une durée spécifique, par exemple : "pendant 1 000 heures".
- **L'absence de défaillance** : toute interruption de la fonction attendue est considérée comme une défaillance, même partielle.

On peut la définir aussi comme :la probabilité qu'un dispositif remplisse une fonction donnée sans défaillance pendant une durée déterminée dans des conditions d'utilisation spécifiées » (IEC 60050 - International Electrotechnical Vocabulary). Dans un cadre plus mathématique, la fiabilité est souvent modélisée par une fonction R(t), représentant la probabilité de bon fonctionnement jusqu'à l'instant, soit :

$$R(t) = P(T > t)$$

où T est la variable aléatoire représentant le temps avant défaillance.[87]

D'un point de vue opérationnel, la fiabilité se distingue de la disponibilité (qui prend en compte les réparations) et de la maintenabilité (facilité de remise en état). Ces trois notions forment les piliers du triptyque RAM : Reliability, Availability, Maintainability.[87]

Lien avec la fonction de distribution de défaillance : La fonction de fiabilité est complémentaire de la fonction de distribution cumulative des défaillances F(t), telle que :

$$R(t) = 1 - F(t)$$

Cela signifie que plus la probabilité de défaillance augmente, plus la probabilité de survie diminue, ce qui est cohérent avec l'usure et le vieillissement des équipements.[87]

Dans le cas où le taux de défaillance est constant (modèle exponentiel, typique des composants électroniques), la probabilité de survie s'écrit :

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

où λ est le taux de défaillance constant.[89]

III.2.2 Taux de défaillance

Le taux de défaillance, souvent noté λ(t), est une fonction qui représente la probabilité instantanée de défaillance d'un système ou d'un composant à un instant donné, à condition qu'il ait fonctionné sans panne jusqu'à cet instant. Il est exprimé en général en heures^{-1} (h^{-1}).

Mathématiquement, le taux de défaillance est défini par la relation suivante :

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)}$$

où :

- f(t) est la fonction de densité de probabilité du temps de défaillance,
- R(t) est la fonction de fiabilité, c'est-à-dire la probabilité que le système fonctionne correctement jusqu'au temps t. [89]

III.2.3 MTBF

Le MTBF, ou temps moyen entre pannes, est un indicateur de fiabilité qui représente la durée moyenne de bon fonctionnement d'un système ou d'un composant entre deux défaillances successives. Il s'applique uniquement aux systèmes réparables, c'est-à-dire ceux pouvant être remis en service après une panne. Le MTBF est une valeur moyenne statistique, et non une garantie absolue de durée de fonctionnement.[89]

Formule mathématique

Le MTBF est défini comme l'espérance mathématique du temps de bon fonctionnement :

$$\text{MTBF} = \int_0^\infty R(t)\,dt$$

où R(t) est la fonction de fiabilité, c'est-à-dire la probabilité de fonctionnement sans panne jusqu'à l'instant t.

Dans le cas d'un taux de défaillance constant λ, typique des systèmes électroniques, le MTBF est simplement l'inverse de λ. [89]

$$\text{MTBF} = \frac{1}{\lambda} \quad (\text{si } \lambda \text{ est constant})$$

III.2.4 Taux de disponibilité

Le taux de disponibilité (noté souvent A ou D) est un indicateur clé de performance d'un système. Il représente la probabilité qu'un système soit en état de fonctionner à un instant donné, ou encore la proportion de temps pendant laquelle un système est opérationnel sur une période donnée.[87]

Formule générale

La formule classique du taux de disponibilité moyenne pour un système réparable est :

$$A = \frac{\text{MTBF}}{\text{MTBF} + \text{MTTR}}$$

où :

- **MTBF** = Mean Time Between Failures = temps moyen de bon fonctionnement entre pannes,
- **MTTR** = Mean Time To Repair = temps moyen de réparation.[89]

III.3 Présentation du système étudié

III.3.1 Description du système étudié

Un système éolien onshore à axe horizontal est composé de plusieurs sous-systèmes permettant de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Il est installé sur terre (contrairement à l'offshore).

Principaux composants :

- Rotor (pales + moyeu).
- Nacelle (multiplicateur, générateur, freins).
- Mât (tour).
- Systèmes de contrôle (orientation, vitesse).
- Système électrique (convertisseur, transformateur).
- Fondations.

III.3.2 Besoin Fondamental (Fonction Principale)

Définition : Une fonction principale peut se définir comme étant la raison d'être d'un bien ou d'un système défini souvent avec ses caractéristiques associées (durée, caractéristiques physiques, chimiques...).[90]

FP1 : Convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique utilisable.

III.3.3 Fonctions techniques et contraintes

III.3.3.1 Fonctions techniques

Définition : est une action interne au produit (entre ses constituants) choisie par le concepteur/réalisateur, dans le cadre d'une solution, pour assurer des fonctions de service.[91]

Type	Fonction	Description
FT1	Capteur d'énergie	Capter l'énergie du vent via le rotor
FT2	Conversion d'énergie	Transformer l'énergie mécanique en énergie électrique
FT3	Transmission	Transmettre le mouvement mécanique au générateur
FT4	Régulation	Réguler la vitesse de rotation pour éviter les surcharges
FT5	Orientation	Orienter le rotor face au vent
FT6	Contrôle/commande	Assurer le pilotage, l'automatisme, les sécurités

Tableau III.1 Fonctions techniques

III.3.3.2 Fonctions contraintes

Définition : est une fonction imposée au produit par son environnement, par les normes, la sécurité, ou des besoins non négociables. Elle ne participe pas directement à la réalisation du service principal, mais conditionne sa mise en œuvre.[73]

Type	Fonction	Description
FC1	Résister aux conditions climatiques	Température, humidité, corrosion
FC2	Respecter les normes	Électriques, mécaniques, environnementales
FC3	Assurer la sécurité des personnes	Protection contre les accidents
FC4	Réduire les nuisances	Bruit, impact visuel, vibration
FC5	Permettre la maintenance	Accès, détection des pannes

