

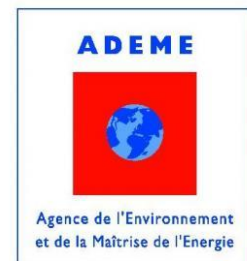
# Analyse du Cycle de Vie de la production d'électricité d'origine éolienne en France



Conformément aux normes ISO 14040 - 14044

**A l'attention de :**

**L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie**  
Service des Réseaux et Energies Renouvelables  
27, rue Louis Vicat  
75737 PARIS Cédex 15



**Etude réalisé par :**

**Cycleco**  
18 Avenue Roger Salengro  
01500 Ambérieu-en-Bugey





## Sommaire

Liste des tableaux.....	6
Liste des figures .....	8
Glossaire et acronyme.....	9
1. Introduction .....	10
1.1. Objectifs du projet.....	10
1.2. Contexte du projet .....	10
1.3. Définition de l'analyse de cycle de vie (ACV).....	10
1.3.1. Base de données.....	11
1.3.2. Logiciel d'analyse du cycle de vie .....	12
2. Définition des objectifs de l'étude .....	12
2.1. Public concerné .....	12
2.2. Contexte de décision .....	12
2.3. Acteurs de l'étude .....	12
3. Définition du champ de l'étude .....	13
3.1. Fonction, unité fonctionnelle, durée de vie.....	13
3.2. Frontière du système.....	13
4. Inventaire de cycle de vie .....	14
4.1. Cadre de la modélisation de l'inventaire .....	14
4.2. Description d'une éolienne .....	14
4.3. Description des technologies de conversion d'énergie .....	16
4.4. Collecte de données.....	18
4.5. Eoliennes terrestres.....	19
4.5.1. Parcs terrestres étudiés.....	19
4.5.2. Production des composants .....	21
4.5.2.1. Rotor .....	21
4.5.2.2. Nacelle.....	21
4.5.2.3. Mât.....	22
4.5.2.4. Fondations.....	22
4.5.2.5. Autres .....	24
4.5.3. Installation de la centrale.....	24
4.5.3.1. Transport .....	24
4.5.3.2. Montage.....	25
4.5.3.3. Transformation et occupation des sols.....	25
4.5.3.4. Construction des routes d'accès .....	25
4.5.3.5. Raccordement réseau .....	25
4.5.4. Production d'énergie électrique .....	25
4.5.4.1. Facteur de charge.....	26

4.5.4.2.	Puissance nominale de l'éolienne .....	26
4.5.4.3.	Facteur de disponibilité.....	26
4.5.4.4.	Production d'électricité .....	26
4.5.5.	Maintenance et réparation.....	26
4.5.6.	Démontage et fin de vie.....	27
4.6.	Eoliennes maritimes .....	27
4.6.1.	Parcs maritimes futurs.....	27
4.6.2.	Composition du mât.....	28
4.6.3.	Fondations des éoliennes en mer .....	28
4.6.4.	Installation de la centrale.....	30
4.6.4.1.	Transport sur site.....	30
4.6.4.2.	Transformation et occupation des sols.....	31
4.6.4.3.	Construction des routes d'accès .....	31
4.6.4.4.	Raccordement réseau .....	31
4.6.5.	Production d'électricité .....	32
4.6.6.	Maintenance des éoliennes en mer .....	32
4.6.7.	Démontage et fin de vie.....	32
5.	Analyse des impacts.....	33
5.1.	Méthodologie d'évaluation des impacts .....	33
5.1.1.	Liste des indicateurs.....	33
5.1.2.	Description des indicateurs .....	34
5.1.3.	Informations environnementales supplémentaires.....	35
5.2.	Résultats d'analyse des impacts .....	35
5.2.1.	Résultats d'analyse des impacts de la filière éolienne terrestre .....	35
5.2.1.1.	Résultats et interprétations.....	35
5.2.1.2.	Résultats par indicateur.....	38
5.2.1.2.1.	Acidification.....	38
5.2.1.2.2.	Changement climatique.....	39
5.2.1.2.3.	Demande d'énergie cumulée (CED).....	40
5.2.1.2.3.1.	Demande d'énergie non renouvelable .....	40
5.2.1.2.3.2.	Demande d'énergie cumulée renouvelable.....	41
5.2.1.2.4.	Eutrophisation.....	42
5.2.1.2.4.1.	Marine.....	42
5.2.1.2.4.2.	Eau douce.....	43
5.2.1.2.5.	Indicateur de Déchets.....	44
5.2.1.2.6.	Inhalation de particules fines .....	45
5.2.1.2.7.	Toxicité .....	46
5.2.1.2.7.1.	Ecotoxicité, eau douce .....	46
5.2.1.2.7.2.	Toxicité humaine, effet cancérigène.....	47

5.2.1.2.7.3.	Toxicité humaine, effet non cancérigène.....	48
5.2.1.2.8.	Utilisations des ressources en eau.....	49
5.2.1.2.9.	Utilisation des sols.....	50
5.2.1.2.10.	Retour énergétique et facteur de récolte.....	51
5.2.2.	Résultats d'analyse des impacts de la filière éolienne maritime.....	51
5.2.3.	Résultats par indicateur.....	53
5.2.3.1.	Acidification.....	53
5.2.3.2.	Changement climatique.....	54
5.2.3.3.	Demande d'énergie cumulée (CED).....	55
5.2.3.3.1.	Demande d'énergie non renouvelable.....	55
5.2.3.3.2.	Demande d'énergie cumulée renouvelable.....	56
5.2.3.4.	Eutrophisation.....	57
5.2.3.4.1.	Marine.....	57
5.2.3.4.2.	Eau douce.....	58
5.2.3.5.	Indicateur de Déchets.....	59
5.2.3.6.	Inhalation de particules fines.....	60
5.2.3.7.	Toxicité.....	61
5.2.3.7.1.	Ecotoxicité, eau douce.....	61
5.2.3.7.2.	Toxicité humaine, effet cancérigène.....	62
5.2.3.7.3.	Toxicité humaine, effet non cancérigène.....	63
5.2.3.8.	Utilisations des ressources en eau.....	64
5.2.3.9.	Utilisation des sols.....	65
5.2.3.10.	Retour énergétique et facteur de récolte.....	66
5.3.	Analyse de sensibilité.....	67
5.3.1.	Analyse de sensibilité sur l'éolien terrestre.....	67
5.3.1.1.	Facteur de charge.....	67
5.3.1.2.	Remplacement des pièces.....	68
5.3.1.3.	Distance entre l'éolienne et le raccordement réseau.....	68
5.3.1.4.	Type d'acier du mât.....	69
5.3.1.5.	Durée de vie.....	69
5.3.1.6.	Distance de livraison au site d'installation.....	70
5.3.1.7.	Fondation.....	70
5.3.2.	Analyse de sensibilité sur l'éolien maritime.....	71
5.3.2.1.	Fondation du modèle Adwen.....	71
6.	Etude de la pression sur les ressources.....	732
7.	Conclusion.....	73
8.	Références.....	74
ANNEXE 1 :	Source et niveau des inventaires.....	76
ANNEXE 2 :	Atlas de la filière éolienne française.....	77

ANNEXE 3 : Détail du tri de l'Atlas .....	77
ANNEXE 4 : Carte des sites étudiés .....	83
ANNEXE 5 : Inventaires .....	84

## Liste des tableaux

Tableau 1 – Situations de contexte décisionnel (ILCD, 2010) .....	12
Tableau 2 - Méthodologie de sélection des éoliennes retenues pour l'étude. ....	19
Tableau 3 - Répartition des éoliennes par puissance et par technologie .....	20
Tableau 4 – Facteur de masse utilisé pour le calcul de la masse des fondations .....	24
Tableau 5 – Répartition de masse des composants électroniques.....	24
Tableau 6 – Données utilisées pour la transformation et occupation des sols .....	25
Tableau 7 – Répartition de la fin de vie des matériaux de constructions.....	27
Tableau 8 - Répartition des modèles maritimes et du nombre de sites par constructeurs considérés dans l'étude. ....	28
Tableau 9 - Répartition des éoliennes maritimes par puissance et par technologie .....	28
Tableau 10 – Répartition des fondations dans la filière éolienne maritime.....	30
Tableau 11 – Distance des transports de livraison des composants et fondation des éoliennes maritimes.....	30
Tableau 12 – Données utilisées pour la transformation et occupation des sols d'éoliennes maritimes.....	31
Tableau 13 – Répartition de masse des composants du poste de transformation électrique .....	31
Tableau 14 – Répartition de masse des composants du poste de transformation électrique .....	32
Tableau 15 – Indicateurs retenus relatifs aux impacts environnementaux et flux d'énergie .....	33
Tableau 16 – Impacts environnementaux d'1 kWh d'électricité issue de la filière éolienne française .....	36
Tableau 17 – Comparaison résultats d'analyse de la littérature. ....	37
Tableau 18 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification .....	38
Tableau 19 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification.....	38
Tableau 20 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification .....	38
Tableau 21 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique .....	39
Tableau 22 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique .....	39
Tableau 23 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique.....	40
Tableau 24 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur CED (non renouvelable) .....	40
Tableau 25 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur CED (non renouvelable) .....	41
Tableau 26 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur CED Non renouvelable .....	41
Tableau 27 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur CED (renouvelable) .....	41
Tableau 28 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur CED (renouvelable).....	42
Tableau 29 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur CED renouvelable.....	42
Tableau 30 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine.....	42
Tableau 31 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine .....	42
Tableau 32 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine.....	43
Tableau 33 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce .....	43
Tableau 34 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce.....	43
Tableau 35 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce .....	44
Tableau 36 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de déchets .....	44
Tableau 37 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de déchets.....	44
Tableau 38 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de déchets .....	45
Tableau 39 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines .....	45
Tableau 40 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines.....	45
Tableau 41 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines .....	46
Tableau 42 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce.....	46
Tableau 43 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce.....	46
Tableau 44 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce.....	47
Tableau 45 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène.....	47
Tableau 46 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène.....	47
Tableau 47 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène ...	48
Tableau 48 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène.....	48

Tableau 49 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérogène.....	48
Tableau 50 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérogène .....	49
Tableau 51 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau .....	49
Tableau 52 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau .....	49
Tableau 53 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau .....	50
Tableau 54 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols .....	50
Tableau 55 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols .....	50
Tableau 56 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols .....	50
Tableau 57 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) d'électricité issue de la filière éolienne française maritime.....	51
Tableau 58 – Comparaison résultats d'analyse de l'éolienne 2 MW d'ecoinvent .....	52
Tableau 59 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique.....	53
Tableau 60 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification .....	54
Tableau 61 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification .....	54
Tableau 62 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique.....	54
Tableau 63 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique.....	55
Tableau 64 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique.....	55
Tableau 65 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED (non renouvelable) .....	55
Tableau 66 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur CED (non renouvelable) .....	56
Tableau 67 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur CED Non renouvelable .....	56
Tableau 68 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED (renouvelable) .....	56
Tableau 69 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED (renouvelable).....	57
Tableau 70 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED renouvelable.....	57
Tableau 71 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine.....	57
Tableau 72 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine .....	58
Tableau 73 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine. ....	58
Tableau 74 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce .....	58
Tableau 75 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce.....	59
Tableau 76 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce .....	59
Tableau 77 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de déchets .....	59
Tableau 78 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de déchets .....	60
Tableau 79 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de déchets .....	60
Tableau 80 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'inhalation de particules fines .....	60
Tableau 81 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines.....	61
Tableau 82 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines .....	61
Tableau 83 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce.....	61
Tableau 84 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce.....	62
Tableau 85 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce.....	62
Tableau 86 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine cancérogène ..	62
Tableau 87 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine cancérogène .....	63
Tableau 88 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérogène ...	63
Tableau 89 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérogène .....	63
Tableau 90 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérogène .....	64
Tableau 91 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérogène.....	64
Tableau 92 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de consommation d'eau .....	64
Tableau 93 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau .....	65
Tableau 94 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de consommation d'eau .....	65
Tableau 95 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols .....	65

Tableau 96 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols .....	66
Tableau 97 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols .....	66
Tableau 98 – Choix des inventaires utilisés .....	76
Tableau 99 - Répartition des modèles et du nombre de sites par constructeurs considérés dans l'étude.....	77
Tableau 100 - Etape 1 - Ajout des puissances totales manquantes (source : TheWindPower) .....	78
Tableau 101 – Etape 2 - Exclusion des sites dont la puissance totale est strictement inférieure à 1MW .....	78
Tableau 102 – Etape 3 - Exclusion des sites dont le fabricant n'est pas renseigné .....	79
Tableau 103 – Etape 4 – Suppression des sites postérieurs à 2013.....	79
Tableau 104 – Etape 5 – Suppression des sites dont la puissance unitaire des éoliennes n'est pas connue.....	79
Tableau 105 - Etape 6 – Suppression des sites dont le modèle de l'éolienne n'est pas connu.....	80
Tableau 106 - Part de marché des différents fabricants d'éoliennes français.....	80
Tableau 107 - Etape 7 -Suppression des sites dont le fabricant d'éolienne représente moins de 0,5% de la part de marché de la puissance totale installée en France.....	81
Tableau 108 – Etape 8 - Part de marché segmentée par modèle d'éolienne installé en France.....	81
Tableau 109 – Etape 9 – Ajout de modèle d'éolienne par l'ADEME.....	82
Tableau 110 – Inventaire de la composition d'un kilogramme d'aimant permanent .....	84
Tableau 111 – Inventaires des composants d'éoliennes et leurs fondations.....	85
Tableau 112 – Inventaires des composants du transformateur du poste de transformation en mer .....	87

## Liste des figures

Figure 1 - Les phases du cycle de vie. ....	11
Figure 2 - Schématisation simplifiée des frontières du système.....	14
Figure 3 - Composants basiques d'une éolienne terrestre (NREL) .....	15
Figure 4 - Composants basiques d'une éolienne en mer .....	16
Figure 5 – Technologie de conversion d'énergie électrique de la filière éolienne.....	17
Figure 6 - Répartition des éoliennes par puissance et par technologie .....	20
Figure 7 – Evolution de la masse des fondations en fonction de la masse de l'éolienne .....	23
Figure 8 - Evolution de la masse des fondations en fonction de la masse de l'éolienne (moyen) .....	23
Figure 9 - Composants des fondations monopieux .....	28
Figure 10 - Composants des fondations gravitaires .....	29
Figure 11 - Composants des fondations jackets.....	29
Figure 12 - Impacts environnementaux d'1 kWh d'électricité issue de la filière éolienne française.....	36
Figure 13 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification .....	38
Figure 14 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique.....	39
Figure 15 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de CED (non renouvelable) .....	40
Figure 16 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de CED (renouvelable) .....	41
Figure 17 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine .....	42
Figure 18 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce.....	43
Figure 19 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de déchets .....	44
Figure 20 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines.....	45
Figure 21 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce .....	46
Figure 22 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène .....	47
Figure 23 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène .....	48
Figure 24 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau.....	49
Figure 25 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols.....	50
Figure 26 - Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) d'électricité issue de la filière éolienne française .....	52
Figure 27 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification .....	53
Figure 28 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique.....	54
Figure 29 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de CED (non renouvelable) .....	55
Figure 30 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de CED (renouvelable) .....	56
Figure 31 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine .....	57
Figure 32 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce.....	58
Figure 33 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de déchets .....	59
Figure 34 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'inhalation de particules fines.....	60
Figure 35 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce .....	61
Figure 36 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène .....	62
Figure 37 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène .....	63
Figure 38 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de consommation d'eau.....	64
Figure 39 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols.....	65



## **Glossaire et acronyme**

ACV : analyse de cycle de vie

CED : Cumulative energy demand : Demande d'énergie cumulée

DDSG : Direct Drive Synchronous Generator : Générateur synchrone (transmission direct)

DDPMG : Direct Drive Permanent Magnet Generator : Générateur synchrone (transmission direct)) à aimant permanent

DFIG : Double Fed Induction Generator : Générateur asynchrone (transmission avec multiplicateur) à double alimentation

Filière : ensemble de tous les parcs et éoliennes installées

Parc : ensemble d'éolienne sur un seul site

SCIG : Singly Fed Induction Generator : Générateur asynchrone (transmission avec multiplicateur)

## 1. Introduction

Cette étude, commandée par l'ADEME, a démarré le 31 décembre 2013 pour une durée totale de 24 mois, dont 12 mois consacrés à la réalisation du cœur de la mission et 12 mois pour la collecte de données supplémentaires le cas échéant.

### 1.1. Objectifs du projet

Les objectifs annoncés par l'ADEME pour cette étude sont multiples. Il s'agit dans un premier temps de calculer les impacts environnementaux de la filière éolienne terrestre et maritime, en France et dans les DOM, à l'aide de la réalisation d'une Analyse de Cycle de Vie conformément à la série des normes ISO 14040 – 44. L'étude de la filière éolienne terrestre fut soumise à une revue critique externe.

L'étude est basée sur l'état de la filière éolienne terrestre à l'année 2013 en prenant en compte un facteur de charge sur les années 2010 à 2014, répondant aux données disponibles fournies par l'ADEME. L'étude de la filière éolienne maritime prochainement installée en France est basée sur les informations issues des dossiers de maitres d'œuvre de chaque parc prochainement installé.

Cette étude vise à fournir des données précises et à jour sur les impacts environnementaux de la production éolienne avec les spécificités du parc français installé ou à venir. L'objectif est d'identifier les paramètres importants et impactants des parcs éoliens tout au long de leur durée de vie. L'étude n'a pas vocation à comparer les différentes technologies qui constituent la filière, mais de présenter l'impact total de la filière éolienne terrestre à un moment donné et de la filière éolienne maritime dans un futur proche. Les résultats de l'étude issue de la revue critique permette de créer des éléments de communications synthétiques rédigés pour un public non expert en Analyse du Cycle de Vie.

L'objectif de cette étude est également de quantifier et qualifier sur des indicateurs, l'état de ressources primaires utilisées pour la production d'électricité d'origine éolienne et la pression exercée sur ces ressources.

Les résultats attendus de l'étude sont la réalisation d'un outil simple et ergonomique à destination interne de l'ADEME permettant de recalculer les impacts environnementaux de la production d'origine éolienne terrestre et maritime en fonction d'un nombre limité de paramètres que l'utilisateur pourra faire varier. De manière simple et intuitive, les impacts seront recalculés par l'utilisateur pour un parc éolien homogène.

### 1.2. Contexte du projet

La transition énergétique actuellement en discussion a pour but de définir la trajectoire à suivre des politiques énergétiques, dans un cadre de contraintes socio-économiques, climatiques et environnementales. Dans cette optique, le Grand Eolien, c'est-à-dire la production d'électricité à partir d'éoliennes de grande puissance, occupe une place importante : en effet, son enjeu premier est de participer à l'équilibre offre-demande du système électrique français en diminuant le contenu carbone du bouquet énergétique.

Le plan de développement des énergies renouvelables de la France issu du Grenelle de l'Environnement vise à augmenter de 20 millions de tonnes d'équivalent pétrole la production annuelle d'énergies renouvelables pour porter la part des énergies renouvelables au minimum à 23% de la consommation d'énergie finale d'ici à 2020. Dans cette optique, la loi Grenelle II prévoit le développement de 19 000 MW d'éolien terrestre et de 6 000 MW d'éolien en mer d'ici à fin 2020. Cet ambitieux déploiement de l'éolien sur les prochaines années nécessite de disposer d'éléments solides sur la quantification des impacts environnementaux de la filière éolienne française.

L'Analyse du Cycle de Vie est un outil fréquemment utilisé pour le calcul des impacts environnementaux du secteur de l'énergie. Cette démarche d'évaluation des impacts environnementaux a d'ores et déjà été amorcée par des établissements académiques ou par les constructeurs éoliens (e.g. Vestas, Enercon). Ces démarches rendent compte des ACV détaillées de différents modèles d'éoliennes ; des méta-analyses ou des études paramétriques.

### 1.3. Définition de l'analyse de cycle de vie (ACV)

Ce chapitre décrit brièvement la méthode d'évaluation des impacts environnementaux utilisée lors de ce travail : l'analyse du cycle de vie (ACV).

L'ACV permet d'évaluer l'impact environnemental d'un produit ou d'un service en relation à une fonction particulière. Cette méthode d'analyse, régie par l'ISO 14 040 (ISO, 2006) et l'ISO 14 044 (ISO, 2006), permet de considérer l'ensemble du cycle de vie (figure 1). L'ACV est un outil d'aide à la décision qui favorise l'optimisation des caractéristiques environnementales du sujet analysé et permet d'effectuer un bilan environnemental.

L'ACV tient compte de l'extraction et du traitement des matières premières, des processus de fabrication, du transport et de la distribution, de l'utilisation et de la réutilisation du produit fini et finalement, du recyclage et de la gestion des déchets en fin de vie.



Figure 1 - Les phases du cycle de vie.

L'ACV implique l'identification et la quantification des entrants et des sortants reliés au produit (ou service ou système), ainsi que l'évaluation des impacts potentiels associés à ces entrants et sortants. La figure ci-dessus présente le cadre d'une ACV, tel que suggéré par l'International Standardization Organisation. L'ACV est un processus itératif et les choix effectués au cours de l'étude sont modifiés en fonction d'informations complémentaires.

Une ACV est donc constituée de quatre phases qui consistent à :

1. Définir les objectifs et le champ de l'étude : cette étape permet de définir le cadre de l'étude et d'intégrer les aspects environnementaux d'ores et déjà maîtrisés par le mandataire.
2. Réaliser l'inventaire de tous les entrants et sortants du ou des systèmes de produits : à ce stade il est important de disposer de données cohérentes et fiables.
3. Évaluer les impacts potentiels liés à ces entrants et sortants en faisant appel à une méthode d'évaluation des impacts reconnue au plan international.
4. Interpréter les hypothèses de travail, les données d'inventaire et les résultats de l'évaluation des impacts en liaison avec les objectifs et le champ de l'étude.

### 1.3.1. Base de données

Afin de réaliser l'inventaire, il est nécessaire de disposer de bases de données fiables. Pour répondre à ce besoin, la base de données Ecoinvent (version 2.02) (Ecoinvent, 2010) est utilisée.

Cette base de données développée en Suisse est considérée comme une référence mondiale pour la cohérence et la transparence en ce qui concerne la réalisation d'inventaires lors d'une ACV. Elle combine différentes bases de données d'inventaire existantes et les enrichit afin d'obtenir un ensemble unifié et générique de données d'inventaire. Des facteurs d'émission et d'extraction sont donnés pour des processus couvrant entre autres les matériaux et les processus de construction, mais aussi l'approvisionnement en énergie, les services de traitement des déchets et les transports.

Lors de cette étude, la plupart des données sont directement prises dans cette base de données. Néanmoins, lorsque des données plus adaptées en termes de fiabilité technique, géographiques et temporelle ou bien lorsque certaines données sont manquantes dans Ecoinvent, la base de données interne de Cycleco et la recherche d'inventaires développés par d'autres organismes sont sollicités. Dans certains cas, des sets de données d'inventaire spécifiquement destinés à cette étude sont développés à partir de sources industrielles dans un format cohérent avec Ecoinvent 2.02 et au regard de la norme ISO 14 048 (ISO, 2002) définissant le cadre de la collecte des données d'inventaire en ACV.

### 1.3.2. Logiciel d'analyse du cycle de vie

Les bases de données sont exploitées par des logiciels spécifiques à l'ACV qui permettent de quantifier les impacts directs et indirects associés aux différents matériaux et procédés concernés.

Le logiciel retenu pour réaliser ce projet est SimaPro (version 8.0.4) (SimaPro, 2014). Ce logiciel est le plus utilisé et le mieux adapté à une présentation simple des résultats d'inventaire et d'analyse de l'impact, permettant d'examiner rapidement les contributions détaillées de chaque processus unitaire.

Cycleco a acquis une expérience et une familiarité reconnues avec ce logiciel. La maîtrise de ses particularités techniques garantit une excellente fiabilité et rigueur scientifique.

## 2. Définition des objectifs de l'étude

Selon la norme ISO 14 040 (ISO, 2006) : « L'objectif d'une analyse du cycle de vie doit indiquer sans ambiguïté l'application envisagée, les raisons conduisant à réaliser l'étude et le public concerné, c'est-à-dire les personnes auxquelles il est envisagé de communiquer les résultats de l'étude. »

Ce chapitre souhaite répondre à cette exigence.

### 2.1. Public concerné

Le rapport de cette étude est destiné à un public « technique » aux différents acteurs du projet qui ont pris part à l'étude, dont l'ADEME.

### 2.2. Contexte de décision

La détermination du contexte décisionnel tel que l'entend l'ILCD Handbook – situation A ou B ou C (ILCD, 2010) – est une étape importante car celui-ci est directement lié à la modélisation de l'inventaire. Le Tableau suivant explicite les différentes situations.

**Tableau 1 – Situations de contexte décisionnel (ILCD, 2010)**

Situation A	L'étude est un support de décision au niveau micro avec faible modification des mécanismes de marché
Situation B	L'étude est un support de décision au niveau macro avec modifications d'envergure des mécanismes de marché
Situation C	L'étude est un support de comptabilité environnementale rétrospective

La présente ACV se focalise sur les champs éoliens terrestres en France jusqu'au 31 décembre 2013. Cette étude n'a pas pour objectif de servir comme support de décision aussi bien au niveau micro qu'au niveau macro. Il s'agit d'une comptabilité environnementale rétrospective.

**Par conséquent, cette étude se place dans un contexte de décision C.**

### 2.3. Acteurs de l'étude

Le commanditaire de cette étude est un acteur institutionnel chargé de conseil au gouvernement et de mise en œuvre des objectifs du Grenelle de l'environnement, à savoir l'ADEME.

En collaboration avec les partenaires du projet, l'ADEME a été consultée dans certains choix méthodologiques. L'ADEME a également été un acteur dans la mise en relation auprès des industriels pour la collecte des données de l'étude.

L'auteur de l'étude est spécialisé en Analyse de Cycle de Vie (ACV), en écoconception et en management de bases de données environnementales, à savoir CYCLECO. Au niveau international, Cycleco travaille avec l'UNEP-SETAC Life Cycle Initiative et la Commission Européenne, et collabore avec les institutions académiques et laboratoires les plus avancés en ACV (CIRAIG, le centre Ecoinvent et l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne par exemple).

La revue critique externe est effectuée par Isabelle Blanc, maître de recherche rattaché au Observation, Impact, Energy Center (O.I.E) de l'école des MINES Paristech et par Pierryve Padey, collaborateur scientifique rattaché à la Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud (Heig-vd).

### 3. Définition du champ de l'étude

Le périmètre détaillé de l'étude et de la collecte de donnée sont présentés ci-dessous.

#### 3.1. Fonction, unité fonctionnelle, durée de vie

Afin de réaliser l'ACV d'un produit ou d'un service, il est indispensable d'en définir sa (ses) fonction(s).

Dans le cas étudié, la capacité de production éolienne est l'ensemble de tous les parcs éoliens issus de l'atlas français permettant la production d'électricité, qui sera ensuite délivrée sur le réseau électrique.

L'unité fonctionnelle retenue pour cette ACV est la suivante :

«**1 kilowatt-heure**, issue de la capacité de production éolienne française terrestre en 2013, délivré sur le réseau électrique, avec un facteur moyen basé sur les années 2010-2014, pour une durée de vie de parc de 20 ans»

L'état de l'art des évaluations environnementales rapportent que la majorité des études considèrent une durée de vie du système de 20 ans (Arvesen, 2012).

Un facteur de charge moyen est utilisé afin d'être le plus représentatif possible sur cette durée de vie de parc.

Dans le cas de la filière éolienne maritime, l'unité fonctionnelle est la suivante :

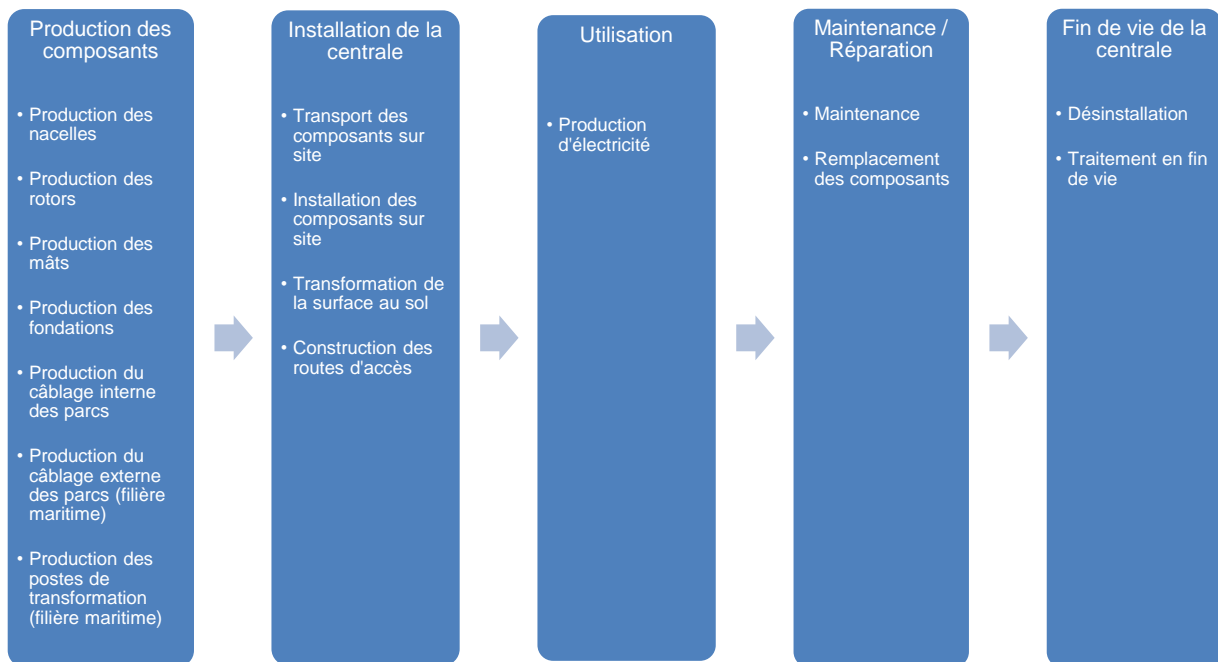
«**1 kilowatt-heure**, issue de la capacité de production éolienne française maritime entre 2020 et 2023, délivré sur le réseau électrique, avec un facteur moyen basé sur les estimations futurs, pour une durée de vie de parc de 20 ans»

#### 3.2. Frontière du système

Les différentes étapes du cycle de vie d'une installation éolienne sont incluses dans les frontières du système :

- fabrication des composants du système éolien,
- installation du système éolien,
- utilisation,
- maintenance,
- désinstallation, traitement en fin de vie (recyclage, incinération et/ou enfouissement des matériaux composant le système éolien).

Le cycle de vie de la filière éolienne peut être segmenté en plusieurs étapes de vie comme le montre la Figure suivante.



**Figure 2 - Schématisation simplifiée des frontières du système**

Cette segmentation du cycle de vie de la filière éolienne permet d'avoir accès à l'information environnementale à chacune de ces étapes. Les impacts environnementaux de chacune de ces étapes peuvent être étudiés séparément.

Certaines parties du cycle de vie ne sont pas prises en compte, ainsi que le recommandent les standards en vigueur. Par exemple :

- les déplacements des employés (sauf pour la maintenance des installations) ;
- les activités d'administration, de vente, de distribution et de recherche et développement (R&D) ;
- les flux de matière et d'énergie engendrés par la ventilation, l'éclairage, les dispositifs de surveillance ;
- les mesures de compensation carbone engagées par les entreprises.

## 4. Inventaire de cycle de vie

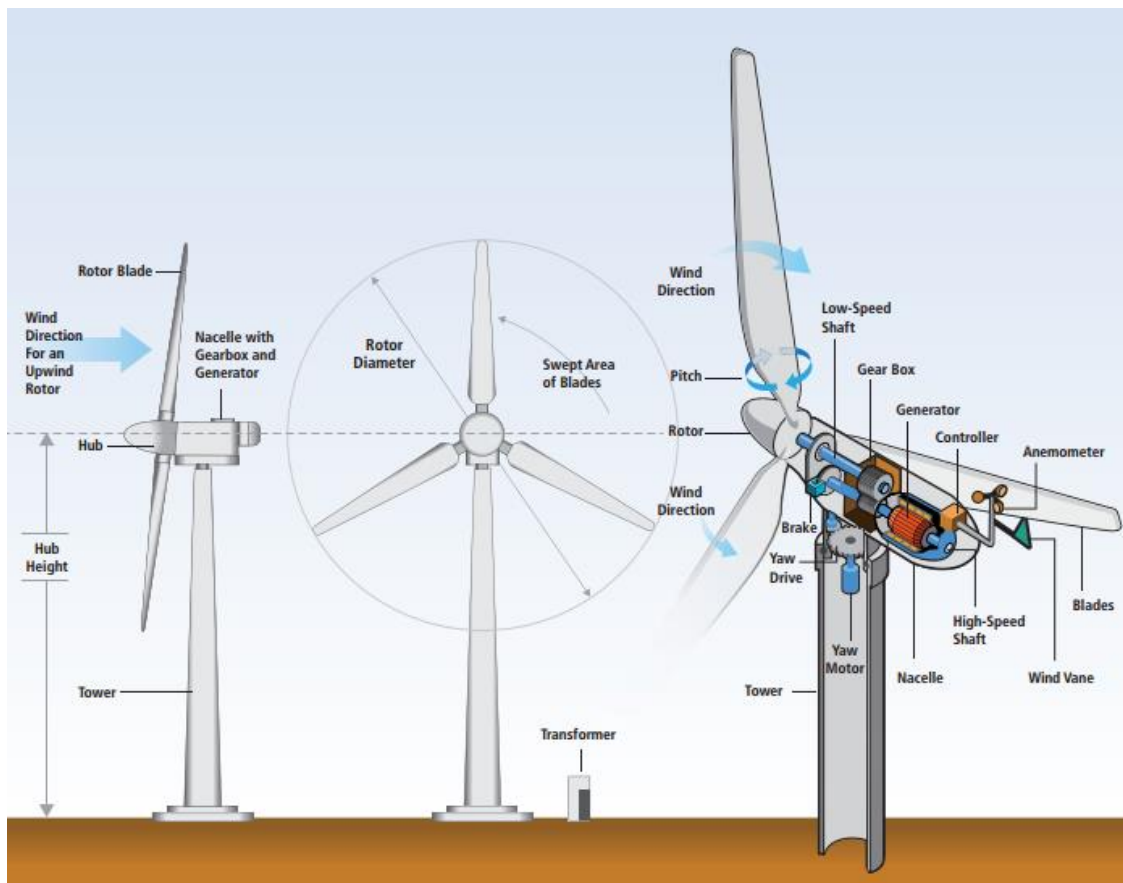
### 4.1. Cadre de la modélisation de l'inventaire

L'étude se place dans un contexte de décision - Support de comptabilité environnementale rétrospective - telle que définie dans l'ILCD handbook (ILCD, 2010). Ainsi l'inventaire sera modélisé par la méthode dite « par attribution » plutôt que « par conséquence » c'est-à-dire qu'il doit refléter la situation actuelle de la chaîne de production du système. Dans cette approche, l'inventaire décrit le système existant : la chaîne de production actuellement en opération, le mode d'utilisation couramment usité et la fin de vie qui est généralement donnée. Ainsi, l'utilisation de données génériques pour décrire le système d'arrière-plan est autorisée.

