



SEPT.
2017

ÉTUDE SUR LA FILIÈRE ÉOLIENNE FRANÇAISE

BILAN, PROSPECTIVE, STRATÉGIE

RAPPORT FINAL

ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie



CITATION DE CE RAPPORT

ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, I Care & Consult, et In Numeri. 2017. Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie. 325 pages.

Cet ouvrage est disponible en ligne www.ademe.fr/mediatheque

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 1505E0008

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par : E-CUBE Strategy
Consultants, I Care & Consult, et In Numeri

Coordination technique - ADEME : CALS Guilain
Direction/Service : Réseaux & énergies renouvelables



REMERCIEMENTS

COMITÉ DE PILOTAGE :

ADEME :

Robert BELLINI
Yolène BERROU
Jean-François BLOT
Aude BODIGUEL
Gaël CALLONNEC
Guilain CALS
Rudy EYANG MBENG
Jack FIOL
Mila GALIANO
Rolland GERARD

Raphaël GERSON
Vincent GUENARD
Frédéric GUILLOT
Samy GUYET
Bouزيد KHEBCHACHE
David MARCHAL
Jean-Michel PARROUFFE
Samuel PUYGRENIER
Christophe ROGER

Direction générale de l'énergie et du climat

Timothée FUROIS
Victoire LEJZERZON

Sakina MOUHAMAD
Louis ORTA

Direction générale des entreprises

Marc GLITA
Hervé METEYER

Ludovic PLANTE

Syndicat des énergies renouvelables

Paul DUCLOS
Marion LETTRY

Mathilde MATHIEU

France énergie éolienne

Pierre-Albert LANGLOIS
Sonia LIORET
Matthieu MONNIER

Lucas ROBIN-CHEVALLIER
Pierre BOURDIER

AMORCE

Thomas DUFFES

Serge NOCODIE

I Care & Consult

Guillaume NEVEUX
Julien PAULOU

Valentin VERMEULEN
Ali HAJJAR

E-CUBE Strategy Consultants

Alexandre BOUCHET
Juliette CLICQUOT DE MENTQUE

Etienne JAN
Julie PINEL

IN NUMERI

Laurence HAEUSLER
Anne-Gaëlle MORO-GOUBELY

Guillaume BERTHOIN



TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	7
RÉSUMÉ EXÉCUTIF	8
1. Filière éolienne : quel état des lieux en France et à l'international ?	9
2. Quel bilan tirer de 15 années de politique de soutien à l'éolien ?	12
3. Quelles perspectives de développement à moyen terme ?	19
4. Quelles retombées économiques de long terme ?	23
5. Quel rôle pour l'ADEME dans une stratégie nationale de l'éolien ?	25
PARTIE 1.A. – ETAT DES LIEUX DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE EN FRANCE ET À L'INTERNATIONAL	28
<i>INTRODUCTION</i>	28
1. <i>ETAT DES LIEUX INTERNATIONAL</i>	29
1.1. Un marché international très dynamique	29
1.2. Ratios socio-économiques par maillon de la chaîne de valeur	33
1.3. Rôles des acteurs et modèles d'affaires : différents schémas possibles	36
1.4. Chaîne de valeur de l'éolien terrestre	39
1.5. Variante concernant l'éolien en mer	63
1.6. Variante concernant le petit éolien	68
2. <i>ETAT DES LIEUX DE LA FILIÈRE EOLIENNE EN FRANCE</i>	71
2.1. Production, valeur ajoutée, exportations, emplois de la filière	71
2.2. Régionalisation des emplois par maillon de la chaîne de valeur	80
3. <i>COÛTS COMPLETS DE L'ENERGIE EOLIENNE EN France</i>	95
3.1. Grand éolien terrestre	95
3.2. Eolien en mer	106
3.3. Petit et moyen éolien	108
4. <i>SYNTHESE DU BENCHMARK INTERNATIONAL</i>	109
4.1. Caractérisation des principaux marchés	110
4.2. Le déploiement de l'éolien s'accompagne d'importantes créations d'emplois	113
4.3. Les LCOE varient selon l'investissement, le facteur de charge et les coûts de financement	114
4.4. Les mécanismes de rémunération cherchent tous à garantir une partie des revenus à long terme	117
4.5. Pour l'éolien en mer, le raccordement est une difficulté traitée différemment avec une réussite variable	121
4.6. Le <i>repowering</i> et les éoliennes adaptées aux zones peu ventées représentent deux relais de croissance	122
4.7. Cinq leviers principaux ont permis à certains pays de développer une industrie locale	123
4.8. Les difficultés d'intégration locale ne représentent pas un obstacle majeur dans tous les pays	123
PARTIE 1.B. – BILAN DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN À L'ÉOLIEN EN FRANCE	125
<i>INTRODUCTION</i>	125
1. <i>CADRE EVALUATIF POUR L'ANALYSE DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN</i>	125
1.1. Périmètre retenu pour l'analyse	125
1.2. Reconstitution de la logique d'intervention de la politique de soutien	126
1.3. Description et analyse de la politique historique de soutien à l'éolien	128
1.4. Questions évaluatives	143
1.5. Description du mix de référence	145
2. <i>ANALYSE DE L'EFFICACITE DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN</i>	150
2.1. La capacité d'éolien installée sur le territoire est-elle à la hauteur des objectifs fixés par la politique de soutien ? 150	
2.2. La politique de soutien à l'éolien a-t-elle permis une augmentation significative de la production d'électricité à partir d'éolien ?	153
2.3. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis l'émergence et la structuration d'une filière éolienne française, positionnée sur le marché domestique et à l'international ?	155
2.4. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de contrôler et limiter l'impact de l'éolien sur les populations locales, le milieu environnant et les activités économiques ?	160
3. <i>ANALYSE DE L'UTILITE DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN</i>	169
3.1. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de réduire la dépendance énergétique de la France ?	169
3.2. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de réduire l'impact climatique du mix électrique français ?	172
3.3. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de réduire en France les émissions d'autres polluants atmosphériques et d'autres impacts environnementaux ?	174
3.4. La politique de soutien à l'éolien a-t-elle permis de rendre la filière compétitive face aux autres moyens de production nationaux ?	179



3.5.	La politique de soutien a-t-elle permis de maintenir un prix de l'énergie abordable ?	181
3.6.	Dans quelle mesure la politique de soutien à l'éolien a-t-elle permis de réduire pour la collectivité un certain nombre de risques liés à l'activité de production d'énergie ?	183
3.7.	La politique de soutien a-t-elle permis la création ou le maintien d'emplois français ?	184
3.8.	La politique de soutien à l'éolien a-t-elle permis d'améliorer la balance commerciale ?	187
3.9.	Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de redynamiser les territoires ruraux ?	189
4.	ANALYSE DE L'EFFICIENCE DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN	192
5.	ANALYSE COÛTS-BENEFICES DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN	193
5.1.	Périmètre de l'analyse coûts-bénéfices	193
5.2.	Chiffrage des coûts	195
5.3.	Chiffrage des bénéfices	212
5.4.	Bilan de l'analyse coûts-bénéfices : les bénéfices de la politique de soutien justifient-ils ses coûts ?	220
PARTIE 2.A – PERSPECTIVES D'ÉVOLUTIONS DE LA FILIÈRE		223
<i>INTRODUCTION</i>		223
1.	<i>CARACTERISATION DES EVOLUTIONS DE MARCHE</i>	223
1.1.	Evolution à long terme du marché éolien mondial	223
1.2.	Perspectives de localisation de la demande	224
1.3.	Perspectives du marché français	229
1.4.	Evolution de la structure des acteurs sur les marchés	233
1.5.	Nouveaux marchés	238
2.	<i>EVOLUTIONS DES CONTRAINTES AU DEPLOIEMENT EN FRANCE</i>	245
2.1.	Les contraintes intervenant lors de l'étape de développement de projet	245
2.2.	Développement du réseau électrique	250
2.3.	Mécanismes de soutien	251
2.4.	Synthèse et évolution par rapport aux verrous de la Feuille de Route 2012 l'ADEME	255
3.	<i>STRATEGIES DE DEPLOIEMENT DE LA FILIERE INDUSTRIELLE FRANÇAISE</i>	256
3.1.	Renforcement des groupements d'entreprises pour les nouveaux challenges de marché	257
3.2.	Le positionnement des entreprises françaises sur des marchés de niche	260
3.3.	Localisation en France des acteurs internationaux pour l'éolien en mer	261
PARTIE 2.B. – RETOMBÉES MACROÉCONOMIQUES ET EMPLOI SECTORIEL À LONG TERME ASSOCIÉS AU DÉPLOIEMENT DE L'ÉOLIEN		263
1.	<i>Introduction</i>	263
2.	<i>EVALUATION DES RETOMBEES MACROECONOMIQUES DE LONG TERME</i>	263
2.1.	Un scénario de référence et trois variantes	264
2.2.	Résultats : des retombées macro-économiques contrastées mais faibles	266
3.	<i>EMPLOI DANS LA FILIERE : PROJECTIONS SECTORIELLES A LONG TERME</i>	271
3.1.	Description de l'approche	272
3.2.	Evolution des ETP directs à horizon 2050 suivants différents scénarios de déploiement et de structuration de la filière	273
3.3.	D'un triplement à un quintuplement des ETP directs et indirects éoliens à horizon 2050	275
PARTIE 3 – STRATÉGIE ET PLAN D' ACTIONS ADEME POUR L'ÉOLIEN		277
<i>Introduction</i>		277
1.	<i>ACTIONS A COMPLETER LES INSTANCES DE GOUVERNANCE ET DE DIALOGUE STRATEGIQUE DE LA FILIERE</i>	279
2.	<i>ACTIONS VISANT A ALIGNER LES RYTHMES ANNUELS D'INSTALLATION DE MW EOLIENS SUR LES OBJECTIFS PPE</i>	281
2.1.	Axe 1 : Simplification des procédures et anticipation des besoins	283
2.2.	Axe 2 : Aménagement du territoire et acceptabilité	287
2.3.	Actions complémentaires à étudier	295
3.	<i>ACTIONS VISANT A MAXIMISER LA VALEUR SOCIALE ET ECONOMIQUE SUR LE TERRITOIRE NATIONAL</i>	296
3.1.	Axe 3 : Structuration de la filière éolienne française	298
3.2.	Axe 4 : Facilitation de l'appropriation locale des projets	304
3.3.	Actions complémentaires à étudier	307
4.	<i>SYNTHESE DU PLAN D' ACTIONS ET ECHEANCIER</i>	308
4.1.	Synthèse	308
4.2.	Echéanciers	310
5.	<i>SUIVI DU PLAN D' ACTIONS ADEME POUR L'EOLIEN</i>	312
5.1.	Indicateurs clés de suivi	312
5.2.	Modalités de suivi	312



INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES	313
SIGLES ET ACRONYMES	319
ANNEXES.....	322



Avant-propos

Avec une puissance installée de l'ordre de 12 000 MW à fin décembre 2016, la filière éolienne française se situe, aujourd'hui après 15 années de soutien public, au 4e rang européen. Et les ambitions sont élevées : la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) officialisée fin 2016 prévoit, en estimation basse, un doublement de la capacité installée d'ici à 2023, confortant le rôle majeur tenu par l'éolien dans la stratégie hexagonale de transition énergétique.

Dans ce contexte, il est apparu essentiel de faire un état des lieux détaillé de la filière et de la politique de soutien, avant d'analyser les perspectives futures pour en tirer des enseignements en termes de stratégie de soutien pour les années à venir. La présente étude produit ainsi une évaluation des retombées socio-économiques, historiques et futures, de la filière, en termes d'activité économiques et d'emplois. Elle propose ensuite un bilan évaluatif de la politique de soutien en place depuis 2000, en termes d'efficacité, d'utilité et d'efficience. Enfin, elle aborde les perspectives d'évolution de la filière et de son contexte réglementaire, technologique et économique ; en se donnant pour cible les objectifs PPE, l'étude tire des enseignements et des recommandations concernant la politique de soutien et la maximisation de la valeur sociale et économique du déploiement de l'éolien en France.

La réalisation de cette étude a donné lieu à une revue détaillée de la littérature existante, deux enquêtes (l'une auprès des professionnels de la filière et l'autre, auprès des collectivités territoriales d'implantation des parcs éoliens), de nombreux entretiens bilatéraux, ainsi qu'à un atelier de co-élaboration. Professionnels de la filière, collectivités territoriales, services centraux de l'état, Commission de régulation de l'énergie, gestionnaires de réseaux, acteurs de la recherche, associations de défense de l'environnement... l'ensemble des parties prenantes à la mise en œuvre de la politique de soutien à l'éolien a ainsi été consulté dans le cadre de ce travail.

En produisant ces données, l'ADEME souhaite alimenter le débat public sur les questions stratégiques et techniques entourant le développement de l'éolien en France. Destiné à l'ensemble des acteurs impliqués, cet ouvrage vise à accompagner les décideurs politiques dans leur travail d'élaboration, de suivi, et d'évaluation des politiques de soutien à la filière.



Résumé exécutif

En 2000, la France ne comptait que quelques centaines d'éoliennes représentant une puissance totale d'environ 50 MW. Fin 2016, après 15 ans de politique publique de soutien à la technologie, le parc éolien français atteignait 11 800 MW, couvrant cette année-là 3,9% de la production électrique française. En 2015, la filière comptait, en France, près de **18 000 équivalents-temps-plein (ETP) directs et indirects**, soit 18 ETP/MW installé, une performance inférieure à celle de l'Allemagne, à 30 ETP/MW installé en 2014, qui s'explique avant tout par l'absence de donneur d'ordre (turbinier) français de premier plan en éolien terrestre. Les entreprises françaises actives sur le secteur éolien génèrent tout de même un montant d'exportation estimés à 663M€, sur un chiffre d'affaires total de la filière éolienne française estimé, en 2015, à plus de 1,84 Mds€. La création de valeur ajoutée est estimée à plus de 730 M€.

La France s'est dotée dès l'année 2000 d'une politique de soutien : obligation d'achat puis introduction de tarifs dédiés, lancement d'une série d'appels d'offres ; des objectifs de déploiement de l'éolien ont été fixés sur la période 2000-2015. Il apparaît a posteriori que, sur la période qui s'étend jusqu'à 2012, la fixation des objectifs et l'élaboration du cadre réglementaire n'ont pas suffisamment anticipé les difficultés qui allaient se présenter en termes de conflits d'usages, d'intégration locale, de prise en compte des impacts environnementaux et d'aménagement du réseau. **La prise en compte de ces enjeux a conduit à une accumulation de changements réglementaires, dont on n'a pu réaliser que tardivement l'inadéquation avec des objectifs de déploiement ambitieux.** Des efforts de simplification ont été entrepris qui se poursuivent aujourd'hui.

Bien que les capacités de production des grands turbiniers d'envergure internationale restent limitées en France, **une filière éolienne française s'est constituée, qui comptait en 2015 près de 600 entreprises.** Les initiatives prises depuis 2010, avec la création de Windustry France¹ et des clubs exports, et l'inclusion de critères industriels dans les appels d'offres éolien en mer, vont dans le sens d'une structuration accrue de la filière. Au-delà des créations d'emplois, l'éolien peut également être source de redynamisation pour certains territoires ruraux, grâce aux recettes fiscales associées et via le montage de projets participatifs. **Le développement de l'éolien a eu également des bénéfices environnementaux et sanitaires² importants qui, si on les monétarise, représentent un gain estimé pour la collectivité de l'ordre de 3,1 à 8,8 Mds€.³ Ces gains dépassent largement le coût de la politique de soutien.** En effet, en 2015, la part de la facture d'électricité du ménage moyen attribuable au financement du tarif d'achat éolien⁴ était de 2,9 %. Une fois ajoutés aux coûts de développement du réseau financés par les gestionnaires de réseaux et aux coûts de recherche-développement-innovation financés par les pouvoirs publics, le coût complet de la politique de soutien à l'éolien sur la période 2002-2013 est évalué à 3,2 Mds€.

Les dernières évolutions du dispositif de soutien à l'éolien et la PPE offrent une visibilité nouvelle sur les volumes et le niveau de rémunération. Pour atteindre les objectifs à 2023 et 2030, le rythme annuel d'installations à terre doit confirmer et même dépasser celui de 2016 ; le processus d'installation en mer doit pour sa part se concrétiser et se stabiliser. Pour cela, **il est primordial de faire du déploiement de l'éolien une opportunité de développement socio-économique aux niveaux national comme territorial.** Les projections réalisées montrent que l'emploi dans **la filière pourrait atteindre entre 60 000 ETP et 93 000 ETP directs et indirects (hors exportations) à horizon 2050 (entre 40 000 et 75 000 ETP à horizon 2035).** Les acteurs de la filière doivent pour leur part relever les défis technologiques et logistiques qui permettront d'aboutir simultanément à une hausse des facteurs de charge et à une baisse des coûts du MWh, en particulier dans l'éolien en mer, et collaborer plus étroitement avec les collectivités. **Ces perspectives de baisse de coût font de l'éolien l'une des filières de production d'électricité les plus compétitives en France.**

Malgré les opportunités que représente la filière, 50% des projets éoliens ont fait l'objet de recours entre 2012 et 2014, induisant des retards pouvant dépasser 3 ans⁵. L'une des causes de ces recours réside dans une intégration inégale des projets au sein des territoires sur lesquels ils sont implantés, alors même que les récentes enquêtes ont montré une perception très positive de l'énergie éolienne par les français. **L'implication croissante des parties prenantes, et la co-construction de projets de grande qualité environnementale, sociale et économique, sont considérés aujourd'hui comme les leviers majeurs d'intégration locale des projets.**

¹ Outil de structuration industrielle, piloté par le SER, porté par les acteurs de la filière et soutenu par l'Etat, visant à accompagner de manière individualisée soixante-dix entreprises, en vue de faire évoluer leurs procédés industriels, de diversifier leur activité et d'obtenir des marchés.

² D'importantes quantités d'émissions de gaz à effet de serre (GES) et de polluants atmosphériques ont été évitées.

³ Voir en section 2 ci-dessous, pour une explication des calculs aboutissant à cette conclusion.

⁴ Via la Contribution au service public de l'électricité (CSPE)

⁵ OFATE. *Panorama des principaux recours contentieux en matière de projets éoliens terrestres en France.* 2015.



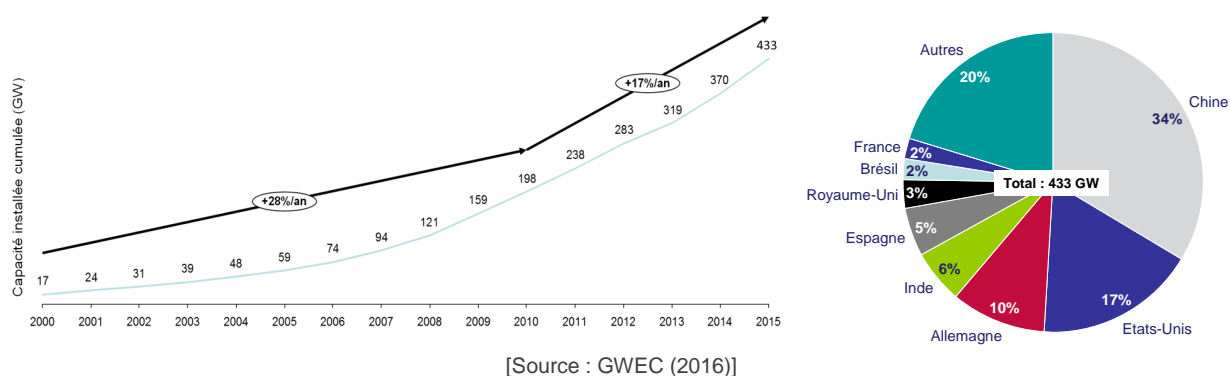
1. Filière éolienne : quel état des lieux en France et à l'international ?

A partir des données publiquement disponibles et d'une enquête portant sur les activités des acteurs de l'éolien en France, ce chapitre dresse un état des lieux de l'activité économique, de l'emploi et des coûts des filières éoliennes terrestre et en mer, en France, et dans les autres pays, dans un contexte international porteur.

Un marché mondial dont la dynamique ne se dément pas

Le marché de l'éolien s'est fortement développé depuis 10 ans, et en 2015 le parc éolien installé mondial atteint 433 GW, soit 7% de la puissance installée toutes sources confondues, et 3,7% de l'électricité produite⁶. Ce parc éolien mondial croît de 17% par an depuis 2010 (voir Figure 1) et devrait continuer à croître à un rythme soutenu. Cette croissance est tirée par les pays émergents, notamment la Chine, qui représentait à elle seule 50% des nouvelles puissances installées en 2015. En 2016, l'éolien était la deuxième source d'électricité en termes d'investissements dans de nouvelles capacités de production, avec 111 Mds\$ investis.

L'éolien terrestre est la technologie la plus développée et représente plus de 97% de la puissance du parc installé, soit 420 GW. Dans l'éolien terrestre, les machines de petite puissance (moins de 100 kW) sont minoritaires, avec un parc d'environ 300 MW pour 870 000 unités. L'éolien en mer connaît une croissance constante depuis 2011, avec un taux de croissance annuel moyen autour de 28% entre 2011 et 2014, qui lui a permis d'atteindre 12 GW de puissance installée cumulée en 2015⁷. L'Europe du Nord concentre 90% de ces puissances installées, avec 5 GW au Royaume-Uni et 3,3 GW en Allemagne.



[Source : GWEC (2016)]
Figure 1 : Evolution de la capacité éolienne installée annuellement entre 2000 et 2015 au niveau mondial et répartition de la capacité cumulée entre les principaux pays

Une filière qui se caractérise par un nombre important d'emplois industriels et de service

La croissance de l'éolien s'accompagne d'importantes créations d'emplois dans la filière : c'est la 4^{ème} énergie renouvelable la plus riche en emplois au niveau mondial, avec 1,1 million d'emplois directs et indirects, derrière l'hydroélectricité, le photovoltaïque et les biocarburants⁸. Avec des investissements en 2015 de l'ordre de 1060 à 1600 €/kW pour l'éolien terrestre et de 3300 à 5000 €/kW dans l'éolien en mer, l'investissement dans l'éolien représentait un marché mondial de l'ordre de 100 milliards d'euros⁹ en 2015, pour une répartition des coûts d'investissement totaux de 65 à 80% pour la fabrication et l'assemblage des éoliennes, 15 à 30% pour l'installation et la mise en service, et 2 à 6% pour les études et le développement. La grande majorité des emplois éoliens est liée à l'investissement, suivant une répartition par maillon de la chaîne de valeur qui reflète approximativement celle des coûts. Un peu plus de 2% des emplois sont dédiés à l'exploitation et à la maintenance à l'échelle mondiale, en augmentation constante.

⁶ REN21. *Renewables 2014, Global Status Report*. 2014.

⁷ GWEC. *Global wind energy outlook 2015*. 2016.

⁸ IRENA. *Renewable Jobs, annual review*. 2015.

⁹ BNEF. *Clean Energy Investments: Q4 2015*. 2015



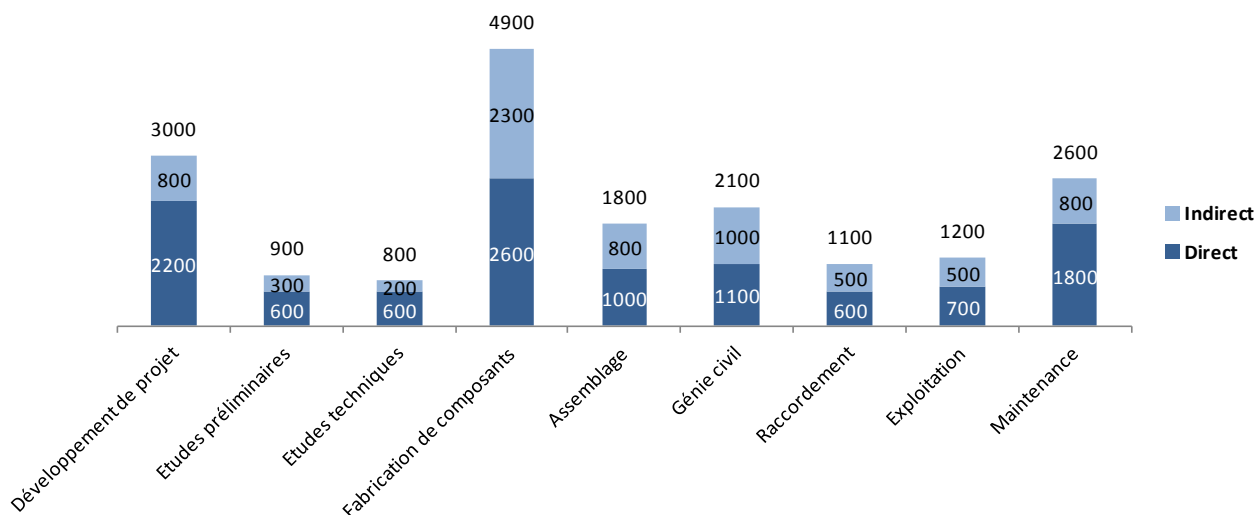
L'intensité en emplois du marché éolien varie fortement d'un pays à l'autre : de 30 ETP par MW installé annuellement en Allemagne sur la période 2014 à moins de 15 au Brésil. En 2015 en France, ce ratio est de l'ordre de 18 ETP par MW installé annuellement. C'est le niveau de structuration des activités industrielles qui explique le mieux cette variabilité, les activités associées au développement, à l'installation et à l'exploitation étant des activités « locales ». L'Allemagne et la Chine, où l'intensité en main-d'œuvre est la plus forte, ont su développer des industries éoliennes très actives sur les marchés domestiques et mondiaux. Historiquement, les facteurs suivants ont été déterminants dans la structuration des filières industrielles éoliennes de différents pays : un marché domestique assurant des débouchés importants, des exigences de contenu local, un soutien précoce à la recherche et au développement, un dispositif d'aide aux exportations et une politique qui prend appui sur les atouts industriels des pays.