Tableau III.2 Fonctions contraintes

III.3.4 Analyse fonctionnelle du système

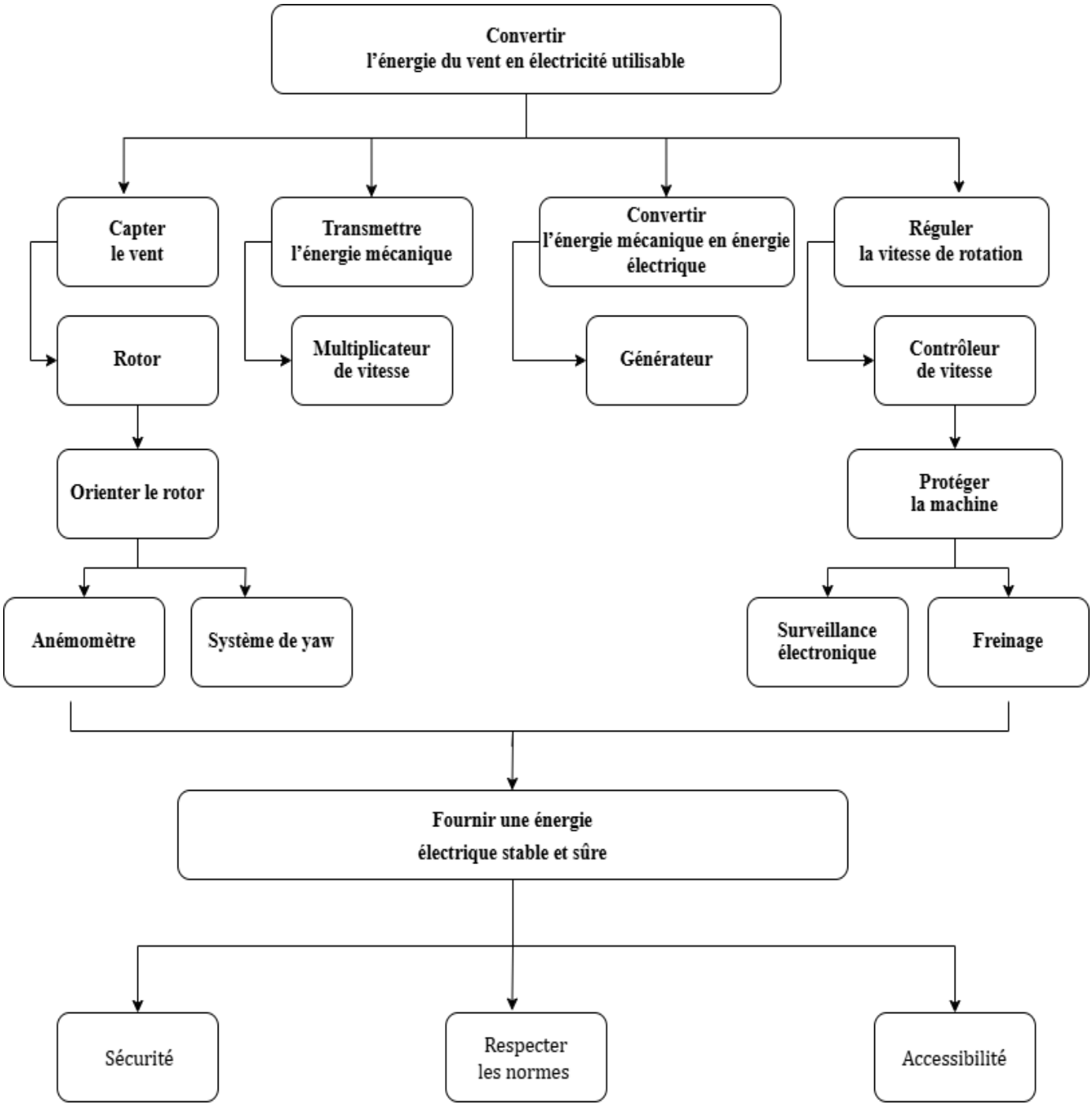


Figure III.1 Une analyse fonctionnelle du système

III.4 Identification des modes de défaillance

Dans un système éolien onshore à axe horizontal, plusieurs modes de pannes peuvent survenir. Les pales du rotor peuvent se fissurer ou se casser sous l'effet de la fatigue des matériaux ou d'impacts externes, entraînant des vibrations et une perte de performance. Le multiplicateur de vitesse est sujet à l'usure des engrenages, souvent due à une mauvaise lubrification ou à une surcharge, ce qui peut interrompre la transmission mécanique. Le générateur peut surchauffer à cause d'un défaut de refroidissement ou subir un court-circuit des bobines, menant à une panne totale. Le système d'orientation (yaw) peut se bloquer ou dysfonctionner à cause de l'usure ou d'erreurs logicielles, provoquant une mauvaise orientation de la nacelle. Le contrôleur de vitesse et les capteurs associés peuvent également échouer, entraînant une régulation inefficace et un risque de surcharge. Des défaillances du frein ou des capteurs environnementaux (anémomètre, girouette) peuvent compromettre la sécurité ou la qualité de production. Enfin, des problèmes structurels (fissures, corrosion de la tour) ou électriques (surtensions, câbles défectueux) peuvent affecter la stabilité ou arrêter complètement le système. Ces pannes sont souvent liées à des conditions climatiques extrêmes ou à un manque de maintenance préventive, d'où l'importance d'une surveillance rigoureuse. Afin de prioriser ces risques et de proposer des actions préventives adaptées, une analyse AMDEC des principaux composants est présentée ci-dessous.

III.4.1 AMDEC pour un Système Éolien Onshore à Axe Horizontal

N°	Composant	Mode de défaillance	Causes	Effets	G	F	D	IPR	Actions préventives / correctives
1	Pales (Rotor)	Fissure / casse	Fatigue, impact (grêle, oiseau)	Vibration, perte de rendement	8	4	5	160	Inspection régulière, matériaux renforcés
2	Générateur	Surchauffe / court-circuit	Défaut de refroidissement, surtension	Arrêt de production	9	3	3	81	Système de refroidissement, capteurs thermiques
3	Multiplicateur	Usure des engrenages	Lubrification insuffisante, surcharge	Transmission interrompue	9	3	4	108	Maintenance préventive, analyse vibratoire
4	Système de yaw	Blocage moteur / engrenage	Usure mécanique, défaut électronique	Mauvaise orientation	7	3	4	84	Lubrification, test périodique
5	Frein mécanique	Défaut de fonctionnement	Usure, capteur défectueux	Risque de casse en vent fort	10	2	3	60	Tests réguliers, double sécurité
6	Capteurs vent/vitesse	Mauvaise mesure / panne	Givrage, poussière, vieillissement	Mauvais pilotage	6	4	5	120	Nettoyage, redondance, calibration
7	Tour / mât	Fissures / corrosion	Vieillissement, intempéries	Instabilité, risque effondrement	10	2	2	40	Inspection visuelle, traitement anticorrosion
8	Système électrique	Court-circuit / surtension	Foudre, défaillance de câble	Panne totale ou incendie	9	2	3	54	Parafoudre, disjoncteurs, contrôle régulier
9	Boîte de vitesses	Casse des engrenages	Usure, vibration excessive	Transmission interrompue	8	4	3	96	Maintenance prédictive, surveillance vibratoire

Tableau III.3 Model AMDEC d'un système éolien onshore à axe horizontal

III.4.2 Analyse de criticité par la méthode de Pareto ABC appliquée aux IPR

Afin de hiérarchiser les risques identifiés dans l'analyse AMDEC des composants de l'éolienne, une analyse de Pareto ABC a été réalisée sur les Indices de Priorité de Risque (IPR). Cette approche permet de distinguer les composants dont les modes de défaillance nécessitent une attention prioritaire (classe A), de ceux à surveiller (classe B), et des éléments moins critiques (classe C).L'analyse repose sur le principe de la loi de Pareto (80/20), selon lequel environ 80 % des effets proviennent de 20 % des causes. En appliquant cette logique aux IPR, les composants ont été classés en fonction de leur contribution cumulée au risque global.

Le tableau ci-dessous présente la répartition des IPR par composant, accompagnée du pourcentage de contribution et de la classe ABC attribuée à chacun. Il est suivi d'un graphique de Pareto illustrant visuellement cette distribution.

Composant	IPR	% IPR	% cumulé	Classe ABC
Pales (Rotor)	160	19.93%	19.93%	A (Critique)
Capteurs vent/vitesse	120	14.94%	34.87%	A (Critique)
Multiplicateur	108	13.45%	48.32%	A (Critique)
Boîte de vitesses	96	11.96%	60.27%	A (Critique)
Système de yaw	84	10.46%	70.73%	A (Critique)
Générateur	81	10.09%	80.82%	B (À surveiller)
Frein mécanique	60	7.47%	88.29%	B (À surveiller)
Système électrique	54	6.72%	95.02%	C (Négligeable)
Tour / mât	40	4.98%	100.00%	C (Négligeable)

Tableau III.4 Classement ABC des composants selon leur IPR

Interprétation des zones ABC

- **Zone A (Critique)** :
  - Représente les 80 % principaux du risque cumulé.
  - Inclut les 5 composants les plus critiques : Pales, Capteurs, Multiplicateur, Boîte de vitesses, Yaw.

    Action prioritaire immédiate requise (maintenance renforcée, redesign éventuel…).
- **Zone B (À surveiller)** :
  - Couvre les 15 % suivants.
  - Composants à surveiller régulièrement, mais pas urgents à corriger immédiatement.
  - Ex. : Générateur, Frein mécanique.

- **Zone C (Négligeable)** :
  - Risques mineurs, peu d'impact global.
  - Aucune action urgente, mais suivi périodique recommandé.

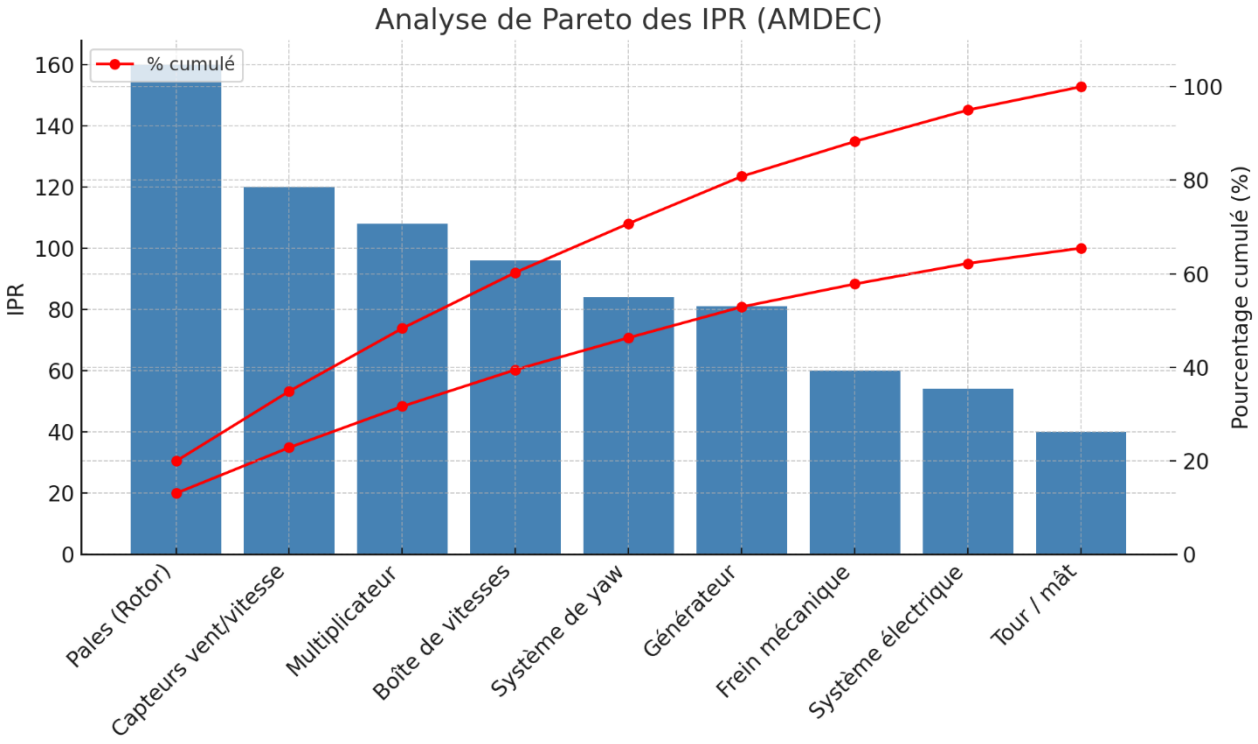


Figure III.2 Diagramme de Pareto des IPR

III.5 Modélisation de la fiabilité

Les événements identifiés comme critiques dans l'AMDEC (ex. engrenage, convertisseur) ont été utilisés pour modéliser l'arbre de défaillance, car ce sont des points de vulnérabilité clés. On a choisi de modéliser la fiabilité par l'arbre de défaillance comme suit :