**Cette étude se place dans une modélisation de l'ICV avec une approche attributionnelle.**

### 4.2. Description d'une éolienne

La Figure 3 représente schématiquement les composants basiques d'une éolienne terrestre.

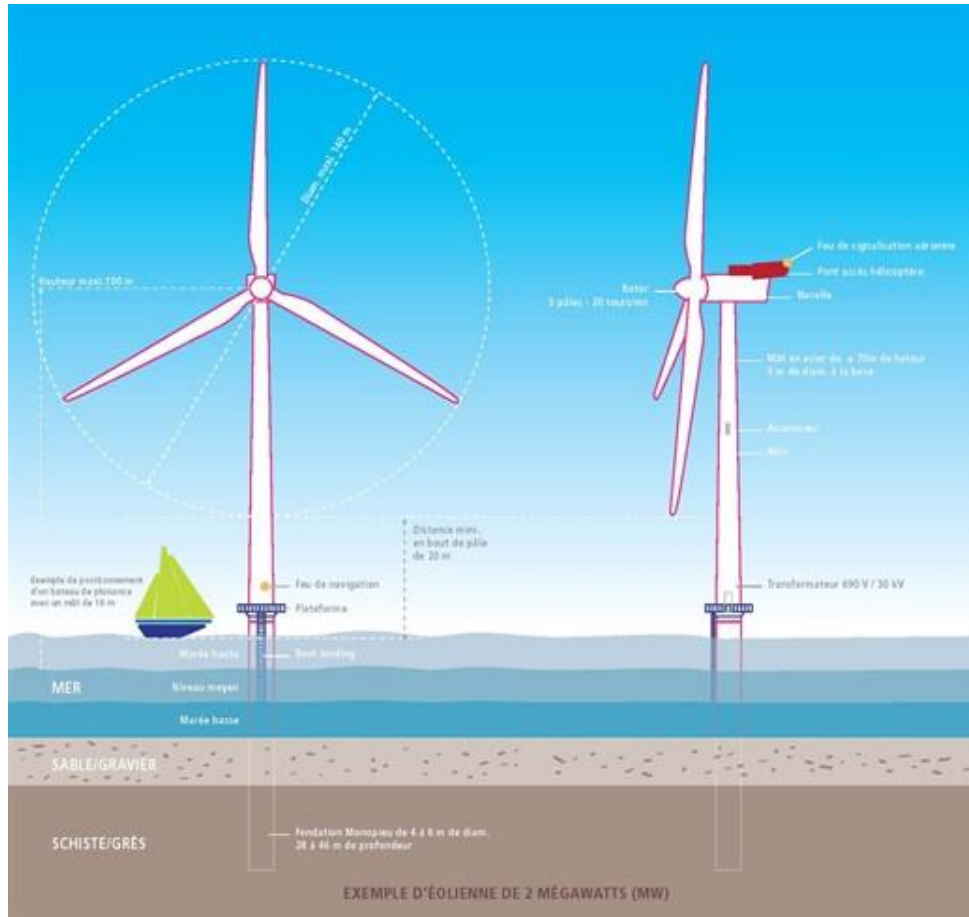


\*Le transformateur (transformer) peut être placé directement dans la nacelle selon les modèles

### Figure 3 - Composants basiques d'une éolienne terrestre (NREL)

Une éolienne est composée de quatre éléments principaux, le rotor qui constitue le système de conversion d'énergie cinétique en énergie mécanique, composé d'un moyeu et de pales. La nacelle qui supporte le rotor et constitue le système de conversion d'énergie mécanique en énergie électrique. Elle est composée de l'ensemble arbre, multiplicateur et générateur ainsi qu'un transformateur. Le mât qui supporte la nacelle et le rotor et permet de l'élever à la meilleure exposition au vent. Pour finir les fondations qui permettent d'ancrer l'éolienne au sol et de supporter la force du vent.

Chaque constructeur propose sa propre configuration d'éolienne, avec plusieurs hauteurs de mât et de diamètres de rotor par modèle. Le choix de ces paramètres varie en fonction de l'exposition au vent et de la situation géographique, qui conditionne également le choix de fondation plus ou moins importante selon le type de terrain. Une autre différence entre constructeur indépendant de ces conditions et la technologie de conversion d'énergie. Cette différence concerne plus précisément le couple générateur- multiplicateur (generator – gearbox). La grande partie des constructeurs à ce jour présente des modèles asynchrones à rotor bobiné/cage d'écurieuil (schéma ci-dessus) ou peut être remplacé par un système synchrone à rotor bobiné ou à aimants permanents. Ces technologies engendrent des impacts très distincts de par l'importance des matériaux qui les compose : le cuivre et les aimants permanents.



(Source photo : site lesgrunes.com)

**Figure 4 - Composants basiques d'une éolienne en mer**

Les éoliennes maritimes sont très semblables aux éoliennes terrestres, plusieurs industriels n'ont fait qu'adapter leurs éoliennes aux conditions maritimes (Vestas V90, 2006), (Elsam/Vestas V80, 2004). L'intérieur de la nacelle est réutilisé sans grandes modifications sur chaque technologie de conversion d'énergie. Les principales modifications concernent la partie extérieure de la machine. L'implantation en mer permet d'installer des éoliennes possédant des rotors de diamètre atteignant les 180 mètres, placé sur des mâts d'une centaine de mètres. Chaque éléments bénéficie d'un traitement de surface (peinture, revêtement, sablage ...) afin de lutter contre les conditions climatiques et l'eau de l'océan. Afin de faciliter la maintenance, des éléments sont ajoutés, comme une structure supplémentaire en acier sur le dessus de la nacelle afin de faire atterrir un agent de maintenance hélitreuillé. Une plateforme nécessaire à l'amarrage des bateaux de maintenance pour le transport de pièces non transportable en hélicoptère. Les fondations bénéficient d'une protection cathodique, c'est-à-dire une anode active dans la majorité des cas en aluminium, ajoutée sur la pièce de transition entre le mât et les fondations servant à lutter contre la corrosion.

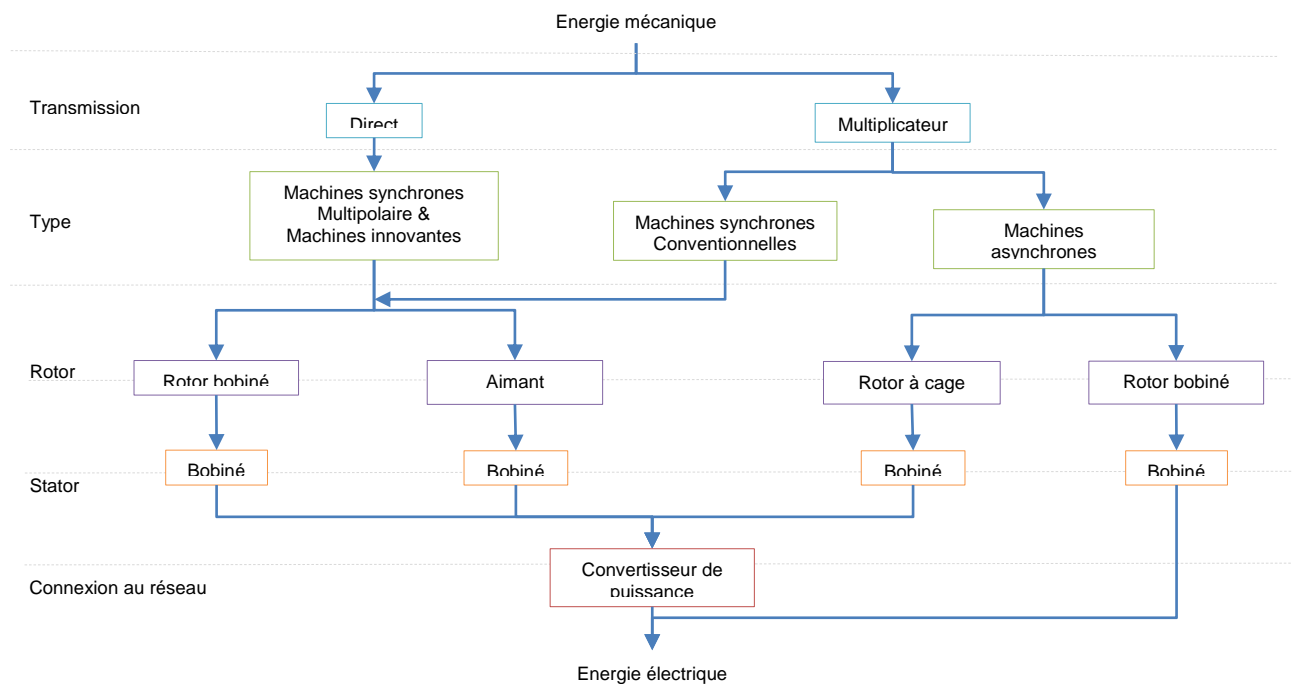
Dernier point, l'éolien maritime requiert la présence d'un poste de transformation électrique en mer. Généralement un poste par parc relié à chacune des éoliennes et qui centralise l'énergie récupérée afin de la transporter jusqu'à la côte en limitant les pertes d'énergies.

### 4.3. Description des technologies de conversion d'énergie

Il existe deux type de machines pour l'éolien, les machines asynchrones dont une grande partie de la filière éolienne terrestre est composée et les machines synchrones. La figure suivante présente les différents types de transmission et les différences associées.



Figure 5 – Technologie de conversion d'énergie électrique de la filière éolienne



### Génératrice asynchrone (DFIG / SCIG) :

Ce type de génératrice supporte la variation de vitesse de rotation de l'arbre principal et s'adapte aux variations du vent. Elle fonctionne à une vitesse nominale de plusieurs centaines de tours par minute et nécessite donc la présence d'un multiplicateur. Ce dernier transforme la faible vitesse de l'arbre principal dépendant de la rotation du moyeu (15 à 20 tr/min) en une vitesse adaptée sur l'arbre rapide permettant à la génératrice de produire de l'électricité. Elle est qualifiée de SCIG (Singly Fed Induction Generator).

Ce type de génératrice simple est utilisé depuis plusieurs années dans les éoliennes. C'est une technologie mature mais qui possède néanmoins certains inconvénients :

- Perte d'énergie due au multiplicateur
- Vibrations engendrant des sollicitations mécaniques importantes
- Ajout de caoutchouc pour limiter la transmission des vibrations du multiplicateur à la structure porteuse
- Bruit plus important
- Usure, lubrification et refroidissement du multiplicateur (axe, roulement, engrenage)
- Fuite d'huile du multiplicateur
- Risque d'incendie plus élevé
- Energie électrique de moins bonne qualité.

Ce type de génératrice de par sa technologie nécessite une maintenance fréquente :

- Inspection par endoscopie
- Changement des huiles
- Vérification de la denture des engrenages
- Vérification des roulements et échange quasi-systématique
- Vérification des axes
- Vérification du carter

Ce type de génératrice existe sous deux configurations différentes :

- Cage d'écureuil : enroulement non accessible
- Rotor bobiné ou à bagues : enroulement relié à un système de bagues/balais permettant la connexion d'un convertisseur statique.

Il existe un type de génératrice, reprenant le système asynchrone, qualifié de double alimentation, DFIG (Double Fed Induction Generator).

Ce système permet à l'aide d'une configuration légèrement différente et la présence de convertisseur de puissances de fonctionner sur une plus grande plage de vitesse du vent. Ce qui permet de maximiser le rendement. La filière éolienne française terrestre est en grande partie constituée de cette technologie.

### **Génératrice synchrone (DDSG/DDPMG) :**

Ce type de technologie est à entraînement direct entre le moyeu et la génératrice, raccordé au réseau par des convertisseurs de fréquences. Cette solution possède l'avantage de se soustraire de multiplicateur, car ne nécessite pas une vitesse importante de l'arbre pour produire de l'électricité. Le rotor est composé d'un système multi pôles magnétique créés par des bobines de cuivres ou des aimants permanents. Ces deux systèmes possèdent un meilleur rendement, une masse moins importante et réduisent considérablement la maintenance. Cependant ils nécessitent une plus grande quantité de cuivre dans le cas de la technologie DDSG (Direct Drive Synchronous Generator) et la présence de terres rares dans les aimants permanents pour la technologie DDPMG (Direct Drive Permanent Magnet Generator). Ces deux matériaux sont particulièrement importants dans le cas d'une analyse d'impact car l'exploitation des terres rares est réalisée dans des conditions sanitaires et environnementales critiqués et le cuivre entre dans une phase d'épuisement de la ressource.

Chaque technologie est utilisable en mer et sur terre, cependant dans le cas du parc maritime prochainement installé en France, la technologie DDPMG est l'unique technologie utilisée.

## **4.4. Collecte de données**

La collecte de donnée a été réalisée à la suite de l'état de l'art de l'éolien, ceci afin de cibler les points clés nécessitant une plus grande précision lors de la collecte de données. Un formulaire de collecte a été créé ensuite par Cycleco afin de récolter le maximum d'informations concernant toutes les étapes de cycle de vie auprès des turbiniers.

La partie production de l'éolienne nécessite deux types d'informations, les masses totales des principaux composants (rotor, nacelle, mât) et leur répartitions matière (ex : 70 % d'aciers, 30 % de plastiques). Les masses totales ont été pour la plupart communiquées par les turbiniers. Cependant la répartition détaillée, demandant plus de temps et une confidentialité des données, fut plus difficile à obtenir.

Les industriels qui n'ont pas souhaité remplir le formulaire ont transmis les ACV déjà réalisées ainsi que des documents bruts non confidentiels. Chaque industriel a répondu selon un niveau de détail plus ou moins précis. Afin de montrer la contribution de chacun, ceux-ci ont été classés par niveau de 1 à 3, où le niveau le plus haut représente un inventaire plus détaillé :

- 1 = masse / matière de toute l'éolienne
- 2 = masse / matière rotor, nacelle, mât
- 3 = masse / matière de tous les sous composants du rotor, nacelle, mât

Les informations de premier niveau permettent d'obtenir l'impact de l'éolienne sans montrer la contribution des composants. Ces inventaires ont donc servis à renforcer les inventaires de niveau supérieur et n'ont pas été modélisés. Le deuxième niveau permet de montrer les impacts des composants de la nacelle, du rotor et du mât sans montrer l'impact des sous composants. Ce niveau n'a pas été modélisé en premier lieu, mais permet d'obtenir la masse totale de chaque composant. Le niveau 3 de détail permet de modéliser chaque sous composants et de connaître l'impact de chacun. Les attentes étaient de collecter un niveau 3 de détail pour chaque modèle auprès de chaque industriel.

Un unique inventaire de niveau 3 a été fourni de la part des industriels (Gamesa, 2013) mais représentant la plus grande partie des éoliennes installées (asynchrone 2 MW), plus de 50 % de la filière. A l'aide de la littérature, trois inventaires de ce même niveau ont été choisis et le modèle Ecoinvent a été étudié. Avec ces inventaires supplémentaires la totalité des modèles asynchrones sont couverts sur la totalité de la plage de puissance, représentant près de 75 % de la filière.

Les 25 % restant de la filière sont composés de deux technologies différentes non disponibles dans ce niveau de détail. La composition d'une de ces technologies représente un écart important avec les inventaires récoltés et ne permet pas une extrapolation des inventaires. Un industriel possédant cette technologie a fourni une ACV de l'un de ses modèles les plus commercialisés contenant un inventaire de niveau 2. Il a été décidé à ce moment en accord avec l'ADEME d'utiliser cet inventaire et de privilégier la réduction de l'incertitude. Le fait d'utiliser ces niveaux 2 renforce la modélisation mais ne permet plus la vue des impacts des sous composants (arbre, générateur, multiplicateur etc.). Ces inventaires ont donc été utilisés et ont permis d'ajouter quatre inventaires supplémentaires et couvrir cette fois 98 % de la filière.

Les 2 % restant de la filière sont composés d'une technologie de conversion d'énergie avec aimants permanents, technologie présente en grande majorité dans l'éolien en mer. Cycleco a pu obtenir des discussions avec plusieurs turbiniers dont l'industriel General Electric, possédant une éolienne de ce type installée en France en 2013 qui a été aujourd'hui convertie en éolienne asynchrone sans aimants. Le retour de cet industriel permet d'affirmer que le bilan matière de la nacelle varie très peu lors de la conversion mise à part la composition du générateur. Les inventaires éoliens de type asynchrone ont été utilisés avec l'ajout d'une masse d'aimant permanent connue grâce à la littérature.

La littérature et les discussions avec les turbiniers ont permis d'utiliser les répartitions masse/matériaux d'un modèle à un autre lorsqu'ils ne possèdent pas un écart de puissance important et uniquement entre certaines technologies. Ceci a permis d'utiliser les répartitions matières pour d'autres modèles et ainsi proposer un bilan environnemental le plus proche de la réalité. En ANNEXE 1 sont présentés chaque inventaire utilisé selon la technologie et la puissance de l'éolienne.

L'éolien en mer est moins présent dans la littérature mais permet d'affirmer que les industriels ne modifient que très peu leurs machines pour l'éolien en mer. Cette information permet de reprendre les inventaires de l'éolien terrestre pour le rotor, la nacelle et le mât. Une recherche sur les futurs parcs maritimes installés en France a ensuite été effectuée. La mise à disposition des dossiers de maître d'ouvrage (EDF, Dong Energy et Wpd) ainsi que certains bilans carbone effectués par différents prestataires ont permis d'obtenir une base de données conséquente pour l'étude. Cette base de données comprend le nombre de chaque modèle d'éolienne choisis, les puissances qui seront installées et la production annuelle estimée. Deuxièmement, le type de technologie de conversion électrique utilisé et le type de fondation choisis. Pour finir les masses des différents composants ainsi que certains inventaires, légèrement détaillés, des postes de transformation électriques et des fondations.

L'unique technologie utilisée ainsi que le faible nombre de modèles d'éolienne permet d'être au plus près de l'état de la filière éolienne à venir.

## 4.5. Eoliennes terrestres

### 4.5.1. Parcs terrestres étudiés

Dans le cadre du projet d'Analyse du Cycle de Vie de la production d'électricité d'origine éolienne en France, l'ADEME a transmis à Cycleco l'atlas des parcs éoliens français terrestre de 2013 (document confidentiel). Cet atlas sert de base de travail pour la quantification des impacts de l'éolien sur terre pour le territoire français.

Cet atlas répertorie dans une feuille de calcul l'ensemble des parcs éoliens en fonction de la localisation du site (région, département, commune), le nom du site, la puissance totale, la puissance unitaire des éoliennes, le fabricant, le modèle et l'année de mise en service. L'objectif de la mission est d'évaluer les impacts représentatifs des parcs en France; la collecte de données ne doit pas être exhaustive, mais permettra d'avoir un ensemble de données représentatif. Cet atlas a donc fait l'objet d'un tri afin de disposer d'un ensemble représentant la distribution des parcs français.

Après l'application d'une méthodologie de sélection des sites représentatifs des parcs français, le tableau (cf ANNEXE 2) reprend les fabricants et les modèles d'éolienne qui ont été retenus pour cette étude.

La puissance éolienne raccordée aux réseaux électriques en France métropolitaine au 31 décembre 2013 est de 8143 MW (Panorama des énergies renouvelables, 2013).

Dans sa version initiale, le tableur recense au total 741 sites pour une puissance totale installée de 8024.53 MW (France métropolitaine, DOM et COM). L'atlas fut en premier lieu non complet et nécessita la collecte des puissances de certains sites connus sans puissance grâce à une source extérieure.

La méthodologie suivante est appliquée afin de trier les sites qui seront traités dans l'évaluation environnementale :

**Tableau 2 - Méthodologie de sélection des éoliennes retenues pour l'étude.**

Etape	Méthodologie de sélection	Nombre de sites restants	Puissance totale (MW)	Pourcentage du parc complet
E0	Tableur initial	741	8024,53	98,40 %
E1	Collecte des puissances pour les sites dont la puissance totale n'est pas renseignée.	741	8155,13	100 %
E2	Suppression des sites dont la puissance totale est strictement inférieure à 1 MW.	720	8146,3	99,89 %
E3	Suppression du site dont le fabricant n'est pas renseignée.	719	8131,9	99,72 %
E4	Suppression de site postérieur à 2013.	717	8110,1	99,45 %
E5	Suppression des sites dont la puissance unitaire des éoliennes n'est pas connue.	713	8073,3	99 %

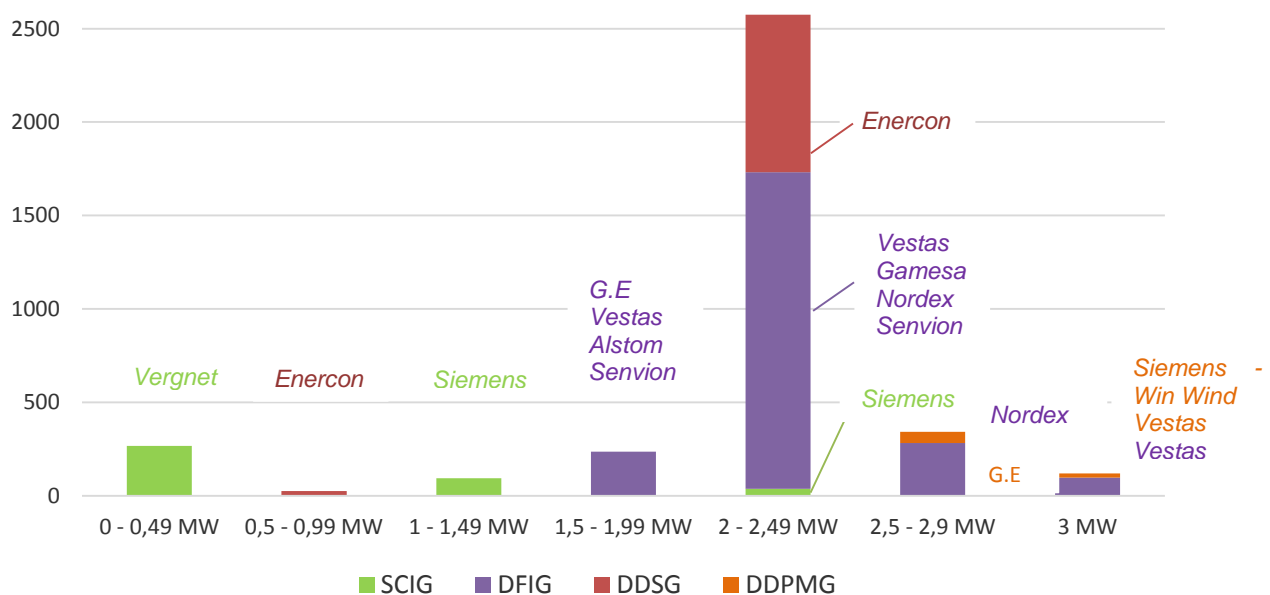
<b>E6</b>	Suppression des sites dont le modèle d'éolienne n'est pas renseignée.	705	8002,05	98,12 %
<b>E7</b>	Suppression de site dont la puissance totale des machines installées représente moins de 0,5 % de la puissance totale installée en France.	693	7897,35	96,84 %
<b>E8</b>	Suppression des sites dont la puissance par modèle d'éolienne représente moins de 1 % de la puissance totale installée en France <sup>1</sup> .	555	6810,35	83,51 %
<b>E9</b>	Modifications et corrections par l'ADEME	581	7111	87,2 %

Cet atlas trié selon cette méthodologie (cf. ANNEXE 3) recense 10 fabricants d'éoliennes terrestres avec un total de 32 modèles d'éolienne répartis sur 581 sites (cf. ANNEXE 4), soit un total de 3658 éoliennes. Il regroupe les 10 plus gros fabricants (en puissance installée) en France.

La puissance totale des éoliennes sélectionnées est de 7111 MW, ce qui correspond à 87 % de la capacité totale installée à la date de l'étude.

Les éoliennes sont ensuite classées par technologie de conversion d'énergie (cf : 4.3) et d'intervalle de puissance afin de faciliter la recherche de données et la modélisation.

**Figure 6 - Répartition des éoliennes par puissance et par technologie**



SCIG : asynchrone à cage d'écuréuil, DDSG : synchrone à rotor bobiné, DFIG : asynchrone à double alimentation, DDPMG : synchrone à aimants permanents.

**Tableau 3 - Répartition des éoliennes par puissance et par technologie**

	0 - 0,49 MW	0,5 - 0,99 MW	1 - 1,49 MW	1,5 - 1,99 MW	2 - 2,49 MW	2,5 - 2,9 MW	3 MW	Total
SCIG	266 éoliennes		94		37			397
DFIG				236	1694	282	97	2309
DDSG		26			843			869
DDPMG						61	22	83

<sup>1</sup> Le constructeur Vergnet a été conservé car il est représentatif des sites installés dans les DOM.

Total	266	26	94	236	2574	343	119	3658
	7,3 %	0,7 %	2,6 %	6,5 %	70,4 %	9,4 %	3,3 %	100%

Les technologies SCIG et DFIG seront par la suite regroupé en un seul groupe, de par la grande similitude entre elles.

#### 4.5.2. Production des composants

Cette étape englobe tous les aspects environnementaux de l'extraction de la matière première jusqu'au produit fini quittant l'usine. L'impact de tous les composants de l'éolienne et de ces procédés de fabrication est compris dans cette étape, regroupant consommation d'énergie, matières premières et gestion de déchets du processus de production. Les matières et procédés sont tirés de la base de données Ecoinvent et des données des industriels.

Dans cette partie seront détaillés chaque composant de l'éolienne, les matériaux dont ils sont constitués et le pourcentage moyen de la masse totale qu'ils représentent. Les hypothèses prises en compte dans la modélisation seront présentées. Les différents matériaux et masses cités sont issus d'un regroupement de tous les inventaires utilisés (ANNEXE 5).

##### 4.5.2.1. Rotor

Le rotor est constitué de plusieurs éléments semblables sur tous les modèles d'éoliennes.

Composants	Matériaux
Pales	Fibre de verre renforcée d'époxy ou de carbone
Moyeu	Acier
Nez	Fibre de verre renforcée de plastique
Contrôle d'inclinaison des pales	Acier

Les éoliennes sont dans la quasi-totalité des cas composées de trois pales, dans la filière éolienne étudiée, seuls les modèles de puissance inférieure à 500 kW en possèdent deux. Les pales sont fabriquées à partir de fibre de verre renforcée de fibres de plastiques. Ces fibres de plastiques sont généralement composées d'époxy, mais il existe également des pales à base de fibre de carbone. Ces fibres sont très peu utilisées dans la filière éolienne et la donnée n'existe pas dans la base écoinvent, l'époxy a donc été utilisé dans notre scénario de référence. La masse totale des pales représente plus de 55 % de la masse du rotor.

Le moyeu est fabriqué en fonte dans la totalité de la filière étudié et représente 40 % de la masse du rotor.

Le nez est composé de fibre de verre renforcé de plastique et représente moins de 1 % de la masse totale du rotor.

Le système d'inclinaison des pales est très peu détaillé dans les inventaires des éoliennes voire non mentionné. Présent sur beaucoup de modèle nous pouvons conclure qu'il est pour certain inventaire négligé ou instauré dans un autre ensemble de composant tel que le moyeu. La composition du système est tiré d'une unique source (Gamesa, 2013), il est composé principalement de fonte et d'acier peu allié et inoxydable. La masse totale du système représente moins de 1 % de la masse totale du rotor.

##### 4.5.2.2. Nacelle

La nacelle est composée de plusieurs éléments. Premièrement une partie mécanique faisant le lien avec le rotor, qui a pour fonction principal de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique. Une partie électrique servant à gérer l'énergie et l'envoyer sur le réseau. Dernièrement une partie de support et de protection.

Composants	Matériaux
------------	-----------

Le système mécanique : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Arbre</li> <li>○ Roulement principal</li> <li>○ Frein mécanique</li> <li>○ Multiplicateur</li> <li>○ Générateur</li> </ul>	Acier Acier Acier Acier Acier / cuivre / aimant permanent
Transformateur	Acier / cuivre
Système d'orientation de la nacelle	Acier
Grue	Acier
Système hydraulique	Acier / huile
Armoire électrique et convertisseur	Acier / cuivre / composants électrique.
Cadre, châssis, carénage	Acier / fibre de verre renforcé de plastique

Le système mécanique est différent sur deux points entre les technologies : la composition du générateur (système bobiné de cuivre ou composé d'aimants permanent) et la présence ou non du multiplicateur (système synchrone ou asynchrone). En dehors du générateur tout le système est composé principalement d'acier peu allié ou inoxydable. La masse du système augmente en fonction de la puissance de l'éolienne, elle varie autour de 55 % de la masse totale de la nacelle.

Le transformateur est composé d'acier et de cuivre. Selon les modèles on le retrouve dans la nacelle, dans le mât ou au pied de l'éolienne. La masse du transformateur augmente en fonction de la puissance de l'éolienne, elle varie autour des 8% de la masse totale de la nacelle.

Le système d'orientation de la nacelle est composé de moteurs avec roulement, arbre de transmission et frein. Il est principalement composé d'acier peu allié, acier inoxydable et pour certains modèles de fonte. La masse du système varie autour de 5% de la masse totale de la nacelle.

Une grue équipe certain modèles, elle est composée principalement d'acier peu allié. Elle représente moins de 2% de la masse totale de la nacelle.

Le système hydraulique est composé d'acier inoxydable ou d'acier peu allié et d'huile de lubrification. Il représente moins de 2% de la masse totale de la nacelle.

L'armoire électrique est composée de composants électroniques et donc principalement de cuivre et d'acier. La masse varie autour de 5 % de la masse totale de la nacelle.

L'ensemble cadre-châssis-carénage est composé d'acier inoxydable ou de fonte pour les parties support métalliques et de fibre de verre renforcé de plastique pour les parties protectrices. La masse varie autour de 30% de la masse totale de l'éolienne.

#### 4.5.2.3. Mât

Le mât est composé d'acier dans 88 % des modèles de la filière étudiée, un unique constructeur utilise pour ses plus grands mâts du béton. Les mâts acier sont intégralement composés du même métal, pour le cas des mâts béton la fin du mât est en acier pour la liaison avec la nacelle.

#### 4.5.2.4. Fondations

Les turbines sont érigées sur des fondations en béton en acier renforcé. Le dimensionnement des fondations est dépendant des conditions géotechniques (Vestas, 2006). Il existe trois principaux types de fondations des éoliennes terrestres (Vestas, 2012):

Fondation gravitaire :

- Niveau élevé d'eau souterraine : ce niveau d'eau requiert plus de béton et d'acier renforcé pour fabriquer les fondations.
- Niveau bas d'eau souterraine : ce niveau d'eau requiert moins de béton et d'acier renforcé pour les fondations que dans le cas précédent.

Fondation monopieu :

- Sol en très mauvais état : ce niveau requiert un monopieu enfoncé dans le sol à plusieurs mètres de profondeur sur lequel vient se fixer le mât.

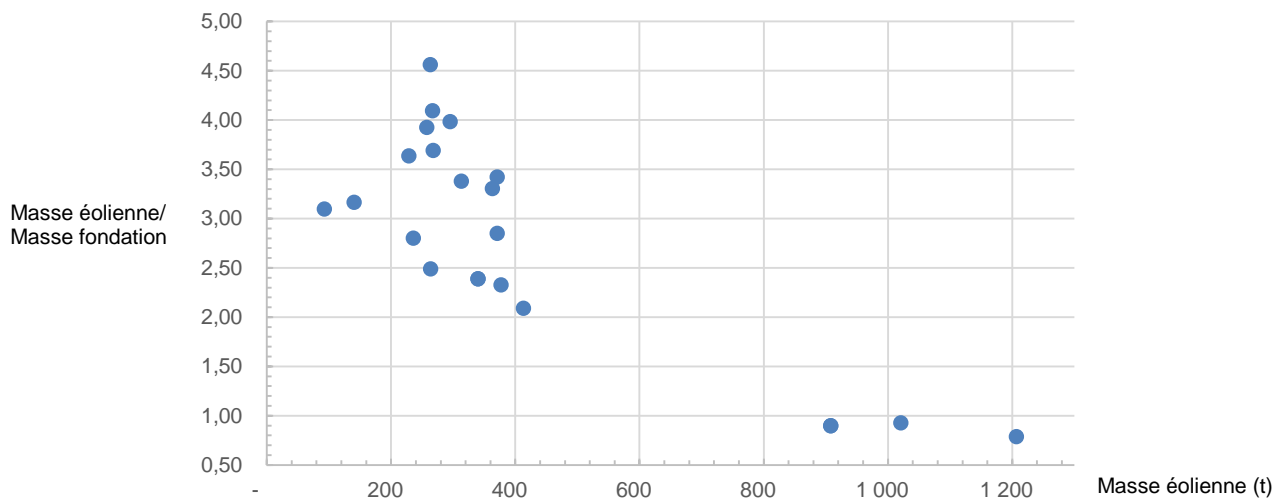
Le type de fondation étant dépendant du site et non du modèle d'éolienne il est difficile de recueillir l'information sur chacune des 3658 éoliennes. Le type de fondation le plus général avec niveau bas d'eau souterraine a été utilisé dans le scénario de référence.