En France, un tissu économique et industriel qui produit une part significative d'exportations

En France, l'éolien terrestre présente une capacité totale de plus de 11 800 MW à fin 2016. La production éolienne française représente environ 21 TWh en 2016, soit 3.9% de la consommation d'électricité nationale. D'autre part, les premiers parcs éoliens en mer posés devraient être mis en service à partir de 2021.

En 2015, le marché éolien terrestre domestique (hors valorisation de l'électricité produite) était estimé à 1,8 Mds€, pour un marché de l'investissement dans de nouveaux parcs estimé à 1,3 Mds€ et un marché de l'exploitation-maintenance estimé à 475 M€. Ce marché donnait lieu à des importations (principalement turbines et composants) de l'ordre de 685 M€. Le marché de la vente d'énergie était quant à lui évalué à 1,87 Mds€. Par ailleurs, les acteurs de la filière éolienne française réalisent 663 M€ de chiffre d'affaires à l'exportation, principalement dans la fabrication de composants. Enfin, la valeur ajoutée¹⁰ dégagée par la filière, qu'il s'agisse du marché domestique (éolien en mer inclus) ou des exportations, était estimée à 730 M€.

Les acteurs de l'éolien en France représentaient ainsi, en 2015, près de 18 000 ETP, dont plus de 10 000 ETP directs¹¹ et près de 8 000 ETP indirects¹². Près de 40% des ETP directs visent une activité à l'export. Si les entreprises françaises sont présentes sur la plupart des maillons, la France ne possède toutefois pas à ce jour de turbinier majeur sur le segment de l'éolien terrestre de grande puissance. Pour autant, la fabrication de turbines est présente en France sur certains marchés (moyen éolien, éoliennes en mer) ou en éolien terrestre avec des technologies spécifiques (machines à entraînement direct) portées par des petits acteurs.



[Source : analyse In Numeri 2016]

Figure 2 : Emplois directs et indirects en ETP, par activité de la chaîne de valeur éolienne en France

¹⁰ Valeur ajoutée = valeur des produits finaux – valeur des consommations intermédiaires de rang 1.

¹¹ Emplois liés aux effets directs du déploiement et de l'exploitation des parcs éoliens en France, sur les différents maillons de la chaîne de valeur considérés comme spécifiques à la filière éolienne : développement de projets et études, fabrication de composants, assemblage, transport, génie civil, montage, exploitation et maintenance

¹² Emplois liés aux consommations intermédiaires non-spécifiques, c'est-à-dire entrant comme biens et services consommés par les maillons compris dans les effets directs.



Le développement de projets représentait, en 2015, 3000 ETP directs et indirects en France. De plus les développeurs français sont présents à l'international : plus de 50% de leurs projets sont réalisés à l'étranger, ce qui leur permet d'atteindre une part de marché mondiale d'environ 4%. Cependant, cette performance est le résultat de filiales locales (seul 12% de leur chiffre d'affaires en France est dédié à l'export), et 85% des activités à l'étranger sont réalisées par EDF EN et Engie, qui couvrent 3% du parc mondial.

La conduite d'études et d'opérations de contrôle représentait un total de 1700 ETP directs et indirects en France, avec des acteurs positionnés sur l'ensemble des domaines d'expertise pertinents pour la filière. Seul un petit nombre des bureaux français est présent sur les marchés internationaux : 20% du chiffre d'affaires éolien des entreprises de ce maillon était réalisé à l'export, représentant 0,9% de parts de marché au niveau mondial.

La fabrication de turbines et de composants représentait de l'ordre de 6700 ETP directs et indirects en France (somme des emplois de fabrication de composants et d'assemblage, dans la Figure 2 ci-dessus). Si aucun fabricant majeur des éoliennes terrestres actuelles de plus de 1 MW n'est d'origine française, certains acteurs nationaux existent ou se développent sur des marchés plus spécifiques :

- Eolys et Okwind : positionnés sur le segment du petit éolien ;
- DDIS : porteur d'une innovation technologique, fabricant de machines de 800 kW ;
- Poma Leitwind : fabricant d'éoliennes de 1 à 3 MW à entraînement direct ; et
- Vergnet : acteur historique du moyen et grand éolien pour les zones cycloniques.

Par ailleurs, un acteur étranger majeur – General Electric - est présent en France sur la fabrication de turbines pour l'éolien en mer. L'activité d'assemblage et de commercialisation de turbines en France, d'une part, représentait, en 2015, 1800 emplois directs et indirects en France. D'autre part, la filière française est positionnée sur la plupart des composants, dont la fabrication représentait 4900 ETP directs et indirects : mécaniques (comme les couronnes d'orientation avec Rollix Defontaine), électroniques (comme les générateurs avec Leroy Somer), composants de structure (les pièces moulées avec Plastinov par exemple). Certains turbiniers étrangers ont par ailleurs des activités de fabrication de composants en France, comme Enercon avec Wec Mâts Béton, ou GE avec la fabrication de pales. Pour les fabricants de composants, le taux d'export peut atteindre 80%, signe du dynamisme de l'industrie française.

Les travaux de génie civil et de raccordement représentaient 3200 ETP directs et indirects en France. Les travaux de génie civil sont réalisés par des acteurs spécialisés dans les chantiers de grande envergure, issus du secteur de la construction et du BTP. Des sociétés spécialisées, comme Cegelec et Spie en France, interviennent comme sous-traitants pour les opérations de raccordement. Ces étapes sont réalisées par des entreprises locales : les exportations sont faibles et les parts de marché mondial sont non-significatifs. Des acteurs français se positionnent (ou se sont positionnés) sur des marchés d'avenir pour l'éolien en mer : fondations et flotteurs (IDEOL, DCNS, Eiffage Metal), travaux maritimes et équipements de raccordement (STX, Louis Dreyfus, Nexans).

Enfin, en 2015, les activités d'exploitation-maintenance représentaient 3800 ETP directs et indirects en France. Si l'activité d'exploitation est principalement locale (le taux d'export des acteurs français est de 4%), certaines prestations de maintenance spécialisée, comme la maintenance des pales, peuvent s'effectuer à l'export (jusqu'à 70% de taux d'export chez certains acteurs français).

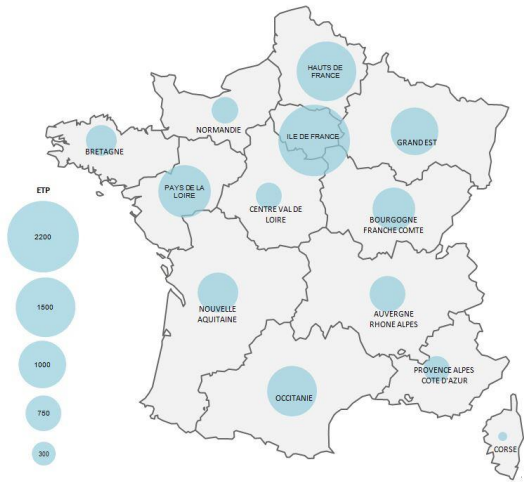
Des régions qui tirent parti de leurs ressources et du tissu économique existant

Les emplois de la filière éolienne se répartissent dans l'ensemble des régions, avec globalement une prédominance des Hauts-de-France, de l'Île-de-France, de l'Occitanie et des Pays de la Loire ; la répartition par maillon de la chaîne de valeur est différente dans chaque région (voir en Figure 3).

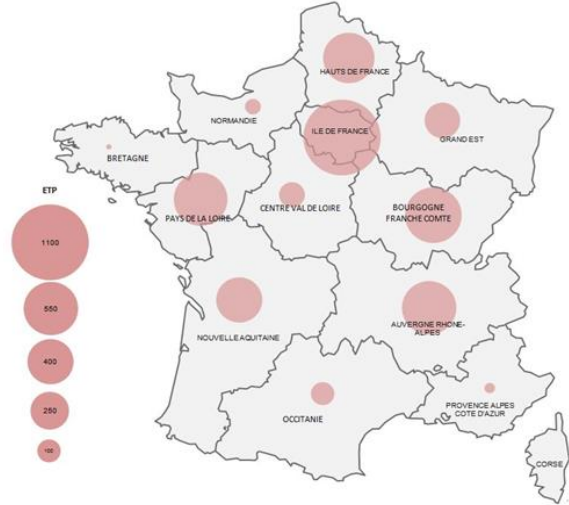
Contrairement aux emplois de génie civil, les emplois industriels, turbiniers et fabricants de composants compris, se concentrent dans les bassins industriels historiques, sans forcément suivre les zones d'implantation des parcs : Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche-Comté, Hauts-de-France, Ile-de-France et Pays de la Loire (en particulier pour l'éolien en mer).

Les emplois de service se retrouvent principalement en régions Hauts-de-France, Île-de-France, Pays de la Loire, et Occitanie. Les développeurs et développeurs-exploitants se concentrent en Île-de-France, Pays de la Loire, et Occitanie. Les bureaux d'études ont plutôt une forte présence en Hauts-de-France, Normandie, Pays de la Loire et Occitanie, et sont localisés à proximité des principaux lieux d'implantation des parcs

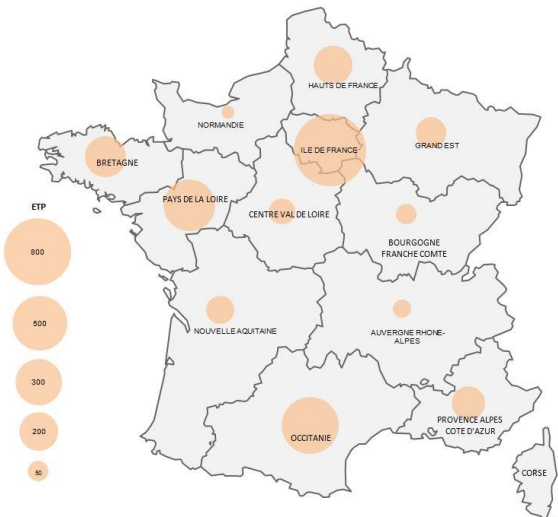
1. ENSEMBLE



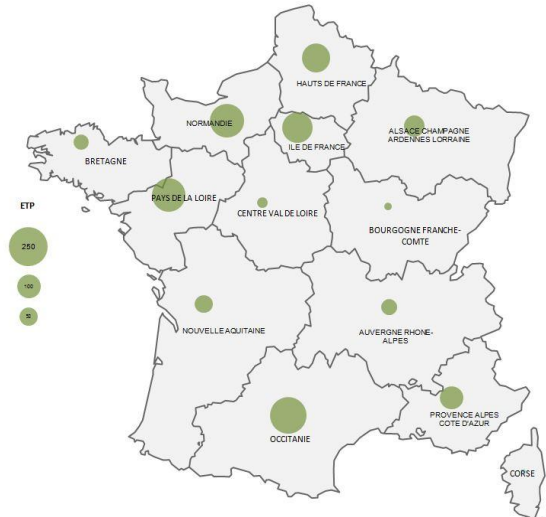
2. TURBINIERS ET FABRICANTS DE COMPOSANTS



3. DEVELOPPEURS ET DEVELOPPEURS-EXPLOITANTS



4. BUREAUX D'ETUDES ET CONTROLES



[Source : analyse In Numeri 2016]

Figure 3 : Répartition des ETP éoliens en 2015 en France métropolitaine¹³

2. Quel bilan tirer de 15 années de politique de soutien à l'éolien ?

Ce chapitre revient sur les 15 ans de politique de soutien à l'éolien antérieurs à la promulgation de la Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et se propose d'examiner son efficacité au regard des objectifs fixés, ainsi que ses impacts et bénéfices du point de vue de la politique énergétique et des politiques de protection de l'environnement, d'emploi, de développement industriel et économique, et de prévention des risques.

¹³ La carte 1 comprend les emplois des développeurs-exploitants, entreprises d'exploitation et de maintenance, entreprises du BTP, bureaux d'études, turbineurs et fabricants de composants. La carte 2 comprend des emplois de maintenance quand cette activité est fournie par le turbineur aux exploitants. La carte 3 comprend des emplois d'exploitation, de vente d'énergie, et de maintenance quand ces activités sont internalisées par les développeurs.



Un dispositif de soutien et un cadre réglementaire qui se sont progressivement structurés

Les premières briques d'un dispositif de soutien à l'éolien sont posées en France avant les années 2000 : un premier cadre urbanistique pour l'éolien voit le jour en 1986, des premiers contrats d'achat sont mis en place en 1990 et un premier programme d'appels d'offres éolien, baptisé « Eole 2005 », est lancé en 1996.

Toutefois, le dispositif de soutien prend réellement forme avec la loi du 10 février 2000, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, qui met en place le système d'obligation d'achat et instaure un tarif d'achat pour l'éolien dès 2001. Ce dispositif, central pour l'essor de la filière, est ensuite progressivement complété par des dispositifs réglementaires et fiscaux, des mesures de soutien à l'offre et des obligations et outils de planification :

- A partir de 2003, le développement de projets éoliens doit passer par l'obtention d'un permis de construire et par la réalisation d'une étude d'impact et d'une enquête publique ;
- En 2007, les zones de développement de l'éolien (ZDE), prévues par la loi POPE de 2005, entrent en vigueur, avec pour ambition d'impliquer les collectivités locales dans la planification et la maîtrise des projets éoliens sur leur territoire ;
- En 2010 et 2011, la loi Grenelle II et ses décrets inscrivent l'éolien sous le régime des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE), qui introduit notamment la règle des « 500 mètres », les distances minimales d'éloignement pour les radars, l'obligation de réaliser un suivi environnemental et prévoit de nouvelles normes de bruit définies par arrêté. La règle des 5 mâts est également introduite par la loi Grenelle II ; et
- En 2013, la loi Brottes revient sur certaines mesures antérieures jugées incompatibles avec une volonté de développement de l'éolien : suppression de la règle des 5 mâts et des ZDE, dérogation à la règle d'urbanisation en continuité du littoral. Par ailleurs des dispositifs de signature anticipée des contrats d'achat et d'expérimentation d'une autorisation unique pour l'éolien sont adoptés.

Par ailleurs, la période de soutien 2000-2015 voit se succéder différents objectifs chiffrés de déploiement pour l'éolien, entérinés par les Programmations Pluriannuelles des Investissements (PPI) en 2003, 2006 et 2009, et différents appels d'offres sont lancés pour initier le déploiement de l'éolien : en 2003 pour le terrestre et le maritime (avec des résultats décevants), puis en 2011 et 2013 pour l'éolien en mer.¹⁴

¹⁴ Les évolutions législatives et réglementaires associées à la LTECV, ainsi que les outils de planification qui en découlent sont discutés en section 3 ci-dessous.



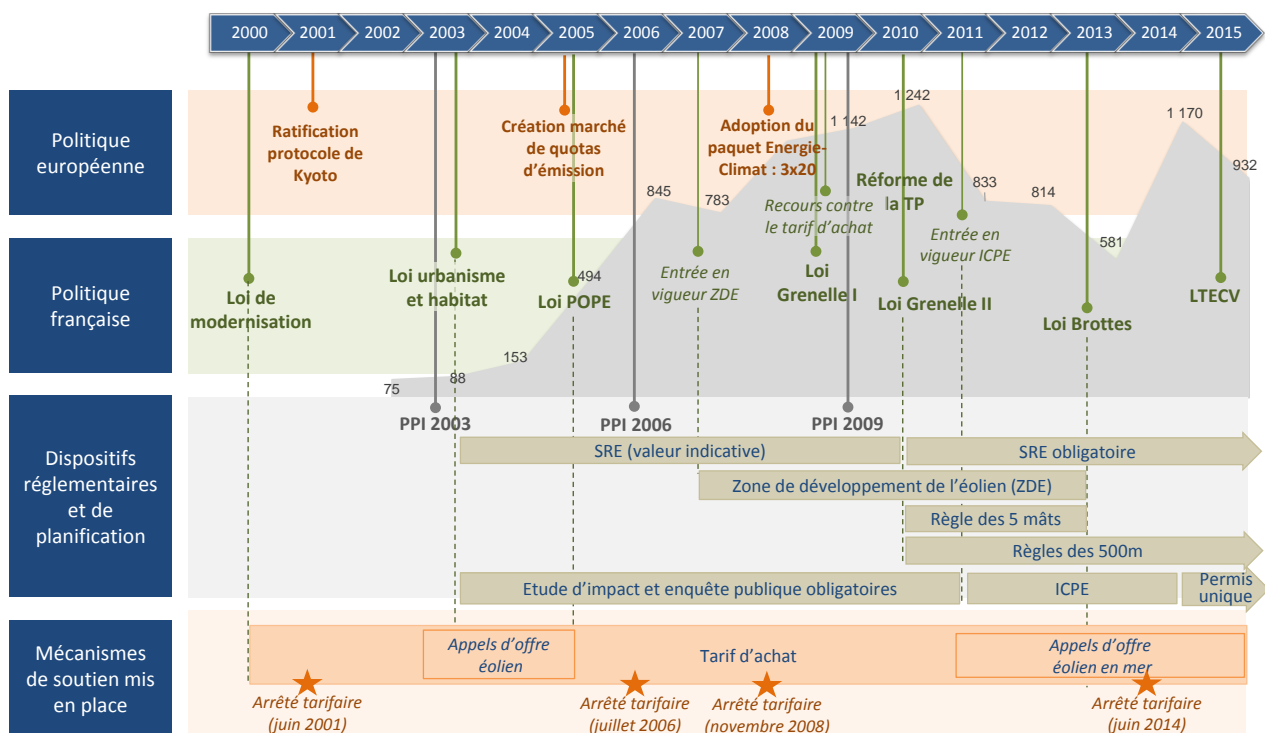


Figure 4 : Historique simplifié de la politique de soutien et du cadre réglementaire (le graphique grisé présente les puissances raccordées chaque année)

L'analyse de ces quinze années de dispositifs réglementaires et de soutien à la filière éolienne permet de livrer un certain nombre de constats et d'enseignements.

Des objectifs chiffrés de déploiement de l'éolien qui n'ont pas été atteints sur la période

Les objectifs en matière d'éolien, repris dans les PPI, ont reconnu l'importance de la contribution de l'éolien à la production renouvelable. Cependant le déploiement effectif n'a pas atteint les différents objectifs PPI (le réalisé a été de 10% à 30% en deçà des objectifs). Le parc éolien en mer n'a pas non plus atteint les objectifs fixés, puisqu'aucun parc n'est aujourd'hui en fonctionnement. Sur la période 2004-2015, l'atteinte des objectifs fixés (pour éolien terrestre et en mer) aurait nécessité l'installation de 1580 MW/an (1140 MW/an pour le terrestre seul). Or le rythme annuel moyen effectif a été sur la même période de 840 MW/an, soit un différentiel de 740 MW/an en moyenne (différentiel de 300 MW/an pour le terrestre seul).

Ce constat s'explique, d'une part, par le fait qu'un certain nombre de difficultés n'ont pas été suffisamment anticipées lors de la fixation des objectifs et du cadrage réglementaire : durée de développement des projets, aménagement du réseau électrique et coûts afférents, cohabitation avec l'observation radar et certaines activités aéronautiques, vision de l'aménagement du territoire et difficultés d'intégration locale. La prise en compte tardive de ces difficultés a conduit, tout au long de la période, à des changements réglementaires fréquents et à une accumulation de contraintes au déploiement des parcs, dont les pouvoirs publics n'ont, que dans un second temps, démarré la rationalisation (efforts qui se sont poursuivis en 2016 et 2017, comme discuté dans le chapitre suivant).

D'autre part, les difficultés de la filière sont également dues, de façon plus indirecte, à un manque initial d'ambition industrielle (absence de soutien à un turbinier national ou d'effort de coordination de la R&D), sans laquelle une mobilisation plus large des différentes parties prenantes et du grand public, en faveur de la filière, n'a pas pu se faire (voir plus bas).

Le graphique de la Figure 5 met en regard les grandes évolutions réglementaires sur la période 2002-2015 et la dynamique des installations.



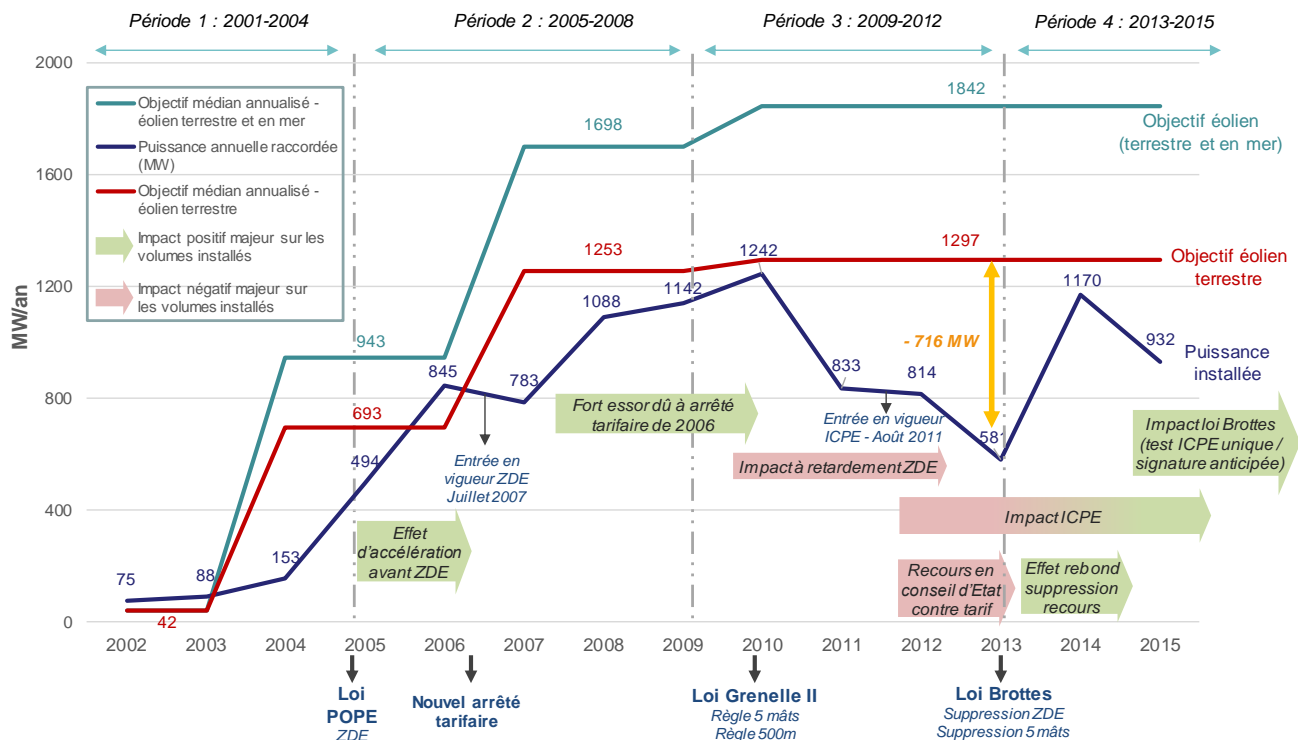


Figure 5 : Comparaison entre les objectifs annuels d'éolien installé et le réalisé, et mise en évidence des impacts positifs et négatifs majeurs sur les volumes

Une politique de soutien qui a permis à une filière éolienne française d'émerger, sans toutefois parvenir à accompagner la naissance d'un turbinier national¹⁵ chef de file de la filière

Quasi-inexistante au début de la période de soutien, la filière éolienne française compte en 2015 près de 600 entreprises réparties sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'éolien. Au total, en 2015, la part française dans le marché éolien terrestre domestique s'élevait à environ 56% (sur un marché d'environ 1,8 Md€)¹⁶. Toutefois, sur la phase investissement du marché terrestre domestique (estimé à 1,3 Md€), la part de marché de l'offre française se réduit à 43%. Cela traduit le fait que, sur les maillons de la fabrication et de l'assemblage de turbines, qui concentrent une grande part de la valeur ajoutée de l'éolien, l'offre française reste trop limitée. Aucun fabricant majeur de turbines de plus de 1 MW n'a émergé au niveau international parmi les entreprises françaises, et les implantations en France de turbiniers étrangers restent faibles. L'offre française est évidemment beaucoup mieux positionnée sur les activités difficilement délocalisables, comme le développement, la conduite d'études, les travaux de génie civil et de raccordement, ou encore l'exploitation et la maintenance.

En raison de ces faiblesses de la filière française sur les activités industrielles, la France n'est pas parvenue à maximiser l'impact en termes d'emplois de sa politique de soutien à l'éolien. Toutefois, des signes encourageants peuvent être notés : sur le périmètre des ETP directs seuls, le ratio est passé de 7 ETP / MW en 2007 à 11 ETP / MW en 2015 ; un certain nombre d'acteurs de la fabrication de turbines existent et se développent sur des segments de marché spécifiques ; des sous-traitants industriels connaissent un succès important à l'export. De plus l'essor de l'éolien en mer, via les appels d'offres de 2011, 2013 et 2016, commence à dynamiser l'activité industrielle et l'emploi au niveau des zones côtières, grâce à l'installation de grands turbiniers et fabricants de composants étrangers.