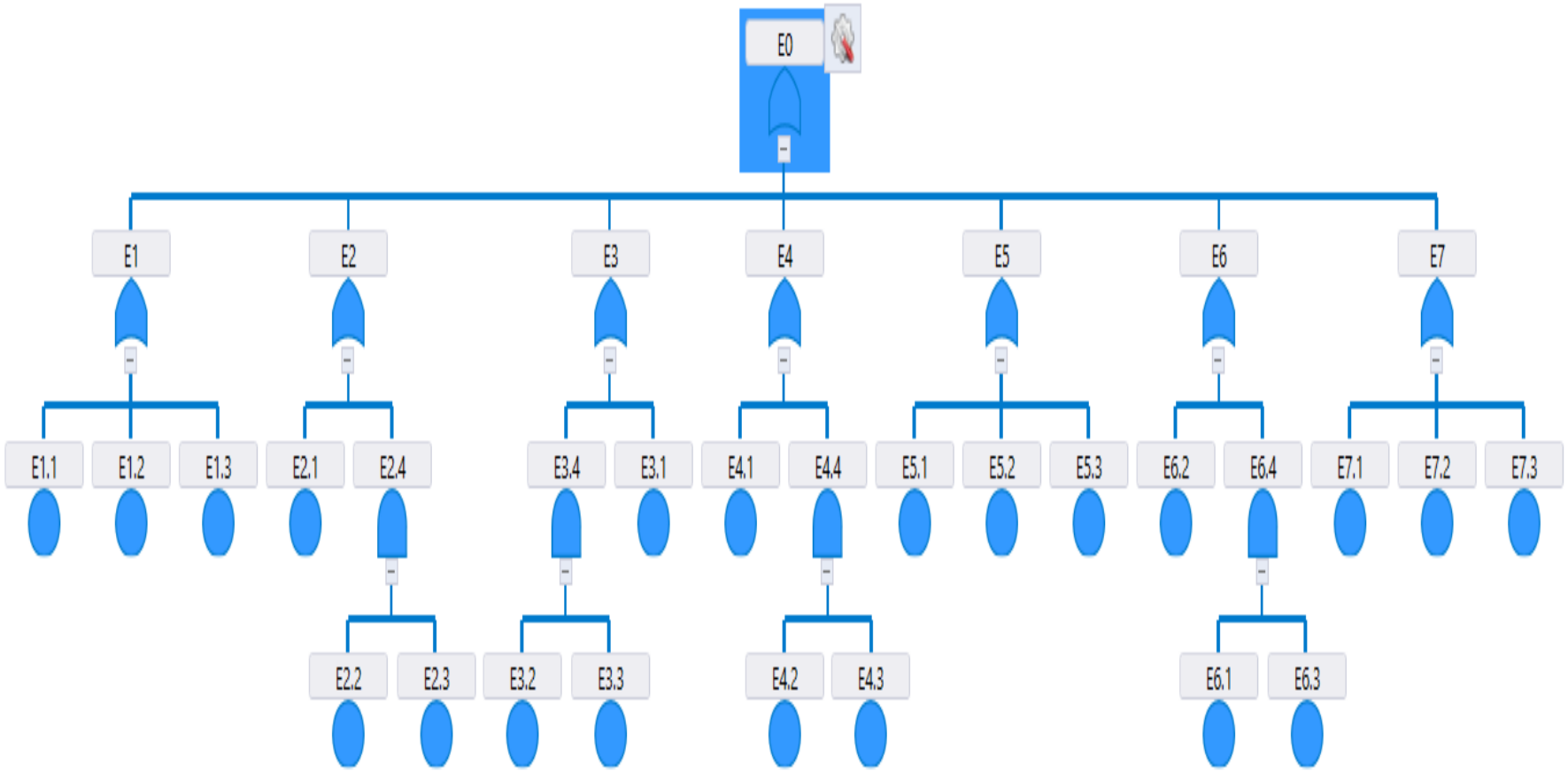


figure III.3 Arbre de défaillance d'un système éolien onshore à axe horizontal

III.6 Collecte des données de fiabilité

III.61 Taux de défaillance (λ)

Le taux de défaillance est souvent exprimé en nombre de défaillances par heure ou par an, selon les composants. Les données de fiabilité des composants clés d'un système éolien onshore à axe horizontal montrent une variabilité significative des taux de défaillance selon les sous-systèmes. Le générateur présente un taux moyen de défaillance de 0,017 défaillances par an.[93] Tandis que le multiplicateur, connu pour sa complexité mécanique, affiche un taux nettement plus élevé de 0,13 défaillances par an.[94] Les pales du rotor, bien qu'exposées aux agressions environnementales, restent relativement fiables avec 0,003 défaillances par an.[93] Le système de contrôle, incluant l'électronique de puissance et les capteurs, enregistre 0,11 défaillances par an.[94], ce qui reflète sa sensibilité aux surtensions et aux conditions de fonctionnement variables. Enfin, le système de freinage, élément crucial pour la sécurité de l'installation, présente un taux de défaillance modéré de 0,01 défaillances par an.[95] Ces statistiques soulignent l'importance d'une maintenance préventive ciblée, notamment sur les multiplicateurs et les systèmes de contrôle, pour assurer une disponibilité optimale des installations.

Le choix du modèle exponentiel repose sur la simplicité de mise en œuvre et sur l'hypothèse de composants électroniques ou mécaniques dont le taux de défaillance reste relativement constant dans la phase de fonctionnement stable

Notre étude a mené à avoir les valeurs des composants et les sous-systèmes suivants :

Code	Événement	Lambdas
E0	Arrêt total du système éolien	-
E1	Défaillance du rotor	-
E1.1	Cassure des pales	0.004
E1.2	Déséquilibre aérodynamique	0.006
E1.3	Givrage des pales	0.005
E2	Défaillance de la génératrice	-
E2.1	Court-circuit stator ou rotor	0.006
E2.2	Surchauffe des enroulements	0.004
E2.3	Défaut d'isolement	0.002
E2.4	Surchauffe + Défaut d'isolement	-
E3	Défaillance du système de contrôle	-
E3.1	Erreur logiciel/automate PLC	0.004
E3.2	Capteur de vent/anémomètre HS	0.002
E3.3	Défaut de communication SCADA	0.002
E3.4	Capteur vent HS + Perte SCADA	-
E4	Défaillance de la transmission mécanique	-
E4.1	Rupture d'engrenage	0.012
E4.2	Usure arbre lent/rapide	0.008
E4.3	Lubrification insuffisante	0.005
E4.4	Usure + Mauvaise lubrification	-
E5	Défaillance du système électrique	-
E5.1	Panne convertisseur de fréquence	0.010
E5.2	Court-circuit câbles	0.004
E5.3	Défaut transformateur	0.004
E6	Défaillance du système d'orientation	-
E6.1	Panne moteur yaw	0.006
E6.2	Blocage système pitch	0.005
E6.3	Capteur orientation défaillant	0.003
E4.6	Capteur orientation + Moteur yaw HS	-
E7	Conditions environnementales extrêmes	-
E7.1	Tempête / vitesse >25 m/s	0.004
E7.2	Foudre	0.002
E7.3	Poussière / sable	0.002

Tableau III.5 Les taux de défaillance des évènements

NB : Les taux de défaillances des événements élémentaires sont donnés par an ; l'unité temporelle est sous-entendue dans toutes les valeurs du tableau.

III.7 Évaluation

Afin d'évaluer la fiabilité du système étudié, une simulation a été réalisée à l'aide du logiciel TopEvent FTA. Cette simulation, fondée exclusivement sur l'analyse par arbre de défaillance (Fault Tree Analysis - FTA), a permis d'obtenir plusieurs indicateurs de fiabilité, tels que l'indisponibilité, l'indice de défaillance, l'intensité de défaillance, ainsi que l'évolution de la disponibilité et de la fiabilité au cours du temps. Les figures ci-après présentent les résultats obtenus sous forme de courbes et de tableaux. Les résultats obtenus sont présentés ci-après sous forme de figures, avant d'être analysés et interprétés dans la discussion qui suit.