Lorsque la quantité de béton pour les fondations est donnée par les constructeurs en mètre cube, la densité du béton utilisé pour la modélisation est de  $2400 \text{ kg / m}^3$  (Bastien Burger, 2007).

La masse des fondations est très peu communiquée par les industriels car elle varie selon le site d'installation. Aucune relation mathématique fiable n'a été trouvée dans la littérature afin de calculer cette masse. A la suite de la collecte de données, la masse de 22 éoliennes et leurs fondations ont été collectées.

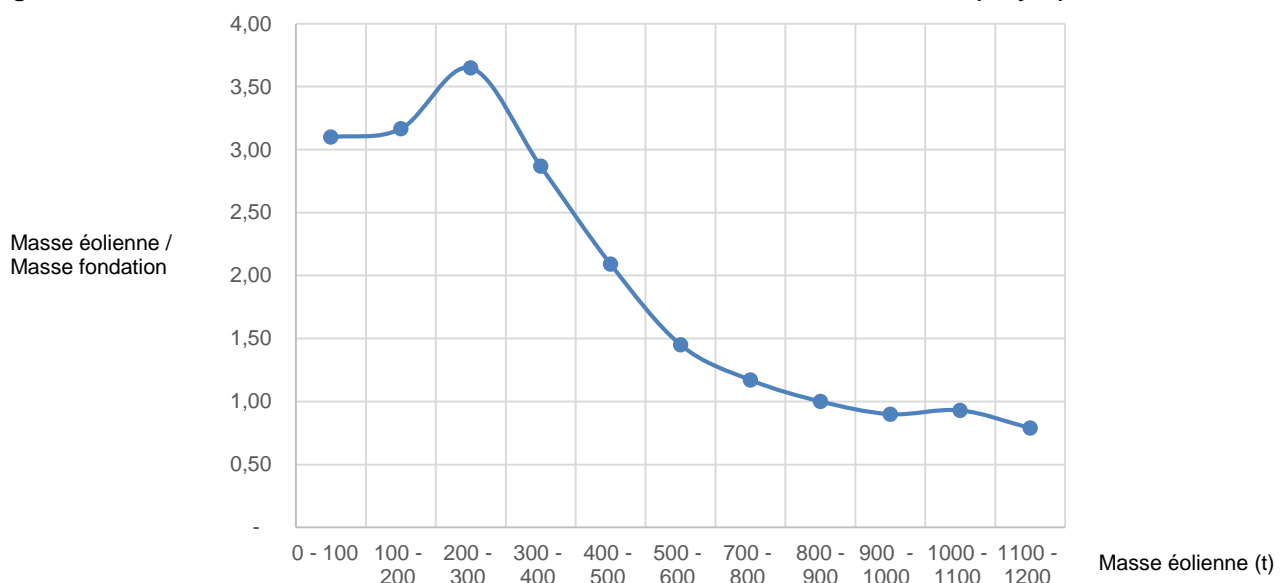
Le graphique suivant montre l'évolution de la masse des fondations en fonction de la masse de l'éolienne. On remarque que plus la masse de l'éolienne augmente plus le ratio entre les deux masses baisse, il devient même inférieur à 1 pour les grandes éoliennes.

**Figure 7 – Evolution de la masse des fondations en fonction de la masse de l'éolienne**



Un facteur moyen entre la masse totale de l'éolienne et les fondations a pu être extrait en réalisant la moyenne des modèles collectés et ainsi obtenir un facteur de multiplication par intervalle de puissance.

**Figure 8 - Evolution de la masse des fondations en fonction de la masse de l'éolienne (moyen)**



La méthode utilisée pour calculer la masse des fondations est de multiplier la masse de l'éolienne par le facteur moyen de l'intervalle de puissance correspondant. Cette méthode a été utilisée uniquement sur les masses manquantes de fondation, les masses collectées ont été conservées.

Ci-dessous les facteurs utilisés pour l'étude :

**Tableau 4 – Facteur de masse utilisé pour le calcul de la masse des fondations**

Masse de l'éolienne	Facteur
0 - 100 t	3,10
100 - 200 t	3,17
200 - 300 t	3,65
300 - 400 t	2,87
400 - 500 t	2,09
500 - 600 t	1,45
700 - 800 t	1,17
900 - 1000 t	1,00
1000 - 1100 t	0,90
1100 - 1200 t	0,93

#### 4.5.2.5. Autres

Dans une éolienne de plus en plus d'électronique est utilisé afin d'augmenter son rendement et de contrôler son fonctionnement afin d'éviter les pannes. Cela passe par des éléments de contrôle permettant de détecter l'orientation optimale de l'éolienne, de régler le régime de rotation et de surveiller par différents capteurs tous les éléments susceptibles de diminuer le rendement.

La masse d'électronique est rarement communiquée par les industriels. Cependant c'est un point non-négligeable car ces composants sont constitués de terres rare et métaux précieux très difficile à extraire et très impactant sur l'environnement. La littérature est également très peu renseignée sur cette masse, ce qui montre le peu de communication des industriels sur ce sujet. L'industriel Gamesa (Gamesa, 2013), dont l'inventaire est utilisé pour la modélisation, fourni une masse de composants électrique/électroniques. L'industriel Vestas (Vestas, 2011), (Vestas, 2012) mentionne cette masse avec une précision plus importante :

**Tableau 5 – Répartition de masse des composants électroniques**

	V100 1.8 MW	V 100 2.6 MW
Electroniques	20%	4%
Electriques	65%	84%
Aimants	14%	12%

Ces deux sources ont été utilisées conjointement pour la modélisation.

#### 4.5.3. Installation de la centrale

Cette étape englobe tous les impacts liés à la construction et travaux effectués sur le site d'installation et le transport des différents composants. Cela comprend en premier lieu le transport, de l'usine de fabrication jusqu'au site d'installation. La construction des fondations, la mise en place du câblage électriques souterrains et la construction des routes d'accès au parc. En dernier lieu la consommation énergétique liée à l'assemblage de l'éolienne sur ces fondations.

##### 4.5.3.1. Transport

Les adresses de chaque site ont été fournis par l'ADEME, l'incertitude sur le transport est très grande de par le nombre de modèles d'éoliennes et d'industriels. Chaque industriels possède plusieurs usines de fabrication et



utilise un schéma de logistique différent selon le modèle et la région du site. La phase de screening du projet montre que la phase de transport influence peu sur l'impact total. Afin d'éviter une incertitude trop importante le transport a été généralisé pour chaque modèle d'éolienne :

- Transport associé à l'importation des composants sur le site des assembleurs : on suppose une distance de transport de 600 km par camion des composants vers les assembleurs.
- Transport sur site de l'installation : on suppose différentes distances de transport selon les composants de l'éolienne et un type de transport camion pour chaque cas (nacelle : 1025 km; rotor : 1025 km; tour : 600 km; fondation : 50 km; autres : 600 km).

#### 4.5.3.2. Montage

Aucune donnée n'existe concernant l'utilisation d'une grue de levage, l'hypothèse d'Ecoinvent (Bastien Burger, 2007) suivante a été utilisée :

0.5 kWh par kilogramme assemblé d'éolienne

#### 4.5.3.3. Transformation et occupation des sols

Cette partie regroupe la transformation et l'occupation des sols engendrés par l'éolienne. Les hypothèses d'Ecoinvent sont utilisées sur le modèle d'éolienne terrestre de 800 kW.

**Tableau 6 – Données utilisées pour la transformation et occupation des sols**

Transformation, from pasture and meadow	1120 m <sup>2</sup>
Transformation, to industrial area, built up	225 m <sup>2</sup>
Occupation, industrial area, built up	4840 m <sup>2</sup> a
Transformation, to traffic area, road network	1000 m <sup>2</sup>
Occupation, traffic area, road network	40000 m <sup>2</sup> a

#### 4.5.3.4. Construction des routes d'accès

L'hypothèse d'Ecoinvent (Bastien Burger, 2007) de 10 kilomètres de route par parc éolien est utilisée. Nous avons ici une distance de 5810 kilomètres de routes construites pour l'accès aux différents parcs.

#### 4.5.3.5. Raccordement réseau

Il existe deux types de câbles entre l'éolienne et la connexion au réseau, l'un jusqu'au transformateur compris entre 10 kV et 32 kV, le second entre le transformateur et le réseau supportant 110 kV.

La distance entre chaque raccordement varie selon les parcs, après lecture des rapports ACV des industriels nous prenons l'hypothèse d'une distance d'un kilomètre entre l'éolienne et le transformateur. Le câblage après le transformateur est d'après le périmètre de l'étude non pris en compte.

D'après les données Vestas (Vestas, 2006), les câbles 32 kV internes au parc sont constitué à 40 % d'aluminium, 36 % de thermoplastiques isolant (PE) et de 24 % de cuivre et représente une masse d'une tonne de matériaux par kilomètre.

La totalité du raccordement réseau représente 3658 kilomètres de câbles pour une masse de 3658 tonnes.

### 4.5.4. Production d'énergie électrique

Pour le calcul des impacts environnementaux de la production d'électricité par des éoliennes de différentes puissances, il est nécessaire de modéliser la production d'électricité de chaque installation de l'atlas français.

La méthode de calcul pour la production d'électricité durant une année se base sur le calcul suivant :

$$\text{Production électrique (kWh)} = 8760 \times L \times P$$

Avec

8760 = Nombre total d'heures dans une année

L = Facteur de charge, qui prend en compte le ratio entre l'énergie effectivement produite et l'énergie qu'aurait pu produire une installation si cette dernière fonctionnait pendant la période considérée à sa capacité maximale ; nombre sans dimension compris entre 0 et 1.

Le facteur de charge tient compte du facteur de disponibilité. Ce dernier prend en compte les périodes où l'éolienne fonctionne réellement (à l'exclusion des périodes de maintenance) ; nombre sans dimension compris entre 0 et 1.

Dans l'étude, le facteur de disponibilité est égal à 0.97.

P = Puissance nominale de l'éolienne ; en Kilowatt.

Pour calculer la production d'électricité sur l'ensemble de la durée de vie de l'éolienne, il faut multiplier cette valeur par la durée de vie de l'éolienne en années, LT.

LT = Durée de vie de l'éolienne ; en années. Dans l'étude, la durée de vie de l'éolienne est égale à 20 ans.

#### **4.5.4.1. Facteur de charge**

Le facteur de charge caractérisant la production d'électricité d'une éolienne a une grande influence sur le résultat de l'évaluation environnementale. Plusieurs paramètres définissent la valeur du facteur de charge, comme la distribution des vitesses de vent, qui dépend de la hauteur du moyeu, les aspérités du terrain et le profil de la courbe de puissance. La grande majorité des installations n'est pas télé-relevée et la mesure de leur production, en énergie seulement, ne permet pas à RTE de calculer précisément leur facteur de charge.

D'après (RTE, 2015) en France, le facteur de charge annuel moyen des éoliennes terrestre sur la période 2010 – 2014 est de 22,9 %. Ceci équivaut, en énergie, à 2000 heures environ de fonctionnement à pleine puissance. Globalement, le facteur de charge annuel moyen présente une bonne stabilité au cours des cinq dernières années : sa variation est de l'ordre de 1% à la hausse ou à la baisse autour de sa moyenne.

L'étude étant basé sur une durée de vie de parcs de 20 ans, il a été décidé en accord avec l'ADEME d'utiliser le facteur moyen de 22,9 %.

#### **4.5.4.2. Puissance nominale de l'éolienne**

La puissance nominale de chaque éolienne a été récoltée à l'aide des industriels et de l'atlas national des éoliennes installées en France. Cet atlas fournit la puissance unitaire de chacun des sites français que nous avons ensuite vérifié à l'aide des industriels.

#### **4.5.4.3. Facteur de disponibilité**

On considère un facteur de disponibilité de 97% (Vestas, 2012) pour l'ensemble des éoliennes du territoire français. Ce facteur est compris dans le facteur de charge de 22,9 % utilisé.

#### **4.5.4.4. Production d'électricité**

Grâce au modèle de production d'électricité de l'**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**, la production d'électricité de la filière est calculée grâce aux valeurs décrites précédemment. Sur 20 ans, l'ensemble de la filière éolienne considérée dans l'étude produit 285 315 GWh. Il est important de rappeler que ce productible dépend du facteur de charge (22.9%) et de la somme des puissances nominales retenue de la filière.

Le détail du calcul est placé en ANNEXE 3

#### **4.5.5. Maintenance et réparation**

La maintenance représente un changement de 15 % de la nacelle et d'une pale tout au long de la durée de vie de l'éolienne (Padey, 2013).

Le transport des pièces de remplacement jusqu'au parc éolien reprend les mêmes hypothèses que le transport des pièces au premier assemblage de l'éolienne.

Le transport associé à la maintenance préventive et corrective ne nécessitant que le déplacement d'un technicien est une distance annuelle de 2160 km en camionnette (Bastien Burger, 2007).

#### 4.5.6. Démontage et fin de vie

##### Démontage :

L'énergie pour le désassemblage de l'éolienne est calculée selon la même hypothèse Ecoinvent de l'assemblage. 0.5 kWh par kilogramme d'éolienne désassemblé.

##### Fin de vie :

**Tableau 7 – Répartition de la fin de vie des matériaux de constructions**

Matériaux	Scenario	Référence
Acier	90 % recyclé, 10 % enfouis	(Elsam Engineering, 2004)
Fonte	90 % recyclé, 10 % enfouis	(Martinez et al. 2009)
Cuivre	90 % recyclé, 10 % enfouis	(Vestas. 2006)
Aluminium	90 % recyclé, 10 % enfouis	(Vestas 2006)
Plastiques	100 % incinéré	(Schleisner, 2000)
Béton	100 % recyclé	(Martinez et al. 2009)
Fibre de verre, époxy	100 % incinéré	(Milanese, 2009)

Tableau issue de la source (Milanese, 2009).

##### Transport en fin de vie :

Transport associé à la fin de vie de l'installation : on suppose que tous les composants de l'installation sont recyclés à une distance de 200 km du site de l'installation, à l'exception du béton (50 km)

## 4.6. Eoliennes maritimes

En 2015, aucune ferme éolienne en mer n'a été installée en France. Le cadre de la modélisation environnemental est sensiblement différent des éoliennes terrestres car il est impossible de se référer au contexte français.

A la suite de lecture bibliographique et de rapport ACV, les principales hypothèses pour l'éolien terrestre restent valables pour l'éolien en mer. Ce qui nous permet de reprendre certaines phases de cycle de vie à l'exception suivante :

- Composition du mât
- Composition des fondations
- Installation de la centrale
- Production d'électricité
- Maintenance

Les sections suivantes présentent les informations qui diffèrent de l'éolien terrestre.

### 4.6.1. Parcs maritimes futurs

Les dossiers de maître d'ouvrage ont permis de connaître les futurs parcs éoliens en mer installés. Deux industriels ont été choisis suite aux appels d'offre pour six parcs en mer.

**Tableau 8 - Répartition des modèles maritimes et du nombre de sites par constructeurs considérés dans l'étude.**

Fabricant	Modèle	Puissance par modèle (en MW)		Sites
<b>ADWEN</b>	AD 8 - 130	8 MW	1488	3
<b>ALSTOM</b>	Haliade 150	6 MW	1428	3

Cycleco a recensé deux fabricants d'éoliennes maritimes avec un total de deux modèles d'éolienne répartis sur six sites.

La puissance totale des éoliennes sélectionnées est de 2916 MW, ce qui correspond à la totalité de la capacité totale installée en prévision des années 2020 - 2023.

**Tableau 9 - Répartition des éoliennes maritimes par puissance et par technologie**

	6 MW	8 MW	Total
DDPMG	238	186	424

#### 4.6.2. Composition du mât

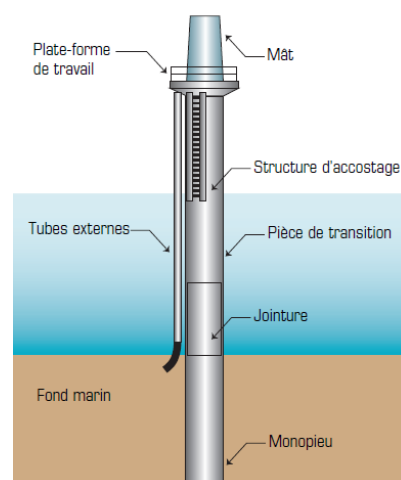
Le mât en acier est utilisé pour les deux modèles étudiés et pour la totalité des éoliennes en mer en Europe. Les industriels ajoutent une protection cathodique en aluminium à la base du mât qui se consumera tout le long du cycle de vie de l'éolienne. Une plateforme en acier est également ajoutée pour l'amarrage des bateaux de maintenance.

#### 4.6.3. Fondations des éoliennes en mer

A la fin de l'année 2013, il y avait 2474 fondations sous-marines entièrement installées dans le parc éolien maritime européen. Les structures sous-marines les plus communément répandues sont les monopieux : 1866 monopieux ont été installés à la fin 2013 (76% du total des fondations installées). Les fondations en béton gravitaire sont les deuxièmes plus communs avec 303 unités installées (12%).

En 2014 selon (EWEA, 2014), les fondations gravitaires (10.4%) et monopieux (78.8%) garde la même répartition. Les fondations jackets (4.7%) sont pressenties comme la génération à venir, en raison de l'implantation pour des hauteurs d'eau plus importantes et le support d'éolienne de masse supérieur à celle supportée par les monopieux.

Les trois différents types de fondation utilisés pour les parcs français sont détaillés ci-dessous (Dieppe et le Tréport, 2014) :

**Figure 9 - Composants des fondations monopieux**

**Type** : Monopieu (ou monopile)

**Matière** : Acier

**Installation** : Battage, forage du fonds marin ou vibrofonçage

**Fixation** : Par jointure avec la pièce de transition, qui la relie au mât

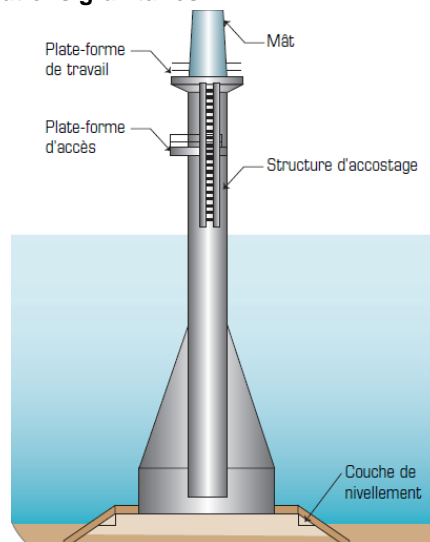
**Poids** : De 500 tonnes à plus de 1 000 tonnes

**Profondeur des fonds adaptée** : Entre 0 et 30 mètres environ. La profondeur moyenne des fonds marins dans les parcs européens est de 22,4 mètres (EWEA, 2014)

**Exemple de parc l'utilisant** : Horns rev 2 (Danemark)

**Tendance** : Le monopieu est la solution la plus souvent sélectionnée pour les projets de parcs récents

**Figure 10 - Composants des fondations gravitaires**



**Type** : Base gravitaire

**Matière** : Acier et/ou béton

**Installation** : Descente par grue ou flottaison puis lestage sur site

**Fixation** : Pièce de transition dans laquelle est inséré le mât

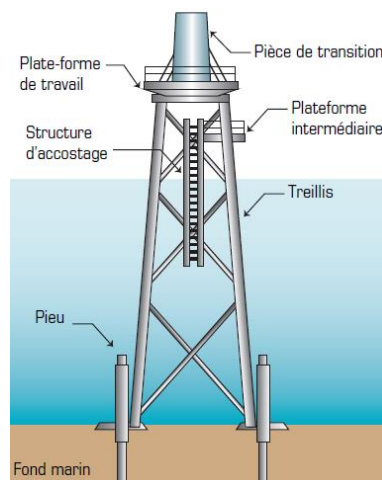
**Poids** : À partir de 1 000 tonnes et jusqu'à 7 000 tonnes environ

**Profondeur des fonds adaptée** : De 10 mètres jusqu'à 50 mètres

**Exemple de parc l'utilisant** : Thanet (Royaume-Uni)

**Tendance** : Peu de projets prévoient l'utilisation de fondations gravitaires

**Figure 11 - Composants des fondations jackets**



**Type** : Tour-treillis sur 3 ou 4 pieds

**Matière** : Acier-tubulaire

**Installation** : Descente par grue puis ancrage des pieds par des pieux (soit pré-battus/pré-forés soit battus/forés après l'installation)

**Fixation** : Pièce de transition fixée en haut de la tour-treillis

**Poids** : De 300 tonnes à 1 000 tonnes environ

**Profondeur des fonds adaptée :** De 20 à 50 mètres

**Exemple de parc l'utilisant :** C-power 2 (Belgique)

**Tendance :** Utilisation croissante notamment avec les turbines de grande puissance et les zones plus profondes

En ce qui concerne les futurs parc français, trois fondations ont été choisies : monopieu, jacket et gravitaire selon la répartition suivante :

**Tableau 10 – Répartition des fondations dans la filière éolienne maritime**

Parcs maritimes	Fondation	Nombre d'éoliennes	Pourcentages de la filière
Le Tréport Dieppe	Jacket	62	15 %
Noirmoutier / Ile d'yeu	Jacket	62	15 %
Saint Briec	Jacket	62	15 %
Saint Nazaire	Monopieu	80	19 %
Fécamp	Gravitaire	83	20 %
Courseulles	Monopieu	75	18 %

La filière éolienne maritime serait composé de 45 % de fondation jacket, 37 % de fondation monopieu et 20 % de fondation gravitaire.

Les fondations jacket ne sont actuellement pas encore définitives, une analyse de sensibilité est effectuée dans la suite de ce rapport afin d'identifier la différence d'impact qu'engendrera un changement de fondation.

#### 4.6.4. Installation de la centrale

##### 4.6.4.1. Transport sur site

Les différents transports sont issus des documents respectifs de chaque parc.

Adwen ; Le Tréport/Dieppe, Noirmoutier/Yeu, Saint Briec : Tous les composants de l'éolienne d'Adwen seront construits et assemblés au Havre. Les fondations en jacket seront fabriquées à Brest.

Alstom ; Saint Nazaire, Fécamp, Courseulles : La nacelle est construite à St Nazaire et le rotor et le mât à Cherbourg. L'éolienne est ensuite assemblée à Cherbourg et ensuite livrée dans les différents parcs.

Les fondations gravitaires (béton) sont fabriquées au Havre, les fondations monopieu n'ont pas encore été décidées, l'hypothèse est prise qu'elles seront réalisées au même endroit que le mât.

Chacune de ces usines est positionnée sur la côte ou directement près du port. Le transport en camion est négligeable et n'a pas été pris en compte.

**Tableau 11 – Distance des transports de livraison des composants et fondation des éoliennes maritimes.**

	Transport Bateau Nacelle		Transport Bateau Rotor		Transport Bateau Tour		Transport Bateau Fondation	
	miles	km	miles	km	miles	km	miles	km
Le Tréport Dieppe	58	107	58	107	58	107	307	569
Noirmoutier / Ile d'Yeu	390	722	390	722	390	722	170	315
Saint Briec	166	307	166	307	166	307	160	296
Saint Nazaire	11	20	336	622	336	622	336	622
Fécamp	336	622	11	20	11	20	398	737
Courseulles	336	622	11	20	11	20	11	20
Moyenne pondéré sur la masse		402		317		306		463

La distance calculée utilisée représente la moyenne pondérée entre les distances et la masse totale de chaque composant.

#### 4.6.4.2. Transformation et occupation des sols

Cette partie regroupe la transformation et l'occupation des sols engendrés par l'éolienne. Les données ont été tirées de la base ecoinvent qui possède l'information sur un modèle de 2 MW en mer.

**Tableau 12 – Données utilisées pour la transformation et occupation des sols d'éoliennes maritimes**

Wind power plant 2MW, offshore, fixed parts/OCE/I U	2 MW	unité
Transformation, from sea and ocean	22,5	m <sup>2</sup>
Transformation, to industrial area, benthos	22,5	m <sup>2</sup>
Occupation, industrial area, benthos	450	m2a

#### 4.6.4.3. Construction des routes d'accès

Contrairement à l'éolien terrestre, aucune construction de routes d'accès n'a été pris en compte dans la modélisation. La livraison des composants de l'éolienne provient des ports et les éventuels routes construites sont liées au poste de transformation électrique terrestre qui n'entre pas dans le périmètre de l'étude.

#### 4.6.4.4. Raccordement réseau

Le périmètre d'étude de l'éolien en mer ne s'arrête pas au même stade que l'éolien terrestre. De par son éloignement des côtes, un poste de transformation en mer est nécessaire afin de limiter les pertes liés au transport de l'énergie sur une vingtaine de kilomètres jusqu'au transformateur terrestre. Ce poste de transformation nécessite une grande quantité de matière et de la maintenance.

Plusieurs sources ont été utilisées pour la modélisation de l'inventaire du poste. L'inventaire en ANNEXE 5 donne une nomenclature détaillée d'un transformateur électrique de 220 MVA. L'inventaire est associé avec les masses réelles des transformateurs des données des parcs de Fécamp et de Saint Nazaire du tableau ci-dessous :

**Tableau 13 – Répartition de masse des composants du poste de transformation électrique**

Composant	Sous composant	Matières Premières	Pourcentage de masse
Poste de transformation en mer	Structure	Acier	28,48 %
	2 Transformateurs 33/225 kV et cellules 33 et 225kV	Acier, cuivre	30,59 %
	Câbles	Cuivre, PEHD, aluminium	0,60 %
Fondation pour le poste en mer	Jacket	Acier	35,02 %
	4 Pieux	Acier	4,04 %
	Ciment	Pondéreux	1,16 %
	Peinture	Polyuréthane et composites	0,10 %

Le raccordement nécessite également une distance importante de câbles permettant de transporter l'énergie de l'éolienne jusqu'au poste de transformation électrique terrestre. Deux types de câbles sont utilisés, de l'éolienne jusqu'au poste de transformation en mer (32kV) et du poste jusqu'au site sur terre (150 kV/250kV). L'hypothèse d'une longueur de câble 150 kV/250kV de 20 kilomètres par parc est utilisée, qui est la distance moyenne entre les parcs et la côte, ainsi qu'une longueur d'un kilomètre de câble (32kV) par éolienne.

Le transport sur site du poste de transformation suit les mêmes hypothèses que les nacelles de chaque parc. La fin de vie du poste de transformation suit les mêmes hypothèses que la fin de vie de toute la filière.

#### 4.6.5. Production d'électricité

L'éolien en mer de par son emplacement loin de tout obstacle et le diamètre de rotor plus important que les éoliennes sur terre permet d'obtenir un facteur de charge bien supérieur. Le facteur de charge utilisé pour l'étude de l'éolien maritime français est directement tiré des dossiers de maître d'ouvrage de chaque parc. Ce facteur est basé sur les estimations des maîtres d'œuvres.

**Tableau 14 – Répartition de masse des composants du poste de transformation électrique**

	Energie produite (GWh/an)	Facteur de charge
Le Tréport	2000	46%
Noirmoutier / Ile d'Yeu	1900	44%
Saint Briec	1950	45%
Saint Nazaire	1735	41%
Fécamp	1800	41%
Courseulles	1500	38%

L'ensemble de la filière éolienne considérée dans l'étude produit 10 885 GWh/an et 217 700 GWh sur 20 ans.

#### 4.6.6. Maintenance des éoliennes en mer

L'étape de maintenance entre les éoliennes terrestres et les éoliennes en mer sont sensiblement différentes. Les différences proviennent principalement du schéma de maintenance lié aux distances côtières des éoliennes en mer et du poste de transformation supplémentaire.

##### Maintenance préventives :

Les inspections et la maintenance préventive sont généralement réalisées par hélicoptère ou bateau lorsque les conditions climatiques sont difficiles. La modélisation d'Ecoinvent d'un itinéraire en hélicoptère est calculée en heure et non en tonne kilomètre comme pour la plupart des autres transports. La vitesse de croisière d'un hélicoptère EC135, souvent utilisé pour la maintenance, est de 261 km/h. Avec une distance moyenne de 20 km de la côte, cela représente un temps de 4 min 35. L'hypothèse prise est que l'hélicoptère effectue deux allers retours à chaque inspection d'une éolienne ou du poste de transformation en mer.

Les schémas de maintenance suivants sont issus de la Source (Elsam V80).

Par année : 2400 km par an par voiture pour le transport du technicien jusqu'au port ou l'héliport.

Inspection de la turbine : quatre trajets par hélicoptère, un trajet par bateau

Inspection du transformateur : douze trajets par an : 9 par hélicoptère, 3 par bateau

##### Maintenance correctives :

La maintenance plus lourde identique à l'éolien terrestre est réalisée uniquement par bateau. La maintenance du poste de transformation en mer n'est pas prise en compte par manque d'information.

Les inspections des câbles ne sont pas incluses

#### 4.6.7. Démontage et fin de vie

##### Fin de vie :

Le manque d'informations sur la fin de vie des composants requiert de prendre les mêmes scénarios que l'éolien terrestre.

##### Transport en fin de vie :

Même hypothèse que l'éolien terrestre (200km en camion pour le poste et 50 km en camion pour les fondations), avec l'ajout de 20 km en bateau représentant la distance jusqu'à la côte.

Le béton et l'acier des fondations est amené dans des centres de traitement excepté les ballastes composés de gravier et de sable (fondations gravitaire composée de 50 % de ballaste).



## 5. Analyse des impacts

### 5.1. Méthodologie d'évaluation des impacts

#### 5.1.1. Liste des indicateurs

L'étape d'évaluation des impacts environnementaux permet de traduire les flux élémentaires en impacts environnementaux. Elle comprend la **classification** des émissions en fonction de **catégories d'impact**, la **caractérisation intermédiaire** et la **caractérisation des dommages**.

Les indicateurs retenus dans l'étude et les méthodes de caractérisation correspondantes sont présentés dans le tableau suivant. Ces indicateurs comportent des indicateurs d'impacts environnementaux.

**Tableau 15 – Indicateurs retenus relatifs aux impacts environnementaux et flux d'énergie**

Impacts environnementaux	Indicateur	Unité	Méthode
Changement climatique	Réchauffement climatique potentiel à 100 ans (GWP100)	kg CO <sub>2</sub> équivalent	IPCC 2007 à 100ans Issue de l'ILCD V 1.03
Inhalation de particules inorganiques	Absorption de fines particules	kg PM2.5 équivalent	RiskPoll model (Rabl and Spadaro, 2004) et Greco et al. 2007 Issue de l'ILCD V 1.03
Utilisation des ressources en eau	Utilisation d'eau	m <sup>3</sup>	Boulay et al. 2011 Water Scarcity V 1.01
Toxicité humaine, effet cancérigène	Unité toxique comparative pour l'homme	CTUh	USEtox Issue de l'ILCD V 1.03
Toxicité humaine, effet non cancérigène	Unité toxique comparative pour l'homme	CTUh	USEtox Issue de l'ILCD V 1.03
Acidification	Dépassement accumulé	molc H+ équivalent	Accumulated Exceedance (Seppälä et al. 2006, Posch et al. 2008) Issue de l'ILCD V 1.03
Eutrophisation, eau douce	Fraction de nutriments rejoignant le compartiment eau douce	kg P équivalent	Modèle EUTREND (Struijs et al. 2009) implémenté dans ReCiPe V 1.05 Issue de l'ILCD V 1.03
Eutrophisation, marine	Fraction de nutriments rejoignant le compartiment eau marine	kg N équivalent	Modèle EUTREND (Struijs et al. 2009) implémenté dans ReCiPe Issue de l'ILCD V 1.03
Utilisation des sols	Soil Organic Matter (SOM)	kg C déficitaire	Mila i Canals et al. 2007b Issue de l'ILCD V 1.03
Ecotoxicité, eau douce	Unité toxique comparative pour les écosystèmes	CTUe	USEtox Issue de l'ILCD V 1.03
Indicateur déchets	Quantité de déchets	kg	EDIP 2003 V 1.04

Demande d'énergie cumulée  
(CED)

Consommation d'énergie

MJ

CED V 1.8

Les indicateurs retenus ont été choisis en accord avec l'ADEME après analyse des indicateurs utilisés dans les études sur l'éolien (Arvesen et al. , 2012) et les rapports ACV des différents constructeurs.

Les méthodes et les facteurs de caractérisation sont issus de la méthode ILCD 2011 Midpoint version 1.03 implémentée dans SimaPro 8.0.4. L'indicateur de déchet est issu d'EDIP 2003. La méthode de consommation d'eau a été remplacée par la méthode issue de Boulay et al. 2011 (Water scarcity) présente dans SimaPro afin de choisir une méthode qui correspond au consensus actuel (alors que ILCD = ecoscarcity 2006), mieux intégré dans SimaPro et faisant partie des dernières préconisations de l'ADEME.

Les facteurs de caractérisation sont en ANNEXE extérieur au rapport. (cf : Méthode – facteur de caractérisation)

### 5.1.2. Description des indicateurs

**Acidification** : L'acidification est une augmentation de l'acidité d'un sol ou d'un cours d'eau à cause des activités humaines (par le biais de pluies acides par exemple). Les oxydes de soufre et d'azote sont les principaux responsables de ce phénomène, provoquant des pluies acides.

**Changement climatique** : La catégorie d'impact changement climatique traite de la contribution des émissions d'origine anthropique sur le forçage radiatif dans l'atmosphère (effet de serre). Les gaz à effet de serre sont les gaz qui ont la capacité d'absorber les radiations infrarouges provenant de la Terre. L'augmentation du forçage radiatif se solde par un réchauffement de la température à la surface de la Terre, ce qui peut avoir des impacts sur les écosystèmes, la santé humaine et les biens matériels.

**Consommation d'eau** : Cette catégorie traite de la raréfaction de l'eau, un problème environnemental grandissant dans plusieurs régions du monde. Malgré cette réalité, peu de méthodes et/ou modèles scientifiques sont présentement reconnus pour caractériser la raréfaction des ressources en eau. Par conséquent, lors d'ACV, les impacts environnementaux potentiels liés à la consommation des ressources en eau ne sont que très rarement pris en compte.

**Déchets** : Les flux de déchets sont divisés en trois catégories qui ont été réunis en un seul indicateur ici. Les déchets en vrac (bulk waste), les déchets dangereux (hazardous waste) et les déchets radioactifs (radioactive waste). Tous les déchets sont signalés sur une base de masse.