Enfin, même si le volume des exportations de la filière a progressivement augmenté (que ce soit en volume ou en proportion des importations) sur la période, la politique de soutien à l'éolien n'a contribué que de façon limitée à l'émergence et à la promotion d'acteurs français sur la scène internationale, en raison, d'une part, de durcissements réglementaires qui ont limité la portée des objectifs de long terme affichés, et d'autre part, d'une

¹⁵ Entendu comme un turbinier à capitaux majoritairement français, ayant son siège social localisé en France.

¹⁶ Une fois retranchés les importations de biens et services des fournisseurs de rangs un et deux.



mise en place tardive des programmes de recherche, développement et innovation (RDI) et outils de soutien à l'export. Ces différents facteurs n'ont pas permis de rattraper le retard pris par rapport à nos voisins dans le développement de l'éolien et ont favorisé une domination du marché européen par des fabricants allemands ou d'Europe du nord. Ce n'est qu'à partir de 2010 que des outils ont été mis en œuvre afin de renforcer le positionnement des acteurs français : grands projets de RDI, via le Programme des Investissements d'Avenir lancé en 2010, Windustry France, les Clubs exports.

Une contribution significative à la croissance du mix renouvelable et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques en France

Si les objectifs fixés par la France en termes de puissance éolienne installée n'ont pas été atteints, l'éolien a contribué de façon significative à la croissance du mix renouvelable français et représente, en 2015, 3,9% de la production totale d'électricité et plus de 22% de la production électrique renouvelable française (contre seulement 0,4% en 2002). Une analyse des données historiques disponibles montre que l'électricité éolienne se substitue à la production des centrales nucléaires et au gaz, charbon ou fioul¹⁷. Ainsi, en réduisant les importations en combustibles fossiles et fissiles, l'éolien contribue à renforcer l'indépendance énergétique de la France.

La décarbonation de notre économie est l'un des objectifs centraux de la politique de soutien à l'éolien. En évitant la production d'électricité à partir d'énergies fossiles, le développement de l'éolien a vraisemblablement permis d'éviter l'émission de près de 63 millions de tonnes de CO₂ équivalent (MtCO_{2éq}) cumulées en France entre 2002 et 2015 (incluant les émissions indirectes, y compris les émissions résultant de la construction des moyens de production). En 2014, c'est l'émission de 9,6 MtCO_{2éq} qui a ainsi pu être évitée, représentant environ 9% de l'effort national de réduction en 2014 des émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport au niveau de 1990, et environ 22% des émissions du secteur de production d'électricité et de chauffage urbain¹⁸. Chaque kWh éolien produit a permis d'éviter de l'ordre de 500 à 600 gCO_{2éq}.¹⁹

De plus, sur la période 2002-2015, le développement de l'éolien a permis d'éviter de façon significative les émissions de polluants atmosphériques tels que le SO₂ (autour de 127 000 tonnes évitées), les NOx (autour de 112 000 tonnes évitées) ou encore les particules fines (autour de 3 300 tonnes évitées pour les PM_{2,5} et 5300 tonnes pour les PM₁₀). En 2013, les émissions évitées (de SO₂ et NOx) représentaient ainsi de l'ordre de 22% à 37% du total des émissions de SO₂ et NOx du secteur de production d'électricité. Ce développement a également permis d'amorcer la réduction pour la collectivité d'un certain nombre de risques liés à l'activité de production d'électricité (risques d'accidents industriels, risques liés à la gestion des déchets radioactifs, risques financiers liés à la volatilité des prix du carbone et des énergies fossiles).

Des contraintes sécuritaires, sanitaires et environnementales bien intégrées à la réglementation, mais des problématiques de rythmes de déploiement et d'intégration locale qui persistent

La politique de soutien à l'éolien a dû très tôt intégrer un certain nombre de contraintes découlant elles-mêmes d'autres politiques publiques (défense, santé, prévention des risques et protection de l'environnement), cherchant ensuite à trouver le bon point d'équilibre entre, d'une part, la nécessaire prise en compte de ces contraintes et, d'autre part, les objectifs de développement du parc éolien. L'amélioration de la perception de l'éolien par les populations a été un enjeu majeur du développement de l'éolien au cours des 15 dernières années. Les premières oppositions à l'éolien sont liées à la perception de son insertion dans le paysage et aux craintes de gênes sonores. La réglementation a alors été adaptée pour mieux prendre en compte ces enjeux, à travers la mise en œuvre de seuils réglementaires, de distances minimales d'éloignement (en conformité avec les recommandations de

¹⁷ A partir des données historiques accessibles sur les compositions des mix électriques et sur les chroniques horaires de production et de disponibilité des moyens de production électriques [source RTE], et en appliquant la méthode dite du « merit-order shifting », il a été possible de déterminer, heure par heure, quel moyen de production se serait substitué à l'électricité éolienne produite, si la politique de soutien n'avait pas été mise en place. Pour plus d'information sur la méthode appliquée et les hypothèses prises, se référer à la partie 1.B intitulée « Bilan de la politique de soutien », de la présente étude.

¹⁸ MEDDE-I4CE. *Chiffres clés du climat - Edition 2016*.

¹⁹ Ces estimations des émissions évitées découlent du mix de production auquel s'est vraisemblablement substituée l'électricité éolienne (« mix de référence »). L'analyse conduite pour déterminer ce mix de référence aboutie, en termes de poids des différents moyens de production, aux valeurs centrales suivantes : 39% de gaz naturel, 19% de charbon, 28% de fioul, et 14% de nucléaire. Une analyse de sensibilité a été conduite sur la base de mix de référence plus ou moins émetteurs (se référer à la partie 1.B de la présente étude). Les montants d'émissions évitées sont ensuite calculés par application de facteurs d'émissions spécifiques aux moyens de productions identifiés, pour chacun des polluants analysés. Les facteurs d'émissions utilisés sont issus de la Base carbone ADEME et de la base OMINEA 2017 du CITEPA.



l'Agence Nationale de Sécurité Sanitaire). La politique publique a également soutenu les efforts de recherche visant à mieux les appréhender ou les limiter.

L'évaluation et la maîtrise de l'impact sur le milieu environnant, via notamment, l'application de la réglementation relative aux espèces protégées, a constitué un autre enjeu-clé pour le développement de la filière et est à l'origine de nombreux recours. Les pouvoirs publics ont, dès lors, mis en place l'obligation pour les porteurs de projets de conduire une étude d'impact à l'étape du développement de projet, avec application de la séquence Eviter-Réduire-Compenser, ainsi que celle, pour les exploitants, de réaliser un suivi environnemental incluant un contrôle de la mortalité de l'avifaune et des chiroptères. Enfin, plusieurs projets de recherche ont également été menés entre 2007 et 2015 dans le but de fournir des outils permettant de mieux détecter, observer et remédier à la mortalité de l'avifaune et des chiroptères, dans l'environnement des parcs éoliens.

La réglementation applicable au déploiement de l'éolien a dû aussi prendre en compte des problématiques de conflits d'usage avec un certain nombre d'activités régaliennes et économiques : observation radar, vols à basse altitude et télécommunications. Les exigences de fonctionnement des radars et de la navigation aérienne ont nécessité la mise en place de nouvelles règles adaptées et ont conduit au développement d'outils partagés d'évaluation des interférences. Des obligations techniques (balisage) ou de conception des parcs (mesures de réduction tirées des études d'impact) ont également été mises en œuvre. Des programmes de recherche visant la réduction des perturbations induites ont par ailleurs été financés.

Les mesures mises en œuvre par la politique de soutien à l'éolien ont ainsi permis d'intégrer ces problématiques à chacune des phases de développement d'un projet. Cependant, les manifestations d'opposition locale, bien que minoritaires, restent un frein à l'installation de parcs dans certains territoires. Une comparaison internationale montre que ces difficultés d'intégration locale sont relativement saillantes en France, et la situation allemande révèle que l'opposition locale y est plus faible, notamment du fait d'un engouement historique pour la transition énergétique et les projets éoliens participatifs. Ce constat invite à chercher d'autres leviers d'intégration, au-delà des contraintes réglementaires, en commençant par une meilleure connaissance de l'énergie éolienne et des contraintes Energie-Environnement, et en mettant en valeur le caractère décentralisé des énergies renouvelables : outil politique pour les collectivités, gouvernance de collectifs citoyens et autres parties prenantes locales, aménagement et vie économique du territoire.

Une politique de soutien qui a permis de redynamiser certains territoires d'implantation

La politique publique, par la mise en place d'une fiscalité éolienne spécifique (via l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)), par l'apport d'outils de planification pour les collectivités locales (ZDE et schéma régionaux de l'éolien (SRE)) et par la mise en œuvre, en 2015, de mesures favorisant la participation des citoyens et des collectivités locales dans les projets éoliens (via loi LTECV), a pu contribuer à la redynamisation des territoires ruraux. En fonction des caractéristiques d'un parc éolien et des taux de fiscalité votés localement, les retombées fiscales annuelles de l'implantation de parcs éoliens pour les collectivités locales se situent généralement entre 10 k€ et 12 k€/MW installé, répartis entre la commune d'implantation, l'intercommunalité à fiscalité propre, le département et la région²⁰. Ces recettes fiscales représentent une ressource non négligeable qui permet d'engager de nouveaux projets sociaux et environnementaux sur les territoires. Par ailleurs, on observe une montée en puissance des projets d'énergie renouvelables participatifs : les projets portés et/ou financés par des collectifs citoyens et/ou des collectivités, fréquents dans d'autres pays européens, se multiplient aujourd'hui en France²¹. Des emplois de long terme sont également créés sur le territoire d'implantation des parcs, dans les activités d'exploitation et maintenance (13% des communes interrogées et 27% des communautés de communes déclarent que des entreprises locales interviennent dans la maintenance des parcs).

Un dispositif qui a entraîné une hausse relativement limitée de la facture d'électricité

²⁰ Chiffrage issu du « Simulateur de la fiscalité éolienne » développé par AMORCE en partenariat avec ADEME et FEE.

²¹ ADEME. *Quelle intégration territoriale des énergies renouvelables participatives ?* Février 2016.



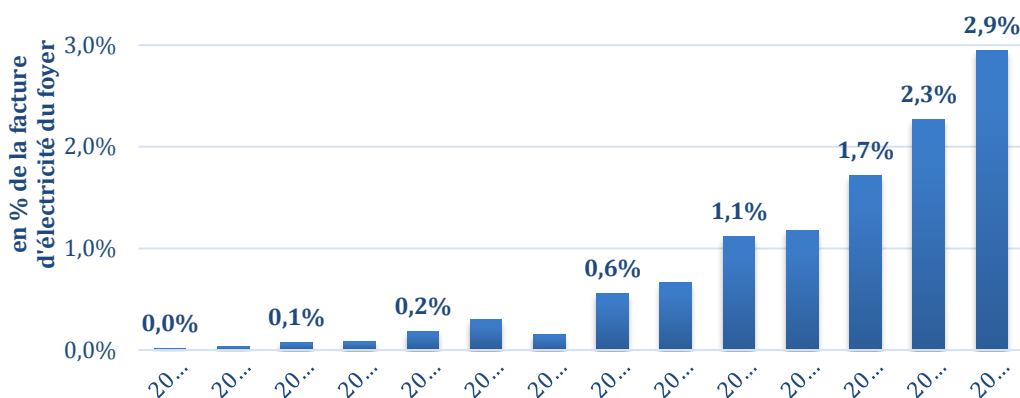


Figure 6 : Part de la CSPE attribuable à l'éolien dans la facture totale d'électricité d'un ménage moyen

D'abord négligeable sur la période 2000-2010, l'impact de la politique de soutien à l'éolien sur la facture d'électricité des ménages accélère sa croissance à partir de 2011, mais reste relativement limité jusqu'à aujourd'hui : en 2015, la part de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) attribuable à l'éolien, dans la facture d'électricité du consommateur final, atteint près de 3,9 €/MWh soit environ 2,9 % de sa facture totale d'électricité, comme le montre la Figure 6).

Des bénéfices environnementaux à la hauteur des coûts associés au dispositif de soutien

Le coût associé au développement de la filière éolienne française a été avant tout porté par les consommateurs d'électricité via la CSPE²². Des coûts d'extension et de renforcement des réseaux, liés au déploiement de l'éolien, ont également été portés par les consommateurs, via le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Il a été, dans une moindre mesure, porté par les contribuables en raison des dépenses publiques de RDI associées. Toutefois, ce développement a apporté des bénéfices en termes de réduction des émissions de GES (émissions indirectes incluses) et de polluants atmosphériques du parc électrique. La monétarisation de ces bénéfices révèle qu'ils sont comparables voire supérieurs aux coûts en question. Ainsi, sur l'ensemble de la période 2002-2013, les bénéfices environnementaux²³ pour la collectivité sont estimés entre 3,1 et 8,8 Mds€²⁰¹³²⁴ pour des coûts du soutien évalués, sur la même période, à 3,2 Mds€²⁰¹³, comme représenté dans la Figure 7.

²² La CSPE a été réformée. Depuis le 1^{er} janvier 2016, un compte d'affectation spéciale (CAS) *Transition énergétique* vient maintenant compenser les opérateurs au titre des surcoûts résultant des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (en électricité et gaz). Les recettes de ce CAS proviennent des taxes intérieures sur la consommation d'énergie (électricité, gaz, produits pétroliers, et charbon).

²³ Les bénéfices environnementaux sont estimés en deux étapes : (1) une estimation des émissions évitées grâce au développement de l'éolien et (2) une monétarisation des coûts évités. **(1)** : voir page 13, pour une discussion des émissions évitées et de la méthode d'estimation. **(2)** : les bénéfices de l'éolien sont ensuite monétarisés en appliquant un coût unitaire à chaque unité d'émissions évitée. Pour les GES, la valeur tutélaire du carbone [Rapport Quinet] est utilisée après interpolation linéaire entre 25€/t en 2002, 34€/t en 2010 (32€₂₀₀₈), et 60€₂₀₁₃ (56€₂₀₀₈) en 2020. Pour les autres polluants, les fourchettes de coûts par tonne issues du rapport de l'Agence européenne pour l'environnement « Costs of air pollution from European industrial facilities 2008–2012 » sont utilisées.

²⁴ Cette fourchette d'estimation des bénéfices de 5,7 Mds€ reflète les incertitudes portant, d'une part, sur le montant d'émissions évitées et, d'autre part, sur les coûts unitaires évités pour chaque tonne de polluant atmosphérique non-émise. C'est ce deuxième facteur d'incertitude qui est le plus important, pesant pour 75% de l'écart total entre les bornes basse et haute de la fourchette.



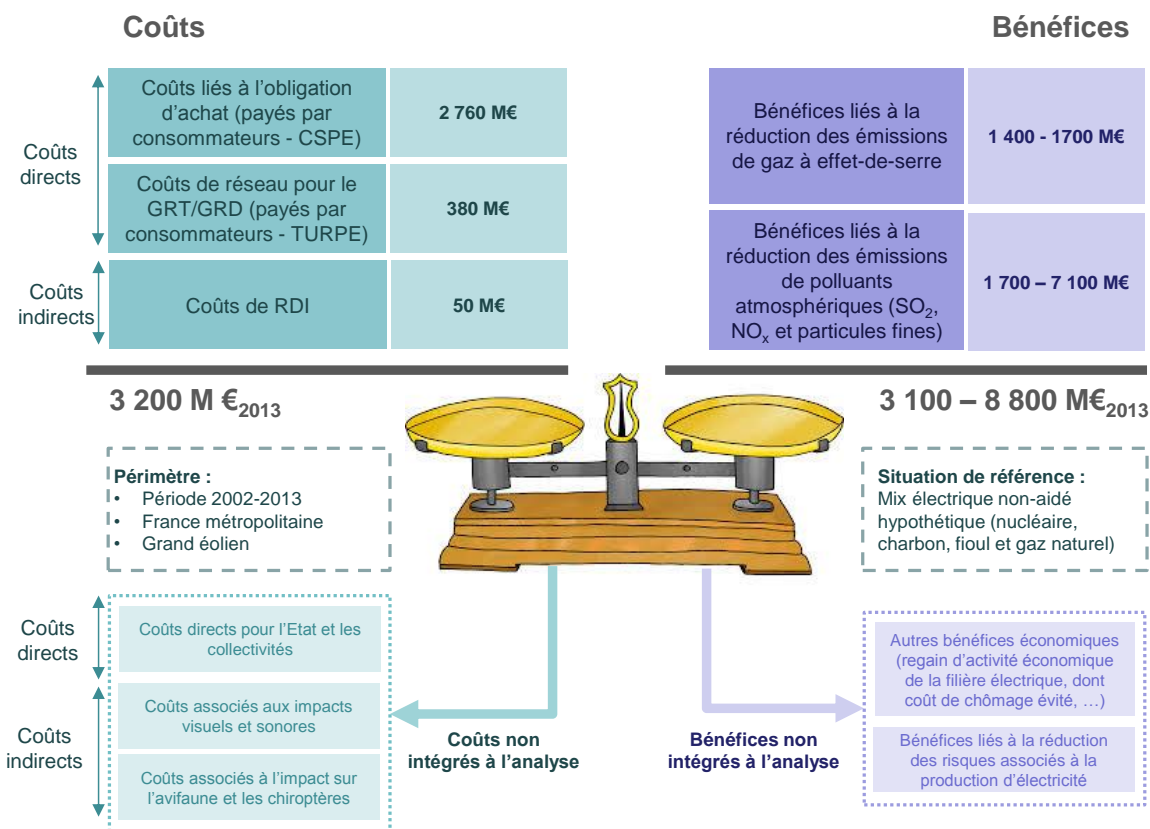


Figure 7 : Visualisation des résultats de l'analyse des coûts et bénéfices de la politique de soutien à l'éolien pour la période 2002-2013

3. Quelles perspectives de développement à moyen terme ?

Ce chapitre examine les changements en cours et à venir en termes de structure du marché, de contexte réglementaire, de technologies et de modèles d'affaires, et analyse ce que ces changements signifient en termes d'évolution des coûts, d'atteintes des objectifs de déploiement et de structuration accrue d'une filière éolienne française.

Des perspectives de croissance mondiale encourageantes pour la filière

Au niveau mondial, l'éolien devrait connaître une forte croissance d'ici 2030 avec 40 à 50 GW de capacité ajoutée par an d'ici 2030 selon les estimations de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). A cette date, la puissance éolienne installée mondiale pourrait atteindre 1320 GW²⁵ contre 433 GW actuellement.

Cette croissance devrait être plus fortement portée par les pays émergents : 8% en moyenne annuelle pour l'Asie, et 9% pour l'Amérique Latine, l'Afrique et le Moyen Orient, sur la période 2014-2035. Ces taux de croissance s'expliquent notamment par un contexte de hausse de la consommation énergétique. Les pays développés, précurseurs dans le développement de l'éolien, auront également une croissance forte mais plus limitée (5% en moyenne annuelle sur la période) dans un contexte de maîtrise voire de réduction de la consommation électrique. En 2035, le parc éolien devrait être concentré à 51% en Asie, 26% en Europe (contre 34% aujourd'hui) et 16% en Amérique du Nord. Si l'éolien terrestre devrait encore représenter la vaste majorité des installations à horizon 2035, l'éolien en mer pourrait passer de 2-3% du parc aujourd'hui à 10% ou plus à cette échéance.

La croissance du marché éolien français devrait s'accélérer dans les prochaines années, en vue d'atteindre les objectifs de développement fixés par la PPE de 2016. Pour l'éolien terrestre, cela nécessite en effet la mise en service nette (déduction faite des premiers parcs en fin de vie) de 1400 à 2200 MW par an entre 2017 et 2023,

²⁵ AIE. *World Energy Outlook 2016*. Données basées sur le « New policies scénario », scénario central de l'AIE.



contre un rythme annuel de 1150 MW en moyenne sur les trois dernières années. La PPE vise un parc terrestre de 15 000 MW en 2018 et, de 21 800 MW à 26 000 MW en 2023. Dans la perspective d'une atteinte de la cible PPE haute, et si l'on suppose un rythme de mises en service constant, le parc français terrestre pourrait alors dépasser les 40 GW en 2030. La PPE prévoit l'installation de 3 GW d'éolien en mer posé à échéance 2023. Si le rythme d'ici à 2023 est maintenu sur la période 2023-2030, le parc éolien en mer posé français pourrait s'élever à 7 GW en 2030. Fin décembre 2016, 8 GW d'éolien terrestre et 3,2 GW d'éolien en mer pour lesquels les demandes d'autorisation étaient en cours d'instruction auprès des services de l'Etat.

La baisse des coûts de l'éolien en mer, l'existence de gisements abondants et de qualité, les problématiques de gestion de l'équilibre offre-demande d'électricité, les opportunités de structuration d'une filière locale, ainsi que les contraintes spatiales pouvant limiter le déploiement de parcs à terre sont quatre facteurs qui poussent les pays à promouvoir le développement de l'éolien en mer. C'est le cas avant tout de l'Europe, qui devrait ainsi rester leader de ce marché, avec plus de 60% du parc installé en mer à 2030²⁶.

Des acteurs qui doivent relever un ensemble de défis technologiques et poursuivre la baisse des coûts²⁷

La première série de défis consiste à construire et à exploiter des turbines à la fois plus fiables et plus performantes et à allonger leur durée de vie, avec l'objectif d'aboutir simultanément à une hausse du productible par turbine et à une baisse des coûts de production du MWh. Tout d'abord, il s'agit de concevoir et de produire des composants de plus grandes dimensions (mâts plus hauts, pales plus longues, etc.) afin d'augmenter la puissance unitaire des turbines et/ou de maximiser le productible sur des sites peu ventés (éolien « toilé »²⁸). Les principales innovations sur les turbines concernent les matériaux, le contrôle commande, les génératrices ou les fondations ou flotteurs en mer. D'autre part, le développement du suivi de l'usure en temps réel doit permettre le recours à la maintenance préventive et ainsi permettre une augmentation de la fiabilité et de la performance et un allongement de la durée de vie des machines.

Sur le plan du développement et de l'exploitation des sites, en améliorant la précision et la mobilité des outils de mesure, et en augmentant la fiabilité des outils de modélisation, les acteurs de l'innovation visent à améliorer la prédictibilité du productible à court, moyen et long terme. A court terme, une meilleure prédictibilité facilite, pour les gestionnaires de réseau, l'intégration des éoliennes au système électrique. Sur le long terme, l'amélioration de l'estimation du gisement permet de réduire l'incertitude autour de l'évaluation du productible.

Enfin, des défis spécifiques aux problématiques d'intégration territoriale doivent être relevés, dans le but de mieux appréhender les impacts sur l'avifaune et de développer les solutions techniques limitant les interférences radars.

Au-delà de ces innovations technologiques, l'optimisation des processus (logistique, fabrication) et la standardisation des produits, devraient participer de la diminution attendue des coûts de l'éolien. Le potentiel de réduction des coûts est plus élevé pour l'éolien en mer qui devrait bénéficier du retour d'expérience des premiers parcs installés, en France et dans les autres pays, notamment en matière de standardisation du développement, des méthodes d'installation ainsi que des processus de production de composants, d'optimisation de l'exploitation et de la maintenance. Si l'ensemble des innovations technologiques et des leviers logistiques et financiers de réduction des coûts sont actionnées, le coût complet moyen du MWh éolien en France atteindrait en 2030 (raccordement inclus) : 42 €/MWh à terre, 54 €/MWh en mer (éolienne posée) et 62 €/MWh en flottant sur une durée de vie de 30 ans. A cet horizon, l'éolien serait donc l'une des technologies au coût de production unitaire le plus faible.

Une évolution de la structure géographique de la demande et une croissance globale du marché éolien qui impactent la stratégie des acteurs en place

²⁶ IRENA. *Offshore wind outlook 2016*.

²⁷ Pour une présentation détaillée des innovations technologiques attendues à court, moyen et long termes dans le secteur de l'éolien terrestre et de l'éolien en mer, et une traduction de ces innovations en termes de réduction des coûts d'investissement ou d'opération et de maintenance, se référer à l'étude ADEME *Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières* de 2017.

²⁸ Les éoliennes dites « toillées » se caractérisent par une surface spécifique (ou indicateur de captage de la ressource qui se calcule en divisant la surface balayée par les pales par la puissance nominale de la turbine) relativement élevée. Ces éoliennes sont particulièrement adaptées pour les sites peu ventés, dans la mesure où elles démarrent à des vitesses inférieures aux modèles classiques. Ces installations atteignent des facteurs de charge plus élevés.



Plusieurs tendances lourdes dans l'évolution de la structure de la filière devraient ainsi se poursuivre. Les développeurs devraient continuer leur internationalisation, afin de cibler les marchés les plus prometteurs, en rachetant des concurrents locaux ou en créant des filiales. Cette internationalisation va de pair avec une consolidation des acteurs au niveau européen, notamment dans le marché de l'éolien en mer. On observe également qu'en Europe et en France, de plus en plus d'acteurs purement financiers (banques d'investissement, fonds) entrent au capital de projets encore en développement ou dont l'exploitation vient à peine de démarrer.

Pour les turbiniers, la tendance à la concentration du marché pourrait se poursuivre afin de générer davantage d'économies d'échelle, dans un contexte où la taille des parcs augmente et où le passage à des mécanismes d'appels d'offres se généralise, nécessitant une surface financière et mutualisation des risques entre projets plus importantes. Ces turbiniers devraient continuer à s'adapter pour pénétrer les marchés les plus porteurs, notamment en Asie, *via* le développement d'usines locales. Cette tendance ne devrait néanmoins pas empêcher, en France, le développement d'autres acteurs sur de nouveaux segments de marché, comme les modèles de moindre puissance (< 2 MW), moins hauts, ou adaptés à des conditions d'exploitation spécifiques (zones cycloniques, réseaux électriques défaillants, etc.).