III.7.1 Les résultats de l'évaluation

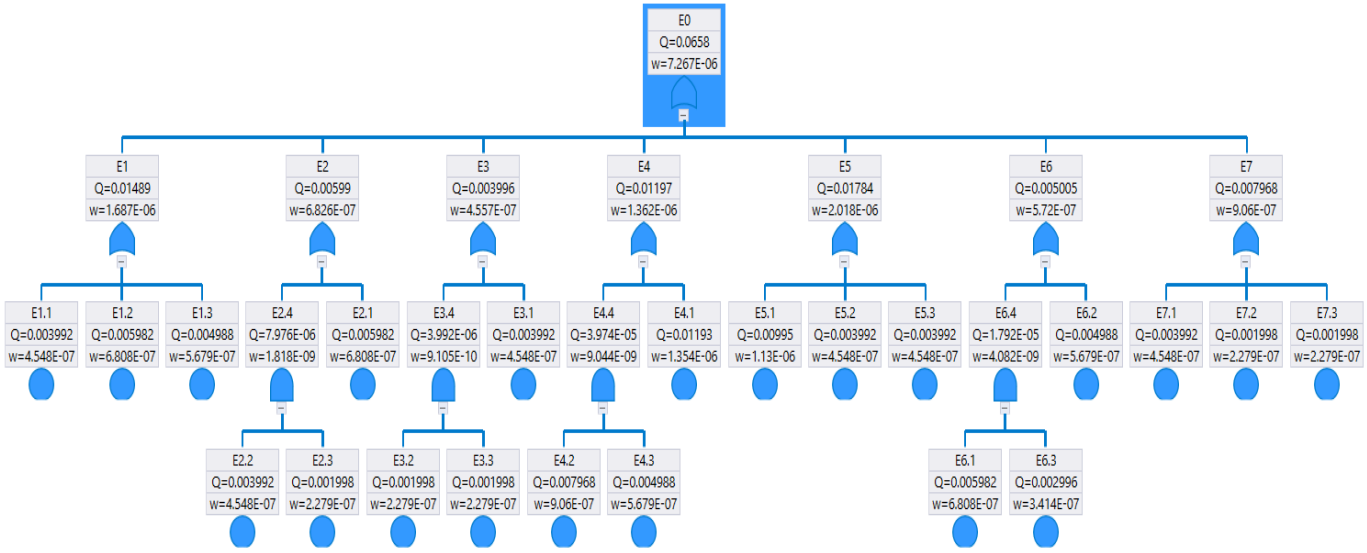


Figure III.4 Événements de base et paramètres associés

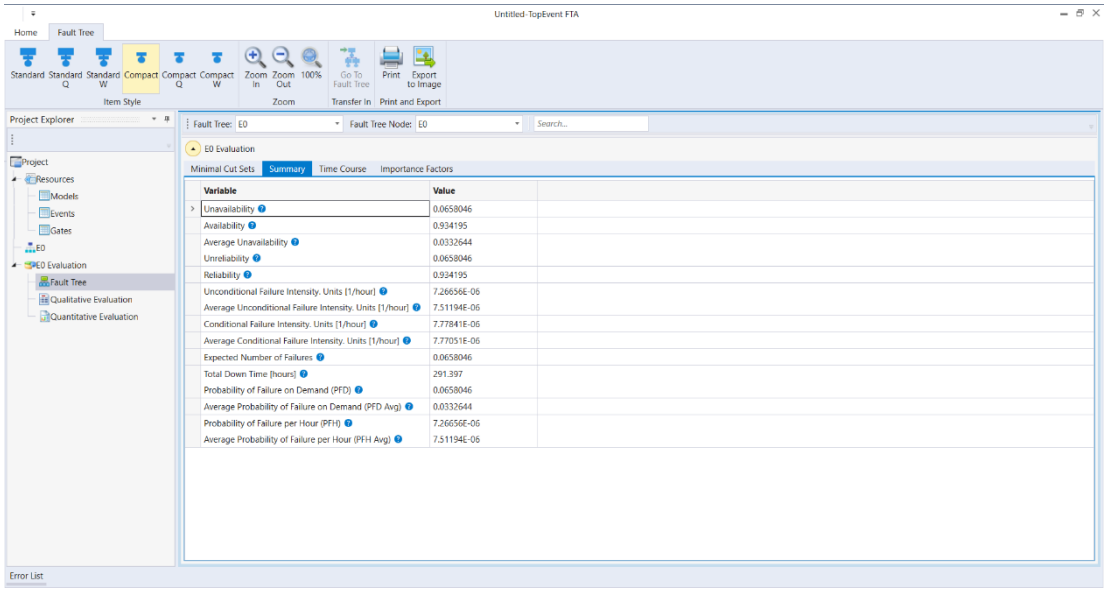


Figure III.5 Résumé des indicateurs de fiabilité du système

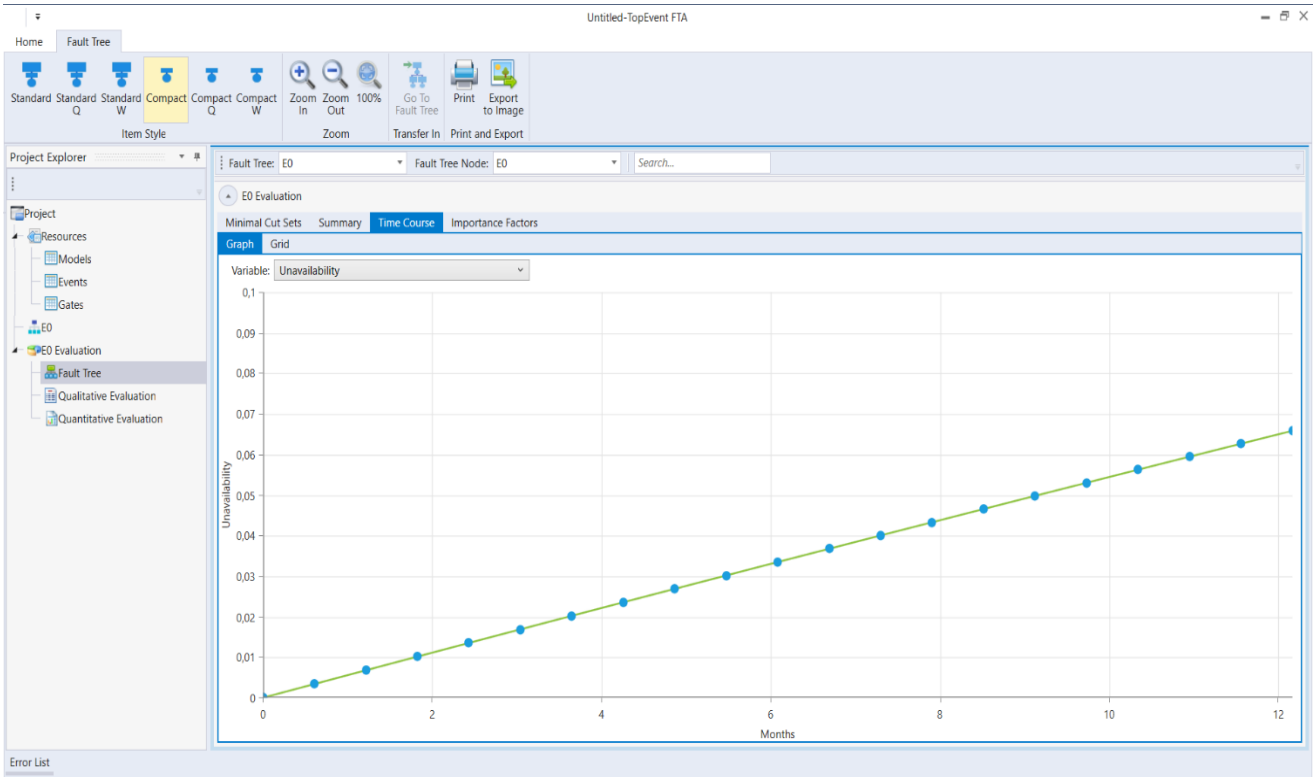


Figure III.6 Évolution de l'indisponibilité du système sur 12 mois

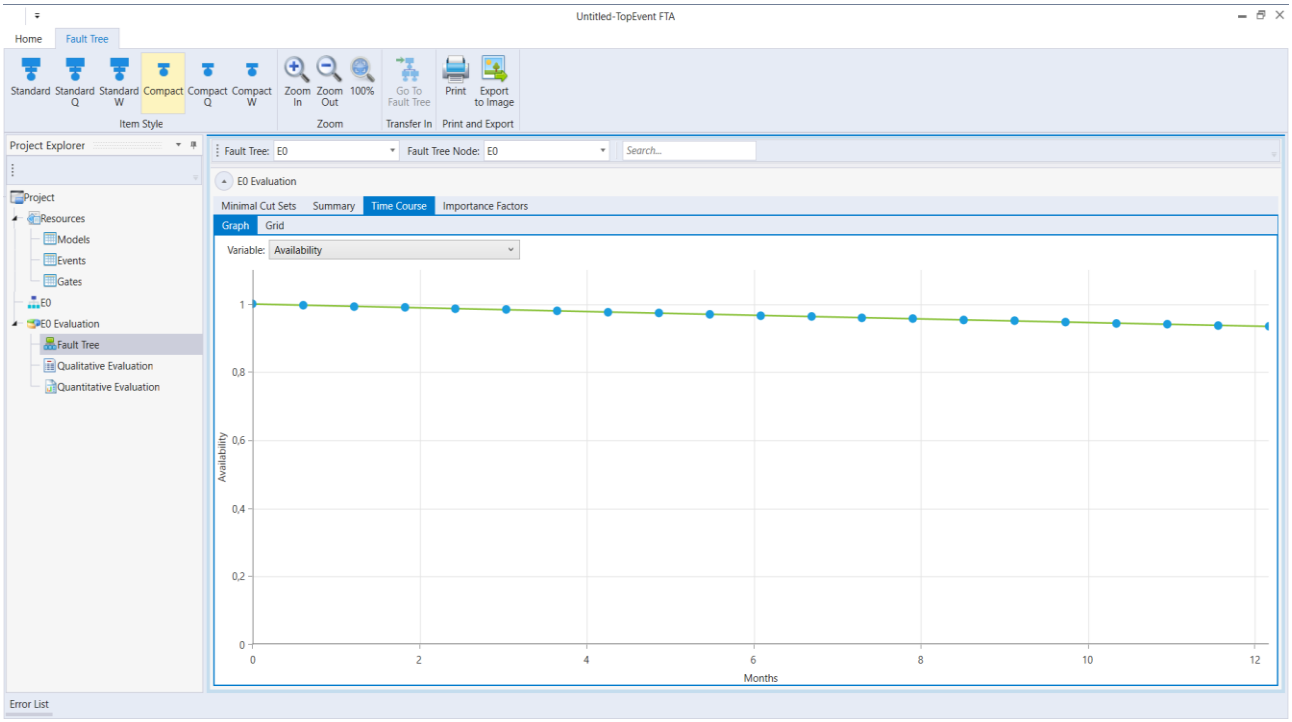


Figure III.7 Tendance de la disponibilité mensuelle du système

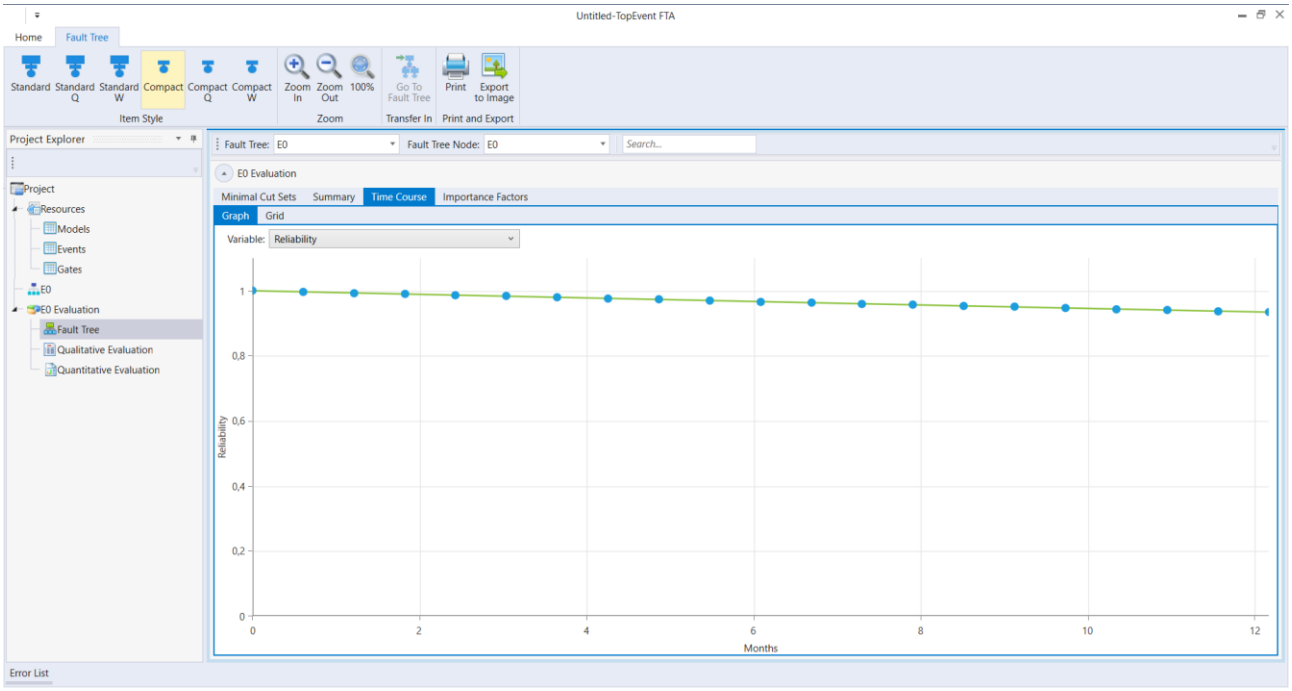


Figure III.8 Évolution de la fiabilité au cours d'une année

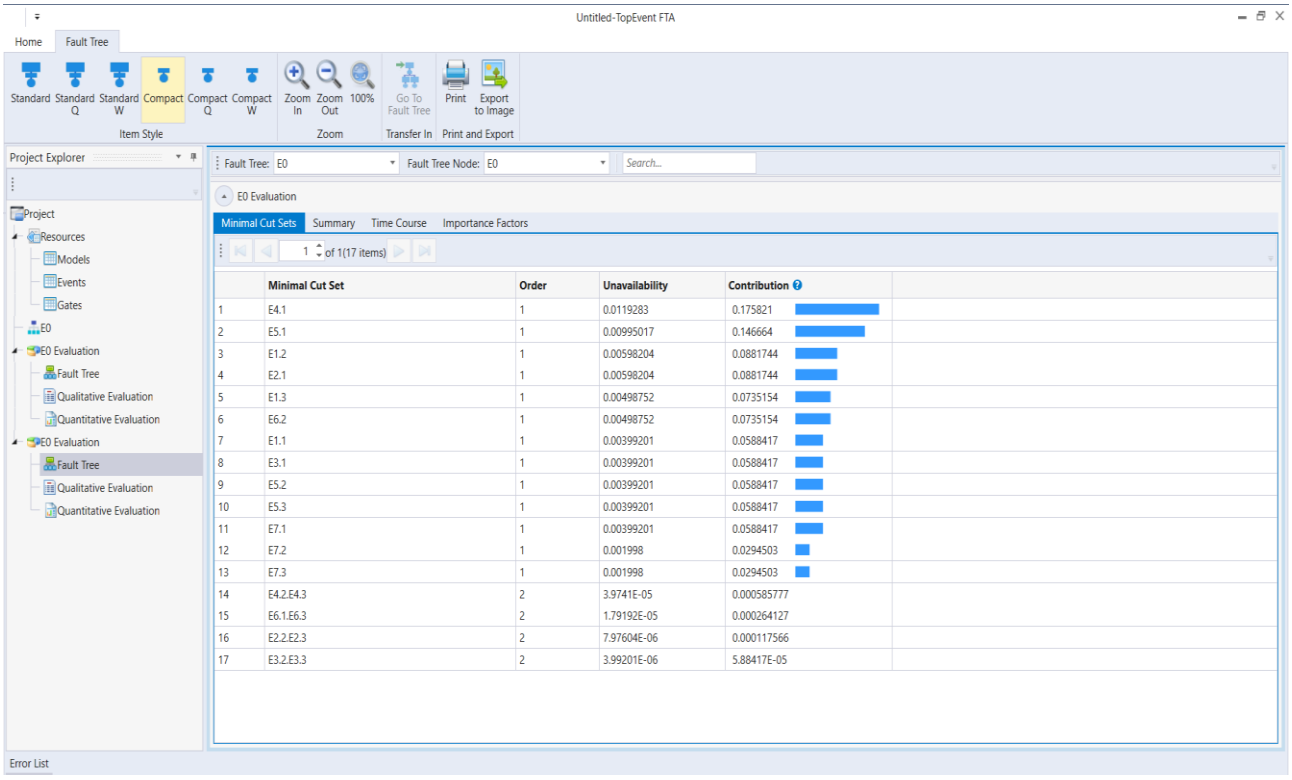


Figure III.9 Résumé des coupes minimales du système

III.7.2 Discussion des résultats de simulation FTA

III.7.2.1 Rappel du but de la simulation

L'objectif de cette simulation est de réaliser une analyse de fiabilité d'un système éolien onshore à axe horizontal à travers la méthode de l'arbre de défaillance (Fault Tree Analysis, FTA). Cette approche permet d'identifier et de quantifier les causes potentielles menant à l'arrêt total du système, représenté par l'événement redouté (E0). En utilisant le logiciel TopEvent FTA la simulation vise à :

- Identifier les éléments critiques du système (composants ou sous-systèmes) ;
- Évaluer l'indisponibilité globale du système ;
- Proposer des améliorations ciblées pour accroître la fiabilité.

III.7.2.2 Analyse des résultats globaux

Les résultats issus de TopEvent FTA montrent une indisponibilité globale du système de l'ordre de 0,0678433, soit environ 6,78 %. Cela signifie que le système est susceptible d'être indisponible près de 298 heures par an (≈ 297,38 heures), ce qui est significatif pour une installation éolienne, surtout si elle est isolée ou critique.

Par ailleurs :

- La disponibilité est de 0,934195, ce qui reste acceptable dans certaines normes industrielles, mais peut être amélioré.
- La fiabilité (R) est identique à la disponibilité, en l'absence de réparations modélisées : 0,934195.
- Le taux de défaillance inconditionnel est faible (≈ 7,72e-06 / heure), indiquant une fréquence de panne modérée.
- L'évolution temporelle montre une croissance linéaire de l'indisponibilité sur 12 mois, ce qui est typique pour une modélisation à taux constant (loi exponentielle).