**Demande d'énergie cumulée** : CED ou demande d'énergie cumulée, est une méthode de score unique, permettant de calculer l'énergie consommée tout au long du cycle de vie de la turbine. Le résultat final est obtenu en équivalents MJ et classé par type de source en tenant compte des catégories suivantes: énergie non renouvelable (nucléaire, énergies fossiles) et de l'énergie renouvelable (biomasse, hydraulique et éolienne, solaire et géothermique).

- **Demande d'énergie cumulée non renouvelable** : Cet indicateur englobe toutes les sources d'énergie issues de ressources limitées disponibles sur la planète et épuisable à l'échelle humaine. Les combustibles fossiles sont produits en continu par la décomposition de la matière végétale et animale, mais la production et le taux de régénération est extrêmement lent, beaucoup plus lent que la vitesse à laquelle nous les utilisons. Les principaux exemples de ressources énergétiques non renouvelables sont des combustibles fossiles comme le pétrole, le charbon et le gaz naturel. Les ressources énergétiques non renouvelables que nous utilisons et qui ne seront pas remplacés dans un délai raisonnable sont donc considérées comme "épuisable", c'est à dire non disponible pour les générations futures.
- **Demande d'énergie cumulée renouvelable** : Cet indicateur englobe toutes les sources d'énergie issue de ressources illimitées disponibles sur la planète et / ou inépuisable à l'échelle humaine. Les principaux exemples de sources d'énergie renouvelables sont la biomasse, l'hydraulique, l'éolien, le solaire et le géothermique

**Ecotoxicité d'eau douce** : L'écotoxicité d'eau douce est similaire à la toxicité humaine, à la différence qu'elle couvre les impacts des substances toxiques sur les écosystèmes aquatiques et non sur la santé humaine. La caractérisation repose sur les mêmes concepts que pour la toxicité humaine : la persistance dans l'environnement, l'exposition et les effets. L'ordre de grandeur mentionné pour la toxicité humaine nécessaire à l'interprétation est également applicable à l'écotoxicité.

**Eutrophisation** : L'eutrophisation est principalement causée par des niveaux excessifs de nutriments phosphorés (P) et azotés (N) dans l'environnement. L'émission de matières organiques peut aussi contribuer à l'eutrophisation des milieux aquatiques. La surabondance de nutriments peut modifier la composition des espèces d'un écosystème et augmenter la production de biomasse dans les milieux aquatiques et terrestres. Par exemple, cela peut se traduire par la prolifération d'algues. Lorsqu'une eau est à l'origine pauvre en phosphore et qu'on y ajoute une certaine quantité de nutriments phosphorés, il y aura croissance d'algues. Dans ce cas, le phosphore sera considéré comme le facteur limitant. Le même raisonnement s'applique pour une eau pauvre en azote. Ainsi, pour les milieux aquatiques, le facteur limitant pour l'eau douce est généralement le phosphore, tandis que pour l'eau marine il s'agit de l'azote.

**Inhalation de particules inorganiques** : La pollution atmosphérique est composée de particules fines et de substances gazeuses (comme le dioxyde de soufre et les oxydes d'azote). Elles proviennent de diverses sources reliées à l'activité humaine comme les véhicules, les usines et la production d'électricité.

**Toxicité humaine** : Cette catégorie traite des impacts des substances toxiques, émises dans l'environnement, sur la santé humaine. La caractérisation des substances toxiques repose sur les concepts de persistance dans l'environnement, d'exposition (par inhalation ou ingestion) et d'effet sur la santé humaine (cancérogène et non cancérogène). La modélisation des impacts potentiels des substances toxiques sur les êtres vivants est une tâche complexe, puisque les phénomènes physiologiques et biologiques sont mal compris et dépendent de facteurs non maîtrisables : âge, sexe, santé, exposition, synergies, etc. Les modèles pour cette catégorie d'impact présentent donc encore un niveau d'incertitude relativement élevé.

**Utilisation des sols** : Cette catégorie d'impact traite des différentes conséquences de l'utilisation et de la transformation du territoire par l'homme. Lorsqu'une activité nécessite de grandes surfaces de terre, ces dernières sont considérées temporairement non disponibles pour remplir d'autres fonctions (culture pour l'alimentation par exemple). Cette réalité est considérée comme une perte du territoire en tant que ressource. La perte de biodiversité et de support à la vie sont aussi abordées dans cette catégorie d'impact, puisqu'elles résultent de l'utilisation du territoire.

### 5.1.3. Informations environnementales supplémentaires

A l'issue des résultats finaux de l'Analyse du Cycle de Vie, les impacts sur la consommation d'énergie primaire sont mis en perspective grâce à l'introduction de deux indicateurs supplémentaires que sont le temps de retour énergétique et le facteur de récolte.

Ces indicateurs permettent de calculer un temps d'amortissement de la production d'électricité d'origine éolienne par rapport à la production d'électricité moyenne française.

- Facteur de récolte :  $\text{Energie produite} / \text{CED (Cumulative Energy Demand)}$
- Retour énergétique :  $\text{CED} / \text{Energie produite en un mois}$

## 5.2. Résultats d'analyse des impacts

### 5.2.1. Résultats d'analyse des impacts de la filière éolienne terrestre

#### 5.2.1.1. Résultats et interprétations

L'interprétation permet d'analyser les résultats obtenus et de répondre à l'objectif de l'étude. Elle permet de détecter les principaux contributeurs d'impact sur chaque indicateur. Les phases du cycle de vie sont en premier lieu étudiées afin de comprendre globalement leurs responsabilités et ensuite préciser quelles sont les processus et les substances responsables de l'impact. Cette étape permet également de vérifier si les résultats sont cohérents et si les systèmes modélisés sont bien complets. Les résultats sont présentés selon l'unité fonctionnelle d'un kilowattheure permettant de les comparer ensuite à la littérature.

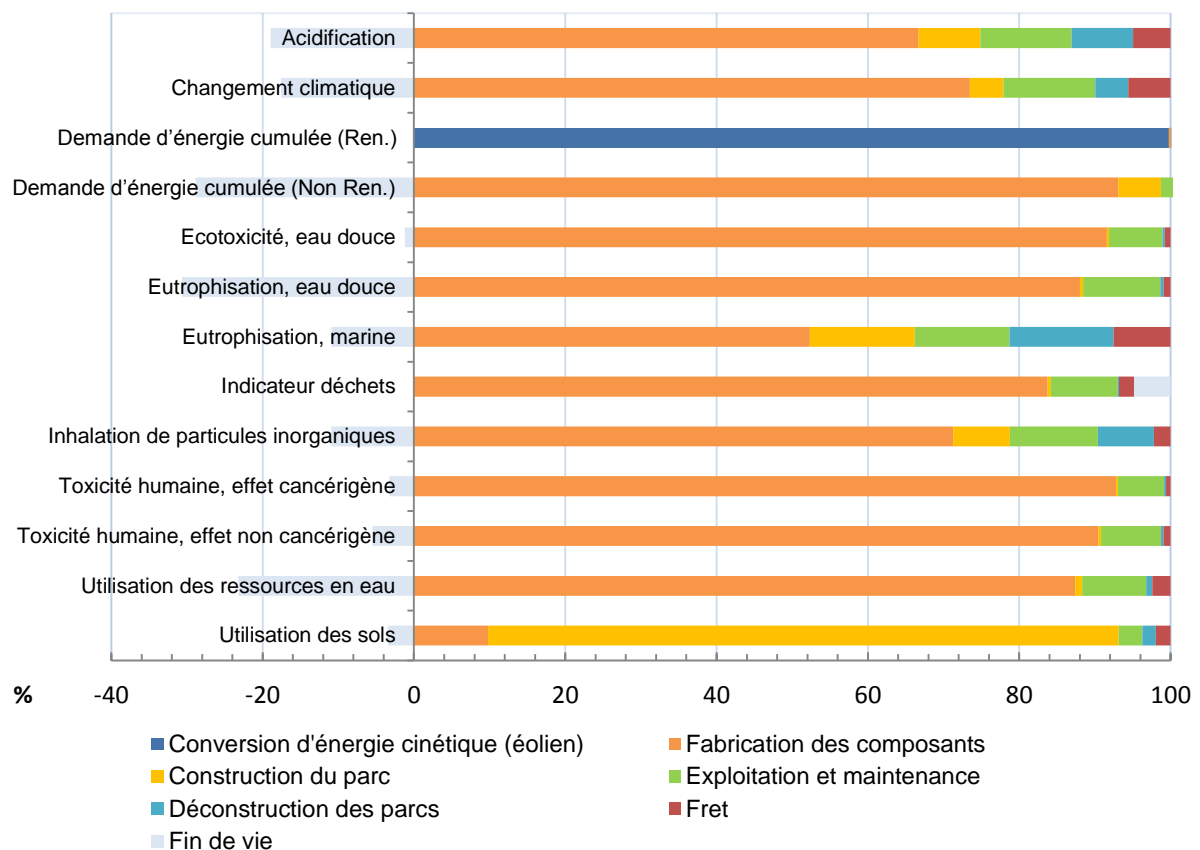
Une analyse de cycle de vie peut être complétée par une analyse de l'incertitude non présente dans ce rapport. Les données d'incertitude sur les inventaires créés dans SimaPro n'ont pu être renseignées car ils proviennent en grande partie de la littérature et d'autre part, les résultats obtenus par l'analyse d'incertitude des backgrounds processus ne sont pas maîtrisés suffisamment pour être présentés dans un rapport ACV.

Les résultats sont présentés ci-dessous :

Tableau 16 – Impacts environnementaux d'1 kWh d'électricité issue de la filière éolienne française

Catégorie d'impact	Unité	Impact / kWh d'électricité
Acidification	molc H+ eq	7,19E-05
Changement climatique	g CO <sub>2</sub> eq	12,72
Demande d'énergie cumulée (non renouvelable)	MJ	1,86E-01
Demande d'énergie cumulée (renouvelable)	MJ	3,88
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	9,01E-02
Eutrophisation, eau douce	g P eq	5,60E-03
Eutrophisation, marine	g N eq	2,00E-02
Indicateur déchets	g	4,05
Inhalation de particules inorganiques	g PM2.5 eq	1,03E-02
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	7,53E-09
Toxicité humaine, effet non cancérigène	CTUh	5,73E-09
Utilisation des ressources en eau	m <sup>3</sup>	6,99E-05
Utilisation des sols	g C deficit	100,3

Figure 12 - Impacts environnementaux d'1 kWh d'électricité issue de la filière éolienne française



Lorsque nous analysons d'un point de vue général, il est visible dans tous les cas, excepté pour l'utilisation des sols et le CED NR, que la fabrication des composants (Rotor, Nacelle, Mât, Fondation et câblage interne) représente plus de 50 % de l'impact sur chaque indicateur dont 6 indicateurs au-dessus de 80 %.

D'autre part l'exploitation et la maintenance apparaissent comme la deuxième étape du cycle de vie ayant le plus d'impact, allant jusqu'à 13 % de l'impact sur l'indicateur d'eutrophisation marine.

La construction des parcs est très inégale selon les indicateurs allant jusqu'à 83 % de l'impact sur l'indicateur d'utilisation des sols.

L'étape de conversion d'énergie représente l'unité fonctionnelle utilisée qui est le kilowattheure d'énergie issue de la filière éolienne.

La déconstruction des parcs représente un impact avec un maximum de 14 % sur l'indicateur d'eutrophisation.

Le transport des différents composants jusqu'au site d'installation représente l'impact le plus faible sur la quasi-totalité des indicateurs avec une valeur maximal de 5% sur l'eutrophisation d'eau douce.

La fin de vie est, excepté sur l'indicateur de déchets, bénéfiques pour la totalité des indicateurs. Elle permet de réduire l'impact jusqu'à 31 % sur l'eutrophisation d'eau douce.

Afin d'être le plus complet et transparent pour l'analyse et l'interprétation des impacts, la contribution des processus et des substances sur chaque indicateur est joint en ANNEXE extérieur au rapport (cf : Contribution processus\_substances).

Le tableau suivant présente les résultats de l'analyse du modèle 800 kW d'Ecoinvent selon la méthode de caractérisation utilisée pour cette étude.

**Tableau 17 – Comparaison résultats d'analyse de la littérature.**

Catégorie d'impact	Unité	1 kWh Ecoinvent 800 kW	1 kWh Gamesa G90	1 kWh Vestas V82
Acidification	molc H+ eq	6,14E-05	-	-
Changement climatique	g CO <sub>2</sub> eq	11,18	8,03	7,05
Demande d'énergie cumulée (renouvelable)	MJ	3,88	6,27	-
Demande d'énergie cumulée (non ren.)	MJ	0,17	0,13	-
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	0,08	-	-
Eutrophisation, eau douce	g P eq	7,21E-03	-	-
Eutrophisation, marine	g N eq	0,01	-	-
Indicateur déchets	g	4,27	-	-
Inhalation de particules inorganiques	g PM 2.5 eq	8,36E-03	-	-
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	6,21E-09	-	-
Toxicité humaine, effet non cancérigène	CTUh	4,79E-09	-	-
Utilisation des ressources en eau	m <sup>3</sup>	7,71E-05	-	-
Utilisation des sols	g C deficit	110,8	-	-

Les ordres de grandeurs sont sur la totalité des indicateurs identiques, ce qui permet d'affirmer une cohérence des résultats.

## 5.2.1.2. Résultats par indicateur

### 5.2.1.2.1. Acidification

Figure 13 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification

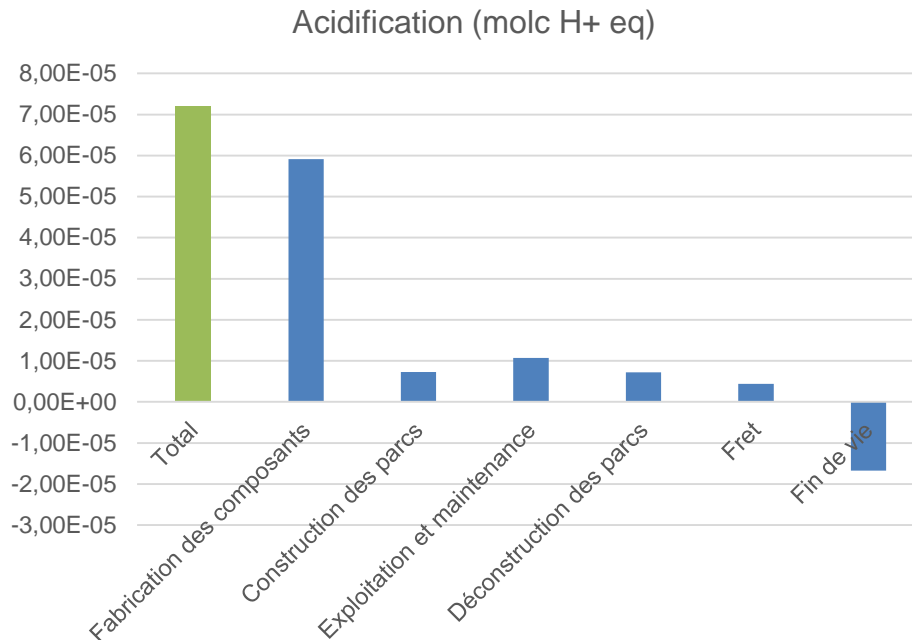


Tableau 18 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification

Catégorie d'impact	Unité	Total
Acidification	molc H+ eq	7,19E-05

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'acidification. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 60 % comprenant un impact évité de 22% grâce à la fin de vie.

Tableau 19 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Acidification	molc H+ eq	5,91E-05	0,00	1,07E-05	7,18E-06	4,41E-06	-1,68E-05

L'indicateur d'acidification est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 22 % (-10 % de recyclage), suivis de l'impact des rotors avec 18 % (-2 % de recyclage), suivis de l'impact des mâts avec 12 % (-14 % de recyclage) et pour finir les fondations avec 9 % (+1% de traitement du béton).

D'un point de vue général les substances responsables de l'impact sont le dioxyde de soufre et l'oxyde d'azote rejetés dans l'air. Ces substances sont rejetées suite à la combustion d'énergie fossile. L'énergie des composants est donc la principale source de l'impact, plus précisément pour la fabrication de l'acier des mâts et de la fibre de verre pour les nacelles et les pales.

Tableau 20 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification

50 %	Dioxyde de soufre dans l'air
48 %	Oxydes d'azotes dans l'air

### 5.2.1.2.2. Changement climatique

Figure 14 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique

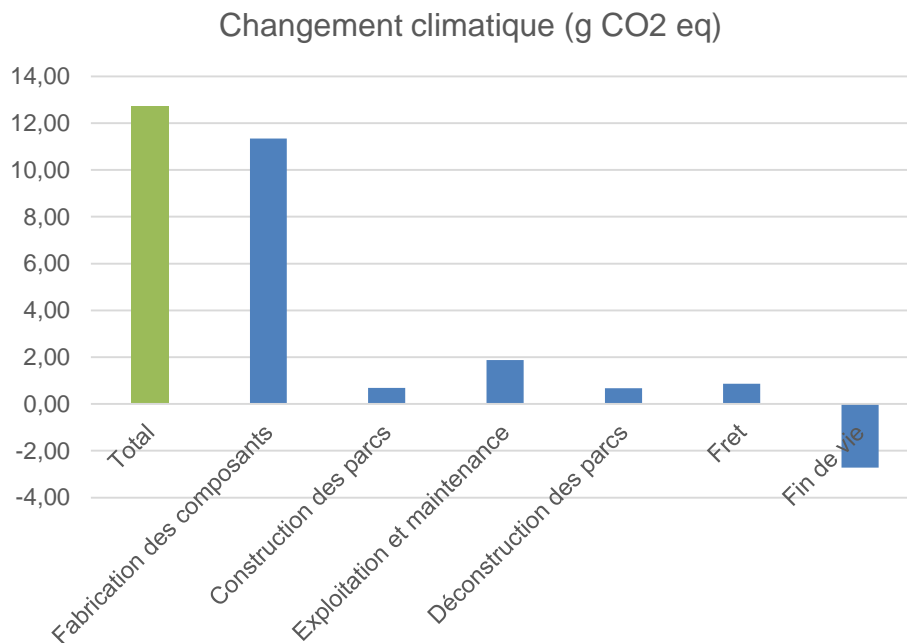


Tableau 21 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique

Catégorie d'impact	Unité	Total
Changement climatique	g CO <sub>2</sub> eq	12,72

Dans le graphique ci-dessus nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de réchauffement climatique. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 66 % comprenant un impact évité de 23 % grâce à la fin de vie.

Tableau 22 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Changement climatique	g CO <sub>2</sub> eq	11,34	0,68	1,87	0,67	0,87	-2,72

Le réchauffement climatique est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 20 % (-8 % de recyclage), suivis de l'impact des rotors avec 20 % (+3 % de traitement de fin de vie), suivis de l'impact des fondations avec 16 % (+1% de traitement du béton) et pour finir les mâts avec 14 % (-18 % de recyclage).

Les principales sources d'impact liées à la fabrication sont pour les rotors la composition des pales, la quantité d'acier dans les nacelles et dans les mâts, pour finir la fabrication de clinker dans le béton des fondations. Ces matériaux émettent du CO<sub>2</sub> principalement à cause de l'énergie qu'ils consomment pour être produits.

Lorsque l'on additionne l'impact des différents aciers de l'éolienne (inoxydable, peu allié, renforcement, fonte) provenant tous de l'extraction du fer on obtient une contribution avoisinant les 40 % de l'impact.

L'industrie de l'acier est considérée comme une grande émettrice de gaz à effet de serre, jusqu'à deux tonne de CO<sub>2</sub> émis pour une tonne d'acier produit. Ces émissions sont liées principalement à l'énergie utilisée dans les différents procédés de transformation (fourneau, convertisseur à l'oxygène etc.).

L'impact du ciment du béton lié principalement aux fondations (8%) provient du procédé pour obtenir l'oxyde de calcium ou clinker qui chauffe le calcaire à haute température pour produire du ciment. Jusqu'à 900 kg de CO<sub>2</sub> sont émis pour fabriquer 1 tonne de ciment.

L'impact des rotors est entièrement lié à l'utilisation de fibre de verre renforcée d'époxy (10%) dont le procédé d'obtention nécessite une grande consommation d'énergie.

L'impact de la phase d'exploitation et de maintenance (6%) est lié au transport des agents de maintenance à cause du CO<sub>2</sub> émis directement par les camionnettes des techniciens.

La contribution (8%) totale des parties construction et déconstruction des parcs est lié à la quantité de carburant utilisée dans les machines de construction. Le fret (5%) est peu impactant sur cet indicateur malgré un type de transport camion qui est le scénario le plus négatif, ce qui montre le transport comme faible émetteur dans l'absolu par rapport à la production des composants.

L'impact bénéfique du recyclage est en grande partie lié au recyclage de l'acier et du béton qui permet d'éviter l'énergie utilisée pour produire ces matériaux vierges.

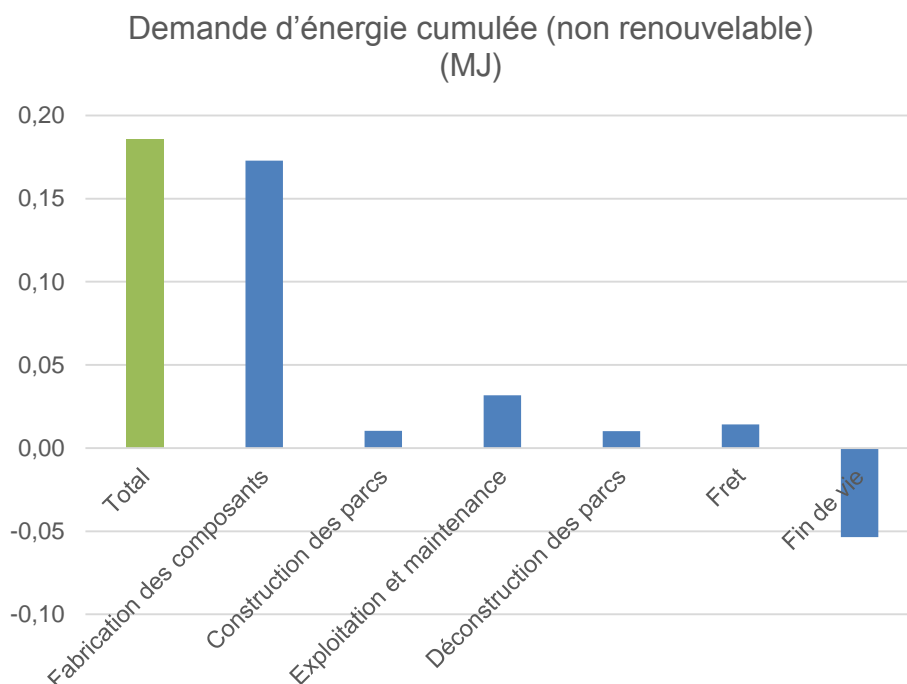
**Tableau 23 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique.**

95 %	Dioxyde de carbone dans l'air
4 %	Méthane dans l'air

### 5.2.1.2.3. Demande d'énergie cumulée (CED)

#### 5.2.1.2.3.1. Demande d'énergie non renouvelable

**Figure 15 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de CED (non renouvelable)**



**Tableau 24 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur CED (non renouvelable)**

Catégorie d'impact	Unité	Total
CED Non renouvelable	MJ	0,19

Dans le graphique ci-dessus nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur du CED NR. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 64 % comprenant un impact évité de 29 % grâce à la fin de vie.



**Tableau 25 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur CED (non renouvelable)**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
CED Non renouvelable	MJ	0,17	0,01	0,03	0,01	0,01	-0,05

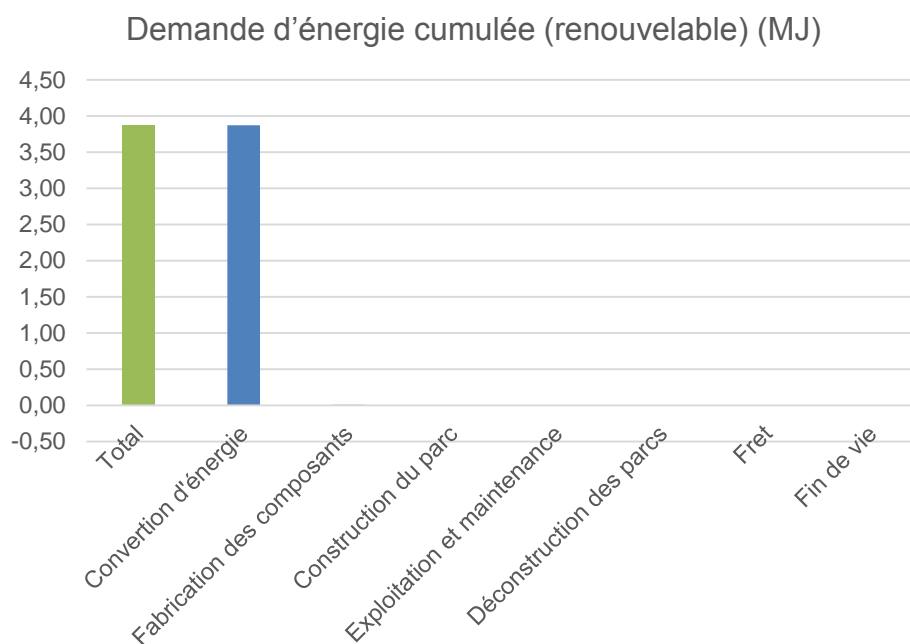
Le CED NR est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 20 % (-10 % de recyclage), suivis de l'impact des rotors avec 20 % (-2 % de recyclage), suivis de l'impact des mâts avec 16 % (-18 % de recyclage) et pour finir les fondations avec 10 % (+1% de traitement du béton).

D'un point de vue général les substances responsables de l'impact sont les principaux types de ressources non renouvelables utilisées pour la production d'énergie : le pétrole, le gaz, le charbon et l'uranium. Ces impacts sont liés principalement à la production de l'acier des mâts et des nacelles ainsi que des fibres plastiques/époxy des pales et des nacelles.

**Tableau 26 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur CED Non renouvelable**

39 %	Pétrole
29 %	Gaz naturel
16 %	Uranium
11 %	Houille
6 %	Lignite

#### 5.2.1.2.3.2. Demande d'énergie cumulée renouvelable.

**Figure 16 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de CED (renouvelable)**

**Tableau 27 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur CED (renouvelable)**

Catégorie d'impact	Unité	Total
CED Renouvelable	MJ	3,88

Dans le graphique ci-dessus nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur du CED R. L'étape principalement responsable de l'impact est la conversion d'énergie cinétique à l'aide de l'éolien. En effet nous étudions l'impact d'1 kWh issu de la filière éolienne, il est logique de retrouver ce kilowattheure dans la demande d'énergie non renouvelable.

**Tableau 28 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur CED (renouvelable)**

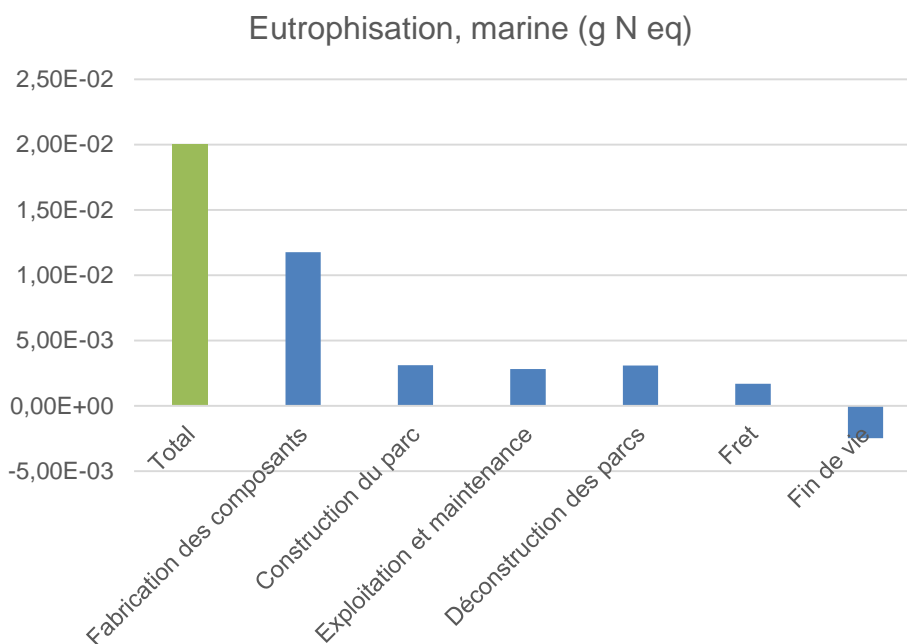
Catégorie d'impact	Unité	Conversion d'énergie	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
CED R	MJ	3,87	0,01	4,30E-05	1,3E-03	3,86E-05	1,79E-04	-1,34E-03

**Tableau 29 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur CED renouvelable**

99,8 %	Energie cinétique (éolien), convertie
--------	---------------------------------------

#### 5.2.1.2.4. Eutrophisation

##### 5.2.1.2.4.1. Marine

**Figure 17 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine****Tableau 30 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Eutrophisation, marine	kg N eq	2E-02

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'eutrophisation. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 45 % comprenant un impact évité de 15 % grâce à la fin de vie.

La part de la construction et déconstruction des parcs a cette fois un impact plus important que sur d'autres indicateurs avec 15 % de l'impact chacun au total.

**Tableau 31 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Eutrophisation, marine	kg N eq	1,18E-02	3,12E-03	2,81E-03	3,09E-03	1,70E-03	-2,46E-03

L'indicateur d'eutrophisation est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des rotors avec 15 % (-1 % de recyclage), suivis de l'impact des nacelles avec 13 % (-6 % de recyclage), suivis de l'impact des fondations avec 9 % (+1% de traitement du béton) et pour finir les mâts avec 9 % (-10 % de recyclage). La consommation d'énergie nécessaire à la construction et déconstruction des parcs représentent la totalité de la part d'impact de cette étape.

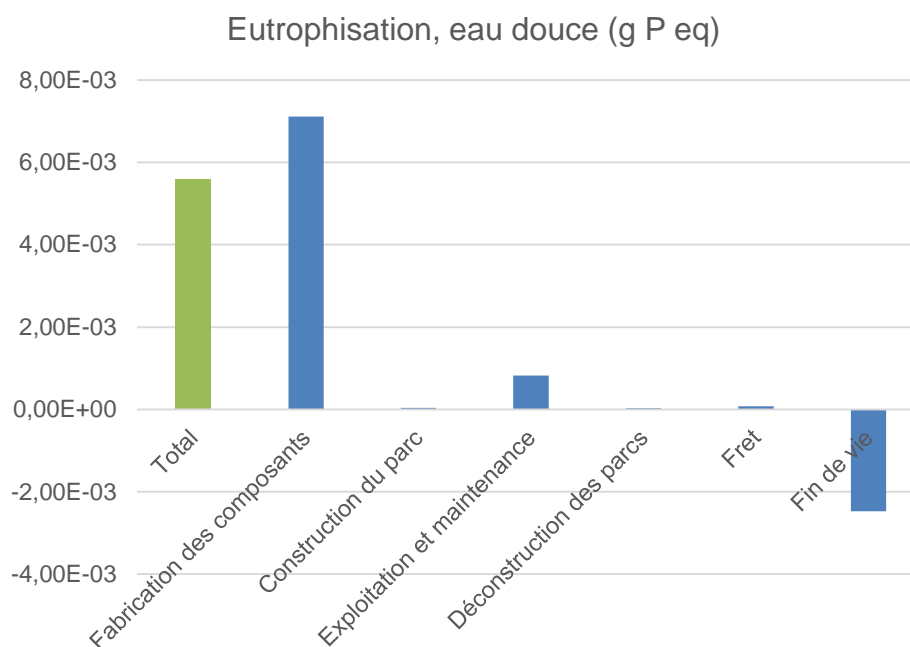
D'un point de vue général la substance responsable de l'impact est l'oxyde d'azote rejeté dans l'air lié à la consommation de combustibles fossiles et à la consommation de diesel par les machines d'assemblage de l'éolienne.

**Tableau 32 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine**

95 %	Oxydes d'azotes dans l'air
5 %	Nitrate dans l'eau

#### 5.2.1.2.4.2. Eau douce

**Figure 18 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce**



**Tableau 33 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Eutrophisation, eau douce	g P eq	5,60E-03

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 85 % comprenant un impact évité de 42 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 34 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Eutrophisation, eau douce	g P eq	7,11E-03	3,52E-05	8,25E-04	3,31E-05	7,59E-05	-2,48E-03

L'indicateur de l'eutrophisation d'eau douce est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 48 % (-20 % de recyclage), suivis de l'impact des mâts avec 25 % (-19 % de

recyclage), suivis de l'impact des fondations avec 11 % (+1% de traitement du béton) et pour finir l'impact des rotors avec 10 % (-2 % de recyclage),

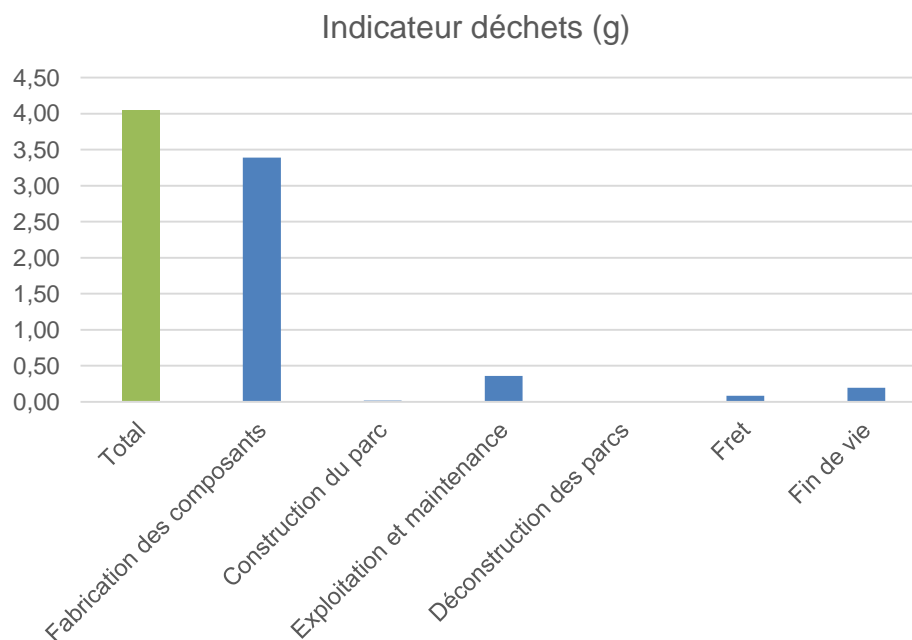
La substance entièrement responsable de l'impact est le phosphate rejeté dans l'eau. La plus grande quantité est émise lors de l'enfouissement des déchets liés aux mines de charbon qui produisent l'énergie nécessaire à la production de l'acier pour tous les composants. L'élimination des résidus sulfurés liée à la production du cuivre utilisé dans le câblage, les générateurs et les différents composants électroniques est la deuxième cause responsable de cet impact.