La structuration des acteurs de la maintenance devrait continuer pour répondre de manière optimisée à la demande, en offrant un guichet unique sur une plus grande variété de technologies. Par ailleurs, les développeurs et les exploitants indépendants pourraient progressivement développer leur offre de services de maintenance dans les régions où ils sont présents, avec des entreprises qui commencent à maîtriser les opérations de maintenance de niveau 2, jusqu'ici réalisées par les turbiniers.

Dispositif de soutien, gestion des parcs en fin de contrat, intégration au marché de l'électricité : la nouvelle génération des modèles d'affaires pour l'éolien

2016 et 2017 ont vu la mise en place de deux nouveaux dispositifs de rémunération pour l'éolien terrestre : le complément de rémunération se substitue au tarif d'achat réglementé. Le complément de rémunération est attribué par voie de guichet ouvert pour les parcs de 6 éoliennes ou moins ; il est attribué par voie d'appels d'offres pour les parcs de plus de 7 éoliennes. Pour les producteurs, le complément de rémunération se traduira par une rémunération issue de la vente directe sur le marché de gros de l'électricité, complétée par une prime variable devant permettre de couvrir les coûts complets de la filière.

Ces évolutions vont vraisemblablement s'accompagner d'un accroissement de la compétition entre acteurs et d'une amélioration de l'efficacité de la politique de soutien. L'arrivée en fin de vie des premiers parcs devrait également conduire à l'apparition de nouveaux modèles d'affaires et activités. Les intermédiaires sur le marché de l'électricité vont monter en puissance, pour réaliser les activités d'agrégation répondant à la sortie de l'obligation d'achat pour les premiers parcs et à la mise en place du complément de rémunération, et les activités de fourniture de services d'équilibrage, sur les marchés de capacité et de réserves (flexibilité dite « à la baisse »).

Cependant, le développement de la gestion de la fin de vie devrait constituer le segment le plus générateur d'emplois pour la filière, avec un marché estimé à environ 7 GW par an en Europe entre 2020 et 2030²⁹. La gestion de la fin de vie des parcs représente un relais de croissance à part entière. Le marché du renouvellement devrait compléter le marché des nouvelles installations dans les prochaines années et porter une partie de la croissance du secteur éolien : en Europe, la puissance annuelle en renouvellement pourrait dépasser 5 GW par an à partir de 2025. Le renouvellement devrait permettre de faciliter l'atteinte des objectifs de production d'électricité renouvelable. Par ailleurs, la prise en charge des parcs arrivés en fin de vie ouvre des opportunités relatives à la création de nouvelles activités de valorisation des déchets (du démantèlement jusqu'à leur revalorisation), reposant sur la mise en place de logistiques spécifiques.

L'autoconsommation pourrait se développer sur des secteurs très ciblés, en lien avec les secteurs agricoles ou industriels. Il en est de même de la mise en place de contrats gré-à-gré d'achat d'électricité de long terme, qui pourraient être signés directement entre les producteurs et les gros consommateurs industriels ou tertiaires. Enfin, de nouveaux services pourraient profiter de l'infrastructure que représentent les parcs éoliens, sans lien avec la production d'énergie (installation d'équipements de télécommunications, ou d'observation météo sur les éoliennes).

²⁹ Considérant une durée de vie de 20 ans des parcs et le développement éolien en Europe depuis 2000

Au-delà des objectifs techniques : des enjeux prioritaires relatifs au soutien à la montée en compétences et à l'adaptation du cadre réglementaire...

Le vote de la LTECV et l'officialisation de la PPE en octobre 2016, ainsi que la publication de l'arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération et du cahier des charges de l'appel d'offres terrestre sont autant d'éléments qui apportent une visibilité nouvelle sur les volumes et les rémunérations. Les objectifs éoliens à 2018 et 2023 répondent aux objectifs Energie-Climat en constatant les qualités environnementales, économiques et sociales de l'éolien. L'atteinte de ces objectifs nécessite un rythme de mise en service supérieur à la tendance historique, tout en assurant les qualités environnementales et sociales des projets. Avec 1419 MW raccordés, l'année 2016 marque une année record et semblent indiquer que les efforts de simplification entrepris par les pouvoirs publics commencent à porter leurs fruits, même si le maintien à un tel niveau dans les années à venir reste incertain.

La LTECV reflète une volonté politique nationale de soutenir les investissements participatifs et leur apporte un cadre plus favorable. Cela traduit la prise de conscience de l'importance pour les élus et les collectivités de monter en compétence et de disposer d'outils permettant d'agir concrètement sur la transition énergétique, dont l'éolien constitue un pilier. Les pouvoirs publics, et en particulier l'ADEME, accompagnent les réseaux d'animation et mettent à la disposition des collectivités des outils et guides méthodologiques. L'ADEME travaille également à la demande du ministère de la Transition écologique et solidaire avec la Caisse des Dépôts et d'autres partenaires, pour aboutir à la mise en place d'un fonds d'investissement dont la mission serait de cofinancer les projets dits « citoyens » dans les étapes amont du développement. Les tout derniers appels d'offres d'énergie renouvelable intègrent un bonus pour les projets participatifs. La Charte AMORCE-FEE pour le développement éolien est également un outil de bonnes pratiques qui devrait permettre de développer la confiance entre les parties prenantes.

Au niveau des procédures d'autorisation, certaines mesures de simplification adoptées ces dernières années devraient avoir un impact positif sur la filière à court terme. L'autorisation environnementale (AE)³⁰, entrée en vigueur le 1^{er} mars 2017, permet de simplifier le cadre réglementaire en vigueur et de diminuer les délais d'instruction des projets (le délai-cible d'instruction que les services décentralisés doivent à terme respecter est de 10 mois), sans diminuer le niveau de protection offert aux populations et à l'environnement contre les éventuels impacts des parcs. La mise en place de l'AE permet également de regrouper les recours possibles au niveau d'un document unique, et d'encadrer les délais pour déposer un recours à 4 mois. Il est également à noter que la LTECV limite désormais les délais maximums de raccordement des installations à 18 mois, à partir de la signature de la convention de raccordement. Un suivi des réalisations paraît indispensable pour connaître l'impact effectif de cette mesure sur les temps de développement des parcs.

Les pouvoirs publics ont également commencé à répondre à la demande de plus de transparence dans l'évaluation de l'interférence radars : un outil partagé existe maintenant pour les radars météorologiques. Une initiative similaire est en cours, en rapport aux radars de la Défense. Par ailleurs, les efforts de RDI pour développer des éoliennes dites « furtives » doivent être poursuivis. Le Ministère de la Défense a aussi entrepris de réduire l'emprise des zones de manœuvre et d'entraînement de l'aviation militaire.

En ce qui concerne l'éolien en mer, le cadre réglementaire applicable au raccordement ainsi que la procédure d'appel d'offres (AOs) ont connu des évolutions importantes, visant à réduire les délais de développement et les coûts des projets. Le décret n°2017-628 du 26 avril 2017 fixe le barème d'indemnisation en cas de retard du raccordement au réseau de transport d'électricité d'une installation d'énergie renouvelable en mer. Une modification législative est à l'étude pour étendre la couverture tarifaire des indemnités versées en cas d'avarie des infrastructures de transport en phase d'exploitation. Dans le cadre de la nouvelle procédure d'AOs, les pouvoirs publics ont entrepris un « dérisquage » des sites par la réalisation, en amont de l'appel d'offres, de certaines études, dans l'objectif d'accroître l'information disponible pour tous les candidats. Une nouvelle procédure, dite du « dialogue concurrentiel », a également été mise en place, pour permettre des échanges avec les candidats pré-sélectionnés, en amont de la publication du cahier des charges.

Enfin, dans l'objectif de maintenir les meilleures qualités environnementales, les retours d'expérience du parc éolien actuellement en opération doivent pouvoir être capitalisés. Ainsi, l'observation et le suivi environnemental du parc éolien doivent se poursuivre afin d'objectiver son impact sur l'avifaune et les chiroptères et d'améliorer la

³⁰ L'autorisation environnementale prend le relais de jusqu'à 12 autorisations administratives selon les filières renouvelables. Concernant la filière éolienne, l'autorisation environnementale acte la suppression du permis et permet de regrouper les possibilités de recours à un document unique. Elle prend la suite de l'autorisation unique qui avait été généralisée avec la LTECV.



cohabitation : le Museum national d'histoire naturelle est dorénavant en charge de centraliser ce suivi. D'autre part, dans un contexte où les premiers parcs arrivent en fin de vie, le renouvellement des sites éoliens doit pouvoir être anticipé dans ses dimensions techniques, environnementales et réglementaires, en prenant en compte la diversité des configurations rencontrées. Ce nouveau segment se présente comme une opportunité d'optimiser l'utilisation technico-économiques de ces sites existants et d'assurer la meilleure cohabitation avec les populations et le milieu environnant.

...et promotion d'une structuration industrielle accrue

Que cela soit sur le principal segment du marché terrestre (turbines de 3MW) ou sur le marché des turbines en mer de forte puissance, les conditions ne semblent pas réunies au sein de l'industrie française pour qu'un turbinier national puisse se positionner en leader de la filière, et être en capacité d'intégrer le top 10 des turbiniers mondiaux. En revanche, il semble plus probable que de nouveaux entrants puissent se positionner sur des segments secondaires, délaissés par les plus grands turbiniers³¹. La stratégie de localisation de l'activité liée à l'éolien en mer en France, qui rencontre déjà quelques succès, devrait aboutir à de nouvelles implantations à l'avenir.

Etant donné les évolutions technologiques et stratégiques, le paysage industriel français pourrait s'appuyer en premier lieu sur un renforcement de la coopération et des groupements d'entreprises visant à réserver une plus grande place aux démonstrateurs d'innovations, à valoriser le savoir-faire français sur la scène internationale et à accroître le recours aux fournisseurs français par les turbiniers internationaux. Ensuite, l'offre française pourrait saisir les opportunités existant sur de nouveaux segments de marché et activités en émergence. Cela passe premièrement par le développement d'une offre sur certains modèles d'éoliennes (éoliennes terrestres plus adaptées à des sites sous contraintes, éoliennes maritimes flottantes). Deuxièmement cela passe par le développement des activités sur l'aval du cycle de vie des machines, le démantèlement et le recyclage des éoliennes.

4. Quelles retombées économiques de long terme ?

Ce chapitre évalue les retombées macro-économiques de long terme associées à différents scénarios de déploiement de l'éolien, pour lesquels, différentes hypothèses sont prises en termes de structuration industrielle de la filière éolienne sur le territoire national et de pénétration de l'éolien en mer dans le mix. Un scénario de référence³² et trois variantes sont modélisées, à l'aide du modèle macro-économique multisectoriel d'évaluation des politiques énergétiques et environnementales (ThreeME³³). Des projections de l'emploi sectoriel direct et indirect, et de certaines recettes fiscales locales, sont également produites sur la base de ces différents scénarios.

Cadrage énergétique		
	Eolien en mer bas	Eolien en mer haut
Cadrage filière	Pas de structuration accrue de la filière française Scénario de référence <ul style="list-style-type: none"> Part de l'éolien en mer dans l'électricité éolienne à 12% et coût moyen pondéré du MWh éolien bas ; Propension à importer de la filière éolienne constante par rapport à l'historique (50% pour le terrestre et 35% pour le maritime). 	Scénario « Maritime » <ul style="list-style-type: none"> Part de l'éolien en mer dans l'électricité éolienne à 50% et coût moyen pondéré du MWh éolien élevé ; Propension à importer constante
	Structuration accrue de la filière française Scénario « Imports faibles » <ul style="list-style-type: none"> Part de l'éolien en mer à 12% ; Propension à importer de la filière éolienne en diminution (10% pour le terrestre et 9% pour l'éolien en mer). 	Scénario « Maritime - imports faibles » <ul style="list-style-type: none"> Part de l'éolien en mer à 50% ; Propension à importer en diminution

Figure 8 : Description des 4 scénarii de déploiement de l'éolien à horizon 2050

³¹ C'est notamment le pari que fait un industriel comme POMA, qui vise le marché des turbines comprises entre 1 et 3 MW, plus adaptées aux sites sous contraintes. L'entreprise espère à terme se forger une place à l'international sur ce marché, notamment dans les pays en développement, et dans les pays connaissant des contraintes importantes sur la taille des éoliennes. La maîtrise de ces technologies (turbines de 1 et 3 MW) pourrait à long terme permettre la proposition d'offres pour le principal segment du marché terrestre.

³² Le scénario de référence (détaillé dans le rapport) est celui d'un mix 80% renouvelable correspondant à la variante basse de l'étude « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations » (ADEME, 2016).

³³ Outil de modélisation développé par l'Observatoire français des conjonctures économiques, en collaboration avec l'ADEME.



Un effet sur le produit intérieur brut qui reste négligeable

La comparaison des résultats associés aux différentes variantes montre que les variables macroéconomiques (emplois, produit intérieur brut (PIB), revenu disponible, etc.) sont peu sensibles aux chocs introduits sur la propension à importer de la filière (reflétant une structuration accrue de la filière) et sur ses coûts moyens de production (reflétant une pénétration accrue de l'éolien en mer, plus coûteux), et ce en raison du poids limité de la filière dans l'économie française. Néanmoins, les résultats confirment certaines tendances en termes de direction de ces effets.

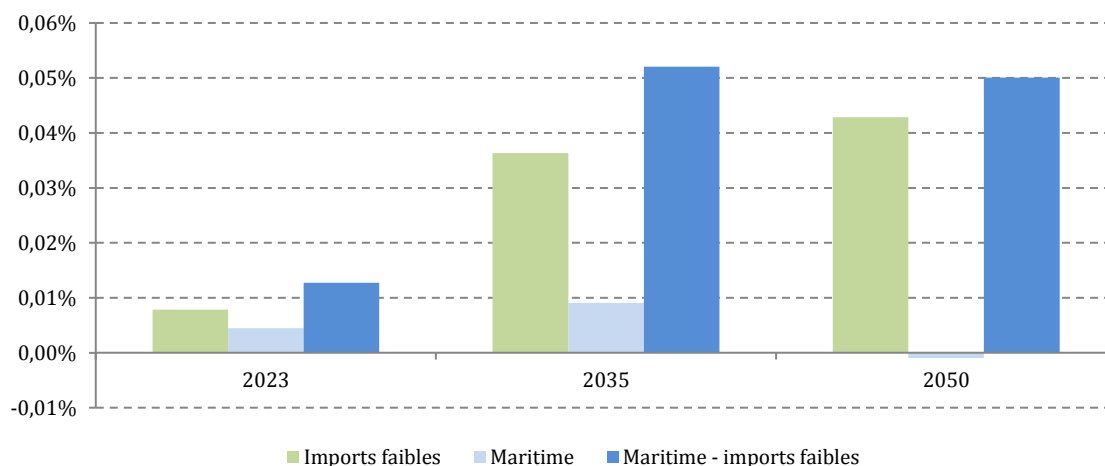


Figure 9 : Evolution du PIB (écart au scénario de référence)

La réduction du taux d'import de la filière éolienne – et donc la localisation accrue de la production sur le territoire national – conduit à un impact expansif sur l'économie française, via l'amélioration de sa balance commerciale. Accompagné d'une structuration accrue de la filière sur le territoire, l'accroissement de la part de l'éolien en mer, a un impact macroéconomique positif. L'effet récessif d'un renchérissement de l'électricité est alors plus que compensé par l'effet expansif d'une amélioration de la balance commerciale. L'évolution de la balance commerciale explique la quasi-totalité des impacts constatés précédemment sur le PIB. Toutefois, ces impacts estimés n'ont qu'une magnitude très limitée, en deçà du centième de point de PIB. La localisation de la filière éolienne en France a par ailleurs un impact positif sur l'emploi total.

Des niveaux de recettes fiscales locales et d'emploi éoliens qui augmentent fortement

D'un point de vue macro-économique, l'examen des trois variantes révèle qu'une structuration accrue de la filière éolienne pourrait représenter un gain net de 10 000 à 13 000 ETP par rapport au scénario de référence, au plus fort de l'intensité du déploiement de la filière entre 2030 et 2035. Le choix de l'éolien en mer n'est facteur d'expansion de l'emploi salarié que s'il est combiné avec une localisation accrue de la filière en France. Ces gains restent négligeables relativement à l'emploi total dans l'économie française.

En revanche, une analyse de l'emploi sectoriel montre des variations significatives, relativement au niveau d'emploi actuel de la filière. A l'horizon 2050, la filière éolienne pourrait représenter 60 000 ETP directs et indirects dans le scénario de référence, dont 29 000 ETP dans l'exploitation et la maintenance et 31 000 ETP dans les activités liées à la phase d'investissements (hors activités orientées à l'exportation) (Figure 10), ce qui représenterait un quintuplement par rapport au niveau d'emploi actuel dans la filière (à 11 600 ETP hors exportations). Les emplois de fabrication de composants destinés à être exportés, non comptabilisés dans les projections de cette étude, pourraient constituer une part non négligeable d'emplois supplémentaires.

Par ailleurs, la structuration accrue d'une filière domestique, d'une part, et la proportion plus importante d'éolien en mer, d'autre part, ont tous les deux un effet à la hausse sur les emplois directs et indirects dans la filière. Les hausses observées ne portent néanmoins pas sur des emplois de même nature. Dans le premier cas, ce sont uniquement les emplois liés aux investissements, en particulier industriels, qui sont favorisés. Dans le deuxième cas, le gain porte également sur l'exploitation et la maintenance. Enfin, si on cumule une structuration accrue de la filière à une pénétration plus importante de l'éolien en mer, ce sont environ 93 000 ETP directs et indirects, que la filière pourrait compter à horizon 2050, soit une multiplication par huit du niveau de 2015 (hors exportations).

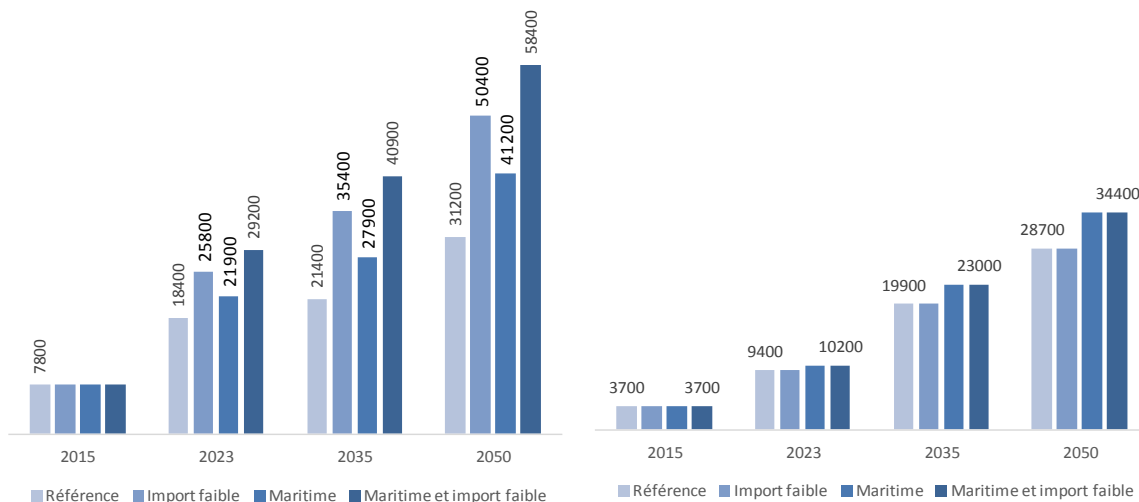


Figure 10 : Evolution des ETP directs et indirects liés aux activités d'investissement (gauche) et aux activités d'exploitation-maintenance (droite) dans la filière éolienne, par scénario³⁴

D'autre part, si on suppose le maintien à cet horizon 2050 d'un niveau et d'une forme de fiscalité locale sur les entreprises similaires à l'IFER et à la taxe sur les éoliennes maritimes (TEM), les recettes fiscales pour les collectivités locales seraient en forte hausse sur la période. D'une enveloppe de plus de 70 M€ en 2015, IFER et TEM pourraient représenter entre 645 M€ (scénario de référence) et 726 M€ (scénario maritime). Une pénétration accrue de l'éolien en mer a un impact limité sur le montant global des recettes, mais voit la part provenant de la TEM passer de 12% à 58%.

5. Quel rôle pour l'ADEME dans une stratégie nationale de l'éolien ?

Au-delà d'un objectif d'installation de capacités et de production d'électricité éolienne, la politique de soutien à l'éolien s'est progressivement enrichie, au cours des 15 dernières années, d'objectifs complémentaires, en accord avec les objectifs d'autres politiques publiques (défense, santé, prévention des risques et protection de l'environnement) de la France. Ces objectifs de la politique de soutien à l'éolien peuvent être rattachés à deux enjeux majeurs pour la filière : l'alignement des rythmes annuels d'installations sur les objectifs PPE et la maximisation de la valeur sociale et économique associée au déploiement de l'éolien.

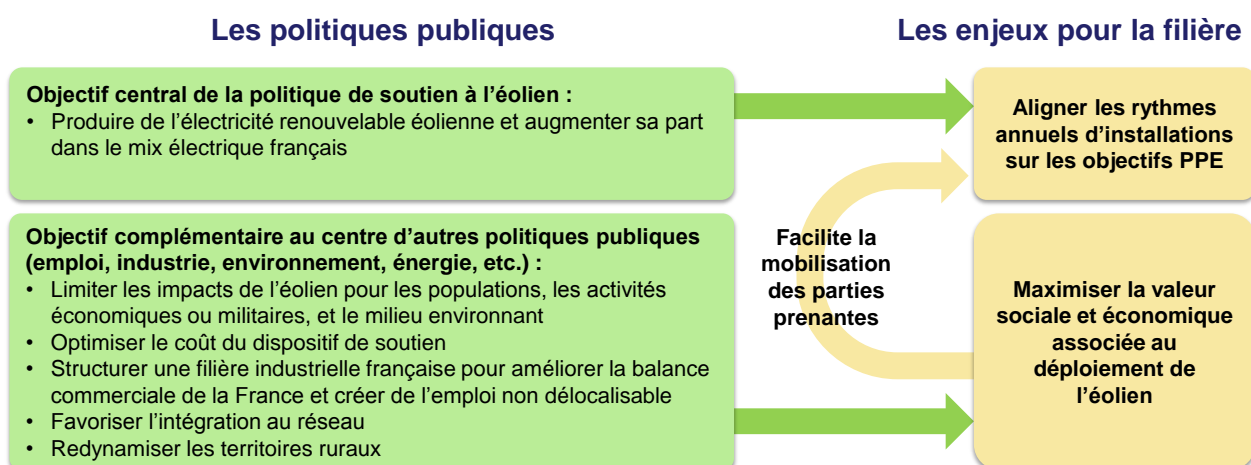


Figure 11 : Objectifs de la politique publique et enjeux de filière

³⁴ Les ETP associés aux renouvellement des parcs sont inclus dans les estimations des activités d'investissements.

Des actions de développement de l'expertise et d'intégration locale des projets qui visent une accélération des rythmes annuels d'installation de MW éoliens

L'alignement des rythmes annuels d'installation de MW éoliens avec les objectifs fixés par les pouvoirs publics (PPE et LTECV) nécessite de raccourcir les délais de développement des projets et d'augmenter le flux de projets entrant en développement. Dans cette optique, la poursuite des efforts déjà engagés de rationalisation des procédures et la facilitation de l'intégration territoriale des projets constituent les deux principaux axes sur lesquels les acteurs de la filière et les pouvoirs publics devront s'appuyer.

Pour cela, il semble indispensable de lancer une série d'études sur les retours d'expérience des projets éoliens en mer développés en Europe du Nord, sur un état des lieux des recours déposés contre les projets éoliens en France, et sur les offres de raccordement alternatives permettant d'intégrer des parcs éoliens à moindre coût. Ces études seront sources d'enseignements sur les évolutions pouvant amener à un raccourcissement des délais de développement des parcs, terrestres et en mer.

Afin de mieux concilier déploiement éolien et aménagement du territoire, et ainsi faciliter l'intégration locale des projets, l'ADEME propose de mettre l'accent sur la montée en compétences du grand public et des collectivités locales, à travers le développement d'une plateforme d'information rassemblant des données objectives sur l'ensemble des problématiques afférentes à la filière, la diffusion des outils de planification existants, et le renforcement de nos connaissances sur les impacts potentiels de l'éolien (notamment sur la biodiversité et sur les prix de l'immobilier). Ces actions s'accompagneront d'actions de communication pour partager le plus largement les informations sur l'éolien.

Des actions de soutien à la structuration de la filière et à l'appropriation des projets par les acteurs locaux qui visent une maximisation de la valeur sociale et économique

La maximisation des retombées socio-économiques associées au développement de la filière éolienne est désormais explicitement recherchée par les pouvoirs publics. Cette maximisation passe, à une échelle macro-économique, par la création d'emplois et de valeur ajoutée, et par une amélioration de la balance commerciale de la filière. Elle passe également, à l'échelle locale ou régionale, par une plus grande appropriation des projets et de leurs retombées (économiques, fiscales, de montée en compétences) par l'écosystème territorial.

Une structuration accrue de la filière ne sera pas possible sans une implication forte des acteurs de la filière et de leurs représentants (notamment pour renouveler les actions des clusters ou initiatives comme Windustry France). Toutefois, l'ADEME peut jouer un rôle moteur dans : (1) la coordination et le renforcement de la recherche dans l'éolien, (2) le soutien aux entreprises innovantes, et (3) l'évaluation de l'opportunité d'intégrer des critères sociaux et environnementaux dans les appels d'offres afin de favoriser l'écosystème industriel local.