Les événements critiques identifiés par les deux logiciels convergent également : la rupture d'engrenage (E4.1), la panne du convertisseur de fréquence (E5.1) et les défauts du rotor (E1.2, E1.3) ont été systématiquement mis en avant comme éléments dominants dans les ensembles de coupure minimaux et dans les facteurs d'importance.

III.7.2.3 Identification des événements critiques

L'analyse des cut sets minimaux et des facteurs d'importance met en évidence plusieurs événements ayant une forte contribution à l'événement principal :

Événement	Description	Contribution
E4.1	Rupture d'engrenage	17,58 %
E5.1	Panne convertisseur de fréquence	14,66 %
E1.2	Déséquilibre aérodynamique	8,81 %
E2.1	Court-circuit stator ou rotor	8,81 %
E1.3	Givrage des pales	7,35 %

Tableau III.6 Les évènements critiques

Les indicateurs RAW et RRW confirment l'influence significative de ces événements : par exemple, E4.1 (rupture d'engrenage) a une valeur RAW > 15, ce qui signifie que si cet événement est éliminé, la réduction du risque global sera importante.

III.7.2.4 Recommandations techniques

Mesure technique	Composant ciblé	Justification
Redondance mécanique	E4.1 (engrenage)	Réduire la dépendance à un seul composant critique. Une redondance active permettrait de limiter l'arrêt complet du système en cas de rupture.
Système de dégivrage	E1.3 (givrage)	L'ajout d'un dispositif antigivre permet de prévenir une cause fréquente d'arrêt, notamment en zones froides.
Maintenance préventive renforcée	E5.1 (convertisseur) et E2.1 (stator/rotor)	Réduction du taux de défaillance λ par contrôle régulier et remplacement anticipé des pièces à usure rapide.
Surveillance conditionnelle	E6.2 (pitch) & E1.2 (déséquilibre)	Capteurs de vibration ou de désalignement pour détecter précocement les défauts.
Formation du personnel	E3.1 (erreur logicielle / automate PLC)	Une meilleure formation réduit les erreurs humaines et logicielles dans le pilotage du système.
Protection environnementale renforcée	E7.x (vent fort, poussière)	Grilles pare-sable, filtres à air, et adaptation aux conditions locales (désert, tempêtes) pour limiter l'impact environnemental sur la fiabilité.