**Tableau 35 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce**

99,9 %	Phosphate dans l'eau
--------	----------------------

#### 5.2.1.2.5. Indicateur de Déchets

**Figure 19 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de déchets**



**Tableau 36 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de déchets**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Indicateur déchets	g	4,05

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de déchet. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 84 %. La fin de vie est cette fois impactante à hauteur de 5 %.

**Tableau 37 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de déchets**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Indicateur déchets	g	3,39	1,70E-02	3,58E-01	6,26E-03	8,12E-02	1,95E-01

L'indicateur de déchet est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante pour les mâts et les nacelles qui représentent 36 % et 46 % de l'impact suivi des rotors et des fondations avec environ 6 % chacun.

D'un point de vue général l'impact est causé par l'énergie nécessaire pour le traitement des déchets et l'occupation des sols engendré par les sites d'enfouissement de déchets. Cela concerne les différents déchets de la production des composants tels que le ferronickel pour l'acier entraînant des laitiers à traiter.

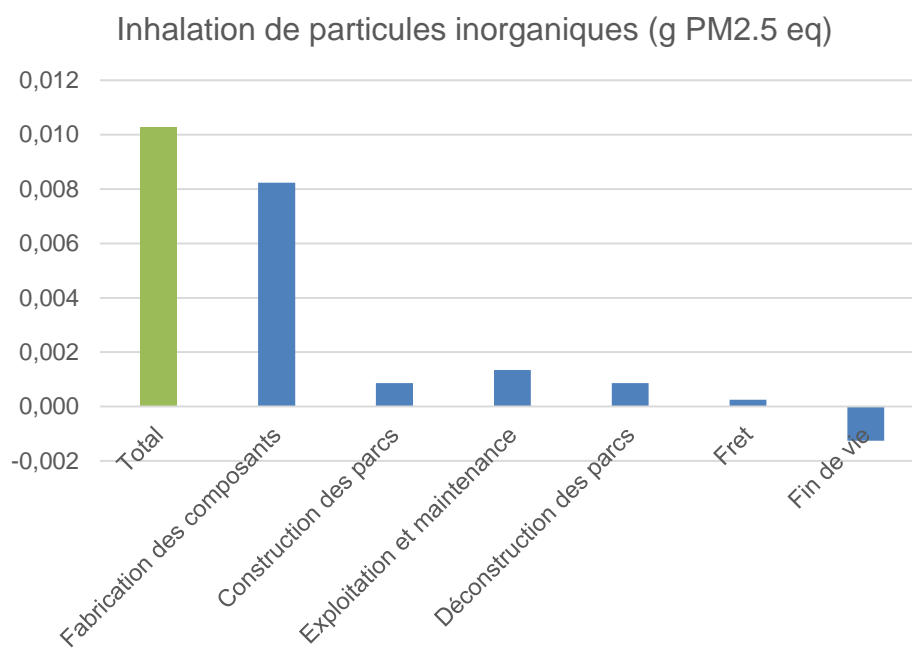
La fin de vie entraîne peu de déchets, ceci est dû à la recyclabilité de l'éolienne. En effet les principaux plastiques sont incinérés et les métaux recyclés.

**Tableau 38 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de déchets**

65 %	Transformation, to dump site, residual material landfill
35 %	Transformation, to dump site, inert material landfill

#### 5.2.1.2.6. Inhalation de particules fines

**Figure 20 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines**



**Tableau 39 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Inhalation de particules inorganiques	g PM2.5 eq	1E-02

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'inhalation de particules fines. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 68 % comprenant un impact évité de 12 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 40 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Inhalation de particules inorganiques	g PM2.5 eq	8,23E-03	8,65E-04	1,34E-03	8,58E-04	2,54E-04	-1,26E-03

L'indicateur d'inhalation de particules fines est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des rotors avec 23 % (-1 % de recyclage), suivis de l'impact des nacelles avec 22 % (-7 % de recyclage), suivis de l'impact des mâts avec 14 % (-11 % de recyclage) et pour finir les fondations avec 12 % (+7 % de traitement du béton).

Les substances responsables de l'impact sont les particules fines et le dioxyde de soufre. Les particules fines sont liées à la consommation d'énergie de la production des différents aciers et à la consommation de diesel par les machines de constructions de la phase de construction et de déconstruction de la filière éolienne. Le dioxyde de soufre provient principalement de la consommation de combustibles fossiles qui possède naturellement du soufre.

**Tableau 41 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines**

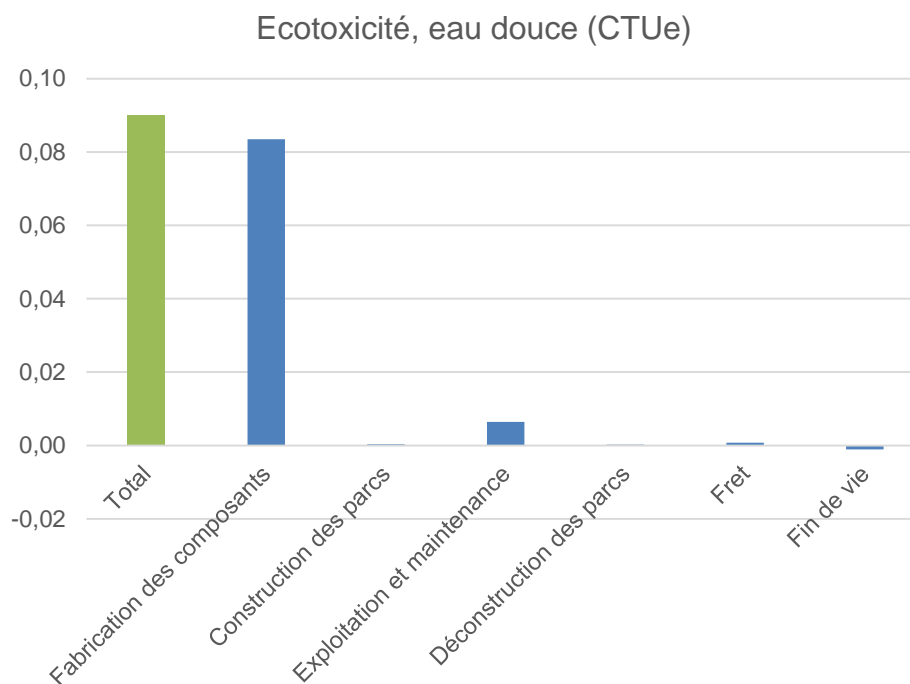
80 %	Particules, < 2.5 um dans l'air
16 %	Dioxyde de soufre dans l'air

#### 5.2.1.2.7. Toxicité

Les indicateurs d'écotoxicité et de toxicité humaine ont une particularité, selon l'article de (Rosenbaum, 2010) il est nécessaire d'obtenir deux ordres de grandeur pour affirmer que l'une des substances est plus impactant qu'une autre. Ce qui veut dire que si une même substance n'est pas responsable de l'impact au minimum à 99 %, l'indicateur ne permet pas d'obtenir une véritable interprétation des résultats.

##### 5.2.1.2.7.1. Ecotoxicité, eau douce

**Figure 21 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce**



**Tableau 42 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	0,09

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'écotoxicité. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de Fabrication avec une contribution de 91 % comprenant un impact évité de 2 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 43 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	8,35E-02	2,78E-04	6,44E-03	2,52E-04	7,14E-04	-1,09E-03

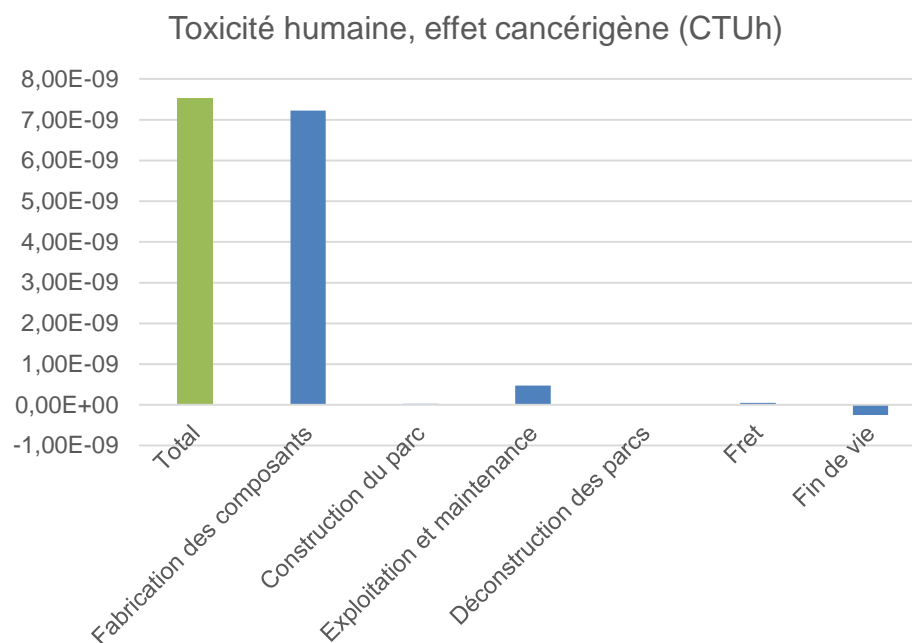
D'un point de vue général les substances responsables de l'impact dans le tableau suivant sont le chrome rejeté dans l'eau et dans l'air lié à la production des différents aciers. Cependant il existe ici un écart inférieur à l'ordre de grandeur nécessaire pour interpréter les résultats et l'incertitude engendrée ne permet pas d'en tirer des conclusions.

**Tableau 44 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce**

74 %	Chrome VI dans l'eau
10 %	Chrome dans l'air
7,3 %	Antimoine dans l'eau

#### 5.2.1.2.7.2. Toxicité humaine, effet cancérigène

**Figure 22 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène**



**Tableau 45 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	7,53E-09

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de la toxicité humaine. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 93 % comprenant un impact évité de 3 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 46 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	7,22E-09	2,25E-11	4,73E-10	2,01E-11	4,61E-11	-2,51E-10

L'indicateur de la toxicité humaine cancérigène est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des mâts avec 42 % (-2 % de recyclage), suivis de l'impact des nacelles avec 36 % (-2 % de recyclage), suivis de l'impact des fondations avec 11 % et pour finir l'impact des rotors avec 8 % (+1 % de traitement de fin de vie).

D'un point de vue général la substance responsable de l'impact est le chrome rejeté dans l'eau et dans l'air lié à l'enfouissement des déchets (scories, déchets des fours, boues de laminage) lors de la production des différents

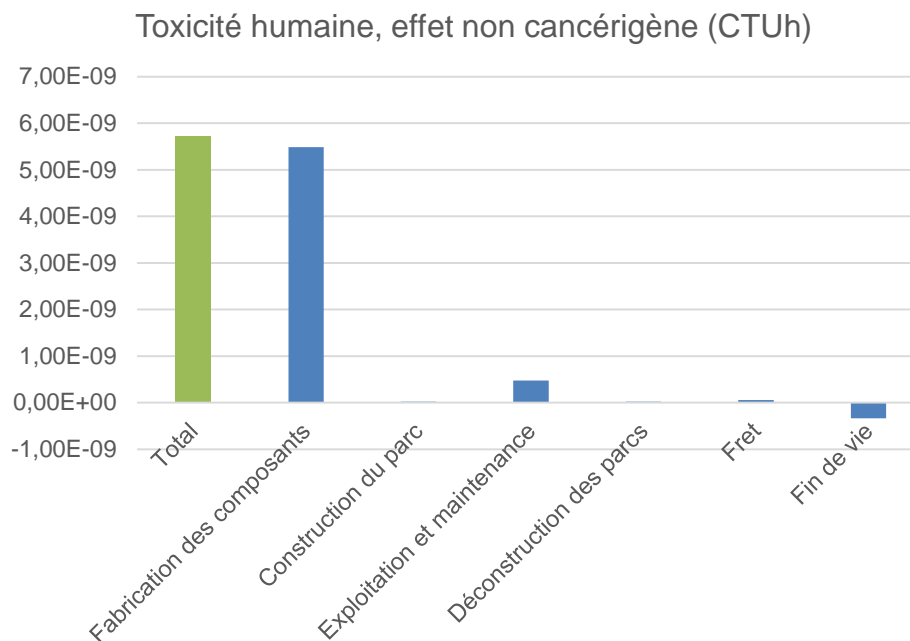
aciers. La même substance est ici responsable de plus de 99 % de l'impact ce qui permet de l'interpréter correctement.

**Tableau 47 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène**

89 %	Chrome VI dans l'eau
9,61 %	Chrome dans l'air
0,48 %	Chrome VI dans l'air

### 5.2.1.2.7.3. Toxicité humaine, effet non cancérigène

**Figure 23 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène**



**Tableau 48 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Toxicité humaine, effet non cancérigène	CTUh	5,73E-09

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de la toxicité humaine. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de Fabrication avec une contribution de 91 % suivis de la phase d'Exploitation avec 8 %. La fin de vie permet d'éviter un impact de 6 %.

**Tableau 49 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène**

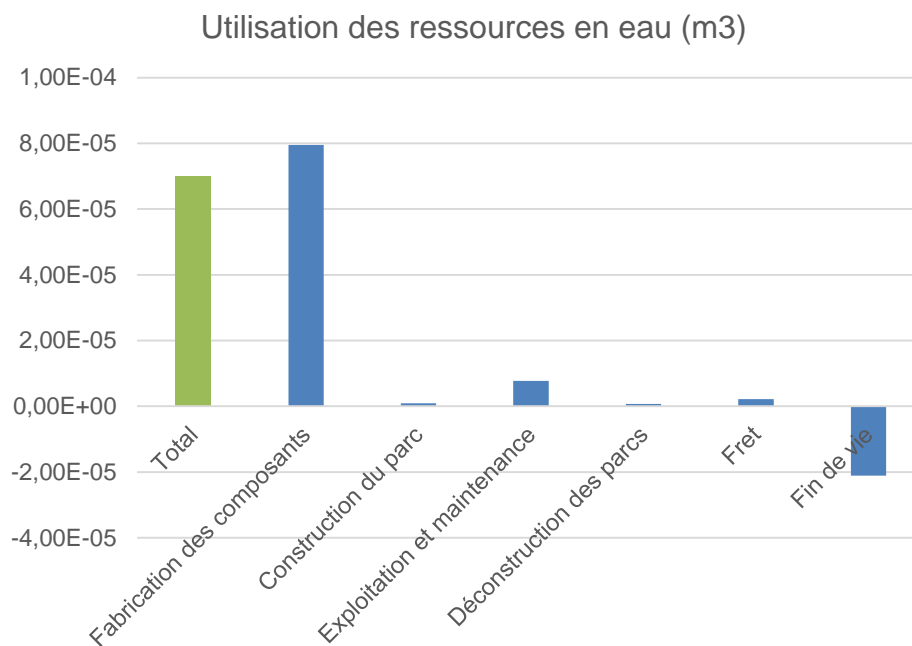
Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Toxicité humaine, effet non cancérigène	CTUh	5,49E-09	2,11E-11	4,79E-10	1,93E-11	5,79E-11	-3,32E-10

D'un point de vue général les substances responsables de l'impact sont le mercure et le zinc rejeté dans l'air lié à la production des différents aciers. Cependant il existe ici un écart inférieur à l'ordre de grandeur nécessaire pour interpréter les résultats et l'incertitude engendrée ne permet pas de réaliser une interprétation fiable.



**Tableau 50 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérogène**

61 %	Mercure dans l'air
27 %	Zinc dans l'air
4 %	Plomb dans l'air

**5.2.1.2.8. Utilisations des ressources en eau**
**Figure 24 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau**

**Tableau 51 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Utilisation des ressources en eau	m3	6,99E-05

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de consommation d'eau. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 85 % comprenant un impact évité de 29 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 52 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Utilisation des ressources en eau	m3	7,95E-05	8,63E-07	7,72E-06	7,05E-07	2,21E-06	-2,11E-05

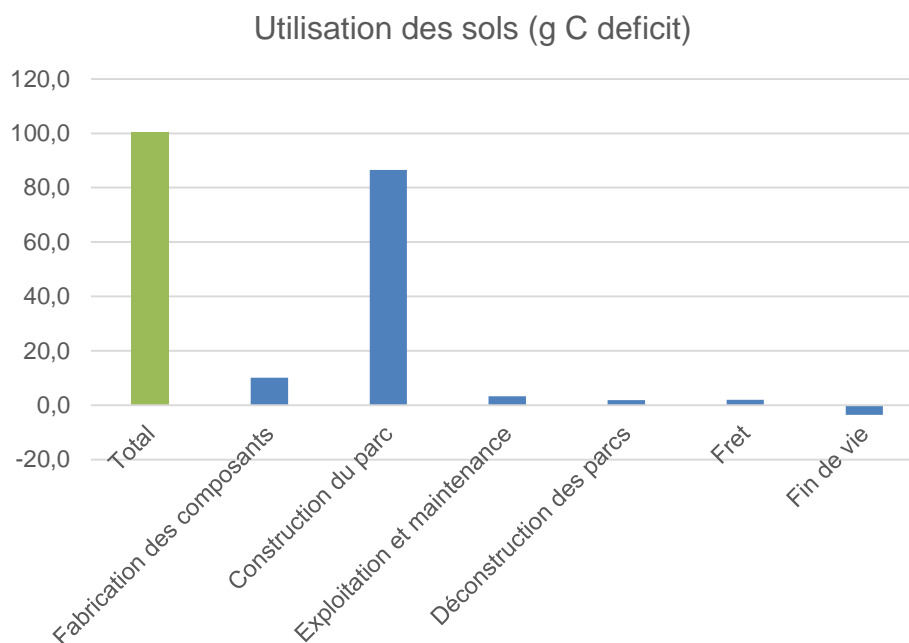
L'indicateur de consommation d'eau est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 26 % (-9 % de recyclage), suivis de l'impact des fondations avec 26 %, suivis de l'impact des mâts avec 25 % (-18 % de recyclage) et pour finir l'impact des rotors avec 11 % (-2 % de recyclage).

D'un point de vue général les processus responsables de cette consommation d'eau sont les différents procédés de la chaîne de transformation de l'acier. L'obtention des minerais de fer (6 m<sup>3</sup>/t), le procédé de laminage à chaud (5.5 m<sup>3</sup>/t) et autres étapes nécessitant une transformation de l'acier. Le béton a besoin également d'une grande quantité d'eau pour sa mise en place dans les fondations.

**Tableau 53 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau**

55 %	Eau, non spécifié, d'origine naturelle
30 %	Eau, rivière
10 %	Eau de puits, dans le sol

#### 5.2.1.2.9. Utilisation des sols

**Figure 25 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols****Tableau 54 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Utilisation des sols	g C deficit	100,3

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de réchauffement climatique. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de construction des parcs avec 86 % de l'impact.

**Tableau 55 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Utilisation des sols	g C deficit	10,17	86,58	3,29	1,85	2,01	-3,56

L'indicateur d'utilisation des sols est dominé par l'occupation et la transformation du sol pour les fondations de l'éolienne, cette étape représente 84 % de l'impact total.

**Tableau 56 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols**

69 %	Transformation, to traffic area, road network
16 %	Transformation, to mineral extraction site
13 %	Transformation, to industrial area
8 %	Occupation, traffic area, road network

### 5.2.1.2.10. Retour énergétique et facteur de récolte

Le retour énergétique permet d'obtenir le taux de rendement énergétique, c'est-à-dire en combien de temps la turbine produit la quantité d'énergie qu'elle a consommée au cours de son cycle de vie. Le facteur de récolte permet de connaître le nombre de fois que l'énergie est amortie.

- Facteur de récolte :  $\text{Energie produite} / \text{CED (Cumulative Energy Demand)}$

Energie produite : 285 315 GWh  
CED : 15 058 GWh

Facteur de récolte d'environ 19 fois selon les conditions de l'étude et les incertitudes associées.

- Retour énergétique :  $\text{CED} / \text{Energie produite en un mois}$

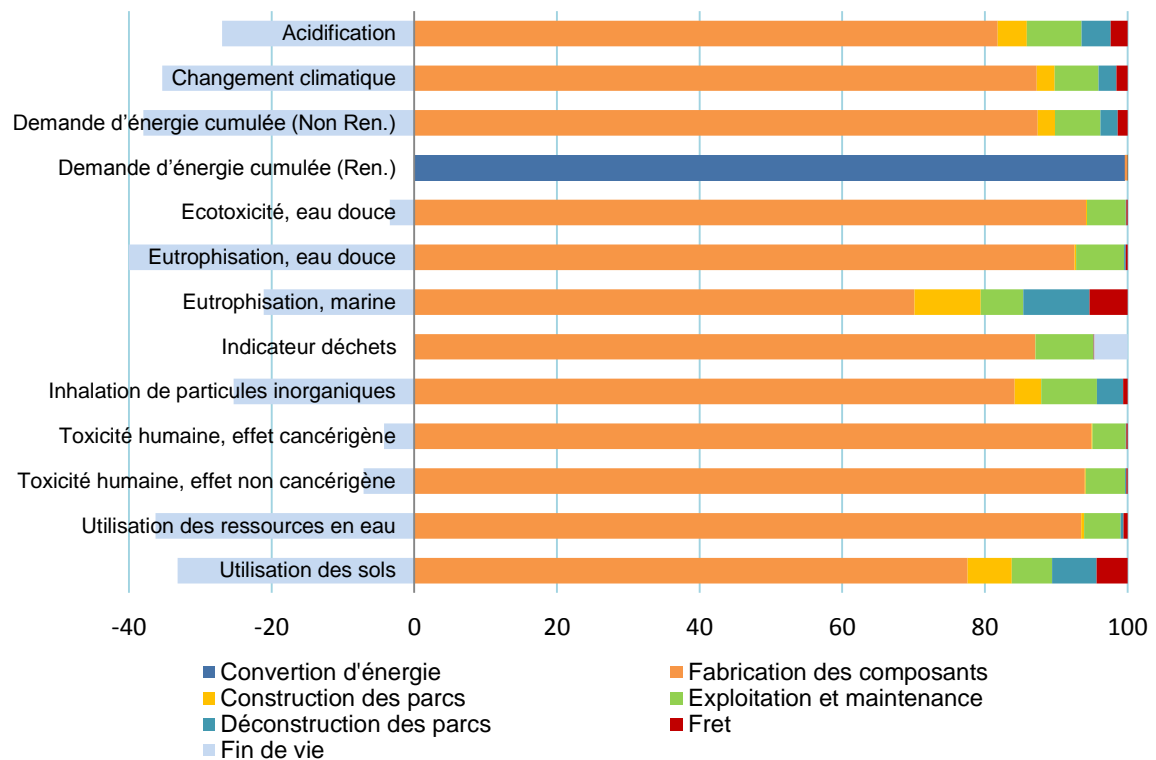
Energie produite en un mois : 1 189 GWh

Retour énergétique suit une tendance de 1 an et plus ou moins un mois, selon les conditions de l'étude et les incertitudes associées.

### 5.2.2. Résultats d'analyse des impacts de la filière éolienne maritime

**Tableau 57 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) d'électricité issue de la filière éolienne française maritime**

Catégorie d'impact	Unité	Impact / kWh d'électricité
Acidification	molc H+ eq	6,03E-05
Changement climatique	g CO <sup>2</sup> eq	8,07
Demande d'énergie cumulée (non renouvelable)	MJ	1,21E-01
Demande d'énergie cumulée (renouvelable)	MJ	3,88
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	9,16E-02
Eutrophisation, eau douce	g P eq	4,72E-03
Eutrophisation, marine	g N eq	1,23E-02
Indicateur déchets	g	5,41
Inhalation de particules inorganiques	g PM 2.5 eq	8,12E-03
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	7,88E-09
Toxicité humaine, effet non cancérigène	CTUh	5,61E-09
Utilisation des ressources en eau	m <sup>3</sup>	5,15E-05
Utilisation des sols	g C deficit	9,29

**Figure 26 - Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) d'électricité issue de la filière éolienne française**


Lorsque nous analysons d'un point de vue général, il est visible dans tous les cas, excepté pour le CED NR, que la fabrication des composants (Rotor, Nacelle, Mât, Fondation, câblage interne et poste de transformation) représente plus de 50 % de l'impact sur chaque indicateur dont 10 indicateurs au-dessus de 80 %.

D'autre part l'exploitation et la maintenance apparaissent comme la deuxième étape du cycle de vie ayant le plus d'impact, allant jusqu'à 8 % de l'impact sur l'indicateur d'inhalation de particules inorganiques.

La construction et la déconstruction des parcs sont très inégaux selon les indicateurs allant jusqu'à 9 % de l'impact sur l'indicateur d'eutrophisation marine.

L'étape de conversion d'énergie représente l'unité fonctionnelle utilisée qui est le kilowattheure d'énergie issue de la filière éolienne.

Le transport des différents composants jusqu'au site d'installation représente l'impact le plus faible sur la quasi-totalité des indicateurs avec une valeur maximal de 5% sur l'eutrophisation d'eau marine.

La fin de vie est, excepté sur l'indicateur de déchets, bénéfiques pour la totalité des indicateurs. Elle permet de réduire l'impact jusqu'à 37 % sur l'eutrophisation d'eau douce.

La filière éolienne maritime reprend globalement les mêmes distributions d'impact selon les étapes de cycle de vie que la filière terrestre mise à part sur l'indicateur d'utilisation des sols. Cette différence est directement liée au lieu d'installation des éoliennes. Autres différences, cette fois sur chacun des indicateurs : la part d'impact de l'étape de fabrication des composants est supérieure dans l'impact du cycle de vie total. Plusieurs raisons y sont associées, la présence du câblage externe au parc, la fabrication des postes de transformations en mer et la présence d'aimant permanent dans des machines de plus grande puissance.

Chaque indicateurs est étudié individuellement à fin de montrer ces différences avec l'éolien terrestre.

Le tableau suivant présente les résultats de l'analyse du modèle 2 MW d'Ecoinvent selon la méthode de caractérisation utilisée pour cette étude.

**Tableau 58 – Comparaison résultats d'analyse de l'éolienne 2 MW d'ecoinvent**

Catégorie d'impact	Unité	1 kWh Ecoinvent 2 MW, offshore
Acidification	molc H+ eq	7,43E-05
Changement climatique	g CO <sub>2</sub> eq	14,3
Demande d'énergie cumulée (renouvelable)	MJ	2E-01

Demande d'énergie cumulée (non ren.)	MJ	3,88
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	8,59E-02
Eutrophisation, eau douce	g P eq	7,8E-03
Eutrophisation, marine	g N eq	1,61E-02
Indicateur déchets	g	4,42
Inhalation de particules inorganiques	g PM 2.5 eq	9,38E-03
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	6,86E-09
Toxicité humaine, effet non cancérigène	CTUh	5,39E-09
Utilisation des ressources en eau	m <sup>3</sup>	10,7E-05
Utilisation des sols	g C deficit	1,3E-02

Les ordres de grandeurs sont sur la totalité des indicateurs identiques, ce qui permet d'affirmer une cohérence des résultats.

Afin d'être le plus complet et transparent pour l'analyse et l'interprétation des impacts, la contribution des processus et des substances sur chaque indicateur est joint en ANNEXE extérieur au rapport (cf : Contribution processus\_substances)

### 5.2.3. Résultats par indicateur

#### 5.2.3.1. Acidification

Figure 27 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification

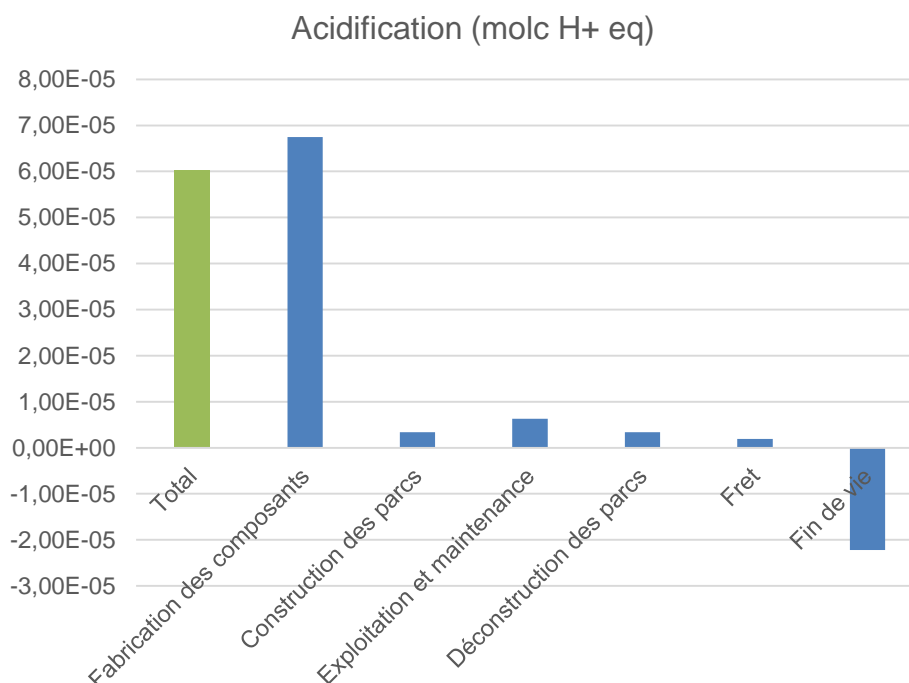


Tableau 59 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique

Catégorie d'impact	Unité	Total
Acidification	molc H+ eq	6,03E-05

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'acidification. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 71 % comprenant un impact évité de 41 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 60 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Acidification	molc H+ eq	6,75E-05	3,37E-06	6,33E-06	3,37E-06	1,94E-06	-2,22E-05

L'indicateur d'acidification est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 52 % (-10 % de recyclage), suivis de l'impact des rotors avec 9 % (-1 % de recyclage), suivis de l'impact des fondations avec 7 % (-20 % de recyclage) et pour finir les mâts avec 8 % (-10% de recyclage).

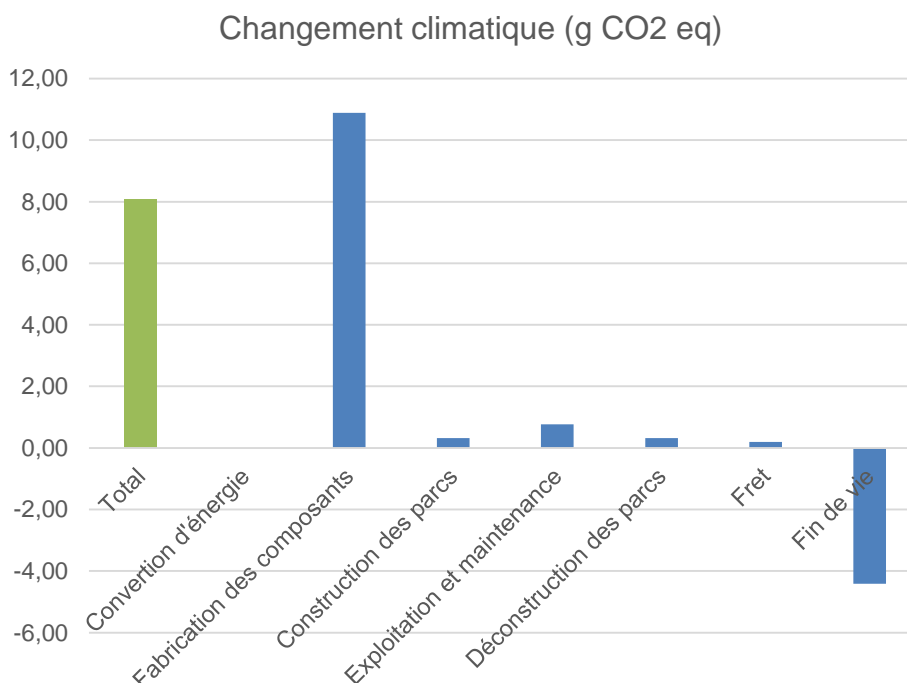
Les causes de cet impact sont identiques à l'éolien terrestre, cependant la répartition n'est pas la même entre les composants. Ceci s'explique par la composition des fondations maritimes constituées d'une plus grande quantité d'acier concernant les jackets et les monopieux. Le recyclage permet de limiter grandement l'impact des fondations. Les nacelles sont plus impactantes de par la présence d'aimant permanent, très énergivore et dont le recyclage n'est aujourd'hui que très peu réalisé.

**Tableau 61 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification**

62 %	Dioxyde de soufre dans l'air
36 %	Oxydes d'azotes dans l'air

### 5.2.3.2. Changement climatique

**Figure 28 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique**



**Tableau 62 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Changement climatique	g CO <sub>2</sub> eq	8,07

Dans le graphique ci-dessus nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de réchauffement climatique. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 75 % comprenant un impact évité de 60 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 63 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Changement climatique	g CO <sub>2</sub> eq	10,89	0,32	0,76	0,32	0,19	-4,41

Le réchauffement climatique est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 40 % (-12 % de recyclage), suivis de l'impact des rotors avec 14 % (+2 % de traitement de fin de vie), suivis de l'impact des fondations avec 13 % (-33 % de fin de vie) et pour finir les mâts avec 10 % (-15 % de recyclage).

Les causes de cet impact sont identiques à l'éolien terrestre, les nacelles sont une nouvelle fois bien plus impactante pour les mêmes causes que l'indicateur d'acidification.