Une plus grande appropriation des projets et de leurs retombées par les acteurs locaux nécessite une collaboration étroite entre développeurs et collectivités tout au long de la vie des projets et une plus grande implication des populations locales – de la simple participation aux processus de concertation jusqu'à la contribution au financement et/ou portage de projets. Dans cette optique, l'ADEME a un rôle décisif à jouer en favorisant la diffusion des chartes de bonnes pratiques existantes (charte AMORCE-FEE) et en assurant la mise en place d'actions de soutien à l'amorçage et au développement de projets éoliens portés par des collectifs citoyens et des collectivités.

La mise en œuvre de ces actions nécessitera la mobilisation de l'ensemble des partenaires de l'ADEME et leur succès sera grandement dépendant des actions complémentaires que pourront mettre en œuvre les acteurs de la filière (syndicats, clusters notamment), les collectivités locales ou encore les pouvoirs publics. Afin de mobiliser l'ensemble de ces parties prenantes sur le suivi et l'évaluation de la politique de soutien, sur les actions mentionnées précédemment, et sur la co-construction d'actions complémentaires, la mise en place et l'animation d'un comité stratégique de filière, au niveau national, apparaît prioritaire.



Enjeux	Axes de travail de l'ADEME pour l'éolien
Gouvernance générale	Développement des instances de gouvernance et de dialogue stratégique de la filière
Aligner le rythme des MW sur objectifs	<p>Simplification des procédures et anticipation des besoins</p> <ul style="list-style-type: none"> - Etude sur les retours d'expérience des projets éoliens en mer d'Europe du Nord - Etat des lieux des recours déposés contre les projets éoliens en France <ul style="list-style-type: none"> - Etude sur les offres de raccordement alternatives
Maximiser la valeur sociale et économique	<p>Aménagement du territoire et intégration locale</p> <ul style="list-style-type: none"> - Montée en compétences du grand public et des collectivités locales - Renforcement de nos connaissances sur les impacts potentiels
Maximiser la valeur sociale et économique	<p>Structuration de la filière éolienne française</p> <ul style="list-style-type: none"> - Coordination et renforcement de la recherche dans l'éolien <ul style="list-style-type: none"> - Soutien aux entreprises innovantes, - Evaluation de l'opportunité d'intégrer des critères sociaux et environnementaux dans les AOs <p>Facilitation de l'appropriation locale des projets</p> <ul style="list-style-type: none"> - Diffusion des chartes de bonnes pratiques existantes - Mise en place d'actions de soutien à l'amorçage et au développement de projets éoliens citoyens

Figure 12 : Synthèse des axes de travail ADEME en réponse aux enjeux identifiés



Partie 1.A. – Etat des lieux de la filière éolienne en France et à l'international

INTRODUCTION

L'objectif du présent rapport est d'établir un état des lieux de la filière éolienne en France et dans le monde, couvrant l'offre sur l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur et la demande du marché. Ce document détaille dans quel contexte international la filière française évolue, et comment ses acteurs s'y positionnent. Le livrable s'organise en quatre sections :

1. **Section I : un état des lieux international de la chaîne de valeur de l'éolien** : cette partie vise d'une part à analyser les marchés éoliens mondiaux de l'investissement et de l'exploitation-maintenance et sa dynamique, et d'autre part à définir et caractériser chaque maillon de la chaîne de valeur, en termes d'emplois, de création de valeur, et de dynamiques générales du marché. Pour chaque maillon, le positionnement des entreprises françaises sera analysé pour identifier ceux où les français sont les plus présents ou qui pourraient être porteurs à moyen terme.
2. **Section II : un état des lieux de la filière éolienne française en 2015** : établissant, pour chaque maillon de la chaîne de valeur, une cartographie régionale des acteurs, et une évaluation de la taille du marché français, des importations, **du niveau de la production** (à destination du marché domestique et export) ainsi que **des emplois associés. Ces estimations sont produites à partir** des résultats d'une enquête réalisée en 2016 ainsi que de données tirées de la statistique publique.
3. **Section III : une analyse du coût complet de production du MWh du grand éolien terrestre** en France et sa sensibilité à un certain nombre de paramètres. Des analyses moins détaillées sont conduites sur l'éolien en mer et le petit éolien.
4. **Section IV : un benchmark international des sept principaux pays producteurs d'énergie éolienne** (Allemagne, Royaume-Uni, Espagne, Etats-Unis, Brésil, Inde, Chine), offrant une analyse transverse et des points de comparaison avec la situation française dans l'objectif d'en identifier les bonnes pratiques en termes de politiques de soutien, de stratégies industrielles et de modèles d'affaires.

Les analyses de ce livrable ont été menées en confrontant des informations issues de plusieurs sources (cf. Bibliographie) :

- **des études internationales** publiques, publiées par les instituts dédiés à l'énergie ou à l'éolien, recensant les coûts liés aux différents maillons, la teneur en emplois, les marchés des différents pays, les perspectives de puissance installée par filière (Global Wind Energy Council GWEC, World Wind Energy Association WWEA, WindEurope Europe (ex-EWEA), International Renewable Energy Association IRENA, European Wind Energy Technology Platform, Euroobserver, Office Franco-Allemand pour la Transition Energétique (OFATE)...);
- **des entretiens** menés avec des experts de chaque pays étudié sur les spécificités du marché éolien, des mesures en place ou à venir, et des stratégies des acteurs dans leur pays (cf. Annexe 2 pour la liste des entretiens réalisés) ;
- **une enquête quantitative réalisée par In Numeri, portant sur les activités des acteurs français de l'éolien**³⁵ ;
- **des informations publiques** mises à disposition par les entreprises impliquées dans les marchés éoliens : développeurs, turbiniers, fabricants.

Ces informations ont été compilées et analysées pour présenter d'une part une vision agrégée de la chaîne de valeur par maillon avec l'ensemble des informations-clés pour comprendre chaque marché, d'autre part une vision consolidée des acteurs français présents sur le marché, et enfin une synthèse des pays étudiés mettant en avant les éléments-clés de leur stratégie ainsi que des bonnes pratiques applicables au modèle français.

³⁵ Recoupée avec les données de l'Observatoire de l'éolien 2016 de Bearing Point / FEE



1. ETAT DES LIEUX INTERNATIONAL

L'industrie éolienne s'est fortement développée depuis une quinzaine d'années, devenant une source d'emplois et un relais de croissance significatif pour un grand nombre de secteurs d'activités, à l'échelle internationale ainsi qu'en France : ingénierie, fourniture de matières transformées, fabrication de composants, logistique de grands projets. La première section de ce livrable vise à dresser un état des lieux de la filière éolienne au niveau international et à identifier la place que les acteurs français y occupent. Il offre une caractérisation du marché éolien suivant différents agrégats techniques et économiques, avant de présenter l'ensemble des secteurs d'activités impliqués tout au long de la chaîne de valeur de la filière éolienne. Pour chaque secteur, seront présentés :

- **une description des activités réalisées** qui permettra de mieux comprendre le profil des acteurs concernés,
- **un bilan des acteurs présents sur les marchés internationaux** et de leur part de marché,
- **un focus sur le positionnement des entreprises françaises**, dont les performances économiques seront précisées dans la section de ce rapport intitulée « Etat des lieux de la filière éolienne en France »,
- **une analyse des principales évolutions et des principaux enjeux** qui impactent les acteurs concernés, qui seront cependant précisés dans le quatrième volet de cette étude : Perspectives d'évolution à court et moyen terme.

Les spécificités des filières de l'éolien terrestre, en mer et du petit éolien sont traitées séparément, mais suivant un découpage identique de la chaîne de valeur en maillons et types d'activités. Les résultats de l'enquête menée auprès des acteurs français de la filière éolienne permettent ensuite d'identifier et de quantifier le positionnement de ceux-ci au sein de ces différents marchés et leur potentiel à l'export.

1.1. Un marché international très dynamique

1.1.1. Croissance mondiale

En 2015, 63,5 GW³⁶ de nouvelles capacités éoliennes toutes filières confondues ont été raccordées au niveau mondial, augmentant la capacité installée de 17% par rapport à 2014. Ce chiffre confirme la trajectoire ascendante du développement de l'énergie éolienne et porte ainsi la capacité mondiale installée à 432,8 GW fin 2015³⁶. Cette croissance a été particulièrement marquée entre 2000 et 2010, avec une croissance moyenne de la base installée cumulée mondiale de 28% par an, alors que ce taux se situe autour de 17% aujourd'hui. Hors hydro-électricité, l'éolien constitue le premier parc de production d'électricité renouvelable en MW et totalisait 3,7% de l'électricité produite en 2015³⁷, soit 850 TWh.

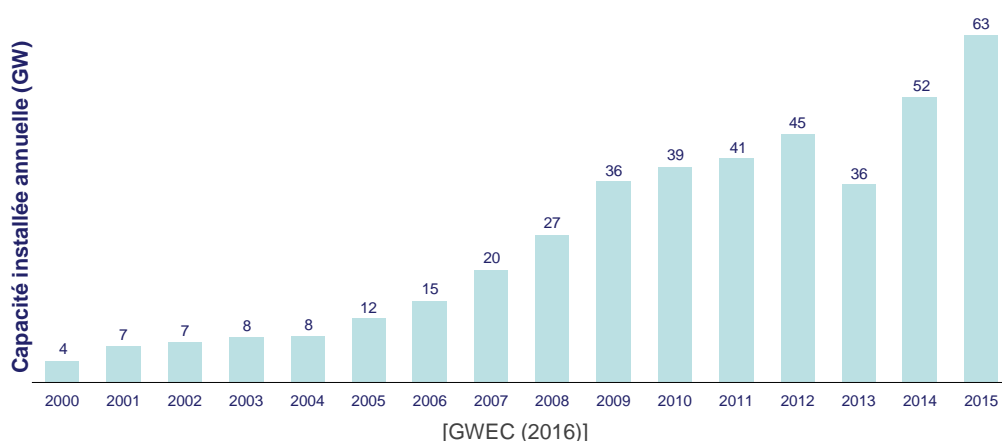
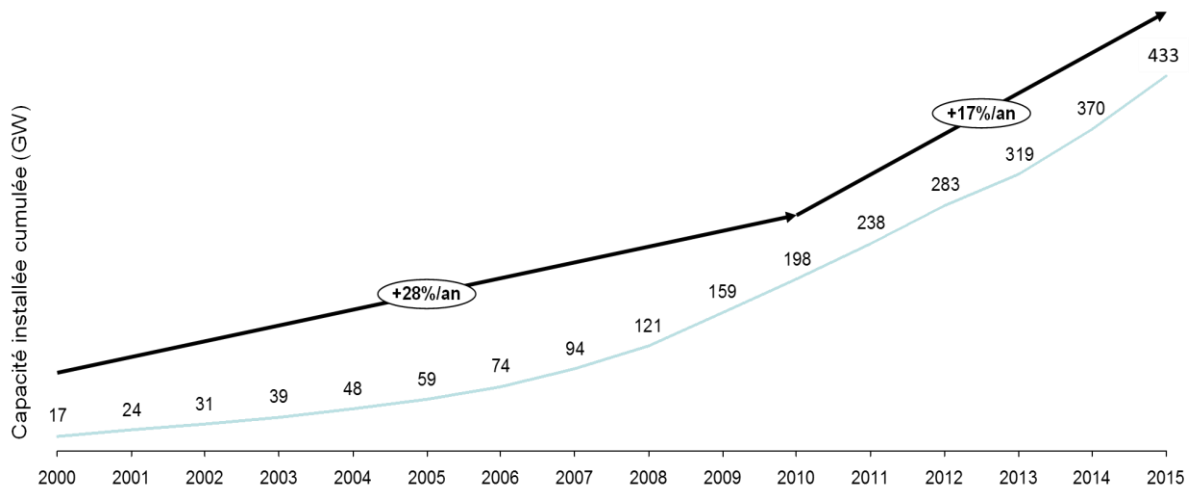


Figure 13 : Evolution de la capacité éolienne terrestre et en mer installée annuellement entre 2000 et 2015 dans le monde

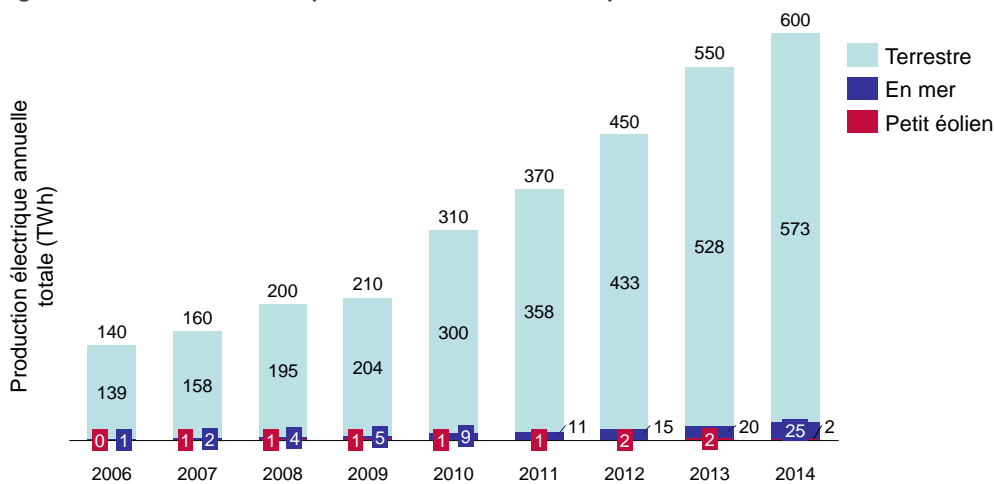
³⁶ Global Wind Energy Council 2015 report

³⁷ REN21 : Renewables 2014, Global Status Report





[GWEC (2016)]
Figure 14 : Croissance de la capacité installée en cumulé depuis 2000



[IEA (2015) et WWEA (2015)]
Figure 15 : Evolution de la production d'électricité d'origine éolienne dans le monde par technologie³⁸

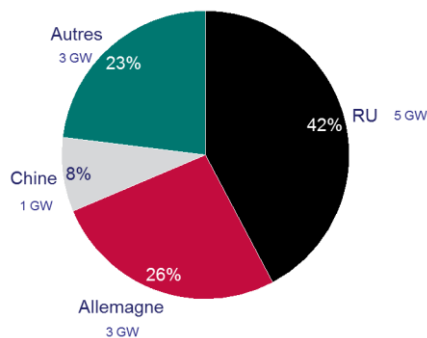
Le grand éolien terrestre est la technologie la plus développée, et représente 97% de la capacité installée cumulée en 2015. L'éolien en mer (posé ou flottant) représente un modèle complémentaire, en offrant de nouvelles perspectives d'implantation pour des éoliennes de plus en plus puissantes (jusqu'à 10 MW). Le petit éolien s'est aussi développé dans des contextes de réseau électrique faible et d'autoconsommation.

L'éolien en mer connaît une croissance constante depuis 2011, **avec un taux de croissance annuel moyen autour de 28% entre 2011 et 2014**, et a atteint 12 GW de puissance installée cumulée en 2015³⁹. Les principaux marchés sont le Royaume-Uni et l'Allemagne (cf. Section IV).

³⁸ La production Petit Eolien a été calculée en prenant en compte comme facteur de charge la moyenne des facteurs de charge dans les 3 plus gros marchés (Chine, EU, RU) soit 31%

³⁹ GWEC 2016

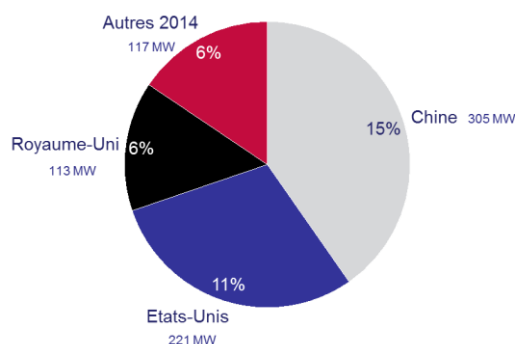




[GWEC (2016)]

Figure 16 : Part des principaux pays dans les 12 GW de capacité installée globale d'éolien en mer en 2015

Le petit et moyen éolien est principalement présent en Chine, aux Etats-Unis et au Royaume-Uni (cf. Section IV). Sa croissance moyenne a été de 14% par an entre 2011 et 2014, pour atteindre 756 MW de puissance installée en 2014⁴⁰.



[WWEA (2015)]

Figure 17 : Part des principaux pays dans les 756 MW de petit éolien installé en 2014

1.1.2. Géographie des marchés

L'Asie représente le plus grand marché de l'éolien avec 54% des nouvelles capacités installées en 2015.

L'Europe vient en deuxième rang avec 15% des nouvelles capacités, puis les Etats-Unis, avec 14%. L'importance du marché européen s'explique par le positionnement historique de pays tels que le Danemark et l'Allemagne, précurseurs sur les premières technologies éoliennes terrestres, et encore aujourd'hui sur l'éolien en mer. Aujourd'hui cependant, de nombreux pays à la croissance plus dynamique et portés par une consommation d'énergie plus importante prennent les devants sur le marché, comme la Chine, l'Inde et le Brésil.

Fin 2015, la Chine disposait ainsi d'une capacité éolienne de 145,4 GW et représentait 49% des MW installés dans l'année. Cette rapide évolution s'explique par la forte implication du gouvernement dans le développement des énergies vertes, et par d'importantes capacités de production de composants en local, par des entreprises qui conquièrent aujourd'hui les marchés plus matures. En Europe c'est l'Allemagne qui dispose de la capacité installée éolienne la plus importante (45 GW en 2015, 9% des capacités installées dans l'année) suivie de l'Espagne (23 GW) et du Royaume-Uni (13 GW). Cependant, le rythme des nouvelles installations dans ces pays est moins important qu'en Chine, en Inde et au Brésil, du fait d'une croissance économique plus lente et des instabilités de leurs cadres réglementaires et notamment des mécanismes de soutien (cf. cas de l'Espagne).

40 Source WWEA



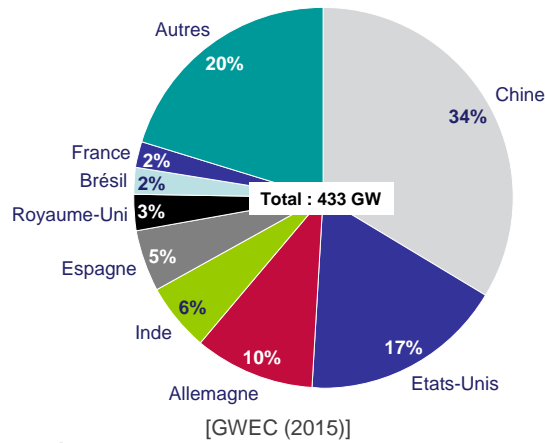


Figure 18 : Répartition de la capacité cumulée entre les principaux pays en 2015 [GWEC (2015)]

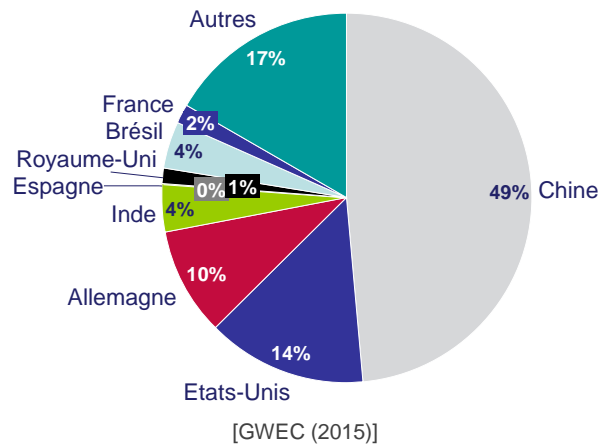


Figure 19 : Répartition de la nouvelle capacité installée par pays dans l'année 2015 [GWEC (2015)]



1.2. Ratios socio-économiques par maillon de la chaîne de valeur

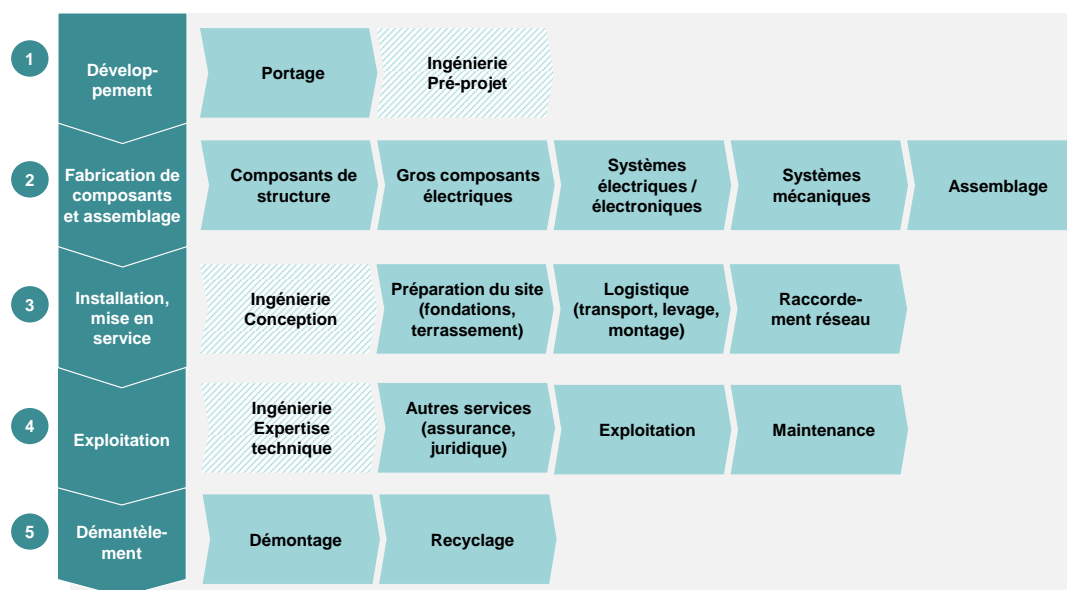
Avant d'entrer dans la description détaillée de chaque maillon de la chaîne de valeur, cette section vise à présenter une vue d'ensemble de la filière d'un point de vue économique, ainsi que des ordres de grandeur par maillon sur les coûts, les investissements et les emplois.

1.2.1. Découpage de la chaîne de valeur retenu pour l'étude

La chaîne de valeur de l'éolien est composée de 5 maillons principaux, allant du développement des projets au démantèlement des parcs en fin de vie, en passant par les étapes de fabrication et assemblage, installation et mise en service, et enfin exploitation du parc. Au sein de ces 5 maillons sont répartis 15 types d'activités :

- Le développement de projet en lui-même (choix du terrain et supervision des études)
- La réalisation des études techniques liées au développement, mais également à l'installation et à l'exploitation
- La fabrication des composants de structure,
- La fabrication des composants électriques,
- La fabrication des systèmes électriques et électroniques
- La fabrication des composants mécaniques
- L'assemblage des composants
- Les travaux de génie-civil pour préparation du site
- La logistique du transport et du montage des installations, puis du démontage
- Les travaux électriques du raccordement au réseau
- L'exploitation des parcs et le suivi de la production
- Les interventions d'optimisation de la production et de maintenance
- Les services supports liés à l'exploitation
- La gestion des déchets liés au démantèlement des parcs et leur recyclage.

CHAÎNE DE VALEUR DE L'ÉOLIEN¹⁾



1) Hors financement ; 2) Total ou partiel en fonction du choix de faire ou non du *repowering*

Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 20 : Chaîne de valeur de la filière éolienne⁴¹

La croissance du secteur éolien depuis les années 90 a non seulement poussé à la création d'entreprises dédiées à cette technologie, comme des sociétés de développement, des fabricants de mâts ou des turbiniers, mais a également permis à des acteurs spécialisés dans des activités connexes d'élargir leur savoir-faire et de trouver des relais de croissance en se diversifiant, voire de sauvegarder des emplois dans des secteurs en crise ou ayant une croissance faible / nulle : énergéticiens, cabinets d'ingénierie généralistes, industries mécanique et

41 E-CUBE Strategy Consultants, chaîne de valeur hors financement

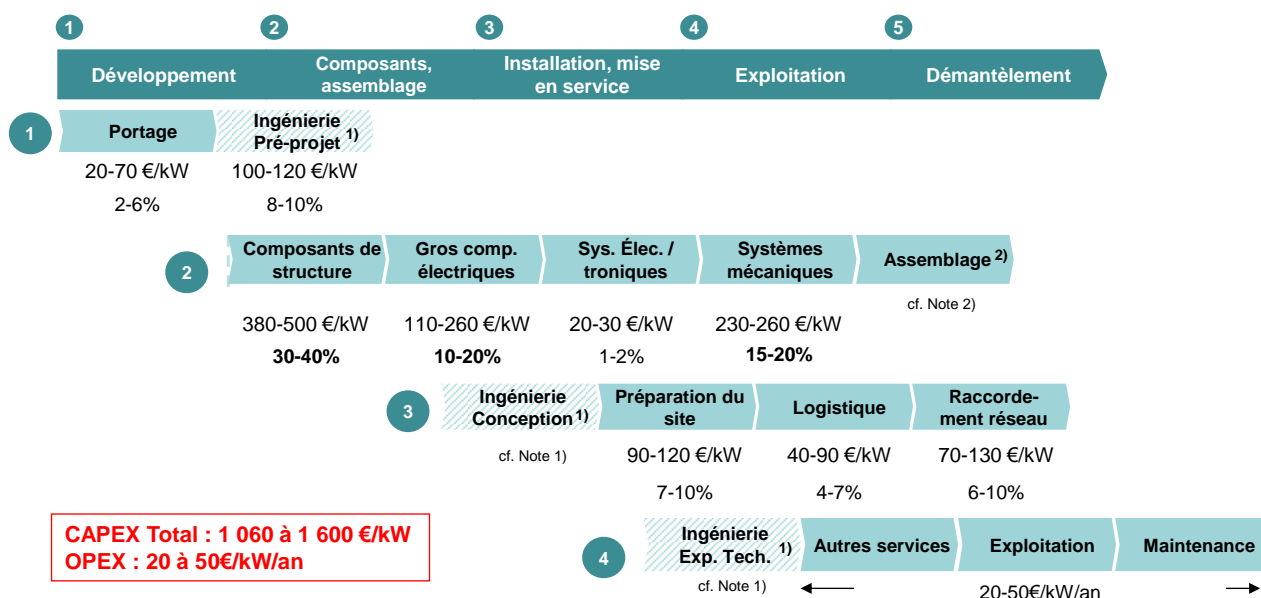


électronique, forges, fonderies, chaudronneries, entreprises ayant développé des systèmes de mesure ou de modélisation à d'autres fins, organisateurs de convois exceptionnels, spécialistes des travaux en hauteur, fournisseurs d'acier, de produits en plastique moulé ou en fibre de verre par exemple.