Tableau III.7 Les recommandations techniques

III.7.2.5 Limites de la simulation

- Hypothèse de taux de défaillance constant : la modélisation suppose une loi exponentielle avec λ constant, ce qui peut être irréaliste dans certains cas (ex : usure progressive).
- Pas de réparabilité modélisée dans les événements : toutes les défaillances sont supposées irréparables, ce qui ne reflète pas les capacités de maintenance réelle.
- Couplage avec d'autres outils (ex. : FMECA, retour d'expérience terrain) aurait permis de valider ou d'affiner les données λ utilisées.
- Pas de dynamique de maintenance : les stratégies de réparation, les délais de réapprovisionnement ou les temps de diagnostic ne sont pas inclus dans la simulation.

III.7.2.6 Conclusion de la simulation

La simulation de fiabilité menée à travers la méthode de l'arbre de défaillance a permis d'évaluer de manière quantitative le comportement du système éolien face à différents scénarios de défaillances combinées. Les résultats obtenus indiquent que l'indisponibilité globale du système est de l'ordre de 6,78 %, ce qui représente une marge de progression significative pour un système de production d'énergie. Cette valeur traduit la fréquence à laquelle le système peut être incapable de remplir sa fonction, et permet d'anticiper environ 298 heures d'arrêt sur une période annuelle. L'analyse met en évidence un nombre limité de composants dont la défaillance isolée suffit à provoquer l'arrêt du système. La présence d'événements critiques, tels que la rupture d'engrenage, la panne du convertisseur de fréquence ou les déséquilibres aérodynamiques, démontre que la fiabilité globale est fortement dépendante de certains sous-systèmes. La simulation confirme ainsi que l'amélioration de la fiabilité du système passe par des actions ciblées sur ces éléments, et qu'une maîtrise des taux de défaillance à travers des actions techniques spécifiques peut significativement réduire le risque d'indisponibilité. En résumé, cette étude permet de poser un diagnostic clair sur les points faibles du système, tout en apportant des pistes d'optimisation cohérentes avec les exigences d'un système industriel performant.

III.8 Perspectives

L'étude menée a permis de mettre en évidence les défaillances critiques du système éolien et de proposer des actions correctives ciblées. Toutefois, des pistes d'amélioration restent envisageables pour approfondir l'analyse. Une modélisation plus fine intégrant la réparabilité, les temps de maintenance et les stratégies de remplacement permettrait de mieux représenter la réalité opérationnelle. L'utilisation de lois de défaillance plus complexes (comme la loi de Weibull) pourrait affiner l'évaluation du vieillissement de certains composants mécaniques. Par ailleurs, l'intégration de données issues du retour d'expérience (REX) ou de la maintenance conditionnelle à base de capteurs (IoT) ouvrirait la voie vers une maintenance prédictive plus efficace. Enfin, un couplage de la méthode FTA avec d'autres outils comme les chaînes de Markov ou les réseaux bayésiens pourrait améliorer la prise de décision en environnement incertain.

III.9 Conclusion

Ce chapitre a permis de mettre en œuvre une démarche complète d'analyse de la fiabilité appliquée à un système éolien onshore à axe horizontal. Après une présentation rigoureuse des fondements théoriques de la fiabilité et de ses principaux indicateurs (taux de défaillance, MTBF, disponibilité), une analyse fonctionnelle a été menée afin de définir les fonctions principales, techniques et contraintes du système étudié.

L'identification des modes de défaillance par la méthode AMDEC a permis de repérer les composants sensibles et les scénarios de défaillance les plus critiques. Cette première approche semi-quantitative a ensuite été approfondie par une modélisation quantitative à l'aide de la méthode de l'arbre de défaillance (FTA), dont la structure a été établie à partir des événements redoutés et des relations logiques entre les sous-systèmes.

Grâce à la simulation réalisée avec le logiciel TopEvent FTA, plusieurs indicateurs de fiabilité ont pu être calculés, notamment l'indisponibilité globale du système, les événements critiques, et l'évolution temporelle de la disponibilité. Les résultats obtenus révèlent que certaines défaillances, telles que la rupture d'engrenage ou les défauts du convertisseur, contribuent de manière prépondérante à la perte de disponibilité du système. Les recommandations techniques formulées visent à réduire ces vulnérabilités par des mesures ciblées, telles que la redondance, la maintenance conditionnelle ou l'amélioration des protections environnementales.

En définitive, cette étude démontre l'intérêt d'une démarche structurée d'analyse de fiabilité pour anticiper les pannes, guider les choix de conception, et optimiser la maintenance. L'approche adoptée, exclusivement basée sur l'arbre de défaillance, montre qu'une bonne connaissance des composants critiques, couplée à des données fiables, permet d'améliorer significativement la résilience d'un système de production d'énergie. Ce travail constitue ainsi une base solide pour des actions correctives futures et pour l'intégration de stratégies de fiabilité dans la gestion globale des systèmes industriels.

Conclusion Générale

À l'heure où les enjeux environnementaux, économiques et énergétiques se conjuguent pour accélérer la transition vers un modèle durable, l'énergie éolienne s'impose comme une solution stratégique incontournable. Ce mémoire a permis de mettre en lumière les atouts et les limites d'un système éolien, à travers une analyse structurée et multidimensionnelle.

Dans une première partie, nous avons posé les fondations générales en présentant les différentes sources d'énergies renouvelables, avec un accent particulier sur l'énergie éolienne. Cette partie a permis de comprendre le principe de fonctionnement des éoliennes, leurs typologies (terrestres et offshore), ainsi que la structure technique de leurs principaux composants. Nous avons également souligné le potentiel éolien en Algérie, offrant un contexte national propice à l'exploitation de cette ressource.

La deuxième partie a été consacrée aux méthodes d'analyse des risques, outil indispensable pour anticiper les événements indésirables dans tout système technique complexe. Les approches qualitatives, semi-quantitatives et quantitatives ont été explorées, mettant en évidence les complémentarités entre l'AMDEC, la méthode FTA et d'autres techniques comme l'analyse de Monte Carlo. Ces outils ont permis de poser les bases méthodologiques nécessaires à une étude rigoureuse de la fiabilité.

Enfin, la dernière partie a proposé une application concrète : une étude de fiabilité sur un système éolien à axe horizontal. À partir d'une analyse AMDEC, les modes de défaillance critiques ont été identifiés. Ces résultats ont permis de construire un arbre de défaillance, modélisé et simulé avec le logiciel TopEvent FTA. L'analyse des résultats a permis de quantifier la probabilité de défaillance globale du système, d'identifier les composants les plus sensibles, et de proposer des recommandations concrètes d'amélioration.

En définitive, cette étude montre que la fiabilité constitue un facteur clé de performance pour un système éolien. Un système fiable est un système capable de produire de manière continue, sans interruptions ni défaillances majeures, ce qui maximise son rendement énergétique réel. L'analyse des risques, à travers des outils comme l'AMDEC et l'arbre de défaillance, permet non seulement d'anticiper les pannes, mais aussi de proposer des actions correctives concrètes pour renforcer les performances globales du système.

Ainsi, ce mémoire contribue à démontrer que la performance d'un système éolien ne se mesure pas uniquement à sa puissance nominale ou à son rendement théorique, mais également à sa capacité à fonctionner durablement, de manière fiable, sûre et optimisée.

Annexe

Annexe

Annexe 1 : Grilles de cotation utilisées dans l'AMDEC

Grille de cotation – Gravité (G)

Note	Description de la gravité
1	Impact négligeable, pas de conséquence sur la performance ou la sécurité.
2	Très faible impact, perturbation minime sans interruption du service.
3	Faible perte de rendement, aucun effet sur la sécurité.
4	Perte de performance modérée, facilement récupérable.
5	Arrêt partiel du système, nécessite intervention simple.
6	Perte de rendement importante, risque de dégradation à long terme.
7	Arrêt total temporaire, conséquences économiques notables.
8	Défaillance critique affectant gravement l'installation, arrêt prolongé.
9	Dommages matériels majeurs, risque pour la sécurité des équipements.
10	Danger grave pour la sécurité humaine, environnementale ou effondrement total.

Grille de cotation – Fréquence (F)

Note	Description de la fréquence ou probabilité
1	Événement exceptionnel (jamais observé), quasi impossible.
2	Événement très rare, observé une fois sur des milliers de cas.
3	Rare, mais déjà observé dans des cas particuliers.
4	Occasionnel dans certaines conditions spécifiques.
5	Possible, mais peu fréquent.
6	Modérément fréquent, récurrent dans certains contextes.
7	Fréquent, observable sur plusieurs installations similaires.
8	Très fréquent, observé régulièrement.
9	Pratiquement certain, défaut commun.
10	Défaut systématique, répété presque à chaque cycle ou usage.

Annexe

Grille de cotation – Détectabilité (D)

Note	Description de la détectabilité
1	Défaut toujours détecté automatiquement par système de surveillance.
2	Défaut très facilement détectable (alarme, signal, etc.).
3	Détecté facilement lors des inspections ou tests de routine.
4	Détection possible, mais non garantie à chaque inspection.
5	Détectable par capteurs spécialisés ou diagnostic ciblé.
6	Détection difficile, nécessite surveillance poussée ou analyse approfondie.
7	Très difficilement détectable avant défaillance.
8	Rarement détecté, sans symptômes clairs.
9	Presque jamais détecté avant la défaillance.
10	Impossible à détecter avant que l'effet ne se manifeste (détection nulle).

Remarque :

1. L'échelle utilisée pour les G, F, D est de 1 à 10
2. L'Indice de Priorité de Risque (IPR) est calculé par la formule : IPR = Gravité × Fréquence × Détectabilité.