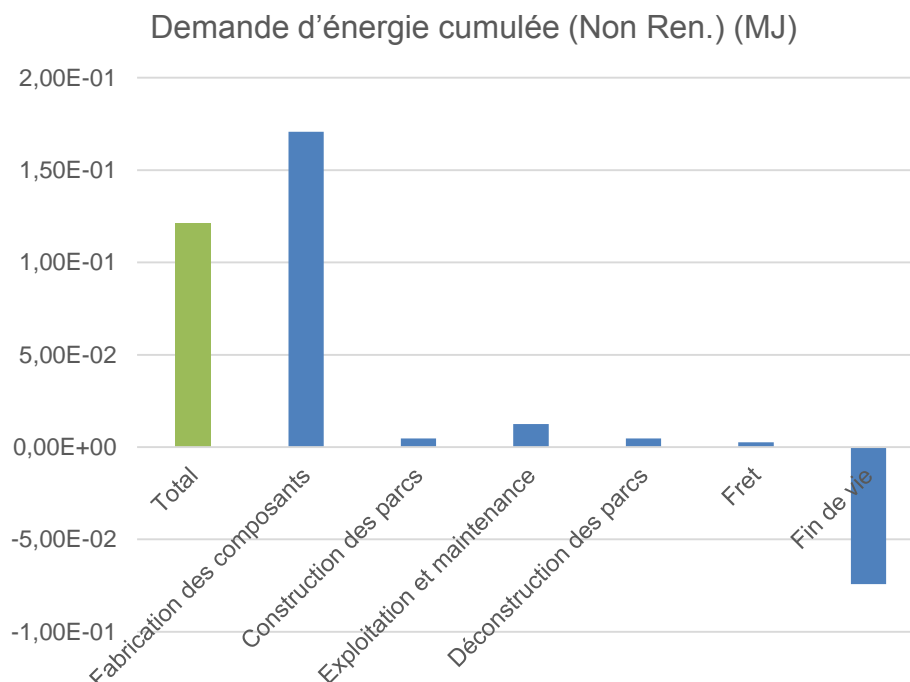
**Tableau 64 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique.**

95 %	Dioxyde de carbone dans l'air
4 %	Méthane dans l'air

### 5.2.3.3. Demande d'énergie cumulée (CED)

#### 5.2.3.3.1. Demande d'énergie non renouvelable

**Figure 29 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de CED (non renouvelable)**



**Tableau 65 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED (non renouvelable)**

Catégorie d'impact	Unité	Total
CED Non renouvelable	MJ	1,21E-01

Dans le graphique ci-dessus nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur du CED NR. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 76 % comprenant un impact évité de 65 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 66 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur CED (non renouvelable)**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
CED Non renouvelable	MJ	1,71E-01	4,75E-03	1,24E-02	4,75E-03	2,66E-03	-7,42E-02

Le CED NR est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 42 % (-13 % de recyclage), suivis de l'impact des rotors avec 13 % (-2 % de recyclage), suivis de l'impact des mâts avec 11 % (-15 % de recyclage) et pour finir les fondations avec 11 % (-33 % de recyclage).

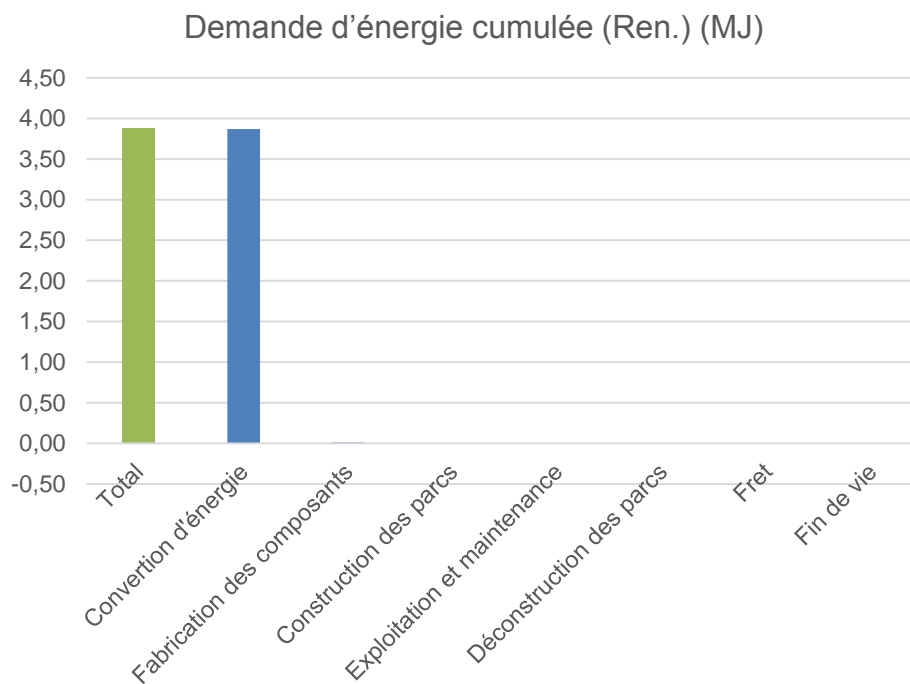
Une nouvelle fois les répartitions des impacts des différentes étapes de cycle de vie et des composants suivent les mêmes ordres de grandeur que les indicateurs d'acidification et de changement climatique. Cet indicateur permet de confirmer l'interprétation des indicateurs précédents tout en démontrant le type d'énergie fossile utilisée : le pétrole, le gaz, le charbon ou l'uranium. Ces impacts sont donc liés, comme pour la filière éolienne terrestre, principalement à la production de l'acier et des fibres plastiques/époxy.

**Tableau 67 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur CED Non renouvelable**

36 %	Gaz naturel
29 %	Pétrole
20 %	Uranium
8 %	Houille
7 %	Lignite

#### 5.2.3.3.2. Demande d'énergie cumulée renouvelable.

**Figure 30 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de CED (renouvelable)**



**Tableau 68 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED (renouvelable)**

Catégorie d'impact	Unité	Total
CED Renouvelable	MJ	3,87



Dans le graphique ci-dessus nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur du CED R. L'étape principalement responsable de l'impact est la conversion d'énergie cinétique à l'aide de l'éolien. En effet nous étudions l'impact d'1 kWh issu de la filière éolienne, il est logique de retrouver ce kilowattheure dans la demande d'énergie non renouvelable.

**Tableau 69 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED (renouvelable)**

Catégorie d'impact	Unité	Conversion d'énergie	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
CED Renouvelable	MJ	3,87	1,33E-02	1,82E-05	1,20E-03	1,82E-05	2,94E-05	-1,84E-03

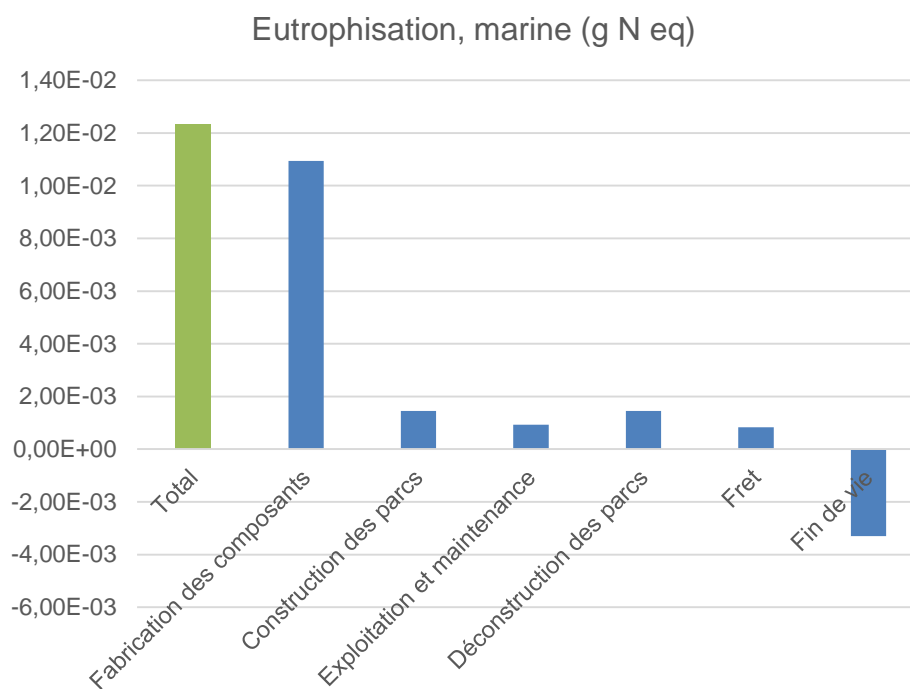
**Tableau 70 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED renouvelable**

99,7 %	Energie cinétique (éolien), convertie
--------	---------------------------------------

#### 5.2.3.4. Eutrophisation

##### 5.2.3.4.1. Marine

**Figure 31 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine**



**Tableau 71 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Eutrophisation, marine	kg N eq	1,23E-02

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'eutrophisation. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 52 % comprenant un impact évité de 36 % grâce à la fin de vie.

La part de la construction et déconstruction des parcs a cette fois un impact plus important que sur d'autres indicateurs avec 12 % de l'impact chacun au total.

**Tableau 72 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Eutrophisation, marine	kg N eq	1,09E-02	1,45E-03	9,32E-04	1,45E-03	8,32E-04	-3,29E-03

L'indicateur d'eutrophisation est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 28 % (-8 % de recyclage), suivis de l'impact des rotors avec 10 % (-1 % de recyclage), suivis de l'impact des fondations avec 9 % (-19% de recyclage) et pour finir les mâts avec 6 % (-9 % de recyclage).

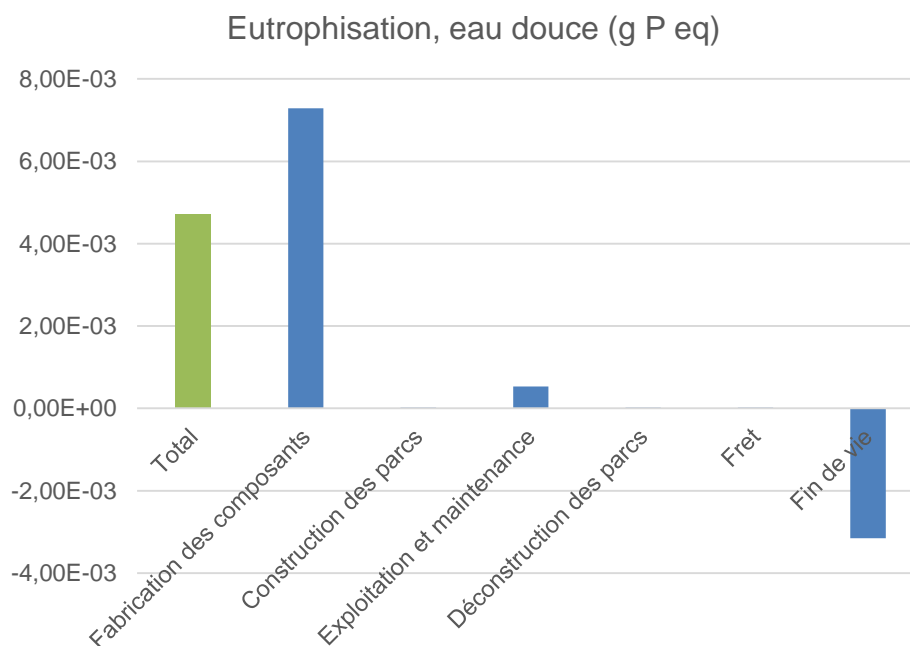
La consommation d'énergie nécessaire à la construction et déconstruction des parcs représentent la totalité de la part d'impact de cette étape.

La distribution de l'impact est cette fois si plus proche entre les composants, ceci dû à l'impact de l'énergie nécessaire pour les machines de construction qui impact plus sur cette indicateur. L'oxyde d'azote rejeté lors de la consommation de combustible fossile est, comme pour l'éolien terrestre, la substance responsable de l'impact.

**Tableau 73 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine**

94 %	Oxydes d'azotes dans l'air
6 %	Nitrate dans l'eau

#### 5.2.3.4.2. Eau douce

**Figure 32 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce**

**Tableau 74 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Eutrophisation, eau douce	g P eq	4,72E-03

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 90 % comprenant un impact évité de 64 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 75 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Eutrophisation, eau douce	g P eq	7,28E-03	1,56E-05	5,32E-04	1,56E-05	2,09E-05	-3,15E-03

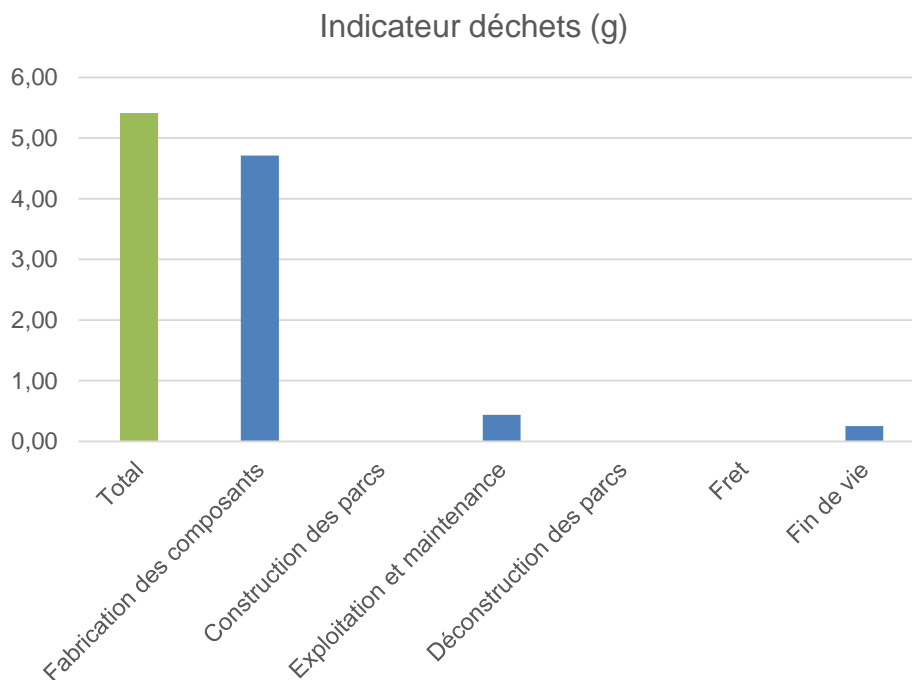
L'indicateur de l'eutrophisation d'eau douce est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 56 % (-21 % de recyclage), suivis de l'impact des mâts avec 14 % (-12 % de recyclage), suivis de l'impact des fondations avec 18 % (-27 % de recyclage) et pour finir l'impact des rotors avec 5 % (-2 % de recyclage). Les postes de transformation en mer sont ici plus impactant que les rotors de 6% (-2 % de recyclage).

Les causes de l'impact sont identiques à l'éolien terrestre.

**Tableau 76 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce**

100 %	Phosphate dans l'eau
-------	----------------------

### 5.2.3.5. Indicateur de Déchets

**Figure 33 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de déchets**

**Tableau 77 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de déchets**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Indicateur déchets	g	5,41

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de déchet. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 91 % comprenant une fin de vie cette fois impactante à hauteur de 5 %.

**Tableau 78 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de déchets**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Indicateur déchets	g	4,71	2,94E-03	0,44	2,94E-03	4,30E-03	0,25

L'indicateur de déchet est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante pour les nacelles 59 %, suivis des fondations avec 21 % (+3 % de déchet de recyclage), suivis des mâts qui représentent 13 % (+1 % de déchet de recyclage) de l'impact et pour finir les rotors avec 2 %.

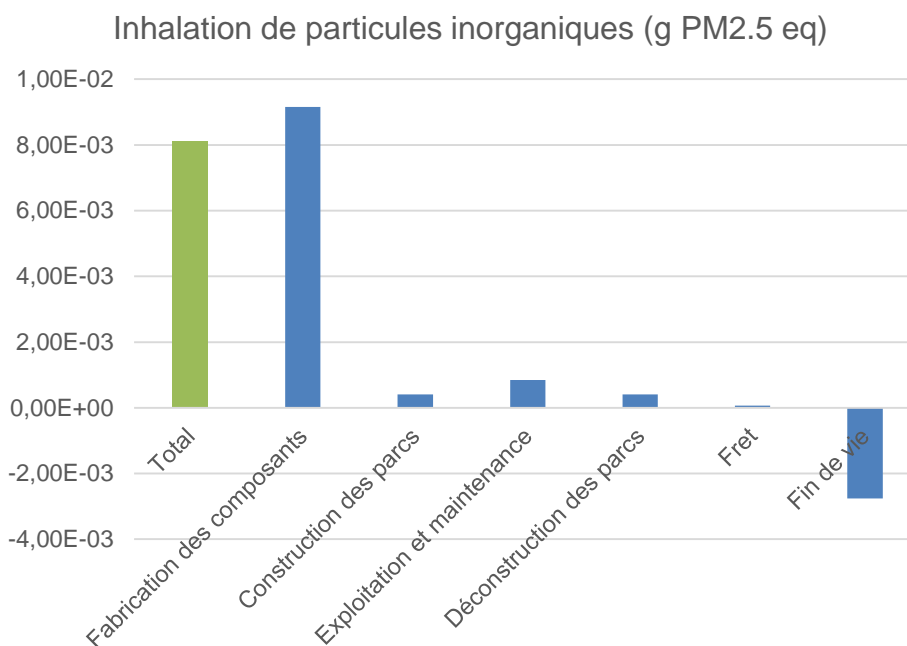
Les causes de l'impact sont identiques à l'éolien terrestre.

La fin de vie entraîne peu de déchets, ceci est dû à la recyclabilité de l'éolienne et des fondations. En effet les principaux plastiques sont incinérés et l'acier est recyclé.

**Tableau 79 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de déchets**

73 %	Transformation, to dump site, residual material landfill
27 %	Transformation, to dump site, inert material landfill

### 5.2.3.6. Inhalation de particules fines

**Figure 34 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'inhalation de particules fines**

**Tableau 80 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'inhalation de particules fines**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Inhalation de particules inorganiques	g PM2.5 eq	8,12E-03

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'inhalation de particules fines. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 78 % comprenant un impact évité de 35 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 81 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Inhalation de particules inorganiques	g PM2.5 eq	9,16E-03	4,03E-04	8,50E-04	4,03E-04	6,52E-05	-2,76E-03

L'indicateur d'inhalation de particules fines est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 52 % (-8 % de recyclage)), suivis de l'impact des fondations avec 12 % (-17 % de recyclage), suivis des rotors avec 11 % (-1 % de recyclage, et pour finir suivis de l'impact des mâts avec 11 % (-7 % de recyclage).

Les causes de l'impact sont identiques à l'éolien terrestre.

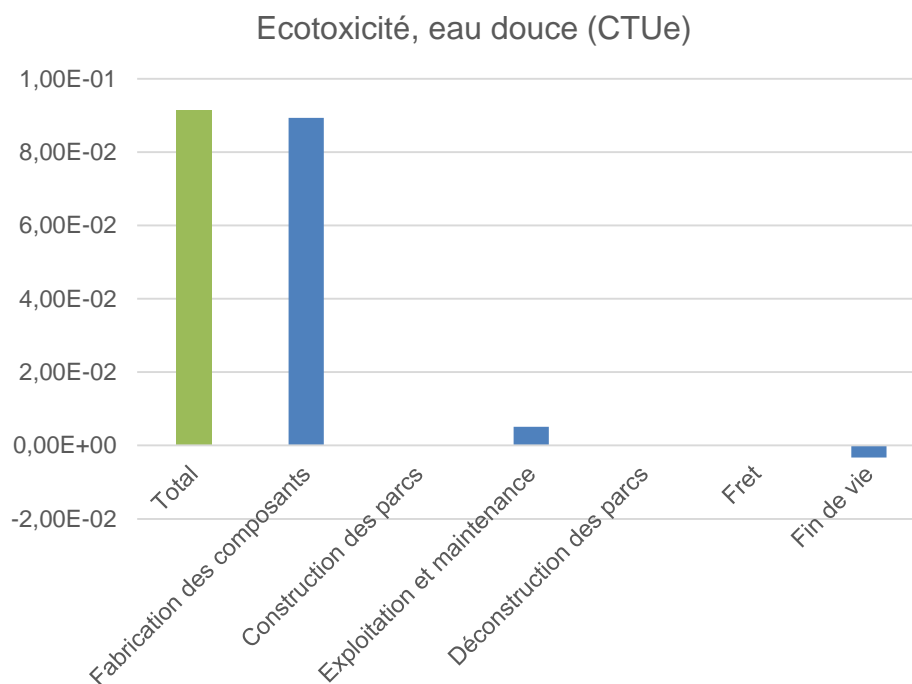
**Tableau 82 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines**

75 %	Particules, < 2.5 um dans l'air
22 %	Dioxyde de soufre dans l'air
3 %	Nitrogen oxide dans l'air

### 5.2.3.7. Toxicité

Les indicateurs d'écotoxicité et de toxicité humaine ont une particularité, selon l'article de (Rosenbaum, 2010) il est nécessaire d'obtenir deux ordres de grandeur pour affirmer que l'une des substances est plus impactant qu'une autre. Ce qui veut dire que si une même substance n'est pas responsable de l'impact au minimum à 99 %, l'indicateur ne permet pas d'obtenir une véritable interprétation des résultats.

#### 5.2.3.7.1. Ecotoxicité, eau douce

**Figure 35 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce**

**Tableau 83 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	9,16E-02

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'écotoxicité. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 92 % comprenant un impact évité de 7 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 84 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	8,93E-02	1,18E-04	5,13E-03	1,18E-04	1,41E-04	-3,25E-03

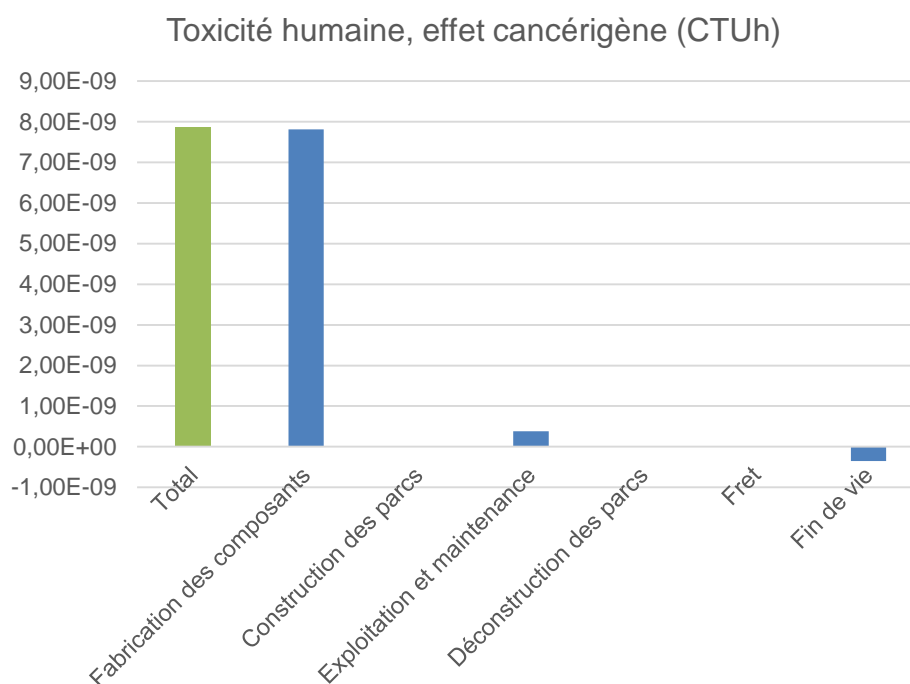
D'un point de vue général les substances responsables de l'impact dans le tableau suivant sont le chrome rejeté dans l'eau et dans l'air lié à la production des différents aciers. Cependant il existe ici un écart inférieur à l'ordre de grandeur nécessaire pour interpréter les résultats et l'incertitude engendrée ne permet pas d'en tirer des conclusions.

**Tableau 85 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce**

70 %	Chrome VI dans l'eau
10 %	Chrome dans l'air
6 %	Antimoine dans l'eau
3 %	Cobalt dans l'eau
2 %	Zinc

#### 5.2.3.7.2. Toxicité humaine, effet cancérigène

**Figure 36 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène**



**Tableau 86 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	7,88E-09

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de la toxicité humaine. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 94 % comprenant un impact évité de 5 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 87 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	7,81E-09	9,43E-12	3,84E-10	9,43E-12	1,19E-11	-3,48E-10

L'indicateur de toxicité humaine cancérigène est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des fondations avec 38 % (-2 % de recyclage), suivis de l'impact des nacelles avec 33 % (-2 % de recyclage), suivis des mâts avec 20 % (-1 % de recyclage) et pour finir l'impact des rotors avec 5 %.

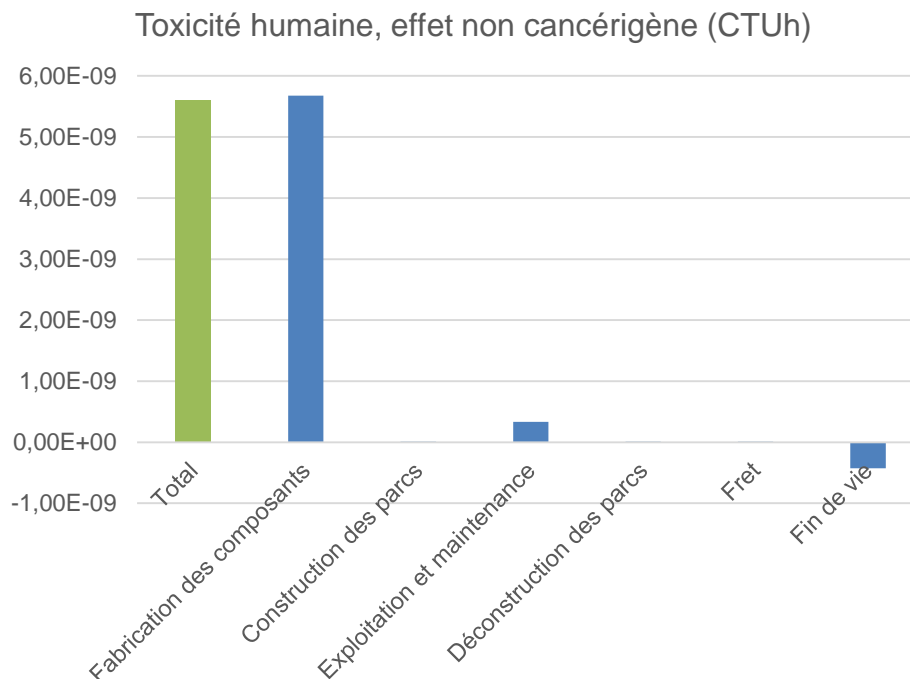
D'un point de vue général la substance responsable de l'impact est le chrome rejeté dans l'eau et dans l'air lié à l'enfouissement des déchets (scories, déchets des fours, boues de laminage) lors de la production des différents aciers. Pas de différence avec l'éolien terrestre. La même substance est ici responsable de plus de 99 % de l'impact ce qui permet de l'interpréter correctement.

**Tableau 88 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène**

82 %	Chrome VI dans l'eau
17 %	Chrome dans l'air

### 5.2.3.7.3. Toxicité humaine, effet non cancérigène

**Figure 37 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène**



**Tableau 89 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Toxicité humaine, effet non cancérigène	CTUh	5,61E-09

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de la toxicité humaine non cancérogène. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 93 % comprenant un impact évité de 8 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 90 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérogène**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Toxicité humaine, effet non cancérogène	CTUh	5,67E-09	9,07E-12	3,35E-10	9,07E-12	1,05E-11	-4,29E-10

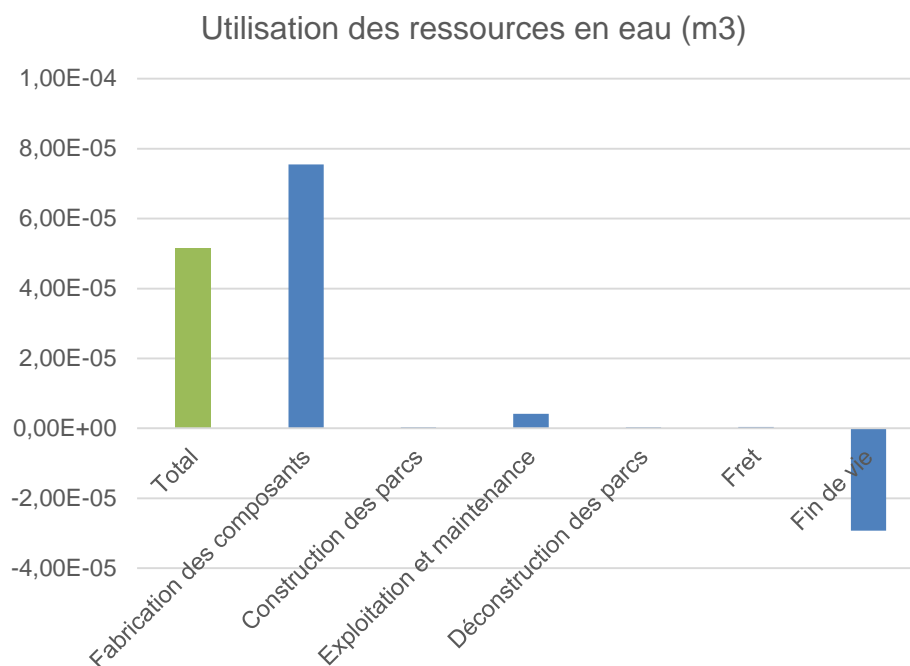
D'un point de vue général les substances responsables de l'impact sont le mercure et le zinc rejeté dans l'air lié à la production des différents aciers. Cependant il existe ici un écart inférieur à l'ordre de grandeur nécessaire pour interpréter les résultats et l'incertitude engendrée ne permet pas de clairement identifier les causes de l'impact.

**Tableau 91 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérogène**

53 %	Mercure dans l'air
35 %	Zinc dans l'air
5 %	Plomb dans l'air
3 %	Arsenic

#### 5.2.3.8. Utilisations des ressources en eau

**Figure 38 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de consommation d'eau**



**Tableau 92 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de consommation d'eau**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Utilisation des ressources en eau	m3	5,15E-05

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de consommation d'eau. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 89 % comprenant un impact évité de 58 % grâce à la fin de vie.



**Tableau 93 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Utilisation des ressources en eau	m3	7,55E-05	3,31E-07	4,15E-06	3,31E-07	4,42E-07	-2,93E-05

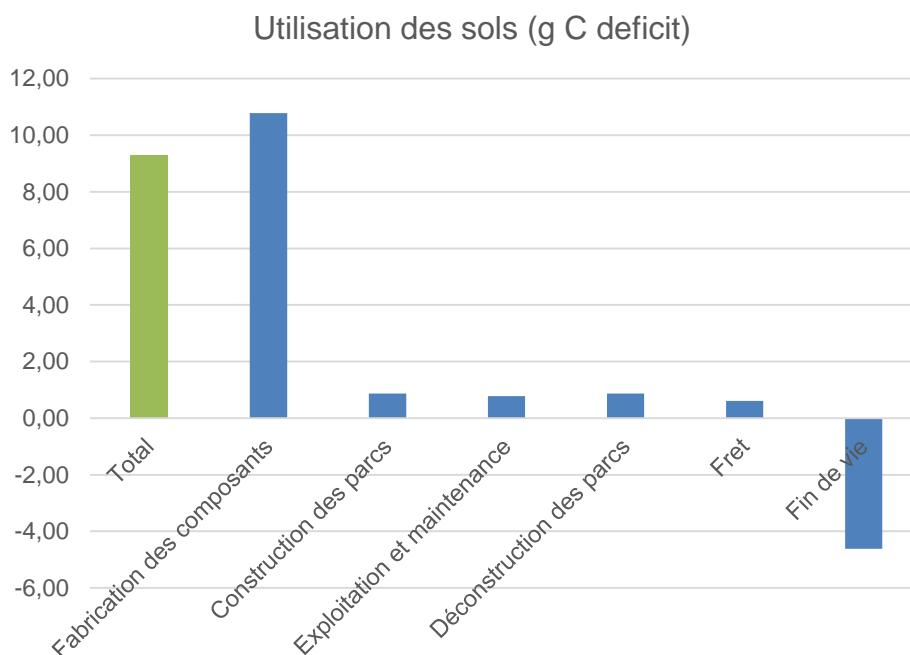
L'indicateur de consommation d'eau est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des fondations avec 31 % (-30 % de recyclage), suivis de l'impact des nacelles avec 37 % (-11 % de recyclage), suivis des mâts avec 16 % (-13 % de recyclage) et pour finir l'impact des rotors avec 6 % (-2 % de recyclage).

Les causes de l'impact sont identiques à celle de l'éolien terrestre.

**Tableau 94 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de consommation d'eau**

51 %	Eau, non spécifié, d'origine naturelle
36 %	Eau, rivière
11 %	Eau de puits, dans le sol

### 5.2.3.9. Utilisation des sols

**Figure 39 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols**

**Tableau 95 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols**

Catégorie d'impact	Unité	Total
Utilisation des sols	g C deficit	9,29

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'utilisation des sols. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 56 % comprenant un impact évité de 60 % grâce à la fin de vie.

**Tableau 96 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols**

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Utilisation des sols	g C deficit	10,78	0,87	0,78	0,87	0,61	-4,62

L'indicateur d'utilisation des sols est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des fondations avec 13 % (-30 % de recyclage), suivis de l'impact des nacelles avec 37 % (-12 % de recyclage), suivis des mâts avec 8 % (-14 % de recyclage) et pour finir l'impact des rotors avec 3 % (-2 % de recyclage).

L'impact est cette fois très différent de l'éolien terrestre, ce n'est plus la transformation des sols la cause de l'impact mais l'énergie utilisée pour la fabrication des composants et notamment toutes énergies utilisant des énergies fossiles comme le charbon, le pétrole et le gaz naturel. La transformation du sol en mer est donc très peu impactant, ceci reste logique ces terres ne seraient pas utilisées pour l'implémentation de forêt par exemple.

**Tableau 97 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols**

92 %	Transformation, to mineral extraction site
34 %	Transformation, to arable, non-irrigated
25 %	Transformation, to traffic area, road network
-33 %	Transformation, from unknown
-34 %	Transformation, from arable, non-irrigated

### 5.2.3.10. Retour énergétique et facteur de récolte

Le retour énergétique permet d'obtenir le taux de rendement énergétique, c'est-à-dire en combien de temps la turbine produit la quantité d'énergie qu'elle a consommée au cours de son cycle de vie. Le facteur de récolte permet de connaître le nombre de fois que l'énergie est amortie.