L'enjeu pour ces entreprises aujourd'hui est de trouver leur place dans un marché global fortement dominé par les entreprises ayant participé aux premières phases du marché dans les pays pionniers (le danois Vestas a installé 13,2% des capacités mondiales en 2015⁴², les entreprises allemandes Siemens et Enercon 18% à elles deux), et soumis à une concurrence grandissante émergeant des pays au fort potentiel de développement éolien et au secteur industriel dynamique et compétitif (notamment Chine, Brésil et Inde). Les segments de la fabrication des principaux composants de la turbine et de leur assemblage sont particulièrement touchés par ces contraintes de marchés, et les acteurs français y ont une part de marché aujourd'hui plus limitée. En revanche, d'autres secteurs comme le développement de projet, l'ingénierie et la logistique sont fortement porteurs d'emplois locaux, source de croissance et potentiellement d'export pour l'industrie française.

1.2.2. Coûts par types d'activités décrits dans la chaîne de valeur

L'étude des principaux ratios économiques de la chaîne de valeur permet d'estimer la part de chaque maillon dans les coûts totaux des projets installés, ainsi que leurs emplois directs (directement liés aux projets) et indirects (emploi au sein des industries fournissant les consommations intermédiaires). Ces données sont le résultat de l'analyse de rapports internationaux indiquant des niveaux de coûts et des ratios d'emplois au niveau mondial ou pour certains pays ou régions (Etats-Unis, Allemagne et Europe principalement). Elle ne correspondant donc pas exactement aux ratios mis en valeur par l'enquête spécifique réalisée pour la France par In Numeri dans le cadre de cette étude.



1) Ces valeurs sont la somme de toutes les étapes d'ingénierie (pré-projet + conception + expertise technique)

2) Les coûts de l'assemblage sont ventilés dans les composants ; les assembleurs se chargent de leur *sourcing* et de leur assemblage

[CRE, AIE, IRENA (2013), BVG Associates, JRC, NREL, EWEA, Orbis, ADEME, Heinback et al., Sustainability and society 2014, Analyse E-Cube Strategy Consultant]

Figure 21 : Répartition des coûts pour un projet éolien moyen terrestre⁴³

Au niveau global, le maillon de la fabrication et de l'assemblage est ainsi le principal créateur de chiffre d'affaires (c'est-à-dire le principal poste de coût dans un projet éolien global – 65 à 80% des coûts globaux des projets installés), devant l'installation et mise en service (entre 15-30% des coûts) et l'exploitation.

La répartition des coûts des projets par type d'activité et composants permet de montrer qu'au sein du maillon de la fabrication, **les composants de structure, électriques et mécaniques sont les plus importants postes de**

⁴² D'après le rapport GWEC 2015 et les sites des acteurs, base installée de chaque entreprise et mondiale en 2015

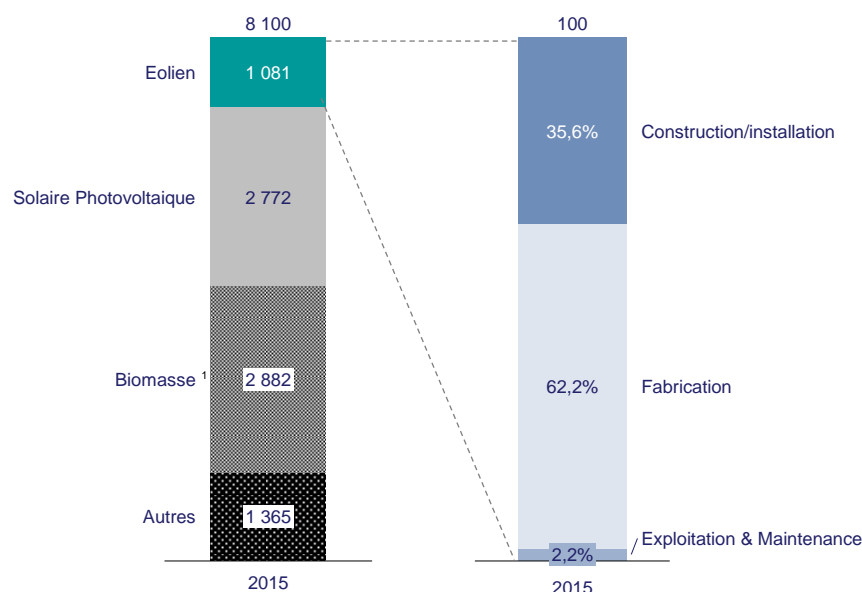
⁴³ Benchmark réalisé d'après des études CRE, IEA, IRENA, BVG Associates, JRC, NREL, EWEA, Analyse E-CUBE Strategy Consultants



coûts et donc les plus importants leviers pour diminuer le coût global des projets. Ils représentent respectivement 30-40%, 10-20% et 15-20% des coûts d'investissement. Une consolidation des données mondiales disponibles sur le secteur permet d'évaluer un coût des projets situé entre 1060 et 1600 €/kW installé pour les projets en exploitation à fin 2015⁴⁴.

1.2.3. Emplois par maillon de la chaîne de valeur

L'éolien est la 3^{ème} énergie renouvelable la plus riche en emplois au niveau mondial (4^{ème} en comptant le grand hydro) : 1,081 million de personnes travaillaient dans ce secteur en 2015, ce nombre comprend les emplois directs (directement liés aux projets) et indirects (emploi au sein des industries fournissant les consommations intermédiaires). Une clé de répartition générique⁴⁵ permet d'estimer que **62,2% sont des emplois liés à la fabrication, 35,6% à l'installation et la construction, et 2,2% à l'exploitation et maintenance**⁴⁶.



1) Biomasse dont bio fuels liquides, biomasse solide et biogaz

[IRENA (2016)]

Figure 22 : Emplois 2015 dans les différentes énergies renouvelables hors grand hydro et répartition par type d'emplois pour le secteur éolien

Au niveau global, le maillon de la fabrication et de l'assemblage est ainsi le principal créateur d'emplois (plus de 60% des emplois concernés par un projet), devant l'installation et mise en service (35% des emplois) et l'exploitation (environ 2% des emplois).



Ratio d'emplois liés : Estimation de nombre d'emplois créés par l'installation d'un MW supplémentaire :

Na*	~5,5 ETP/MW _{développé}	~3,1 ETP/MW _{installé}	~0,2 ETP/MW	Données non disponibles
	60% de la valeur des projets et un fort contenu en emplois			

*Les emplois liés au développement ne sont pas rapportés au MW car ils ne correspondent pas toujours à des projets effectivement réalisés. Le périmètre intègre les emplois directs et indirects. [IRENA (2016) Rutovitz and Harris (2012)]

Figure 23 : Ratios d'ETP par maillon de la chaîne de valeur pour l'éolien terrestre

⁴⁴ CRE, IEA, IRENA, BVG Associates, JRC, NREL, Wind Europe, moyenne mondiale

⁴⁵ Rutovitz and Harris, 2012, clé de répartition établie par un benchmark international de l'emploi éolien

⁴⁶ Les emplois liés au développement de projet ne sont pas inclus dans les analyses internationales (IRENA, Rutovitz and Harris)



1.3. Rôles des acteurs et modèles d'affaires : différents schémas possibles

Différents acteurs peuvent intervenir en tant que financeurs, propriétaires, exploitants et chargés de maintenance sur un projet, en fonction des savoir-faire développés en interne et des stratégies financières de chacun. On distingue principalement trois types d'acteurs :

- **les propriétaires/investisseurs**, qui apportent les capitaux aux projets en échange de droits sur leur participation,
- **les développeurs/exploitants**, qui prennent en charge les phases pré-projet et peuvent gérer jusqu'à l'exploitation et la maintenance selon leur profil,
- **les entreprises prestataires de l'exploitation et/ou de la maintenance**, au service des premiers ou des seconds.

1.3.1. Propriétaires/Investisseurs

Le faible niveau de risque associé aux projets éoliens et la visibilité qu'ils assurent sur le long terme attire de nombreux investisseurs. On peut distinguer deux profils principaux :

- **les investisseurs qui sont des acteurs du secteur de l'énergie** ayant les capacités en interne de prendre en charge le développement et/ou l'exploitation du parc (utilities ou développeurs), et
- **les investisseurs purement financiers** qui délèguent à des tiers les activités opérationnelles.

Les deux types d'acteurs peuvent s'associer pour constituer le capital total d'un projet. C'est à eux de définir et structurer le financement du projet.

1.3.1.1. Les investisseurs purement financiers

Les investisseurs purement financiers prennent aujourd'hui de plus en plus d'importance : ils sont attirés par des actifs peu risqués et subventionnés, dans un contexte où les dettes souveraines sont moins attractives, peu rémunératrices, et où les marchés financiers deviennent plus volatiles. Ces financiers qui investissent dans les projets éoliens peuvent être :

- **Des fonds infrastructures ou de capital privé** - Selon leur stratégie, ces acteurs interviennent en phase de développement (avec plus de risques mais plus de rentabilité) ou à un stade plus avancé du projet. Pour les grands fonds d'infrastructure internationaux, l'investissement dans les parcs renouvelables peut s'assimiler à un investissement dans des actifs d'infrastructures régulés. Pour les fonds privés diversifiés (Denham Capital, Ardian), ces investissements laissent envisager un « *upside* » financier, c'est-à-dire une hausse de valeur de leurs actifs à 5-7 ans, après s'être endettés dans un premier temps pour les acquérir, dans une stratégie plutôt court terme.
- **Des fonds de pension** (Caisse de dépôts et placement du Québec, PGGM) et des compagnies d'assurance (Axa, Aviva, Allianz), à qui de tels investissements permettent de trouver une alternative aux placements traditionnels, et de sécuriser des dividendes sur un horizon à 20 ans. Ces fonds de pension investissent majoritairement dans des parcs déjà existants, mais peuvent également intervenir dès la phase de construction dans le cas où un acteur est en place pour la phase opérationnelle. Leurs investissements portent généralement sur de gros montants (minimum 100-250 M€ par projet, ce qui correspond plutôt à des parcs en mer pour les montants les plus importants, ou à des portefeuilles de parcs), pour un engagement sur le long terme. Pour les **fonds institutionnels** comme les caisses des dépôts nationales (Caisse des Dépôts et Consignations en France) ou les fonds européens (comme Marguerite, le fond européen pour l'énergie, le changement climatique et les infrastructures), un tel investissement permet également de soutenir le développement économique de certains territoires et une filière technologique particulière.
- **Des entreprises privées** choisissant d'investir dans des actifs leur permettant de détenir de la production verte « visible », et de fournir des certificats d'origine (par exemple Ikea, Google, Lego, Sumimoto).

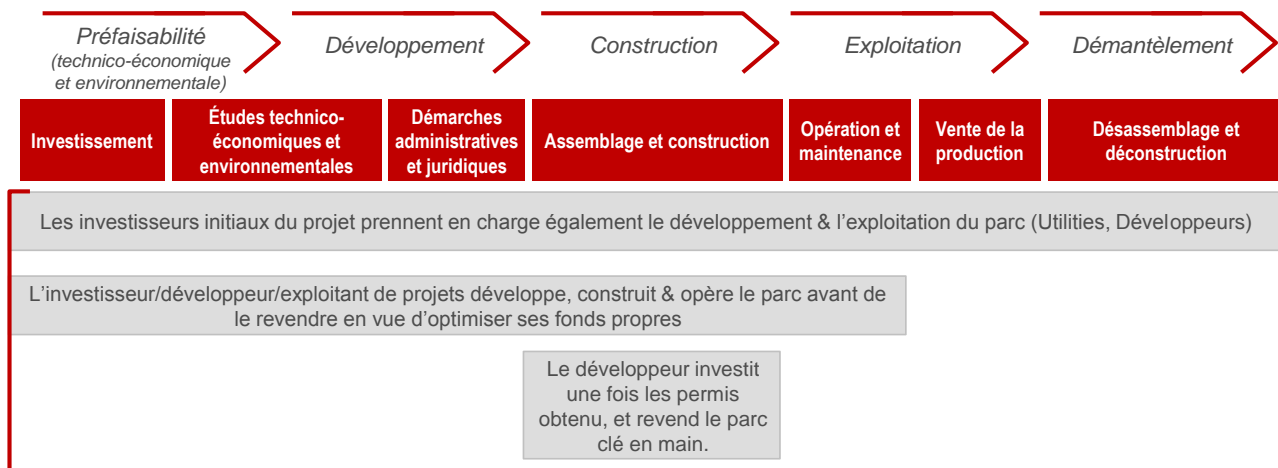


1.3.1.2. Les investisseurs industriels

Les industriels qui investissent dans les énergies renouvelables sont majoritairement des entreprises familières du secteur de l'énergie qui les intègrent dans leur stratégie de croissance et interviennent sur différentes activités le long de la chaîne de valeur (fabricants, *utilities* – Dong, EDF, Engie, développeurs). Si les entreprises du secteur électrique sont plus présentes, les entreprises du secteur Oil&Gas s'y intéressent de plus en plus et investissent notamment en vue de préparer un épuisement des énergies fossiles en cherchant des relais de croissance dans le secteur de l'énergie, de préférence en synergies avec leur métier (des plateformes pétrolières vers l'éolien en mer, par exemple). Statoil et Shell sont des exemples de cette diversification.

Les investisseurs-développeurs interviennent soit tout au long du projet, soit seulement à certaines phases : développement, construction et/ou exploitation, en fonction de l'optimisation de leur portefeuille. Si les grandes *utilities* françaises assurent la construction et l'exploitation des parcs qu'elles développent en France, leur stratégie de croissance à l'étranger consiste à revendre certains parcs en fin de développement ou en cours d'exploitation afin de revaloriser ou diversifier un portefeuille : en 2012, Engie revend ainsi sa participation majoritaire dans IP Maestrale, représentant un parc de 600 MW.

3 stratégies sont possibles :



A titre d'exemple, Global Eco power est un développeur spécialisé dans l'achat de projets « greenfields » ayant déjà obtenu tous les permis, et prend en charge la construction du site avant de céder ses parts à un autre exploitant.

1.3.2. Développeurs/exploitants

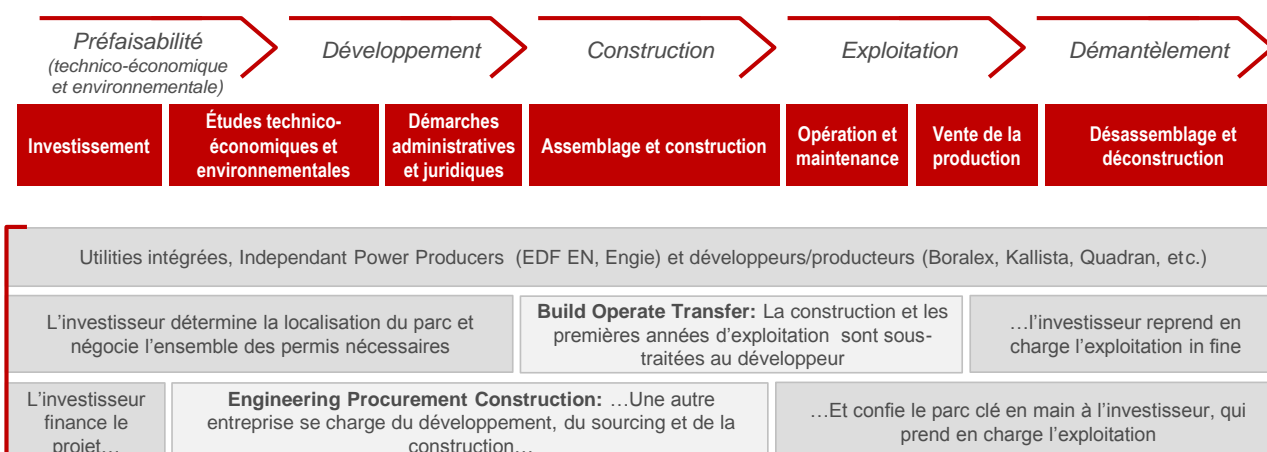
L'essor du secteur éolien a vu naître de nombreuses entreprises spécialisées dans les différentes phases du développement et de l'exploitation des projets, au service des propriétaires de parcs (voir 1.4.1). Ceux-ci peuvent intervenir à différentes étapes du projet :

- lors de la construction et des premières années d'exploitation avant que le propriétaire du projet la prenne en charge lui-même (contrat Build Operate Transfer, « BOT »), ou bien
- seulement lors des études d'ingénierie et de la construction (contrat Engineering, Procurement, Construction, « EPC »).

D'autres contrats existent, entre les propriétaires du projet et les développeurs, qui laissent à ces derniers une part financière du parc et la charge de l'exploitation pendant un temps plus ou moins déterminé (Build Own Operate, Build Own Operate Transfer...).

3 stratégies sont possibles :



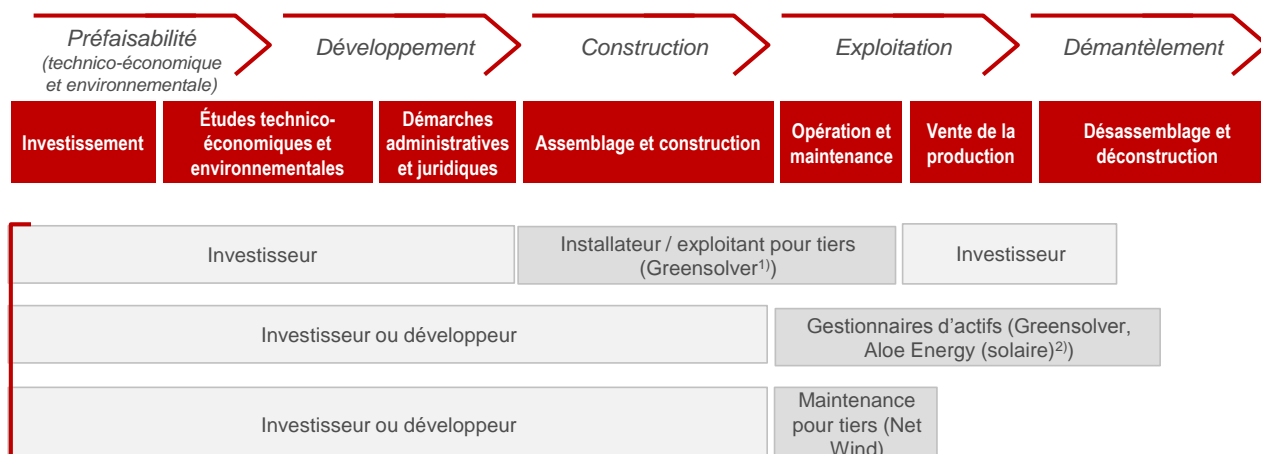


1.3.3. Exploitation/maintenance

Certaines entreprises ont focalisé leurs prestations sur les activités d'exploitation et de maintenance, mettant en avant leur spécialisation et expertise. Elles proposent des offres variées se positionnant à différents niveaux de la chaîne de valeur. L'enjeu est de proposer des services adaptés aux profils des investisseurs et développeurs de projets, pour les compléter sur les activités qu'ils ne peuvent prendre en charge eux-mêmes (installation et exploitation pour les investisseurs financiers, gestion d'actifs pour les détenteurs d'un portefeuille de plusieurs parcs, maintenance pour les développeurs n'ayant pas le matériel ou le personnel en interne). Les caractéristiques de ces offres rejoignent des prestations proposées dans le secteur de l'énergie solaire, dont le marché des services est aujourd'hui plus développé en France.

Cette diversité des modèles possibles permet de multiplier les sources de financement et de développement de projets et d'assurer le dynamisme du marché.

3 stratégies sont possibles :



- 1) Greensolver a été créé en 2008 par des financiers pour les investisseurs, la société propose des solutions techniques et commerciales pour la construction, l'exploitation et l'audit des actifs, de façon à améliorer la rentabilité des investissements
- 2) Aloe Energy se définit comme propriétaire-exploitant de sites de production EnR et elle est propriétaire à 100% de ses sites (même si la société est aussi présente sur le développement. Elle est seulement présente sur le solaire à ce jour.)



1.4. Chaîne de valeur de l'éolien terrestre

Pour chaque secteur, seront présentés :

- **une description des activités réalisées** qui permettra de mieux comprendre le profil des acteurs concernés,
- **un bilan des acteurs présents sur les marchés internationaux** et de leur part de marché,
- **un focus sur le positionnement des entreprises françaises**, dont les performances économiques en France seront précisées dans la Section II de ce rapport,
- **une analyse des principales évolutions et des principaux enjeux** qui impactent les acteurs concernés, qui seront cependant précisés dans le quatrième volet de cette étude : Perspectives d'évolution à court et moyen terme.

L'ensemble des acteurs sont répertoriés en Annexe 5.

1.4.1. Le développement des projets terrestres : marché local, en voie de concentration

L'étape du développement de projet ne représente que 10% de l'investissement global d'un parc installé⁴⁷, mais il dure généralement de 3 à 8 ans (selon les pays) et même au-delà en fonction des complexités propres à chaque pays⁴⁸, soit jusqu'à 80% de la durée totale du projet entre la décision d'investissement et le raccordement au réseau des éoliennes. Elle se compose du portage du projet (recherche du site, démarches administratives, recherches de financement) et de l'ingénierie associée (design du parc, coordination des travaux notamment).



1.4.1.1. Le développement de projet

Les développeurs prennent en charge le projet depuis l'identification du site jusqu'à l'obtention des permis, et dans un grand nombre de cas, jusqu'à la mise en service des éoliennes. Certains développeurs sont également présents sur l'exploitation : soit sur une phase courte, soit dans la durée.

Description	
	<p>Les activités « cœur » d'un développeur consistent donc à :</p> <ul style="list-style-type: none">- Rechercher un site adéquat (critères techniques – vent, géographie - et territoriaux) et acquérir le terrain (compétences juridiques pour l'enregistrement, droit foncier) ;- Procéder à l'analyse environnementale du projet (écosystème, démographie, géologie, bruits) ;- Rassembler les autorisations et documents légaux auprès des autorités compétentes (autorisations environnementales, permis de construire, etc.) ;- Faire le lien entre les différentes parties prenantes lors de la concertation publique ;- Rechercher les financements nécessaires ;- Choisir le modèle d'éolienne le plus adéquat, voire proposer une offre clé-en-mains ;- Coordonner les travaux avec le turbinier éolien et la connexion au réseau. <p>Pour réaliser chacune de ces étapes, les développeurs s'appuient soit sur des compétences en interne, soit sur des cabinets d'ingénierie spécialisés.</p> <p>En fonction du positionnement des acteurs sur la chaîne de valeur, comme décrit dans la section 0, les développeurs peuvent également disposer des compétences suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none">- Surveiller le site, contrôler sa production et éventuellement vendre sa production sur les marchés,

⁴⁷ NREL Technology Cost Analysis 2013, BVG Associates 2014

⁴⁸ Références commerciales des acteurs, Gamesa (<http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/parques-eolicos/>), Theolia (<http://www.futuren-group.com/energie-eolienne/realisation-dun-projet-eolien>)

- Organiser la maintenance.