Diagramme FAST

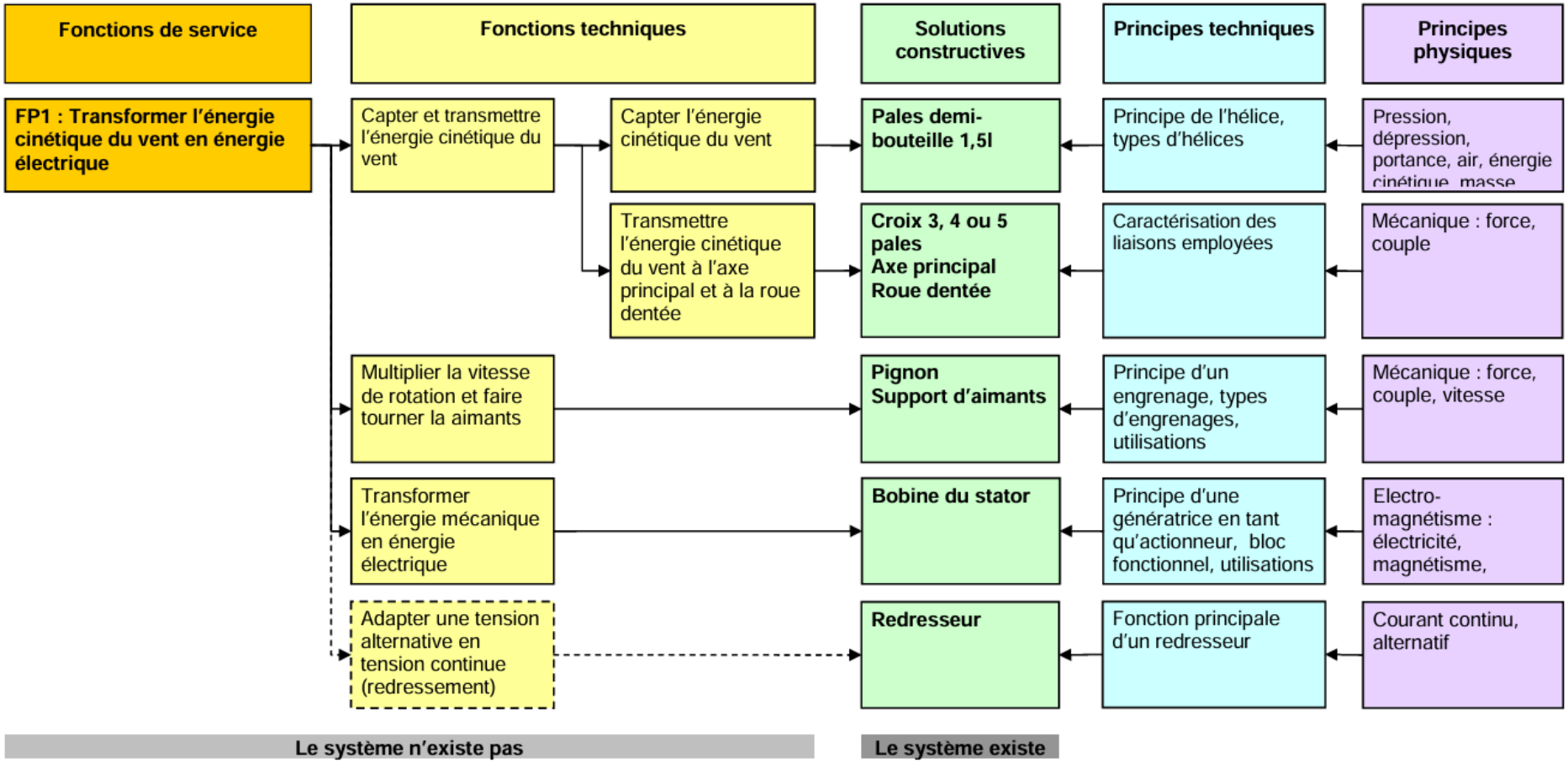
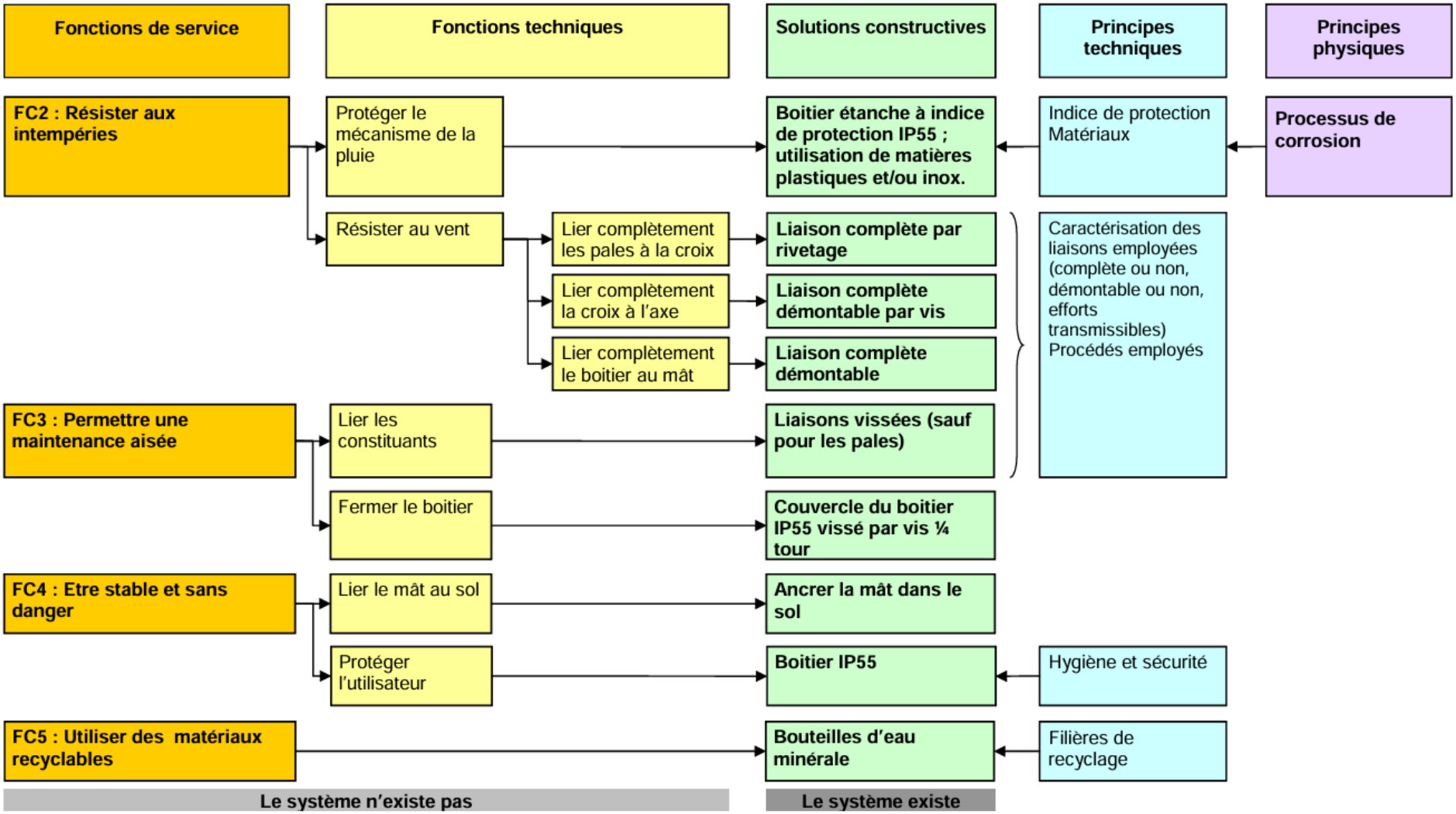


Diagramme FAST (suite)



Bibliographie

Bibliographie

[1] www.ecoconso.org/les-energies-renouvelables-definition. 14/03/25 01:35

[2] www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/energies-renouvelables.14/03/25 01:40

[3] www.goodplanet.org/fr/dossiers/energies/energies-renouvelables. 15/03/25 20:15

[4] SAIDI, H. (2017). Énergies renouvelables [Polycopié de cours, Master 1 Électrotechnique, Université de Chlef, p 13-15.]

[5] www.geometrie.fr 15/03/25 15:10

[6] www.ademe.fr 17/03/25 17:55

[7] https://www.edf.fr/energie-eolienne. 20/03/25 00:08

[8] https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stokage/1177-energie-eolienne. 21/03/25 16:30

[9] Gipe, P. (1995). Wind energy comes of age (pp. 5–47). Wiley.

[10] Gipe, P. (2004). Wind power: Renewable energy for home, farm, and business (pp. 22–23). Chelsea Green Publishing.

[11] Ackermann, T. (2005). Wind power in power systems (p. 5). Wiley.

[12] Golding, E. W. (1976). The generation of electricity by wind power. Wiley. Réimpression post-1973 avec ajout sur le contexte pétrolier.

[13] IEA Wind. (2020). IEA Wind 2020 annual report, chapitre sur le Danemark.

[14] GWEC. (2023). Global wind report 2023, executive summary.

[15] GWEC. (2021). Global wind report 2021 (p. 3).

[16] IEA. (2023). Renewables 2023, tableau 2.1.

[17] ADEME. (2021). L'éolien terrestre. Agence de la transition écologique. (p. 3,5, 6, 7, 9, 11, 12)

[18] IEA. (2020). Renewables 2020.International Energy Agency. (p. 38–42, 45, 47).

[19] IEA. (2021). Offshore wind outlook.International Energy Agency. (p14–21, 22, 25, 34).