- Facteur de récolte :  $\text{Energie produite} / \text{CED (Cumulative Energy Demand)}$

Energie produite : 217 700 GWh  
CED : 7 385 GWh

Facteur de récolte d'environ 30 fois selon les conditions de l'étude et les incertitudes associées.

- Retour énergétique :  $\text{CED} / \text{Energie produite en un mois}$

Energie produite en un mois : 907 GWh

Retour énergétique suit une tendance d'environ 8 mois, selon les conditions de l'étude et les incertitudes associées.

### 5.3. Analyse de sensibilité

Les analyses de sensibilités permettent de déterminer la variabilité des résultats qu'engendrent les hypothèses prises dans l'étude.

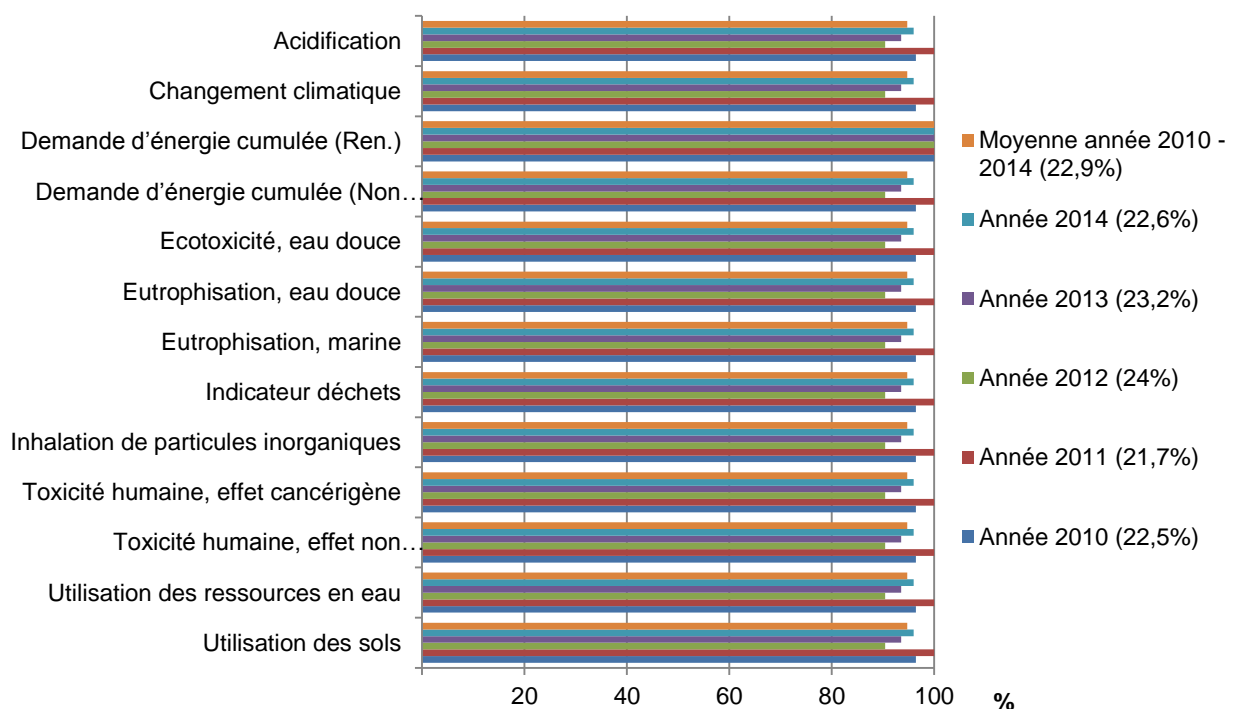
La filière éolienne terrestre, de par le grand nombre de sites et de modèles différents, demande la prise de nombreuses hypothèses, du fait du manque d'informations et de la difficulté de les obtenir. Des analyses de sensibilités sont effectuées sur les paramètres suivants :

- Facteur de charge
- Remplacement des pièces
- Distance entre l'éolienne et le raccordement réseau
- Type d'acier du mât
- Durée de vie
- Distance de livraison au site d'installation
- Type de fondation

La filière éolienne maritime est quant à elle basée sur très peu de sites et de modèles, ce qui permet de limiter grandement la prise d'hypothèses. Les analyses de sensibilités sont effectuées sur le type de fondation pour le modèle Adwen qui n'est pas encore définitif à la date de ce rapport.

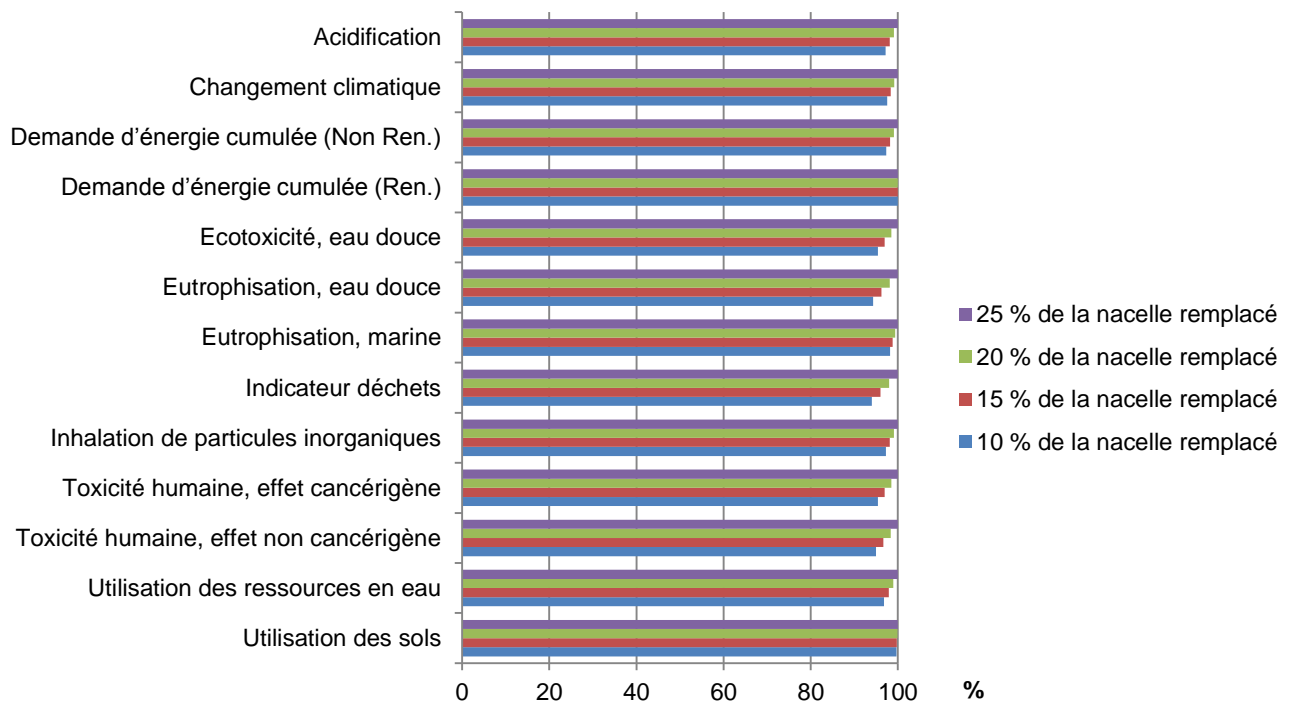
#### 5.3.1. Analyse de sensibilité sur l'éolien terrestre

##### 5.3.1.1. Facteur de charge



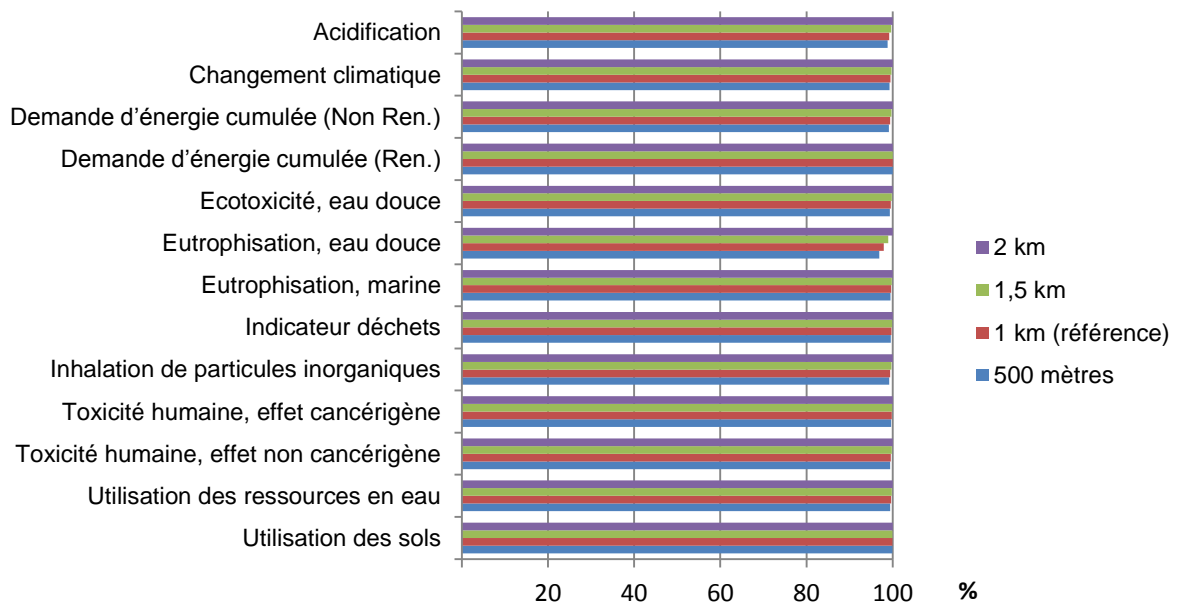
Le facteur de charge est un facteur important dans le calcul d'impact. Chaque facteur de charge national donnée par RTE entre 2012 et 2014 est présenté. Le facteur de charge choisi correspond au facteur de charge moyen de ces 5 années. Cette analyse permet de justifier ce choix de facteur moyen qui peut engendrer une variation +/- 10 % de l'impact total sur la totalité des indicateurs, mise à part le CED NR. Le facteur de charge peut devenir plus précis à l'aide d'une récolte de données effectuée sur chacun des 581 sites.

### 5.3.1.2. Remplacement des pièces



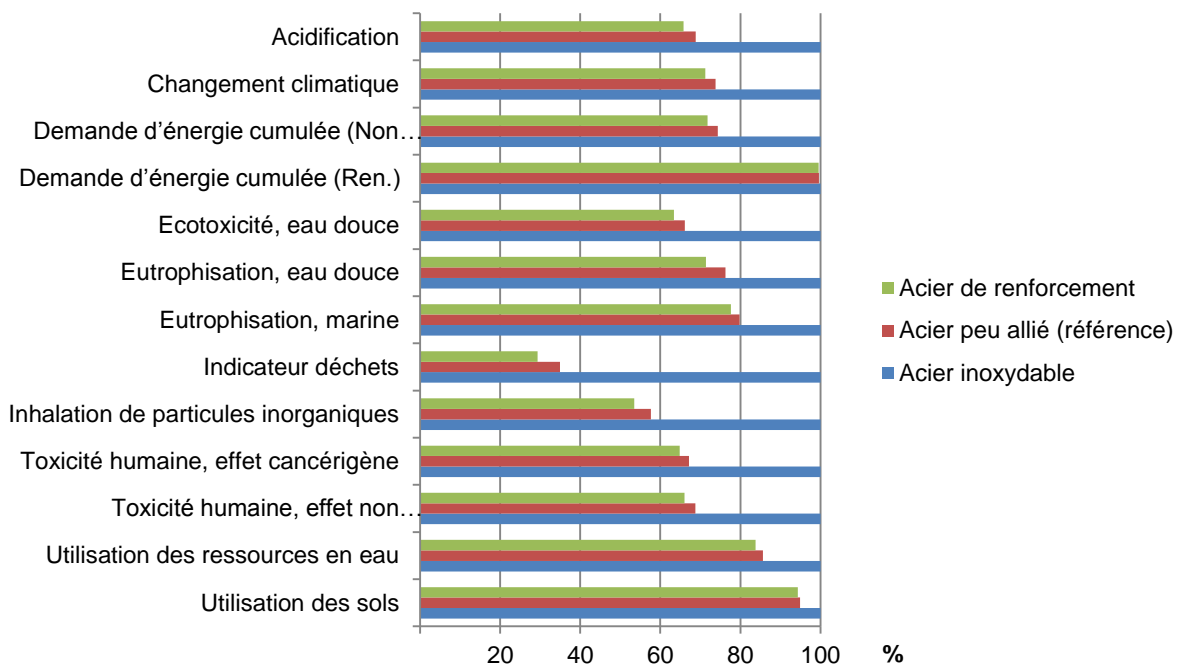
La maintenance lourde liée à des remplacements intégraux de pièces n'entraîne pas de grandes variations d'impact sur les différents indicateurs. Il ne s'agit donc pas d'un paramètre déterminant, mise à part si des informations permettent de déduire que ce pourcentage de 15 % de la nacelle remplacé, est très loin de la réalité. Afin de perfectionner la modélisation il est nécessaire d'obtenir de chaque industriel l'exactitude de pièces remplacées.

### 5.3.1.3. Distance entre l'éolienne et le raccordement réseau



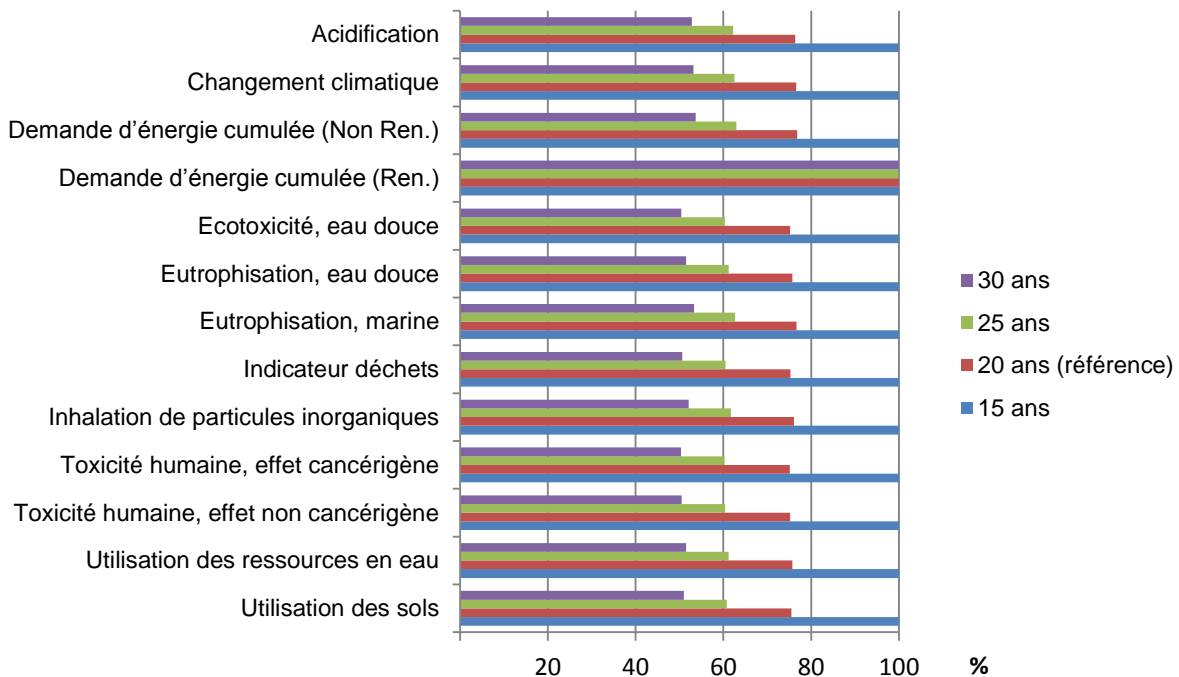
Le périmètre de l'étude inclus le câblage entre l'éolienne et le transformateur principal du parc. La variation de la longueur de ce câble ne fait que très peu varier l'impact du cycle de vie sur chaque indicateur. La différence la plus importante est de 2 % sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce.

### 5.3.1.4. Type d'acier du mât



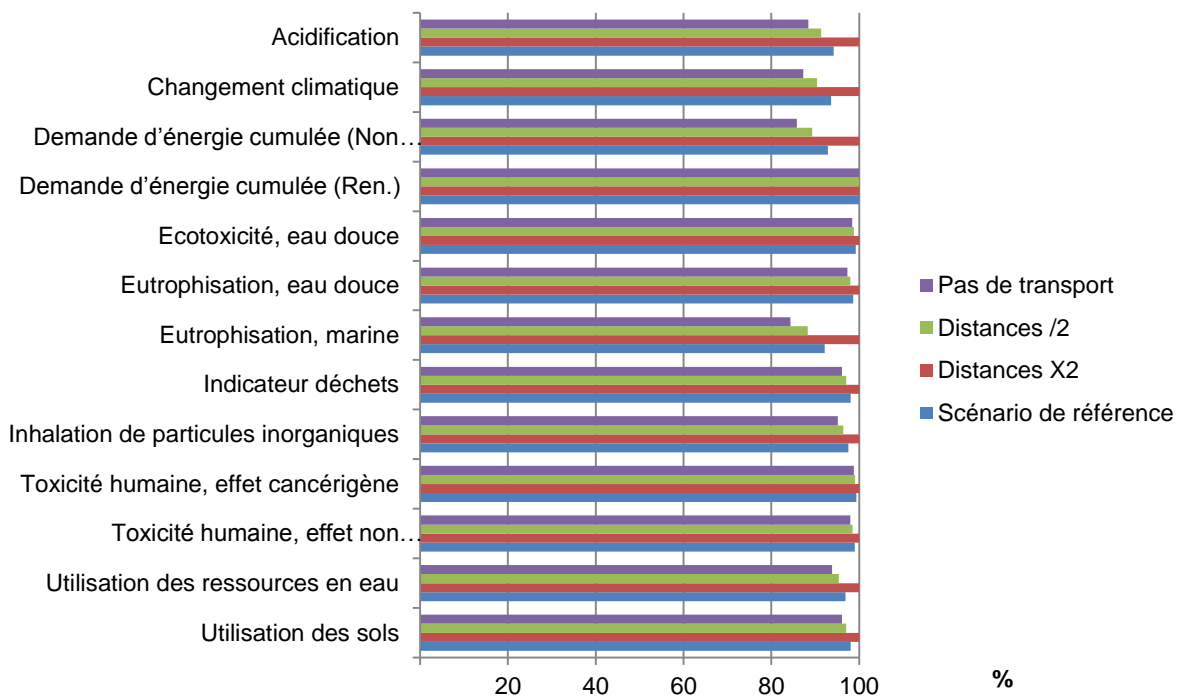
L'acier inoxydable est le plus impactant sur chaque indicateur, il est cependant peu probable qu'un mât en soit composé entièrement. Ce qui est intéressant ici est que l'acier peu allié et l'acier de renforcement ont une différence d'impact sur chaque indicateur de 2 à 3 %. Le constat est que l'acier peu allié est un acier qui ne reçoit pas de transformation ou traitement supplémentaire à un acier de renforcement destiné plutôt à être inséré dans du béton. L'acier peu allié, malgré son utilisation dans de nombreuses ACV et publication, semble être non approprié à la construction de mât nécessitant un traitement particulier. La modélisation de l'acier est déterminante pour l'étude car les mâts représentent la masse la plus importante de la filière éolienne.

### 5.3.1.5. Durée de vie



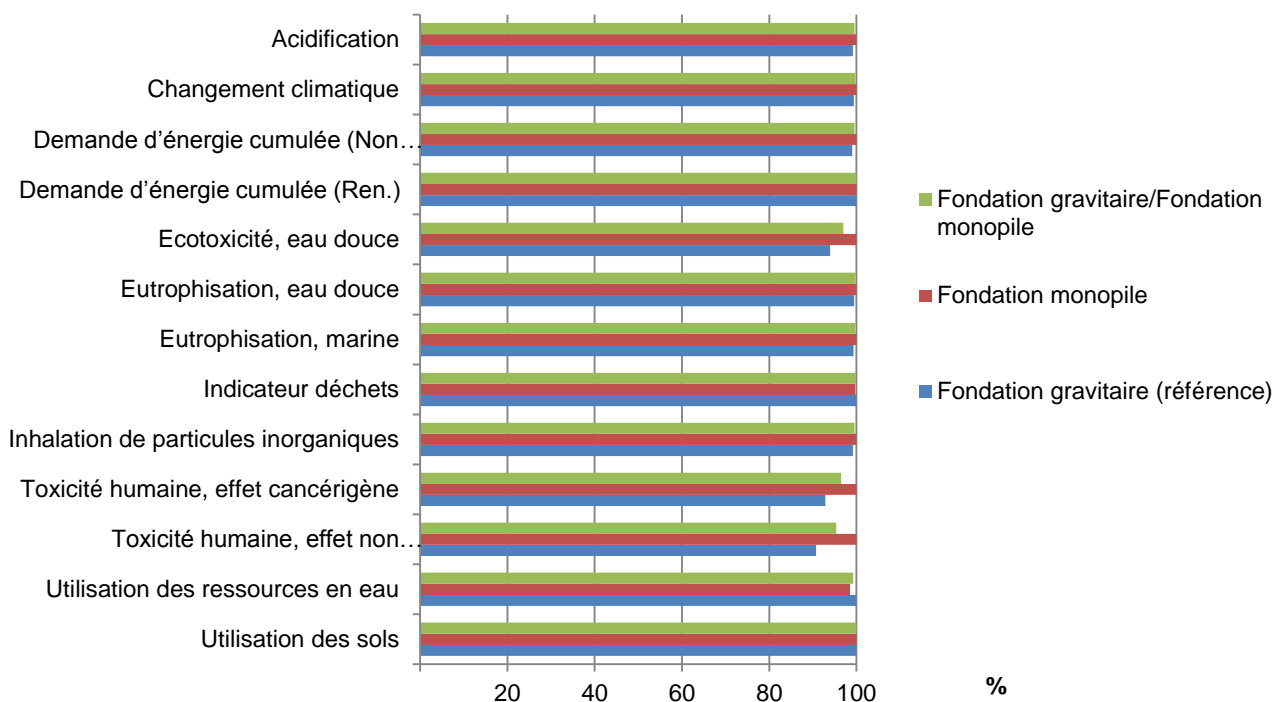
La durée de vie utilisée est de 20 ans, valeur choisie selon la littérature. Il existe encore très peu de retour sur la véritable durée de vie d'un parc éolien. De plus ici est étudiée la filière éolienne complète, ce qui complexifie grandement le choix de cette valeur. L'analyse de sensibilité ci-dessus montre l'importance de ce paramètre qui, mise à part sur l'indicateur de CED NR, fait varier l'impact sur chacun des indicateurs de façon proportionnelle. Le futur permettra de déterminer la réelle durée de vie de ces parcs éoliens et permettra d'avancer considérablement sur l'évaluation de leurs impacts.

### 5.3.1.6. Distance de livraison au site d'installation



Le scénario de référence est une distance de : nacelle : 1025 km; rotor : 1025 km; tour : 600 km; fondation : 50 km; autres : 600 km. L'analyse de sensibilité ci-dessus montre un impact pouvant atteindre près de 20% sur certains indicateurs, mais reste inférieur à 10 % sur la quasi-totalité des indicateurs. Cette distance de livraison, malgré l'incertitude forte n'est pas un paramètre important dans cette étude.

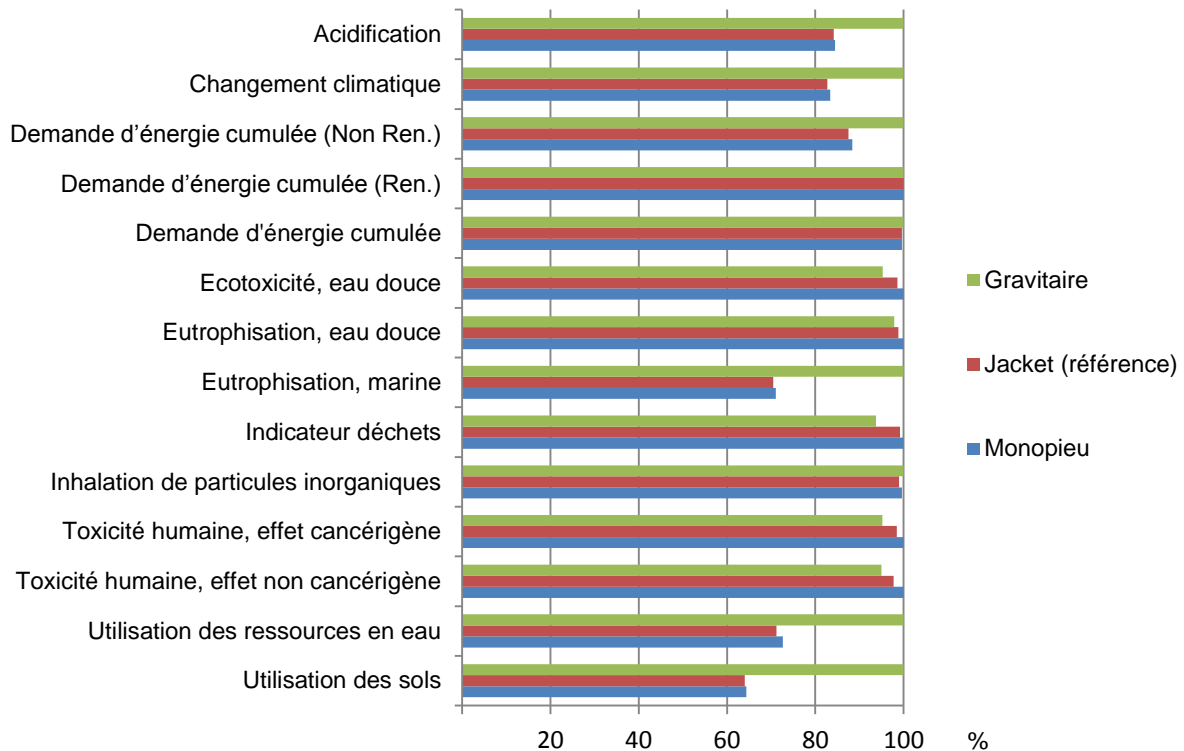
### 5.3.1.7. Fondation



Le type des fondations est, selon la littérature et le SER (Syndicat des énergies renouvelables), plus important concernant les fondations gravitaires que les monopieux. Le manque d'informations et la difficulté d'obtention ne permet pas de modéliser la filière éolienne correctement sur ce point. L'analyse de sensibilité ci-dessus montre que ce paramètre n'est pas déterminant pour l'étude. Une différence de 10 % maximum est observée sur les indicateurs de toxicité humaine.

### 5.3.2. Analyse de sensibilité sur l'éolien maritime

#### 5.3.2.1. Fondation du modèle Adwen



L'analyse de sensibilité ci-dessus concerne le type de fondation utilisée pour le modèle d'éolienne du constructeur Adwen. Les trois fondations sont ainsi comparées et permettent de montrer si ce choix influence grandement ou très peu l'impact total de la filière maritime française. Les fondations gravitaires apparaissent comme les fondations les plus impactantes sur une grande partie des indicateurs à hauteur de 20 % sur 5 indicateurs et jusqu'à 40 % sur l'indicateur d'utilisation des sols. Le choix des fondations et leur modélisation sont donc importants pour le calcul d'impact de la filière.

## **6. Etude sur la pression sur les ressources**

Ce chapitre est en cours de rédaction et sera livré dans la prochaine version du rapport.



## 7. Conclusion

L'objectif de cette étude est d'évaluer les impacts représentatifs de la filière éolienne terrestre en France en 2013 et la filière maritime prochainement installée en France. L'ADEME a recensé dans un atlas l'ensemble des sites français de production d'électricité à partir d'origine éolienne terrestre. Cet atlas a été trié suivant une méthodologie décrite en Annexe. Finalement, 581 sites ont été retenus avec un total de 3658 éoliennes pour une puissance installée de 7111 MW, représentant 87,2 % du parc effectif. Les dix plus gros fabricants d'éoliennes terrestres en termes de capacité sont représentés avec un total de 32 modèles d'éoliennes différentes. La filière éolienne terrestre étudiée est composée de trois types de technologies dont les 2/3 sont asynchrones à rotor bobinés (DFIG) et 70 % des modèles ont une puissance autour des 2 MW. Cycleco a effectué une collecte de données sur les différents parcs maritimes installés prochainement en France qui représente 6 sites avec un total de 424 éoliennes pour une puissance de 2916 MW, représentant la totalité des parcs installés en 2020 - 2023. Deux fabricants ont été choisis avec un modèle d'éolienne chacun, reprenant tous deux la technologie synchrone à aimants permanents (DDPMG) avec une puissance de 6 MW pour 44 % de la filière et 8 MW pour 56 % de la filière. Cette couverture de la filière éolienne française permet d'avoir une représentativité suffisamment importante de l'état actuel de la production d'électricité d'origine éolienne en France.

Après un cadrage méthodologique de la réalisation de l'Analyse du Cycle de Vie des installations éoliennes, une mise en place de l'étude est décrite afin de transposer les principales hypothèses de l'étude comme la durée de vie des installations, les modèles de production d'électricité, la définition de l'unité fonctionnelle et les étapes du cycle de vie couvertes par l'analyse.

Dans ce rapport les impacts environnementaux sont calculés pour l'ensemble des indicateurs d'impacts choisis en accord avec l'ADEME. Les principales hypothèses, prises lors de cette analyse, déterminantes pour l'évaluation sont une durée de vie de 20 ans et un facteur de charge pour l'éolien terrestre moyennant les années de 2012 à 2014, de 22,9 %. Un facteur de charge spécifique à chaque installation du parc voire au niveau régional aurait permis d'accroître la représentativité des résultats liés au contexte français. Les résultats issus de ces choix de modélisation suggèrent une cohérence des impacts sur les indicateurs de la filière éolienne terrestre française par rapport aux autres études scientifiques menées sur le sujet avec un temps de retour énergétique de 12 mois et un facteur de récolte de 19, selon les conditions de l'étude et les incertitudes associés. Le temps de retour énergétique de la filière maritime est quant à lui d'environ 8 mois et le facteur de récolte est de 30 fois.

Les résultats et leurs interprétations de la filière éolienne terrestre affirment une large supériorité dans la contribution de l'impact de la fabrication des composants sur la quasi-totalité des indicateurs. Cette étape est dans la plupart des cas impactant de par la consommation d'énergie nécessaire à sa production. Le CED prouve une nouvelle fois cette interprétation et montre que la fabrication nécessite une grande quantité d'énergie issue de ressources fossiles. Les analyses de sensibilités démontrent l'importance de l'acier utilisé pour les mâts qui représente la plus grande masse de tous les composants de l'éolienne et demande une amélioration de l'étude à ce niveau et la création d'inventaires supplémentaires. Les analyses de sensibilités montrent également l'importance du facteur de charge qui est important pour l'évaluation des impacts environnementaux de la filière éolienne.

Les résultats de la filière maritime sont en grande partie identiques aux résultats terrestres. L'énergie nécessaire à la fabrication des composants est l'impact le plus important sur la quasi-totalité des indicateurs. Les nacelles ont en général une part plus importante dans l'impact du à la présence d'aimants permanents et à la meilleure recyclabilité des fondations composées en plus grande partie d'acier que l'éolien terrestre. La technologie à aimant permanent n'est que très peu représentée dans la littérature et ne nous a pas permis d'utiliser une nomenclature très détaillée. Ceci est à prendre en compte dans la lecture des résultats.

L'éolien terrestre évolue avec un rythme d'installation accru en 2014 selon (RTE, 2015). Cette reprise après plusieurs années de baisse permet de revoir les hypothèses de 2013 à la hausse avec une augmentation estimée par an de 1000 MW. Cela est dû aux nombreuses simplifications administratives ainsi qu'à l'évolution des technologies de l'éolien. Les sites les moins ventés sont de plus en plus équipés et permettront de produire de l'énergie à facteur de charge équivalent aux parcs éoliens les mieux situés. Ceci est réalisé en installant des éoliennes avec des mâts plus hauts et des rotors avec une surface de balayage supérieur. Ces deux décisions permettront d'augmenter la part de l'éolien dans l'énergie renouvelable et de répondre à l'objectif de développement d'éolien terrestre prévus d'ici à fin 2020, en attendant la venue de l'éolien en mer qui est aujourd'hui imminent. L'éolien en mer, d'après cette étude et les incertitudes liées, permet d'affirmer une baisse sur la plupart des indicateurs mise à part les indicateurs d'écotoxicité, difficiles à interpréter, et l'indicateur de déchets lié à la présence de poste de transformation en mer supplémentaire. L'éolien en mer semble être l'une des solutions pour obtenir une augmentation rapide de la part de l'éolien dans l'énergie.