Type d'acteurs et composition actuelle du marché

On distingue 4 grands profils de développeurs⁴⁹ :

- **Des grands fournisseurs d'énergie** dont l'éolien fait partie du portefeuille. Certaines entreprises européennes sont présentes à l'échelle mondiale, comme Iberdrola (Espagne), EDF (via sa filiale EDF EN) (France) et EDP Renovaveis (Portugal) qui ont développé à elles trois autour de 10% des installations mondiales terrestres. Dans les pays en développement, comme au Brésil et en Chine, ces entreprises restent locales, mais représentent néanmoins une part significative d'installations, ce qui porte la **part des fournisseurs d'énergie à environ 70% de la capacité mondiale, à fin 2015**⁵⁰. Ces entreprises ont souvent des capacités d'ingénierie en interne, et se positionnent ainsi tout le long de la chaîne de valeur de l'éolien.
- **Des développeurs/producteurs/exploitants** spécialisés dans les énergies renouvelables, qui choisissent de se positionner également tout le long de la chaîne de valeur et prennent en charge la vente d'électricité (au tarif d'achat, en PPA ou sur les marchés). Les principaux, NextEra ER (UK) et PNE (Allemagne) représentent 4% des installations mondiales terrestres. Ces acteurs ont en interne les capacités de mener certaines études, et évoluent de manière régionale voire mondiale, même si les acteurs européens aujourd'hui ne sont pas présents sur les marchés asiatiques, ni inversement. Certains développeurs de ce type sont des entités appartenant à des producteurs d'énergie (comme Engie Green ou la Compagnie du vent, filiales d'Engie) ou à des fonds d'investissement (Ardian a acquis en 2009 le développeur Kallista).
- **Des développeurs « pure players »**⁵¹, spécialisés dans l'éolien ou dans les énergies renouvelables en général (solaire et éolien), qui ne sont pas propriétaires de leurs champs mais interviennent principalement en phase amont. RES (Royaume-Uni), par exemple, représente 2,5% du marché terrestre. La majorité des développeurs « pure players » sont de petites entreprises locales dont la part de marché n'est pas significative.
- **Des constructeurs d'éoliennes** qui se sont diversifiés dans les phases amont, notamment Gamesa et Nordex Acciona Windpower, mais également des acteurs des pays en développement tels que Suzlon (Inde) et Goldwind (Chine). **Ils représentent ensemble 15% du marché mondial**⁵⁰.

Le marché est très fragmenté : **30% du marché est donc occupé par une dizaine de groupes de taille mondiale, tandis que les 70% de projets restants sont développés par des entreprises plus locales** (plus de 20 acteurs en France par exemple), principalement des « pure players ».

⁴⁹ Les estimations de taille de marché sont évaluées sur la base de données Eurobserv'er (2015) et à partir des sites des acteurs

⁵⁰ Données consolidées des acteurs concernés à fin 2014

⁵¹ Acteurs présents exclusivement sur la phase amont des projets, jusqu'à la mise en service





Figure 24: Segmentation des différents acteurs dans le développement de projets éoliens

Position des acteurs en France

Les développeurs français réalisent globalement plus de 50% de leur activité à l'étranger, mais ce déploiement à l'international concerne quasiment exclusivement les développeurs/exploitants et les plus grosses entreprises : les entreprises au chiffre d'affaires supérieur à 100 M€ ont un **taux d'export de chiffre d'affaires de 68%**, tandis que pour les petites entreprises spécialisées dans le développement ce taux est inférieur à 1%⁵². Sans compter les performances d'EDF, 12% en moyenne du chiffre d'affaires des développeurs en France est dédié à l'export, ce qui montre que l'activité à l'étranger des développeurs est réalisée majoritairement au travers de filiales locales. Parmi les entreprises à capitaux français, EDF Energies Nouvelles jouit d'une présence mondiale dans le secteur éolien, et tire ce taux d'export à la hausse. A l'origine du développement de 4% du parc installé américain en 2014, l'entreprise a récemment abordé les marchés indien et chinois via l'achat de parts de développeurs locaux. Engie pour sa part est le premier producteur éolien en France avec 1,5 GW installés, notamment au travers de ses trois filiales (Compagnie du Vent, Engie Green⁵³ et la Compagnie Nationale du Rhône), et le deuxième à l'étranger, avec 2,4 GW. Ses investissements à l'étranger sont également réalisés à partir de filiales locales, qui gèrent les parcs du développement à l'exploitation. De petits développeurs/producteurs/exploitants à capitaux français sont positionnés à l'international, sur des marchés à haut potentiel mais de manière encore limitée (Voltaia au Brésil ou Neoen en Australie depuis 2015 par exemple). Les principaux marchés concernés par ces exports sont les marchés européens (Allemagne, Danemark, Royaume-Uni), les marchés méditerranéens (Maroc, Turquie), ainsi que les grands pays émergents dynamiques dans l'éolien (Chine et Inde). Certains acteurs français exportent également à la marge vers des pays moins leaders mais présentant certaines opportunités, comme l'Afrique du Sud ou l'Uruguay⁵⁴.

Des développeurs à capitaux étrangers sont également présents sur le territoire français, comme WPD et Volkswind (Allemagne), Boralex (Canada), et Eole RES (RU), représentant ensemble plus de 1,2 GW en France, soit plus de 10% de la base installée nationale⁵⁵.

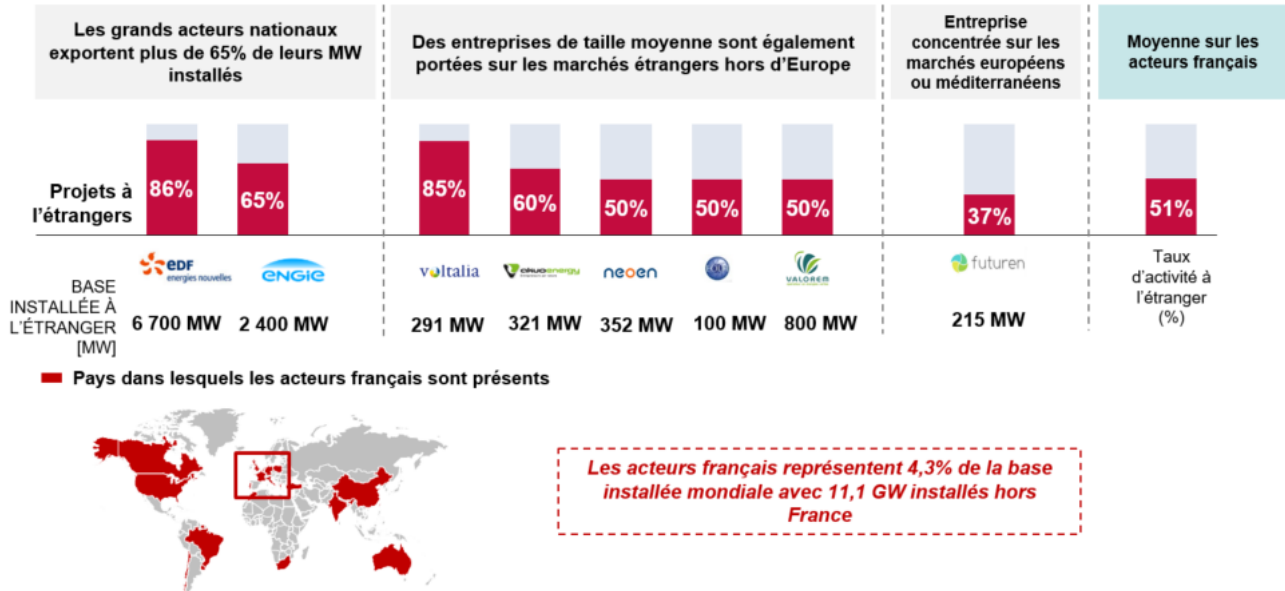
Au global, comme représenté en Figure 25, les principaux acteurs à capitaux français représentaient 4,3% du parc installé mondial en 2015, soit 19 GW. Ils se démarquent en se diversifiant sur des technologies d'avenir liées à l'éolien (éolien flottant ou stockage d'énergie notamment), ce qui leur permet d'anticiper les évolutions de

⁵² Enquête InNumeri 2016 sur la filière éolienne en France
⁵³ Né de la fusion de Futures Energies et MAIA Eolis le 1er décembre 2016
⁵⁴ Enquête InNumeri 2016 sur la filière éolienne en France – voir Partie II.
⁵⁵ Données publiques des acteurs



marché. Le chiffre d'affaires total de ces entreprises, estimé à 1,3 M€ en 2015⁵⁴, est supérieur à leur part en valeur du marché global du développement de projet (estimé à 5,8 M€ en 2015), dans la mesure où elles sont présentes sur plusieurs maillons en plus du développement (exploitation, études spécifiques).

PART DE PROJETS RÉALISÉS À L'ÉTRANGER PAR LES PRINCIPAUX DÉVELOPPEURS FRANÇAIS POSITIONNÉS À L'EXPORT [%]



[Enquête In Numeri 2016, données publiques de marché, analyse E-Cube]

Figure 25 : Positionnement à l'étranger des développeurs français en 2015

Evolutions et enjeux

Evolutions et enjeux de marché :

On assiste à la création de nombreuses entreprises dans ce secteur, porté par le nombre croissant de parcs en projet dans le monde.

Dans les régions les plus matures, on assiste également à une plus grande concentration, les acteurs cherchant une assise financière plus importante pour renforcer leur présence sur le marché, en particulier dans le cadre de procédures d'appels d'offres (ex. GDF-Suez et la Compagnie du Vent en 2007, Boralex et Enel Green Power France en 2014, Neoen et Juwi en 2015). Les plus grands acteurs sur le plan international tendent également à renforcer leur activité en acquérant des acteurs locaux (Ex. EDF et l'indien SITAC Wind en janvier 2015).

Le développement reste par essence un métier local (connaissance des parties prenantes locales pour le montage des dossiers ; connaissance de la réglementation nationale pour les autorisations administratives entre autres). L'émergence de développeurs nationaux dépend donc fortement de la dynamique du marché local, et de la visibilité donnée par les pouvoirs publics pour le développement de la filière (objectifs, cadencement via des appels d'offres, stabilité réglementaire des dispositifs de soutien).

1.4.1.2. Les bureaux d'études

Les développeurs ne sont pas toujours en mesure de prendre en charge la totalité des études décrites ci-dessus, notamment les analyses de vent et les prédictions de production, qui nécessitent des équipements à la pointe, ainsi que la certification environnementale et technique des installations, devant être faite par des organismes homologués. **Les constructeurs éoliens notamment, dont le développement n'est pas le cœur de métier, ont tendance à faire particulièrement appel aux bureaux d'études spécialisés et souvent indépendants.**



<p>Description</p>	<p>Les études les plus importantes sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les mesures de vent pour évaluer le potentiel du terrain ou les variations de charge sur l'éolienne. Ces mesures permettent aux bureaux d'étude de proposer un positionnement optimal des éoliennes en fonction du vent, dont l'implantation dépendra cependant également des particularités environnementales du terrain choisi, évalué avec les développeurs, les constructeurs ou d'autres bureaux d'études spécialisés accompagnant ces acteurs. - Les études techniques, d'ingénierie de projet pour l'assistance à maîtrise d'ouvrage par exemple. - Les études géologiques pour dimensionner au mieux les fondations. - Les études d'impact environnemental et les mesures de bruit pour s'assurer au mieux de l'intégration de l'installation à son environnement. - Les études de suivi du vieillissement afin de prévoir les occurrences de maintenance. <p>Ces études nécessitent également un matériel particulier, tel que des mâts de mesures pour les études de vent ou les outils d'acquisition de données.</p>
<p>Composition du marché – position des acteurs en France</p>	<p>Les bureaux d'études les plus importants en Europe sont des groupes internationaux aux compétences diversifiées, comme Arcadis (Pays-Bas), Mott Mac Donald (Royaume-Uni) et Apave (France). Des entreprises plus petites, très spécialisées, peuvent se positionner en développant des méthodes et des technologies particulières, par exemple en France : Fondasol, ENCIS Environnement, Natural Power ou IXSURVEY. Le marché est local ou régional selon les types d'études.</p> <p>Les bureaux d'études français sont positionnés sur l'ensemble des domaines cités, mais un petit nombre d'entre eux est présent sur les marchés internationaux : 20% du chiffre d'affaires éolien global des entreprises de ce maillon est réalisé à l'export, représentant 0,9% de parts de marché au niveau mondial en valeur⁵⁶. Cette part de marché est inférieure à la part des parcs éoliens français dans le monde (2%), car de nombreuses études sont également réalisées par de grands groupes internationaux, ou par les constructeurs eux-mêmes. Certains grands groupes diversifiés se sont positionnés sur l'éolien, comme Apave, Artelia, Bureau Veritas et Egis, tandis que d'autres se sont spécialisés dans certains types d'études, comme Eoltech pour les mesures de vent, CTE Wind pour les études de fondations terrestres, Setec InVivo pour les fondations en mer, Abies pour l'impact environnemental, et Cornis et Heliopales pour le suivi du vieillissement des pales (voir Figure 26).</p> <p>Des entreprises à capitaux étrangers sont également présentes en France sur ce maillon, comme 3E (Belgique), Natural Power (Royaume-Uni) et Arcadis (Pays-Bas).</p> <p>Enfin, des entreprises françaises sont également bien positionnées dans la fabrication des outils nécessaires aux mesures, comme Leosphere ou AvenirSense pour l'acquisition de données de vent, ou Acrophoto pour les mâts de mesure.</p>

⁵⁶ Part de marché calculée à partir du chiffre d'affaires des entreprises de ce maillon extrapolé de l'enquête InNumeri réalisée pour cette étude, du chiffre d'affaires global de la filière éolienne estimé par Bloomberg New Energy Finance en 2015, et de la part des composants de ce maillon dans le coût total d'un projet installé.



Entreprises focalisées sur le marché français	Mesures de vent Profils de vent	Fondations/ Géotechnique/ océanographie Etudes sols & fondations	Impact environnemental Études environnementales	Mesures de bruit Études acoustiques	Suivi vieillessement
Entreprises présentes à l'international	 Mesures de vent & Gisement éolien <u>Europe, Afrique, Amérique du Sud</u>	 Calcul & fondations terrestres <u>Présent sur les 5 continents</u> Océanographie <u>Présence mondiale avec l'intégration à SETEC en 2016</u>	 Impact environnemental, Expertise naturaliste & paysagère, Cartographie <u>Présent au Maroc</u>	 Etudes acoustiques avant et après implantation <u>Présent au Brésil</u>	 Technologie d'inspection & suivi vieillissement pales <u>Europe + Amérique du Nord</u> Inspection & suivi vieillissement pales <u>Présent sur les 5 continents</u>
Entreprises généralistes à même de réaliser l'ensemble des mesures: 					

Source: Annuaire Windustry France 2015/2016, FEE 2015, sites des acteurs, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 26 : Positionnement des bureaux d'études français selon le type d'étude – non exhaustif

Performance des acteurs français à l'étranger :

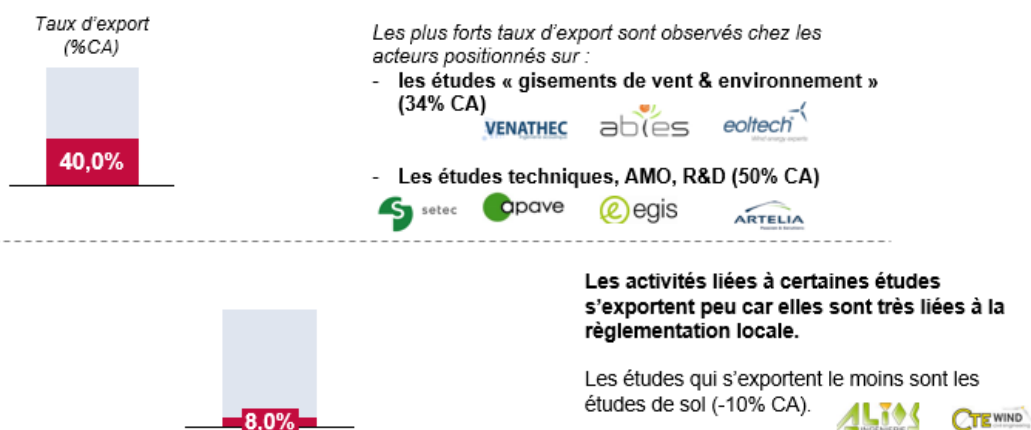


Figure 27 : Performances à l'export des entreprises en France

Evolutions et enjeux

Evolutions et enjeux techniques :

Les techniques pour évaluer la faisabilité des projets et les perspectives de production (logiciels de modélisation, instruments de mesure) sont **de plus en plus précises et performantes** : mesures de vent à grande hauteur (au-dessus de 300 m), évaluations multi-échelles permettant d'évaluer avec un même outil les effets conjoints le débit de vent, les perturbations et autres conditions atmosphériques auxquelles sera confrontée l'installation.

En conclusion, le maillon du développement représente, en moyenne dans le monde, 10 à 16 % du coût d'un projet, et de l'ordre de 180 000 emplois en 2015⁵⁷.

⁵⁷ Estimation effectuée à partir de la répartition disponible des emplois éoliens en France, au Royaume-Uni et au niveau Européen, rapportée en ETP/MW développé, et à la capacité globale supplémentaire installée en 2015 (sources FEE, Wind Europe, Crown Estate)



1.4.2. Fabrication des composants : vers des éoliennes de plus en plus puissantes et de moins en moins coûteuses

Les coûts des composants représentent entre 60 et 80% des coûts totaux d'une éolienne installée à terre⁵⁸ (voir Figure 21). On identifie les composants de structure (pales, mât et nacelle), les composants électriques principaux (générateur, transformateur, convertisseur), les autres composants électriques (électronique, transmission) et les composants mécaniques. **Leur fabrication est soit sous-traitée soit internalisée par les grands turbiniens** en fonction du degré de criticité des composants et de la stratégie de production choisie. Par exemple, la fabrication des pales est internalisée par des turbiniens comme Siemens ou Vestas tandis que celle des composants électroniques est en général externalisée.



1.4.2.1. Gros composants de structure

Les coûts des pales, mât et nacelle représentent environ 30-40%⁵⁹ du coût total d'une éolienne. Les plus significatifs en termes de coûts et de criticité sont le mât et les pales. Les marchés sont globalisés.

Le mât

Description	Le mât représente entre 10 et 20% de coût total d'une éolienne. Sa hauteur doit permettre au système de capter le plus possible la puissance du vent. Il est constitué de 3 ou 4 sections de tubes coniques, en acier ou en béton précontraint (comprimé pour une meilleure résistance), aujourd'hui de 65 à 140 m de hauteur. Les sections sont acheminées séparément et assemblées sur site.
Type d'acteurs et composition du marché	La plupart des mâts sont construits en Allemagne, aux Etats-Unis, en Espagne, Chine, Vietnam, Corée et au Mexique, et le marché est local ou régional. Vestas, Suzlon et Enercon produisent eux-mêmes leurs mâts. Les fabricants indépendants les plus importants sont DMI Industries (9% du marché annuel en 2014), Trinity Towers et Katana Summit aux Etats-Unis ; Windar Renovables en Espagne ; AMBAU et KGW en Allemagne ; Shanghai Taisheng Wind Power Equipment et TSP Shanghai Engineering en Chine ; et Win&P, Dongkuk S&C, SPECO et CS Wind Corporation en Corée du Sud.
Position des acteurs en France	Francéole fabrique des mâts en acier sur 2 sites de production, ils sont présents sur quelques marchés européens (3% du CA), notamment la Grande Bretagne et l'Allemagne. L'entreprise de construction Freyssinet se positionne également sur la construction de mâts en béton pour éoliennes de grande hauteur, utilisés notamment pour des projets au Brésil. Enfin, Enercon a ouvert en 2012 une usine de fabrication de mâts à Longueuil-Sainte-Marie (WEC Mât Béton)
Evolutions et Enjeux	<u>Evolutions et enjeux techniques :</u> Les structures en acier classiques pouvant atteindre des limites, en termes techniques et économiques avec l'augmentation du poids et de la taille des modèles actuels, les constructeurs pour l'éolien terrestre se tournent de plus en plus vers des modèles en béton ou des modèles alternatifs en acier , dont la conception et le montage pour des modèles de plus de 100 m de haut ne sont pas encore standardisés.

⁵⁸ NREL 2014, CRE 2014

⁵⁹ BVG Associates 2014, NREL 2014

Les pales

Description	Les pales représentent entre 10 et 20% du coût total d'une éolienne installée. Composées de fibres de verre ou de fibres de carbone et de résine polymère, elles mesurent aujourd'hui entre 30 et 80 m de long, en fonction de la puissance de l'éolienne et de la vitesse du vent, pèsent plus de 6 tonnes chacune, et peuvent être transportées séparément par voie ferroviaire, routière ou fluviale. Leur durée de vie est limitée par les vibrations et par l'érosion due aux poussières et aux conditions météorologiques du site.
Type d'acteurs et composition du marché	Le marché des pales (hors moyeu) est le plus restreint en termes de fournisseurs, et dominé par le Danois LM WindPower (qui a signé un accord d'acquisition par GE en novembre 2015), l'Allemand SGL Rotec, le Brésilien Tecsis et le Chinois Zhongfu Lianzhong. La production est principalement concentrée en Allemagne, en Espagne, aux Etats-Unis, et en Chine, et le marché est local ou régional. Du fait de l'importance stratégique de ces composants, une partie des turbiniers ont internalisé la fabrication des pales (Enercon, GE, etc.)
Position des acteurs en France	Aucun acteur français ne fabrique de pales d'éoliennes de grande longueur qui seraient à destination des machines de puissance nominale 2 à 3 MW. Cependant, des entreprises en France peuvent fournir les matières premières pour la fabrication de ces pales aux fabricants internationaux. Notamment, l'entreprise Plastinov fabrique des pales pour les machines de moins de 1 MW, typiquement pour des opérations de remplacement de machines déjà installées. Chomarat vend des matières composites (en fibre de verre ou carbone) pour les fabricants éoliens en France et dans toute l'Europe. Certains fabricants pourraient localiser en France leur production de pales dans le cadre du développement des marchés de l'éolien en mer : General Electric a prévu la création d'une usine dédiée à la fabrication de pales à Cherbourg ⁶⁰ .
Evolution et enjeux	<u>Evolutions et enjeux techniques :</u> La conception toujours plus précise des pales vise à réduire : <ul style="list-style-type: none">- les frottements qui diminuent le rendement ;- les perturbations acoustiques ;- le poids, pour diminuer les coûts ;- les interventions de maintenance nécessaires.

La nacelle

Description	La nacelle contient la majorité des éléments mécaniques et électriques permettant de transformer la puissance en courant alternatif adapté aux besoins du réseau. Elle est fabriquée en matériaux composites, qui entourent généralement une structure mécano-soudée en acier. Tous ces éléments sont composés de pièces de fonderie usinées et forgées de très grandes tailles.
Type d'acteurs et composition du marché	La fabrication des pièces de la nacelle fait appel à de nombreuses entreprises aux savoir-faire et compétences différents : confection de pièces en matériaux composites, pièces fondues, forgés et usinés, etc. La Chine, les Etats-Unis et l'Inde sont ainsi les 3 premiers producteurs de pièces métalliques moulées dans le monde ⁶¹ . Concernant ces dernières, le marché est local ou régional, et les pièces sont envoyées vers les sites d'assemblage des nacelles, gérés par les turbiniers.

⁶⁰ Dans le cadre des projets de Fécamp, Courseulles et St Nazaire

⁶¹ Fédération Forge Fonderie (http://www.forgefonderie.org/IMG/pdf/chiffres_cle_ff_2014_anglais.pdf)



Position des acteurs en France	<p>Certaines fonderies proposent de fournir des pièces métalliques moulées au marché éolien en France, comme Ferry Capitain, les fonderies Hellin ou LBI. Elles servent principalement le marché local, dont les opportunités se situent à la fois sur le marché de l'éolien terrestre et de l'éolien en mer (fabrication de pièces non corrosives).⁶²</p> <p>Des entreprises comme Plastinov et Chomarar fabriquent également les éléments en matériaux composites pour coques de nacelles.</p> <p>Dans le cadre des projets d'éolien en mer, General Electric (Alstom à l'époque) a inauguré en 2014 une usine de fabrication de nacelles en France.</p> <p>L'entreprise française POMA termine actuellement la construction d'une usine d'assemblage de nacelles d'éoliennes terrestres en Rhône-Alpes.</p>
--------------------------------	---

Evolution et enjeux communs aux gros composants de structure

Evolutions et enjeux	<p><u>Evolutions et enjeux techniques :</u></p> <p>La taille des composants augmente tendanciellement dans l'objectif d'améliorer le rendement global des éoliennes et de réaliser des économies d'échelle (plus la taille augmente, plus la demande de composants diminue, pour un même besoin en énergie), mais aussi de maximiser la production dans des zones de vent modéré. La production d'énergie augmente avec la taille des éoliennes – taille en termes de diamètre du rotor ou de puissance nominale. Mais l'évolution du prix des composants n'est pas linéaire par rapport à cette augmentation en taille ou en puissance des machines</p> <p>Par ailleurs, la baisse des coûts des composants de structure ces dernières années provient d'éléments à la fois conjoncturels et structurels :</p> <ul style="list-style-type: none"> • - la baisse du coût des matières premières intégrées aux composants, notamment l'acier, extrêmement volatile (-30% de valeur en 2014, à la baisse depuis 2011) • - l'industrialisation des procédés de production (grâce à la hausse des volumes en production). <p>Cette baisse des coûts pourra être poursuivie grâce à une R&D performante sur les nouveaux matériaux et les nouveaux designs, et sur l'écoconception.</p>
----------------------	---

1.4.2.2. Composants électriques et électroniques

Gros composants électriques

Les composants électriques représentent environ 10-20% du coût total de l'éolienne. Ils permettent de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique à même d'être intégrée aux réseaux de distribution.