[20] WindEurope. (2022). Wind energy in Europe: 2021 statistics and the outlook for 2022 (p. 8).

[21] IRENA. (2019). Future of wind (pp. 7, 22, 28, 29, 31, 34, 35, 38). International Renewable Energy Agency.

Bibliographie

[22] IRENA. (2022). Offshore renewables (p. 11).

[23] DNV. (2020). Floating wind – The next frontier (p. 9).

[24] GE Renewable Energy. (2023). Haliade-X product brochure (p. 2).

[25] IRENA. (2016). The power to change (pp. 48, 50, 52, 55, 60). International Renewable Energy Agency.

[26] DNV. (2017). Wind turbine technology (p. 22, 25, 28, 37, 45, 53, 57, 61).

[27] WindEurope. (2022). Technology & market outlook (p 5, 9, 12–14, 15, 20).

[28] Khaled Ziane, Analyse, Évaluation et Réduction des Risques d'un Parc Éolien, Thèse de Doctorat, Université d'Oran 2.IMSI ,2017. (p 10,11,15,16)

[29] Hau, E. (2013). Wind turbines: Fundamentals, technologies, application (pp. 133–185, 340–345). Springer.

[30] Heier, S. (2014). Grid integration of wind energy (pp. 99–120). Wiley.

[31] Wood, D. (2011). Small wind turbines: Analysis, design, and application (pp. 212–213). Springer.

[32] https://fr.statista.com 25/04/25 14:55

[33] Larbaoui, A. (2022). La contribution potentielle des énergies renouvelables au développement durable : le cas de l'Algérie. Journal of Political Orbits, 6(1), 219–220.

[34] DNV. (2020). Technology outlook 2030 (p. 17).

[35] DNV. (2017). Environmental impact of wind farms (p. 14).

[36] IEC. (2018). IEC 60812: Failure modes and effects analysis (FMEA and FMECA) (§3.1 p.11, §5.3.2 p.21, §5.3.3 p.22, §6.1 p.34, §8.3).

[37] Stamatis, D. H. (2003). Failure mode and effect analysis: FMEA from theory to execution (pp. 23–25, 49–51, 52, 174–176). ASQ Press.

[38] Vose, D. (2008). Risk analysis: A quantitative guide (pp. 134–135, 138–140, 287, 290–291, 293–294). Wiley.

[39] AIAG & VDA. (2019). FMEA handbook (pp. 8–10).

[40] AFNOR. (n.d.). FD X 50-171 (p.12 §4.2, §5.2).

Bibliographie

[41] IEC. (2016). IEC 61882: Hazard and operability studies (HAZOP studies) (§3.1 p.9, §4.3 p.15, §6.2 p.24, §6.4 p.26, Annexe A p.55, Annexe B exemple pratique p.58–60).

[42] CCPS. (2008). Guidelines for hazard evaluation procedures (3e éd., 55, 77, 134, 136, 192, 194–195, 214, 225–227, 229, 235–241, 273–275). AIChE.

[43] Kletz, T. A. (2009). Hazop and hazan: Identifying and assessing process industry hazards (pp.103–108, 135). IChemE.

[44] Aven, T. (2015). Risk analysis (pp. 211–212). Wiley.

[45] Smith, D. J. (2017). Reliability, maintainability and risk: Practical methods for engineers (9e éd., p.149). Butterworth-Heinemann.

[46] Hoyle, D. (2009). ISO 9000 quality systems handbook (6e éd., p. 342). Elsevier.

[47] Kletz, T. A. (1999). What went wrong? Case histories of process plant disasters (4e éd., p. 235, 239). Gulf Publishing.

[48] Smith, D. J. (2017). Reliability, maintainability and risk: Practical methods for engineers (9e éd., p.150). Butterworth-Heinemann. [Exemple de checklist sécurité]

[49] Kotler, P., & Keller, K. L. (2012). Marketing management (14e éd., pp. 53, 54–55, 56). Pearson Education.

[50] Wheelen, T. L., & Hunger, J. D. (2012). Strategic management and business policy (13e éd., p.110,113). Pearson.

[51] Hill, C. W. L., Jones, G. R., & Schilling, M. A. (2014). Strategic management: Theory (11e éd., p. 87). Cengage.

[52] Johnson, G., Scholes, K., & Whittington, R. (2008). Exploring corporate strategy (8e éd., p. 101). Pearson.

[53] Kerzner, H. (2017). Project management: A systems approach (12e éd., p. 86). Wiley.

Bibliographie

[54] Bryson, J. M. (2011). Strategic planning for public and nonprofit organizations (4e éd., p. 183). Jossey-Bass.

[55] ISO/IEC. (2019). ISO/IEC 31010: Risk management – Risk assessment techniques (p.10, 26, 48).

[56] Pritchard, C. L. (2014). Risk management: Concepts and guidance (5e éd., pp. 103–105). CRC Press.

[57] ISO. (2018). ISO 45001: Occupational health and safety management systems – Requirements with guidance for use. Annexe.A.4.5.

[58] Hillson, D. (2009). Managing risk in projects (pp. 71–72). Gower Publishing.

[59] CCPS. (2001). Layer of protection analysis: Simplified process risk assessment (pp. 4–5, 43–55, 90). AIChE.

[60] CCPS. (2015). Guidelines for initiating events and independent protection layers in layer of protection analysis (pp. 17–19). AIChE.

[61] Ericson, C. A. (2005). Hazard analysis techniques for system safety (pp 289–291, 296, 315–316, 320). Wiley-Interscience.

[62] Vesely, W. E., Goldberg, F. F., Roberts, N. H., & Haasl, D. F. (1981). Fault tree handbook (NUREG-0492, §§ 3.2–3.6). U.S. Nuclear Regulatory Commission.

[63] NASA. (2002). Fault tree handbook with aerospace applications (§§ 2.1–2.3).

[64] Bedford, T., & Cooke, R. (2001). Probabilistic risk analysis: Foundations and methods (pp. 91–95, 98, 132). Cambridge University Press.

[65] Aven, T. (2012). Foundations of risk analysis (pp. 147–150). Wiley.

[66] Ren, J., Jenkinson, I., & Wang, J. (2008). Overview of Bayesian networks and their application in reliability engineering. Reliability Engineering & System Safety, 92, (p 725–726).

Bibliographie

[67] Rubinstein, R. Y., & Kroese, D. P. (2016). Simulation and the Monte Carlo method (3e éd., pp. 1–4, 49–52). Wiley.

[68] www.itl.nist.gov/div898/handbook/ 05/05/25 18:41

[69] Glasserman, P. (2004). Monte Carlo methods in financial engineering (pp. 12–13). Springer.

[70] Project Management Institute. (2017). Practice standard for project risk management (pp. 71–72).

[71] Helton, J. C., Johnson, J. D., Sallaberry, C. J., & Storlie, C. B. (2006). Uncertainty and sensitivity analysis for models of complex systems. Risk Analysis, 26(3), 675–689.

[72] www.palisade.com/risk. 06/05/25 12:29

[73] AFNOR. (1990). NF X 50-151 Analyse de la valeur – Analyse fonctionnelle (p. 4,5).

[74] Boussuge, F., Mathurin, P., & Eynard, B. (2009). Conception de produits – Méthodes et outils (p. 51, 52, 55, 56). Dunod.

[75] Miles, L. D. (1972). Techniques of value analysis and engineering (p. 89). McGraw-Hill.

[76] Mermoz, E. (2002). Analyse fonctionnelle, Cours ENSAM (p. 6).

[77] Pahl, G., & Beitz, W. (2007). Engineering design (p. 170). Springer.

[78] Godet, M. (2001). Creating futures: Scenario planning as a strategic management tool (pp. 53–58, 60). Economica.

[79] Godet, M. (1997). Manuel de prospective stratégique – Tome 1 (p. 65, 67, 73, 79–84). Dunod.

[80] Duperrin, J.-C., & Godet, M. (1973). Méthode MICMAC (rapport CNAM, pp. 4–6).

Bibliographie

[81] Jouvenel, H. de. (2004). Invitation à la prospective (p. 92). Futuribles.

[82] UNIDO. (2005). Manual on technological foresight (p. 32).

[83] Rausand, M. (2011). Risk assessment: Theory, methods, and applications (p. 390–393). Wiley.

[84] ISO. (2016). ISO 17776: Petroleum and natural gas industries — Offshore production installations — Major accident hazard management (p. 32).

[85] ISO. (2016). ISO 17776: Annexe B – Études HAZID dans les projets offshore.

[86] AFNOR. (2018). NF EN 13306 – Maintenance – Terminologie (p. 10).

[87] Birolini, A. (2017). Reliability engineering (8e éd., p 5, 17–18, 19–21, 28–29). Springer.

[88] Tavner, P. J. (2012). Offshore wind turbines: Reliability, availability and maintenance (chap. 3, pp. 33–68, 47–71). IET.

[89] Dhillon, B. S. (2006). Applied reliability and quality: Fundamentals, methods and procedures (pp. 44–47, 45–47, 48–49). Springer.

[90] AISSANI N (2024) Approche Bayésienne pour la sureté de fonctionnement [Polycopié de cours, Master 1 SIE, Université d'Oran, p1-2.]

[91] www.slideplayer.fr 01/06/25 03:45

[92] González, E. (2016). Wind turbine technology: Principles and design, p 103 Springer.

[93] Hahn, B., Durstewitz, M., & Rohrig, K. (2007). Reliability of wind turbines (p. 5). ISET.

[94] Ribrant, J., & Bertling, L. (2007). Survey of failures in wind power systems (p. 4). IEEE PowerTech.

[95] Faulstich, S., Hahn, B., & Tavner, P. J. (2011). Wind turbine downtime and its importance for offshore deployment (p. 7). EWEC.