## 8. Références

- (Ardente et al. , 2008)** Ardente, F., Beccali, M., Cellura, M., Lo Brano, V., 2008. Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 12, 200–217. doi:10.1016/j.rser.2006.05.013
- (Arvesen et al. , 2010)** Arvesen, A., Hertwich, E.G., 2012. Assessing the life cycle environmental impacts of wind power: A review of present knowledge and research needs. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 5994–6006. doi:10.1016/j.rser.2012.06.023
- (Bastien Burger, 2007)** Bastien Burger, 2007. Rapport Windkraft Ecoinvent [WWW Document]. URL [https://db.Ecoinvent.org/reports/06\\_XIII\\_Windkraft.pdf?area=463ee7e58cbf8](https://db.Ecoinvent.org/reports/06_XIII_Windkraft.pdf?area=463ee7e58cbf8) (accessed 9.25.15).
- (RTE, 2015)** Réseau de transport d'électricité, 2015. Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France.
- (Crawford, 2009)** R.H. Crawford, 2009. Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 13, 2653–2660. doi:10.1016/j.rser.2009.07.008
- (Ecoinvent, 2010)** Ecoinvent 2.2: Swiss Centre for Life Cycle Inventories: Ecoinvent data v2.2 of May 2010. Online database. Accessible at <http://db.Ecoinvent.org>.
- (Elsam Engineering, 2004)** Elsam, 2004. Life Cycle Assessment of offshore and onshore sited wind farms. Elsam Engineering A/S.
- (ILCD, 2010)** European Commission – Joint Research Center – Institute of Environment and Sustainability: International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook – General guide for Life Cycle Assessment – Detailed guidance. First edition March 2010. EUR 24708 EN. Luxembourg. Publications Office of the European Union; 2010.
- (ILCD, 2010)** European Commission – Joint Research Center – Institute of Environment and Sustainability: International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook – Recommendations for Life Cycle Impact Assessment in the Europe context. First edition November 2011. EUR 24571 EN. Luxembourg. Publications Office of the European Union; 2011.
- (Guezuraga, 2012)** Guezuraga, B., Zauner, R., Pölz, W., 2012. Life cycle assessment of two different 2 MW class wind turbines. *Renew. Energy* 37, 37–44. doi:10.1016/j.renene.2011.05.008
- (ISO, 2006)** International Organization for Standardization, Environmental Management – Life Cycle Assessment – Principles and framework. ISO 14040: 2006; Second edition 2006-07-01, Geneva.
- (ISO, 2006)** International Organization for Standardization, Environmental Management – Life Cycle Assessment – Requirements and guidelines. ISO 14044: 2006; First edition 2006-07-01, Geneva
- (ISO, 2002)** International Organization for Standardization, Environmental Management – Life Cycle Assessment. ISO 14 048: 2002.
- (McCulloch, 2000)** McCulloch, M., Raynolds, M., Laurie, M., 2000. Life-cycle value assessment of a wind turbine. p. 14.
- (Martinez, 2009)** Martínez, E., Sanz, F., Pellegrini, S., Jiménez, E. and Blanco, J., 2009a. Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine. *Renewable Energy*, 34, 667–673.
- (Milanese, 2009)** Milanese, A., 2009. Recyclability of wind turbines, current and future: technical, economic and environmental. Wales.
- (NETL, 2014)** NETL, 2014. NdFeB Permanent Magnet Manufacturing.
- (Padey, 2013)** Padey, P., Blanc, I., Le Boulch, D., & Xiusheng, Z. (2012). A simplified life cycle approach for assessing greenhouse gas emissions of wind electricity. *Journal of Industrial Ecology*, 16(s1), S28-S38.
- (Gamesa, 2013)** Ramón Muro Pereg, J., Fernandez de la Hoz, J., 2013. LCA of 1KWh generated by a Gamesa onshore wind farm, G90 2.0 MW.
- (Panorama des énergies renouvelables, 2013)** Panorama des énergies renouvelables, 2013. Réseau de transport d'électricité, Syndicat des énergies renouvelables, Electricité réseau distribution France, Association des distributeurs d'électricité en France.

**(Rosenbaum, 2010)** Rosenbaum, R.K., 2010. USEtox - The UNEP-SETAC toxicity model: recommended characterisation factors for human toxicity and freshwater ecotoxicity in Life Cycle Impact Assessment. Lawrence Berkeley Natl. Lab.

**(Schleisner, 2000)** Schleisner, L., 2000. Life cycle assessment of a wind farm and related externalities. *Renewable Energy*, 20, 279-288.

**(Vestas, 2006)** Life cycle assessment of electricity delivered from an onshore power plant based on Vestas V82-1.65 MW turbines. Vestas Wind System A/S. Denmark.

**(Vestas, 2006)** Life cycle assessment of offshore and onshore sited wind power plants based on Vestas V90-3.0 MW turbines. Vestas Wind System A/S. Denmark.

**(Vestas, 2011)** Garrett, P., Rønde, K., 2011. Life cycle assessment of electricity production from a V100-1.8 MW Gridstreamer wind plant. Vestas Wind Syst. Randers Dnemark.

**(Vestas, 2012)** Life Cycle Assessment of Electricity Production from an Onshore V100-2.6 MW Wind Plant. Authors: Peter Garrett & Klaus Ronde. Vestas Wind System A/S. Denmark.

**(Zimmermann, 2013)** Zimmermann, T., Rehberger, M., Göling-Reisemann, S., 2013. Material Flows Resulting from Large Scale Deployment of Wind Energy in Germany. *Resources* 2, 303–334. doi:10.3390/resources2030303

**ANNEXE 1 : Source et niveau des inventaires****Tableau 98 – Choix des inventaires utilisés**

Intervalle de Puissance	Techno. sur le parc	Source inventaires collectés	Techno. de la source	Niveau *	Manque de données	Source utilisée
0 - 0,49 MW	SCIG				SCIG	(McCulloch, 2000) 600kW
0,5 - 0,99 MW	DDSG	(Bastien Burger, 2007) 850 kW (Ardente, 2008) 660 kW (McCulloch, 2000) 600 kW	DFIG DFIG DFIG	3 1 2	DDSG	Enercon 2.3 MW
1 - 1,49 MW	SCIG	-	-	-	SCIG	(Vestas, 2006) 1.65 MW
1,5 - 1,99 MW	DFIG	(Vestas, 2006) 1.65 MW (Guezuraga, 2012) 1.8 MW	DFIG DDSG	21	DDSG	(Vestas, 2006) 1.65 MW
2 - 2,49 MW	SCIG DFIG DDSG	(Vestas, 2012) 2.6 MW (Martínez et al., 2009) 2 MW (Gamesa, 2013) 2 MW (Guezuraga, 2012) 2 MW Enercon 2.3 MW Senvion 2 MW	DFIG DFIG DFIG DFIG DDSG DFIG	1 3 3 1 2 2		(Gamesa, 2013) 2MW Enercon 2.3 MW
2,5 - 2,9 MW	DFIG DDPMG				DFIG DDPMG	(Gamesa, 2013) 2MW (Crawford, 2009) 3MW
3 MW et plus	DFIG DDPMG	(Crawford, 2009) 3MW	DFIG	3	DDPMG	(Crawford, 2009) 3MW

\*Niveau de granulométrie :

- 1 = masse/matière de toute l'éolienne
- 2 = masse/matière rotor, nacelle, mât
- 3 = masse/matière de tous les composants du rotor, nacelle, mât

Les niveaux 3 seront les inventaires utilisés en priorité et seront confirmés à l'aide des inventaires de niveau inférieur lorsque c'est possible de le faire.

## ANNEXE 2 : Atlas de la filière éolienne française

Dans le cadre du projet d'Analyse du Cycle de Vie de la production d'électricité d'origine éolienne en France, l'ADEME a transmis à Cycleco l'atlas des parcs éoliens français de 2013 (document confidentiel). Cet atlas sert de base de travail pour la quantification des impacts de l'éolien sur terre pour le territoire français.

Tableau 99 - Répartition des modèles et du nombre de sites par constructeurs considérés dans l'étude.

Fabricant	Modèle	Puissance par modèle installé en France (en MW)	Nombre de sites
Alstom	ECO 110	3 MW	33
	ECO 100	3 MW	81
	ECO 80	1.67 MW	102
Enercon	E48	0.8 MW	21
	E66	2 MW	102
	E70	2 MW	408
	E70	2.3 MW	608
	E82	2 MW	454
	E82	2.3 MW	222
Gamesa	G80	2 MW	114
	G90	2 MW	400
GE Energy	1,5s	1.5 MW	132
	2,5-100	2.5 MW	152
Nordex	N80	2.4 MW	31
	N80	2.5 MW	20
	N90	2.3 MW	346
	N90	2.5 MW	477
	N100	2.5 MW	207
Senvion	MD77	1.5 MW	90
	MM82	2.05 MW	480
	MM92	2.05 MW	866
Siemens	SWT-1,3-62	1.3 MW	122
	SWT-2,3-62	2.3 MW	86
	SWT-3.0	3 MW	24
Vergnet	GEV 26-220	0.22 MW	18,3
	GEV MP	0.28 MW	50,3
Vestas	V80	2 MW	284
	V90	2 MW	910
	V90	3 MW	177
	V100	1.8 MW	48
	V112	3 MW	24
WinWind	WWD3	3 MW	18
<b>Puissance totale</b>		<b>7111 MW</b>	<b>581 sites / 3658</b>
<b>Nombre de sites total</b>			<b>éoliennes</b>

## ANNEXE 3 : Détail du tri de l'Atlas

### ETAPE 1 : Collecte des puissances pour les sites dont la puissance totale n'est pas renseignée.

L'atlas initial présente des sites dont la puissance totale n'est pas renseignée (10 sites). Les puissances totales des parcs ont été collectées sur le site internet TheWindPower. Le Tableau 100 présente les sites dont la puissance totale a été collectée lors de cette étape.

Tableau 100 - Etape 1 - Ajout des puissances totales manquantes (source : TheWindPower)

Région	Département	Commune	Nom du site	Puissance totale (MW)
LORRAINE	Moselle	Gréning, Léning, Nelling	Hauteurs de l'Albe Ouest	6,9
LORRAINE	Moselle	Nelling	Hauteurs de l'Albe Est	6,9
MIDI-PYRÉNÉES	Aveyron	Murasson	Plo de la Rouquette	12,0
MIDI-PYRÉNÉES	Tarn	Barre, Murat-sur-Vèbre	Puech de l'Homme	16,10
NORD-PAS-DE-CALAIS	Nord	Toufflers	Toufflers	0,30
NORD-PAS-DE-CALAIS	Pas-de-Calais	Bourthes, Ergny, Campagne-lès-Boulonnais	Le Mont d'Ergny	9,20
NORD-PAS-DE-CALAIS	Pas-de-Calais	Bourthes, Ergny, Campagne-lès-Boulonnais	Le Mont d'Ergny	9,20
NORD-PAS-DE-CALAIS	Pas-de-Calais	Valhuon	Valhuon 2	23
PAYS DE LA LOIRE	Maine-et-Loire	Valanjou	Le Clos du Pressoir	12
PICARDIE	Somme	Quesnoy-sur-Airaines	Quesnoy-sur-Airaines	35

**ETAPE 2 : Suppression des sites dont la puissance totale est strictement inférieure à 1 MW.**

Les sites dont la puissance totale est strictement inférieure à 1 MW sont supprimés de l'atlas : au total 21 sites sont supprimés. Le Tableau 101 présente les sites qui ont été supprimés de l'atlas lors de cette étape.

Tableau 101 – Etape 2 - Exclusion des sites dont la puissance totale est strictement inférieure à 1MW

Région	Département	Commune	Nom du site
BRETAGNE	Ille-et-Vilaine	Châteaubourg	Châteaubourg
CENTRE	Eure-et-Loir	Gommerville	Gommerville
COM	Polynésie française	Rurutu	Rurutu
COM	Nouvelle-Calédonie	Île des Pins	Île des Pins
COM	Nouvelle-Calédonie	Île de Lifou	Île de Lifou
COM	Nouvelle-Calédonie	Île de Lifou	Île de Lifou
COM	Saint-Pierre-et-Miquelon	Miquelon	Miquelon
DOM	Guadeloupe	Le Moule	Le Moule
ILE-DE-FRANCE	Yvelines	Guitrancourt	Guitrancourt
LANGUEDOC-ROUSSILLON	Aude	Marquein	Pérails
MIDI-PYRÉNÉES	Aveyron	Camarès	Aupiac
MIDI-PYRÉNÉES	Tarn	Montauriol	Montauriol
NORD-PAS-DE-CALAIS	Nord	Wormhout	Wormhout
NORD-PAS-DE-CALAIS	Nord	Bondues	Bondues

<b>NORD-PAS-DE-CALAIS</b>	Pas-de-Calais	Lefaux	Lefaux
<b>NORD-PAS-DE-CALAIS</b>	Nord	Toufflers	Toufflers
<b>PICARDIE</b>	Somme	Sailly-Flibeacourt	Aire de la Baie-de-Somme
<b>POITOU-CHARENTES</b>	Deux-Sèvres	Bressuire	Bressuire
<b>POITOU-CHARENTES</b>	Vienne	Lusignan	Lusignan
<b>RHONE-ALPES</b>	Ardèche	Freyssenet	Serre-des-Fourches
<b>RHONE-ALPES</b>	Ardèche	Labastide-sur-Besorgues	Éolienne de Barthe

**ETAPE 3 : Suppression du site dont le fabricant n'est pas renseigné**

L'étape 3 consiste à supprimer le site dont le fabricant des éoliennes n'est pas renseigné. Le Tableau 102 présente le site qui a été supprimé de l'atlas lors de cette étape.

**Tableau 102 – Etape 3 - Exclusion des sites dont le fabricant n'est pas renseigné**

Région	Département	Commune	Nom du site
<b>NORD-PAS-DE-CALAIS</b>	Pas-de-Calais	Vis-en-Artois, Hendecourt-lès-Cagnicourt, Villers-lès-Cagnicourt	La Plaine de l'Artois

**ETAPE 4 : Suppression des sites postérieurs à 2013**

L'étape 4 consiste à supprimer les sites dont l'installation est postérieure à 2013. Le Tableau 103 présente les sites qui ont été supprimés de l'atlas lors de cette étape.

**Tableau 103 – Etape 4 – Suppression des sites postérieurs à 2013**

Région	Département	Commune	Nom du site	Puissance totale (MW)
<b>NORD-PAS-DE-CALAIS</b>	Pas-de-Calais	Frévent	Frévent	8,00
<b>CHAMPAGNE-ARDENNE</b>	Marne	Huiron, Courdemanges	Côte de la Bouchère	13,80

**ETAPE 5 : Suppression des sites dont la puissance unitaire des éoliennes n'est pas connue**

L'étape 5 consiste à supprimer les sites dont la puissance unitaire des éoliennes n'est pas connue : sur ces sites plusieurs puissances d'éoliennes sont installées, la répartition entre chacun des modèles n'est pas connue. Le Tableau 104 présente les sites qui ont été supprimés lors de cette étape.

**Tableau 104 – Etape 5 – Suppression des sites dont la puissance unitaire des éoliennes n'est pas connue**

Région	Département	Commune	Nom du site
<b>LANGUEDOC-ROUSSILLON</b>	Aude	Sigean, Port-la-Nouvelle	Corbières-Maritimes
<b>LANGUEDOC-ROUSSILLON</b>	Pyrénées-Orientales	Rivesaltes	Rivesaltes
<b>NORD-PAS-DE-CALAIS</b>	Pas-de-Calais	Saint-Léger	Saint-Léger
<b>PICARDIE</b>	Aisne	Saint-Quentin, Omissy, Lesdins	Eole Saint-Quentin Nord

**ETAPE 6 : Suppression des sites dont le modèle de l'éolienne n'est pas connu**

L'étape 6 consiste à supprimer les sites dont le modèle de l'éolienne n'est pas connu. Le Tableau 105 présente les sites qui ont été supprimés lors de cette étape.

Tableau 105 - Etape 6 – Suppression des sites dont le modèle de l'éolienne n'est pas connu

Région	Département	Commune	Nom du site
CORSE	Haute-Corse	Ersa, Rogliano	Ersa et Rogliano
LANGUEDOC-ROUSSILLON	Hérault	Riols	Riols
LANGUEDOC-ROUSSILLON	Hérault	Oupia	Oupia
BASSE-NORMANDIE	Manche	Clitourps	Clitourps
PICARDIE	Somme	Vauvillers, Herleville, Lihons	Petit Arbre
CHAMPAGNE-ARDENNE	Aube	Longueville-sur-Aube	La Voie Boulangère
POITOU-CHARENTES	Charente-Maritime	La Benâte	La Benâte
LORRAINE	Moselle	Woelfling-lès-Sarreguemines	Woelfling

**ETAPE 7 : Suppression des sites dont le fabricant a une part de marché inférieure à 0,5% en puissance installée**

L'étape 7 consiste à supprimer les fabricants d'éoliennes ayant une part de marché inférieure à 0,5% en termes de puissance totale installée en France. Le Tableau 106 présente les fabricants d'éoliennes qui ont été supprimés lors de cette étape. Le Tableau 107 présente les sites qui ont été supprimés lors de cette étape.

Tableau 106 - Part de marché des différents fabricants d'éoliennes français

(Légende : en rouge les fabricants ayant une part de marché inférieure à 0,5%, en vert les fabricants ayant une part de marché supérieure à 0,5%). Les fabricants ayant une part de marché inférieure à 0,5% sont supprimés de la liste (Etape 7).

Fabricant	Puissance totale installée par fabricant en France	Part de marché (en %) du parc français
Acciona	41,00 MW	0,51 %
Aircon	0,02 MW	<0,0003 %
Alstom Ecotècna	57,37 - 198,74 MW	0,71 % - 2,47 %
DeWind	1,25 MW	0,02 %
Enercon	1887,40 MW	23,45 %
Eviag	25,00 MW	0,31 %
Fuhrländer	37,50 MW	0,47 %
Gamesa	698,40 MW	8,70 %
GE Energy	287,50 MW	3,58 %
JSPM	35,25 MW	0,44 %
Lagerwey	3,75 MW	0,47 %
Neg Micon	68 MW	0,85 %
Nordex	1187,45 MW	14,78 %
REpower	1497,35 MW	18,63 %
Siemens	294 MW	3,66 %
Turbowinds	0,40	<0,01 %
Vergnet	80,85 MW	1,01 %
Vestas	1564,70 MW	19,47 %
Windmaster	2,70 MW	0,03 %
WinWinD	44,40 MW	0,56 %



**Tableau 107 - Etape 7 -Suppression des sites dont le fabricant d'éolienne représente moins de 0,5% de la part de marché de la puissance totale installée en France**

Région	Département	Commune	Nom du site
<b>NORD-PAS-DE-CALAIS</b>	Pas-de-Calais	Widehem	Widehem
<b>NORD-PAS-DE-CALAIS</b>	Pas-de-Calais	Le Portel	Le Portel
<b>BRETAGNE</b>	Finistère	Dinéault	Menez-Braz
<b>BRETAGNE</b>	Côtes-d'Armor	Plougras	Plougras
<b>LANGUEDOC-ROUSSILLON</b>	Aude	Escales, Conilhac-Corbières	Escales-Conilhac, Parc éolien du Cers
<b>RHONE-ALPES</b>	Drôme	Rocheft-Samson	Rocheft
<b>RHONE-ALPES</b>	Drôme	Montjoyer, Rocheft-Samson	Montjoyer
<b>BRETAGNE</b>	Finistère	Saint-Thégonnec, Pleyber-Christ	Saint-Thégonnec
<b>BRETAGNE</b>	Ille-et-Vilaine	Sainte-Marie	Sainte-Marie
<b>PICARDIE</b>	Aisne	Noyales	Noyales
<b>PICARDIE</b>	Aisne	Hauteville	Hauteville
<b>POITOU-CHARENTES</b>	Vienne	Saint-Pierre-de-Maillé	Saint-Pierre-de-Maillé

**ETAPE 8 : Suppression des sites dont le modèle d'éolienne représente une part de marché inférieur à 1% en puissance installée en France.**

L'étape 8 consiste à supprimer les sites dont le modèle d'éolienne représente une part de marché inférieur à 1% en termes de puissance totale installée en France. Le Tableau 108 présente les modèles d'éoliennes qui ont été supprimés lors de cette étape.

**Tableau 108 – Etape 8 - Part de marché segmentée par modèle d'éolienne installé en France**

(Légende : en rouge les modèles ayant une part de marché inférieure à 1 %, en vert les fabricants ayant une part de marché supérieure à 1 % ; exception pour le constructeur Vergnet afin d'avoir un représentant des DOM)

Fabricant	Modèle	Puissance (MW)	Pourcentage	Fabricant	Modèle	Puissance par modèle	Pourcentage part de marché
Vergnet	GEV HP	1	0,01%	Vergnet	GEV	1,38	0,02%
GE Energy	3,2	3	0,04%	Nordex	NM49	3	0,04%
Vestas	V27	4,5	0,06%	Enercon	N90	5	0,06%
Alstom - Ecotècna	Haliade 150	6	0,07%	Neg Micon	NM52	6,3	0,08%
Enercon	E40	7,2	0,09%	Vergnet	GEV 15/60	7,38	0,09%
Gamesa	G47	7,5	0,09%	Nordex	N50	8	0,10%
Neg Micon	NM92	11	0,14%	Enercon	E7	11,5	0,14%
Acciona	AW 77	12	0,15%	REpower	92 Evolution	12	0,15%
Neg Micon	NM48	12	0,15%	Enercon	E44	13,5	0,17%
Alstom - Ecotècna	ECO 62	15,6	0,19%	Siemens	SWT 82 2.3	16,1	0,20%
Nordex	N43	16,2	0,20%	WinWinD	WWD3	18	0,22%
Vergnet	GEV 26	18,26	0,23%	Alstom - Ecotècna	ECO 74	18,35	0,23%
Vestas	V112-3.0 MW	24	0,30%	WinWinD	WWD1-64	26,4	0,33%

<b>Neg Micon</b>	NM64	27	0,34%	<b>Acciona</b>	AW 82	29	0,36%
<b>Vestas</b>	V66	31,5	0,39%	<b>Alstom - Ecotècnia</b>	ECO 110	33	0,41%
<b>REpower</b>	MM70	40	0,50%	<b>Vestas</b>	V52	40,8	0,51%
<b>Siemens</b>	SWT-3.0	42	0,52%	<b>Gamesa</b>	G87	44	0,55%
<b>Nordex</b>	N60	45,2	0,56%	<b>Vergnet</b>	GEV MP	50,33	0,63%
<b>Enercon</b>	E48	52	0,65%	<b>Vestas</b>	V100-1.8 MW	58,6	0,73%
<b>Gamesa</b>	G52	58,65	0,73%	<b>Nordex</b>	N80	66,5	0,83%
<b>Gamesa</b>	G58	70,55	0,88%	<b>Siemens</b>	SWT-2,3	75,9	0,94%
<b>Enercon</b>	E53	77	0,96%	<b>Alstom - Ecotècnia</b>	ECO 100	81	1,01%
<b>Enercon</b>	E66	90	1,12%	<b>REpower</b>	MD77	90	1,12%
<b>Alstom - Ecotècnia</b>	ECO 80	102,16	1,27%	<b>Gamesa</b>	G80	130	1,62%
<b>GE Energy</b>	1,5s	132	1,64%	<b>GE Energy</b>	2,5-100	152,5	1,90%
<b>Vestas</b>	V90-3.0 MW	156	1,94%	<b>Siemens</b>	SWT-1,3-62	160	1,99%
<b>Nordex</b>	N100	207,5	2,58%	<b>Vestas</b>	V80-2.0 MW	268	3,33%
<b>Gamesa</b>	G90	386	4,80%	<b>REpower</b>	MM82	478,15	5,95%
<b>Enercon</b>	E82	647,6	8,06%	<b>Nordex</b>	N90	828,5	10,31%
<b>REpower</b>	MM92	866,95	10,79%	<b>Enercon</b>	E70	897	11,16%
<b>Vestas</b>	V90-2.0 MW	910	11,32%				

#### ETAPE 9 : Ajout de site par l'ADEME et modifications de l'ATLAS.

L'ADEME a souhaité ajouter des modèles d'éolienne qui ont été filtrés lors de l'étape 8. Ceci à fin de modéliser des technologies peu présentes ainsi que des éoliennes de puissances plus grandes. Des modifications ont été apportées également sur certains sites, la puissance a été ajustée après la récolte de données sur les éoliennes qui ont montrés des incohérences ou dans certains cas des bridages d'éoliennes. Dernières modifications apportées sur certains sites qui ont été soit fusionnés en un seul ou divisés en plusieurs sites.

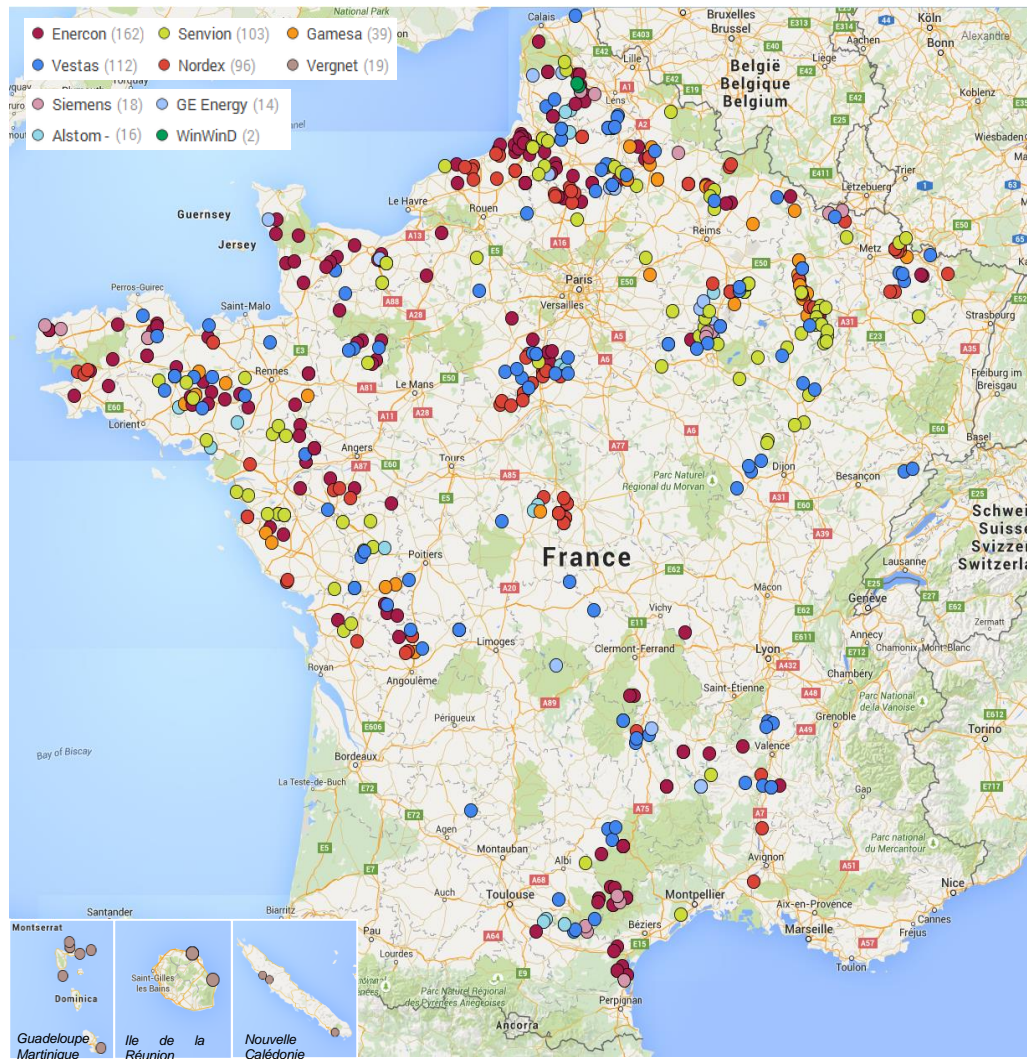
Tableau 109 – Etape 9 – Ajout de modèle d'éolienne par l'ADEME

Fabricant	Modèle	Puissance (MW)	Pourcentage
<b>Siemens</b>	SWT 82 2.3	16,1	0,20%
<b>WinWinD</b>	WWD3	18	0,22%
<b>Vestas</b>	V112-3.0 MW	24	0,30%
<b>Alstom - Ecotècnia</b>	ECO 110	33	0,41%
<b>Siemens</b>	SWT-3.0	42	0,52%
<b>Enercon</b>	E48	52	0,65%
<b>Nordex</b>	N80	66,5	0,83%
<b>Siemens</b>	SWT-2,3	75,9	0,94%

Les modifications de l'ADEME ont ajoutés 26 sites et amené le nombre total à 581 sites avec une puissance de 7111 MW.

## ANNEXE 4 : Carte des sites étudiés

L'atlas trié recense 581 sites éoliens terrestres en 2013 en France et dans les DOM.



## ANNEXE 5 : Inventaires

La composition des aimants permanents est issue d'un document du NETL Life Cycle Inventory Data : (NETL, 2014)

**Tableau 110 – Inventaire de la composition d'un kilogramme d'aimant permanent**

Iron	1,47	kg
Boron carbide	0,0261	kg
Neodymium	0,551	kg
Sodium carbonate	0,0000971	kg
Trisodium phosphate	0,000194	kg
Sodium gluconate	0,000233	kg
Sodium hydroxide	0,000486	kg
Sulphuric acid	0,00179	kg
Nickel [Metals]	0,136	kg
Heat	11,3	MJ
Electricity	8,22	kWh
Water	8,83	kg
Hydrogen gas	0,878	kg

Ce premier tableau ne présente pas de dysprosium dont plusieurs sources affirme le contraire, une masse a été ajouté issue de la publication suivante (Zimmermann, 2013) donnant la composition suivante : 68% de fer, 29% de neodymium, 2% de dysprosium, et 1% de bore.

L'inventaire du NETL a été utilisé avec les proportions de la publication cité ci-dessus.

Les inventaires utilisés dans la modélisation issue de publication et des industriels :

**Tableau 111 – Inventaires des composants d'éoliennes et leurs fondations**

	(McCulloch, 2000)		Vestas		Gamesa		Enercon		(Crawford et al).	
	Vestas 600 kW DFIG		V 82 1,65 MW 78 m DFIG		G 90 2 MW 78 m DFIG		E 82 2,3 MW 107 m béton DDSG		3 MW 80 m DFIG	
<b>Rotor</b>										
Aluminium (kg)	250	2,9%			50	0,1%	75	0,2%		
Acier (kg)	2500	29,4%	5700	13,5%	3345	8,8%	1140	3,8%		
Acier inox (kg)					6888	18,1%			730	1,8%
Cuivre (kg)					56	0,1%				
Fonte (kg)			11300	26,8%	9446	24,8%			19200	48,0%
Fibre de verre (kg)	5750	67,6%	15120	35,8%	12153	31,9%	17362,8	57,6%	12040	30,1%
Epoxy (kg)			10080	23,9%			11575,2	38,4%	8030	20,1%
Carbone (kg)					2988	7,9%				
Fibre de verre/plastique (kg)					186	0,5%				
Plastique (kg)					775	2,0%				
Peinture (kg)					682	1,8%				
Adhésif (kg)					1475	3,9%				
<b>Total (kg)</b>	<b>8500</b>		<b>42200</b>		<b>38044</b>		<b>30153</b>		<b>40000</b>	
<b>Mât</b>										
Acier (kg)	37000	99,3%	126000	93,3%	188179	99,6%	102829	11,5%	158760	99,2%
Peinture (kg)	250	0,7%			580	0,3%			1240	0,8%
Aluminium (kg)			2600	1,9%	237	0,1%				
Electroniques (kg)			2200	1,6%						
Cuivre (kg)			1300	1,0%						
Plastique (kg)			2000	1,5%						
Huile (kg)			1000	0,7%						
Béton (kg)							791000	88,5%		
<b>Total (kg)</b>	<b>37250</b>		<b>135100</b>		<b>188996</b>		<b>893829</b>		<b>160000</b>	

(McCulloch, 2000)	Vestas	Gamesa	Enercon	(Crawford et al.)
Vestas 600 kW DFIG	V 82 1,65 MW 78 m DFIG	G 90 2 MW 78 m DFIG	E 82 2,3 MW 107 m béton DDSG	3 MW 80 m

Fondation										
Acier (kg)	4735	9,9%	27000	3,2%	58537	5,0%	52300	4,6%	36000	3,1%
Béton (kg)	43230	90,1%	805000	96,8%	1116000	95,0%	1091000	95,4%	1140000	96,9%
Total (kg)	47965		832000		1174537		1143300		1176000	

Nacelle + transformateur										
Cuivre (kg)	1000	4,3%	1600	3,2%	523	0,8%	11680	6,6%	3991	5,9%
Fibre de verre (kg)	750	3,3%	1800	3,6%	10	0,0%				
Fibre de verre/plastique (kg)					1715,7	2,5%				
Aluminium (kg)	1600	6,9%	500	1,0%	1035,02	1,5%	1224	0,7%	2311	3,4%
Acier (kg)	19629	85,2%	19300	38,1%	21805,1	32,4%	90190	51,2%	36400	53,5%
Fonte (kg)			18000	35,6%	23638	35,1%	73178	41,5%		
Acier inox (kg)			7800	15,4%	15538	23,1%			24600	36,2%
Plastique (kg)			1000	2,0%	144,49	0,2%			700	1,0%
HDPR (kg)	50	0,2%								
Electronique (kg)			300	0,6%	905	1,3%				
Huile (kg)			300	0,6%	627	0,9%				
Silice (kg)										
Peinture (kg)					74	0,1%				
Câbles (kg)					1280	1,9%				
Total (kg)	23029		50600		67295,3		176272		68002	

Extrapolation de la source de (Crawford et al.) pour les modèles avec aimant permanent.

	Crawford	
	extrapolation 3 MW 80 m DDPMG	
Nacelle + transformateur		
Cuivre (kg)	2561	3,8%
Aluminium (kg)	2311	3,4%
Acier (kg)	36400	53,3%
Acier inox (kg)	24600	36,0%
Plastique (kg)	700	1,0%
Aimant permanent (kg)	1700	2,5%
Total (kg)	66572	

Tableau 112 – Inventaires des composants du transformateur du poste de transformation en mer

Transformateur, 220 MVA

<b>Energie (MWh)</b>	
Energie électrique	8 162
Chaleur	264
<b>Matériaux bruts (kg)</b>	
Eau	8 822 000
Bois	7 700
Aluminium minéral	176
Bauxite	6 446
Chrome minéral	4,4
Argile	11,66
Cuivre minéral	13 486
Pétrole	88 000
Gravier	5,94
Charbon	122 320
Fer minéral	101 200
Plomb minéral	0,396
Lignite	1 452
Calcaire	3 608
Manganèse minéral	1,452
Gaz naturel	44 000
Nickel minéral	0,682
Sable	11 880
Uranium minéral	20,02
<b>Déchet durant la durée de vie (ton)</b>	
Déchet dangereux	2,6
Déchets ordinaires (incl. L'eau)	3 784
Total déchet	3 787
<b>Matériaux issus de la technosphère (kg)</b>	
Fibres de verre	977
Papier kraft	1 302
Fil de cuivre	343
Profil de cuivre	7 491
Presspahn	4 657
Porcelaine	1 767
Aluminium	1 573
Peinture	83,6
Résine	165
<b>Total matériaux de la technosphère (kg)</b>	<b>18 359</b>
<b>Total des matières premières dans le transformateur (kg)</b>	<b>157 641</b>
<b>Total masse, transformateur assemblé (kg)</b>	<b>176 000</b>

<b>Déchet en fin de vie (kg)</b>	
Déchet dangereux	41 800
Déchets recyclé	120 560
Déchet enfouis	13 200
Total déchet (incl. dangereux)	176 000