Description	<p>Les principaux composants (ou sous-ensembles) électriques sont au nombre de trois : le générateur permet de convertir l'énergie mécanique produite par la rotation des pales en énergie électrique, le convertisseur permet de rendre ce courant alternatif, et le transformateur adapte la tension à celle du réseau auquel l'éolienne est connectée.</p> <p>Chaque sous-ensemble est composé d'une multitude de composants assemblés puis intégrés dans chaque système.</p>
Type d'acteurs et composition du marché	<p>Le marché est globalisé, et les technologies sont matures.</p> <p>Les générateurs, transformateurs et convertisseurs sont développés en interne par les grands turbiniéristes d'éoliennes qui sont également équipementiers de l'énergie traditionnelle, comme General Electric et Siemens. Ils peuvent également être fournis par</p>

⁶² Annuaire France Energie Eolienne et annuaire Windustry France 2015/16



	<p>des industriels spécialistes du secteur électrique, comme Winergy, ABB, Schneider Electric, Hitachi, Jeumont Electric ou Leroy Somer pour les plus importants.</p> <p>Le marché des petits composants servant aux sous-ensembles est très fragmenté et concurrentiel.</p>
Position des acteurs en France	<p>L'entreprise française la plus visible en termes de fabrication de gros composants électriques est Leroy Somer, filiale du groupe américain Emerson, qui fabrique en Charente une partie de ses génératrices (leader mondial) et systèmes d'orientation, mais est également présente sur tous les autres continents.</p> <p>D'autres entreprises françaises sont positionnées sur de plus petits composants, comme Erneo (génératrices petites puissances), Jeumont Electric (machines hybrides et convertisseurs) et Schneider Electric (transformateurs).</p> <p>Des entreprises à capitaux étrangers produisent également des composants électriques en France : à titre d'exemple, le fabricant américain General Electric localise en France la production de générateurs et convertisseurs, sur ses sites de Nancy et de Villebon issus notamment de l'acquisition d'Alstom et de Converteam,</p>
Evolutions et enjeux	<p><u>Evolutions et enjeux techniques :</u></p> <p>Les puissances demandées pour ces composants sont de plus en plus élevées, jusqu'à 5 MW aujourd'hui pour l'éolien terrestre dans certains pays, ce qui entraîne une augmentation des coûts et un changement de design.</p> <p>Afin d'équilibrer cette hausse des coûts, les acteurs tentent d'industrialiser la production des composants pour qu'un même produit puisse servir à plusieurs types d'éoliennes (stratégies de plateformes), et cherchent à améliorer la fiabilité de leurs produits afin de limiter les coûts de maintenance associés.⁶³</p> <p><u>Evolutions et enjeux de marché :</u></p> <p>Le marché est de plus en plus fragmenté en raison de la présence croissante des acteurs issus des pays en voie de développement. Le marché chinois voit naître de nombreux acteurs locaux qui se tournent peu à peu vers l'export.</p>

Autres systèmes électriques/électroniques

Les composants électriques et électroniques représentent 1 à 2% du coût total d'une éolienne.

Description	<p>Certains de ces composants sont très spécifiques aux turbines éoliennes, comme les systèmes d'orientation des pales (« pitch ») et de la nacelle (« yaw »). Les autres sont plus standardisés et liés au contrôle commande, aux moteurs, à la ventilation et aux circuits de refroidissement. Ces systèmes doivent être extrêmement résistants aux conditions climatiques. Ils sont intégrés au cours du processus de fabrication, en terminant par les câbles et logiciels de commande.</p>
Type d'acteurs et composition actuelle du marché	<p>Les composants spécifiques à l'éolien sont souvent fabriqués par les turbiniers eux-mêmes de manière locale ou régionale. C'est le cas de Vestas, d'Enercon et de Siemens notamment. L'entreprise indépendante leader dans la production de ces composants de manière globale et spécialisée dans l'éolien est Mita Teknik (Danemark). Les autres composants peuvent être fournis par des entreprises proposant des offres complètes de gestion des systèmes électriques, depuis leur définition jusqu'à leur <i>monitoring</i> en passant par le choix des appareils et leur raccordement. Les turbiniers qui ne produisent pas eux-mêmes leurs composants les intègrent et les adaptent à leurs éoliennes en interne, pour s'assurer de leur conformité au design de leur produit.</p>

⁶³ Entretien avec Thomas Egeling, directeur de la stratégie chez Winergy



Evolutions et enjeux	<p><u>Evolutions et enjeux techniques :</u></p> <p>Les solutions évoluent afin de permettre une meilleure exploitation des données (analyse du fonctionnement de l'éolienne, optimisation de la maintenance des pièces, etc.) et de favoriser le pilotage le plus fin possible des éoliennes (objectif de flexibilité de la production pour optimiser l'intégration au réseau électrique).</p>
----------------------	---

Position des acteurs français sur le maillon des composants électriques et électroniques.

S'il n'existe pas de leader en France sur les composants-clés et spécifiques à l'éolien, une trentaine d'entreprises sont actives sur le segment des composants électriques et électroniques d'éoliennes terrestres. Les grands groupes à capitaux français que sont Nexans (câbles électriques) et Schneider Electric (tous composants) sont positionnés au niveau mondial, tandis que les autres structures plus petites concentrent leurs exportations vers les pays européens, Allemagne et Danemark en tête, comme Moteurs JM (yaw, pitch, ventilation) ou Anjou Electronique (systèmes filaires, contrôle commande). Enfin, des entreprises à capitaux étrangers fabriquent également certains de leurs composants en France, notamment les composants spécifiques à l'éolien (pitch et yaw), comme Linak (Danemark) ou Bosch (commandes électriques). **Le chiffre d'affaires éolien de ces entreprises est destiné à 80% à l'exportation⁶⁴, ce qui correspond à 1,4% de part de marché en valeur au niveau mondial⁶⁵.** Cette part est faible comparée à la part du parc français dans la base installée mondiale, car les fournisseurs de turbines à destination des projets français localisent également leur production dans d'autres pays.

1.4.2.3. Gros composants mécaniques

Les gros composants mécaniques représentent autour de 15-20% du coût total de l'éolienne. Ils font partie de la chaîne électromécanique et transmettent la rotation des pales à la chaîne électrique. Les principaux éléments sont :

<p>Les brides et couronnes d'orientation (rotor bearings)</p> <p>Permettent de contrôler la rotation des pales malgré les fortes forces centrifuges exercées sur ces pièces. Les brides et couronnes d'orientation permettent également la rotation de la nacelle. Ce sont des pièces maîtresses de l'éolienne.</p>	<p>Le multiplicateur (gearbox)</p> <p>Cet élément est présent dans une majorité des technologies terrestres (en France, $\frac{3}{4}$ des machines installées). Il transforme la rotation lente des pales en rotation rapide capable d'alimenter le générateur (génératrices asynchrone). Cet élément doit pouvoir être exploité sans interruption pendant 20 ans. Sa fabrication nécessite un usinage à grande vitesse de haute précision et environ 1000 heures de rodage (en charge) sont nécessaires avant la livraison. Le multiplicateur représente autour de 12% du coût total de l'éolienne, et est également la principale source de dysfonctionnement au cours de la phase d'exploitation (60%).⁶⁶</p>
<p>Les arbres et systèmes d'accouplement.</p> <p>Les arbres moteurs permettent de transmettre l'énergie mécanique de rotation des pales jusqu'à la génératrice. Un premier arbre transmet le mouvement lent des pales (10 à 20tr/min), tandis qu'un second adopte le rythme plus rapide après le multiplicateur (1000 tr/min). La fabrication de ces arbres nécessite des compétences techniques en forge et en fonderie ainsi qu'une maîtrise des contrôles de qualité non destructifs. L'arbre principal</p>	<p>Les freins</p> <p>Le frein à disques est situé sur l'arbre rapide. Il permet, en cas de nécessité, en particulier de vitesses de vent trop importantes, d'arrêter l'éolienne en quelques rotations au maximum.</p>

⁶⁴ Enquête InNumeri 2016

⁶⁵ Part de marché calculée à partir du chiffre d'affaires des entreprises de ce maillon extrapolé de l'enquête InNumeri réalisée pour cette étude, du chiffre d'affaires global de la filière éolienne estimé par Bloomberg New Energy Finance en 2015, et la part des composants de ce maillon dans le coût total d'un projet installé.

⁶⁶ Etude DEWI 2014 *Major failures in the wind turbine components.*



<p>et l'arbre secondaire sont reliés respectivement au multiplicateur et à l'alternateur par des systèmes d'accouplement mécanique flexible et/ou rigide. Ces pièces mécaniques doivent être capables de compenser les défauts qui peuvent exister sur l'installation (désalignement angulaire, radial).</p>	
<p>Types d'acteurs et composition actuelle du marché – acteurs en France</p>	<p>Ces composants sont fabriqués par des entreprises possédant des compétences pointues en fonderie, forge et usinage. Leur fabrication est largement externalisée par les turbiniers. Les infrastructures nécessaires à la production sont conséquentes en raison de la taille des pièces fabriquées.</p> <p>Pour les multiplicateurs, le marché est global et dominé par des acteurs allemands et chinois, comme Winergy et China High Speed Transmission.</p> <p>Pour les arbres, Oratech (France), SKF (Suède), NTN-SNR (Japon) sont les leaders.</p> <p>Pour les couronnes, le français Rollix Defontaine est leader avec 45% de la puissance mondiale installée.</p> <p>L'Allemand GKN Stromag, leader mondial des freins à disques industriels, a également une usine de fabrication en France.</p> <p>Grâce à ces acteurs et au fait que sur ce maillon, les entreprises françaises réalisent 80% de leur chiffre d'affaire éolien à l'export⁶⁷, la part de marché des entreprises françaises représente 1,2% du marché mondial en valeur⁶⁸.</p> <p>Pour les autres composants, les acteurs internationaux ont peu de centres de production en France.</p>

<p>Evolutions et enjeux</p>	<p><u>Evolutions et enjeux de marché :</u></p> <p>Ces composants voient leurs coûts diminuer de manière conjoncturelle grâce à la baisse des coûts des matières premières, notamment l'acier.</p> <p>Dans l'ensemble, pour les gros composants, la diminution des coûts peut passer par des procédures de standardisation, en utilisant par exemple des mêmes composants (ex. électriques) pour des éoliennes de taille différentes (méthode adoptée par Alstom - aujourd'hui GE -, Gamesa, Siemens), ou bien en utilisant la même taille de pales pour des capacités électriques différentes (exemple de Nordex Acciona Windpower). On parle alors de stratégie de plateforme.</p>
------------------------------------	---

1.4.2.4. Conclusions sur les fournisseurs de composants présents en France

De manière globale, les performances à l'export des fabricants présents en France sont bonnes, ce qui montre qu'ils sont favorablement positionnés auprès des fabricants internationaux sur les marchés régionaux. Tous les types de composants sont couverts (électriques, mécaniques, de structure), mais certaines pièces-clés ne sont pas ou sont très peu produites en France, comme les composants électromécaniques spécifiques à l'éolien (« pitch » et « yaw »), les gros composants mécaniques (multiplicateur, arbres, freins) ou les pales.

Les composants sont destinés principalement à l'exportation, qui représente les deux-tiers du chiffre d'affaires des fabricants, environ 470 M€. Ces exportations concernent principalement la filière éolienne terrestre⁶⁹.

⁶⁷ Enquête InNumeri 2016

⁶⁸ Part de marché calculée à partir du chiffre d'affaires des entreprises de ce maillon extrapolé de l'enquête InNumeri réalisée pour cette étude, du chiffre d'affaires global de la filière éolienne estimé par Bloomberg New Energy Finance en 2015, et la part des composants de ce maillon dans le coût total d'un projet installé.

⁶⁹ Enquête InNumeri 2016



	Composants majeurs	Sous-composants ou sous-ensembles	
Entreprises focalisées sur le marché français	Equipements électriques PROMIC Balisage aérien	Equipements de structure Nacelles Fondations flottantes Bases	Equipements mécaniques Petites pièces fonderie Petites pièces non corrosives Sous ensembles de pièces usinées
Entreprises présentes à l'international	Schneider Electric CAHORS Transformateurs Générateurs Connecteurs JE Nexans Câbles Convertisseurs, Générateurs LINAK LEROY SOMER Yaw, Pitch	EIFFAGE FrancEole Structures Métalliques Mâts DCNS Structures flottantes STX Structures électriques en mer	FOURÉ LAGADEC ROLLIX Couronnes d'orientation 45% pdm monde Freins Peu de composants mécaniques majeurs hors couronnes sont fabriqués en France
Marchés peu adressés	N/A	PALES MOYEUX	GEARBOX, ARBRES

Figure 28 : Positionnement des fabricants de composants présents en France

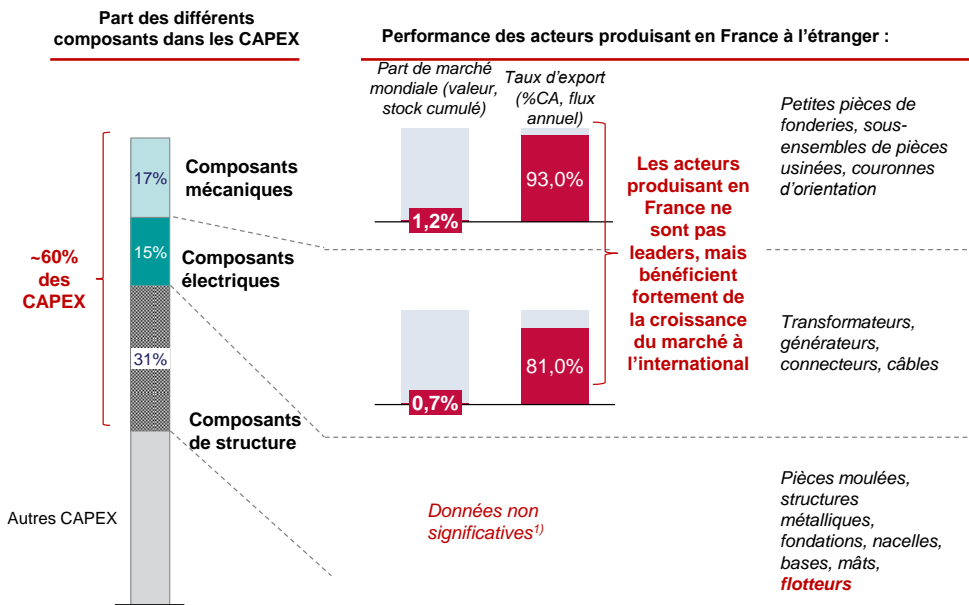
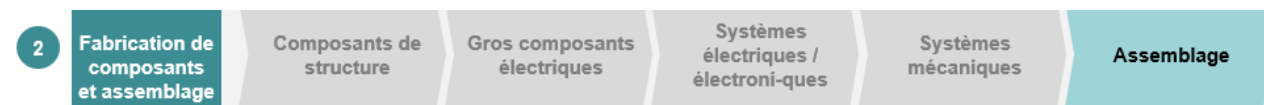


Figure 29 : Performances à l'export des fournisseurs de composants présents en France

1.4.3. Assemblage des composants

Les grands turbineurs se présentent comme les grands champions du secteur éolien : ils en maîtrisent l'ensemble des technologies et des étapes des projets, allant ainsi jusqu'à se positionner comme fournisseurs de projets « clé en main ».



Description	Les grands turbineurs sous-traitent ou produisent les composants, puis les acheminent soit vers leurs installations industrielles pour les assembler (éléments à
-------------	--

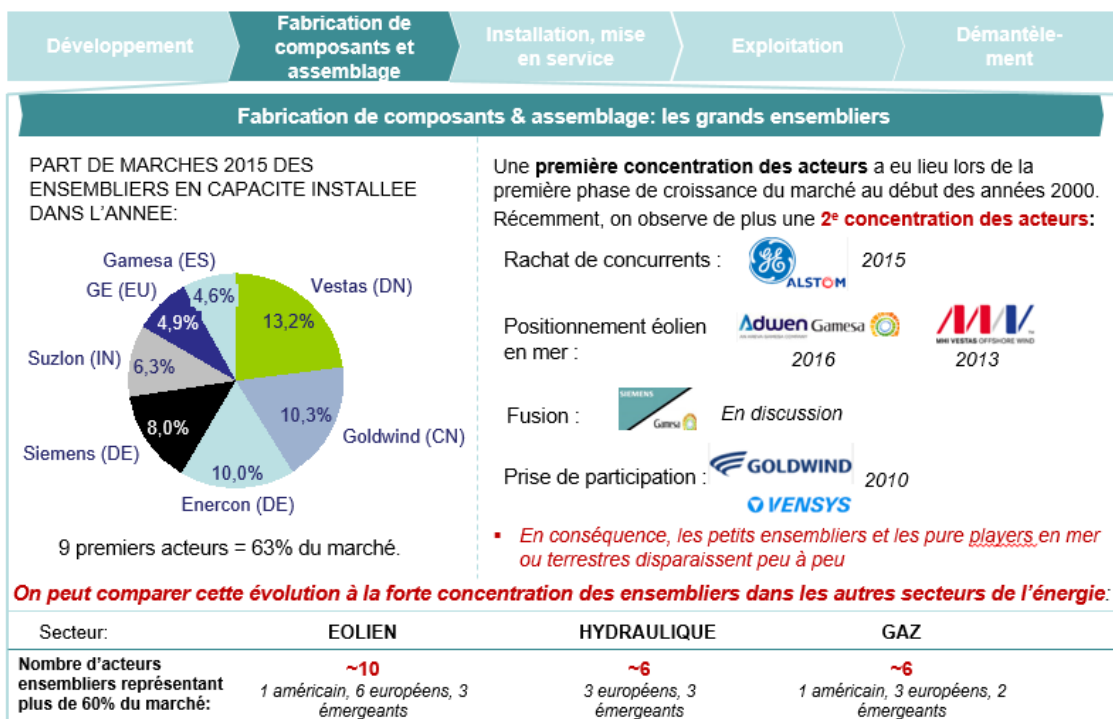
	l'intérieur de la nacelle), soit directement sur le site (pales et mâts). Ce sont eux qui sont responsables de l'acheminement des composants sur le site, du montage, de la mise en service et des premiers tests sur l'éolienne.
Type d'acteurs et composition actuelle du marché	<p>Les turbiniers se fournissent pour certains sous-composants chez des producteurs spécialisés, mais intègrent et adaptent les composants finaux à leurs éoliennes en interne, pour s'assurer de leur conformité au design de leur produit.</p> <p>En 2014⁷⁰, les principaux turbiniers étaient : Vestas 13,2%, Goldwind 10,3%, Enercon 10%, Siemens 8%, Sulzon 6,3%, GE 4,9%, Gamesa 4,6%, MingYang 3,7%, Nordex 3,4%.</p>
Position des acteurs en France	<p>Le seul acteur français s'étant positionné récemment sur le marché de la fabrication d'éoliennes de grande puissance est Poma, qui forme depuis 2015 un partenariat avec l'entreprise allemande Leitwind afin de produire les premières éoliennes à grande échelle fabriquées en France. Il est prévu que la production d'éoliennes sur le site français débute courant 2017.</p> <p>L'entreprise Vergnet s'est pour sa part spécialisée dans le moyen éolien avec ses turbines de 200-275 kW rétractables, adaptées à des zones très ventées et cycloniques et à des territoires difficiles d'accès, avec de fortes contraintes logistiques. Elle a de plus formé un partenariat avec le turbinier chinois Sinovel, qui à terme pourrait déboucher sur des activités d'assemblage et de fabrication en France⁷¹.</p> <p>Cependant, tous les grands turbiniers mondiaux possèdent des filiales en France, et certains y fabriquent des composants, notamment à destination des marchés mondiaux : sur 1 M€ de chiffre d'affaires des turbiniers en France, 30 000 € sont destinés à l'export⁷².</p>
Evolutions et enjeux de marché	<p>Le marché des turbiniers est aujourd'hui concentré dans 6 pays (Danemark, Allemagne, Espagne, Etats-Unis, Chine et Inde), et évolue de plus en plus vers les pays en développement: les 6 plus grandes entreprises chinoises ont atteint 20% du marché mondial aujourd'hui et ont rattrapé le Danemark alors qu'il était pionnier en 2005. Si avant 2008 de nombreux acteurs étaient très intégrés verticalement, contrôlant la production des composants, aujourd'hui seul Enercon reste intégré à 100%. Cependant, ces turbiniers conservent la maîtrise sur la conception et le design, ce qui leur permet de contrôler la production et de proposer également des contrats pour la maintenance des principaux composants : pales, mât, générateur, transformateur, système de contrôle, multiplicateur et couronnes d'orientation.</p>

⁷⁰ D'après les sites des acteurs, calcul par rapport à la base installée totale de chaque entreprise et au niveau mondial en 2014

⁷¹ Source : entretien avec Jérôme Douat, président de Vergnet

⁷² Enquête InNumeri 2016





Sources: sites des acteurs. Analyse E-CUBE Stratéav Consultants
Figure 30 : Segmentation des différents acteurs dans l'assemblage

En conclusion, le maillon de fabrication et assemblage représente 60 à 70% du coût, soit 740-1040 k€/MW. En termes d'emploi, ce maillon représente 62,2% des emplois de la filière dans le monde, soit 640 000 ETP en 2015.

1.4.3.1. Les deux technologies présentes sur le marché

Le marché des turbiniens est partagé entre deux types de technologies principales de transmission de l'énergie captée grâce au vent : la technologie « avec multiplicateur » et la technologie « à entraînement direct ». La technologie avec multiplicateur est majoritaire sur le marché et a concerné 76% des nouvelles installations en 2014. Elle nécessite l'utilisation d'une boîte de vitesse afin de transformer la rotation lente des pales en rotation assez rapide pour alimenter le générateur (asynchrone). La seconde technologie, moins représentée en France, privilégie la simplification de la maintenance des machines, tout en étant plus adaptée pour les grandes puissances utilisées pour l'éolien en mer et dans les zones peu ventées. Cette technologie dispose d'une génératrice synchrone (nécessitant de plus faibles vitesses de rotation que la génératrice asynchrone) qui lui permet d'éliminer le multiplicateur, composant complexe nécessitant une maintenance importante de par sa fragilité face aux turbulences du vent⁷³. Les éoliennes à « entraînement directe » présentent généralement le désavantage d'une masse élevée de la nacelle. Par ailleurs, la confection de certaines de ces génératrices nécessite l'incorporation d'aimants permanents onéreux (utilisant notamment des terres rares). Cependant, certains turbiniens ont développé des modèles d'éoliennes à « entraînement directe » sans utiliser d'aimants permanents. Ces dernières représentent la majorité des éoliennes à « entraînement directe » installées en France. Ces désavantages ont été partiellement résorbés grâce à l'arrivée de nouveaux acteurs utilisant cette technologie et cherchant à l'améliorer, comme Poma Leitwind.

Enercon : L'entreprise allemande se positionne historiquement uniquement avec des modèles en entraînement direct, ce qui lui a permis de développer très tôt des modèles très puissants pour l'éolien terrestre (E-126 - 7,5MW en 2012)

Goldwind : Depuis sa collaboration initiale avec l'entreprise allemande Vensys, Goldwind développe l'ensemble de ses modèles (entre 1,5 et 2,5MW) en entraînement direct.

⁷³ Siemens 2014 *Permanent Magnet Generators for Wind Turbines Status and Outlook*

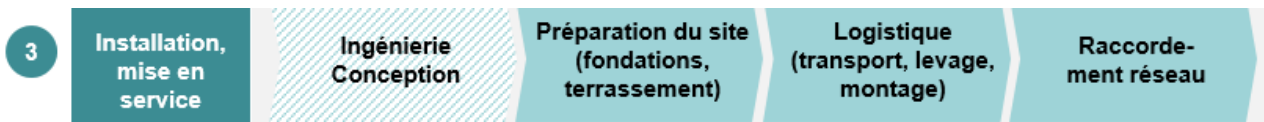


Ce choix est également soutenu par le fait que la Chine est le principal pays de production des terres rares utilisées dans l'aimant permanent.

- POMA-Leitwind :** L'entreprise française qui devrait commercialiser en 2017 ses premiers modèles s'appuie sur l'entraînement direct, garantissant selon lui la fiabilité de ses modèles et l'optimisation de sa chaîne de production.
- Siemens :** Développe les 2 technologies au sein de son portefeuille, et a réussi à proposer des modèles à entraînement direct de moins en moins lourds et chers en modifiant les métaux utilisés dans l'aimant et industrialisant la fabrication des composants.
- GE :** A développé tous ses modèles avec multiplicateur, mais commercialise le modèle en mer 6MW à entraînement direct (technologie Alstom initialement).
- Vestas :** L'ensemble des modèles terrestres et en mer développée sont à multiplicateurs.
- Nordex-Acciona Windpower :** Propose toute une gamme de turbines à multiplicateurs pour l'éolien terrestre.

1.4.4. Installation du parc : un gisement d'emploi local

L'installation du parc peut durer 6 à 9⁷⁴ mois selon la taille du parc, et représente autour de 20% des coûts totaux du parc installé. Elle prend en compte l'ingénierie initiale d'étude du terrain, la préparation du site et les fondations, la logistique d'acheminement et de montage de l'éolienne, et enfin les travaux électriques liés au raccordement au réseau.



1.4.4.1. Pré-études d'ingénierie et gestion de projet

Description	Avant de lancer le chantier du projet éolien, les étapes de pré-ingénierie permettent d'effectuer avec précision les études géotechniques, les calculs de structure, la modélisation des équipements et des installations de génie électrique, de s'assurer de la bonne planification du projet dans le temps et de sa conformité aux études prévisionnelles ainsi que de la bonne communication avec les différentes parties prenantes.
Type d'acteurs	Les bureaux d'études concernés sont les mêmes que ceux chargés des pré-études de développement (compétences internalisées ou sous-traitées). Les développeurs sont également assistés lors de la gestion de projet par des bureaux de contrôle habilités, ainsi que par des entreprises de maîtrise d'œuvre spécialisés dans les grands travaux de construction, comme Egis ou Artelia en France.

1.4.4.2. Préparation du site et montage de l'éolienne

Description | Cette étape comprend des travaux de génie civil et l'exécution de prestations logistiques.

Travaux de génie civil

Ils représentent autour de 10% des investissements globaux d'un projet installé⁷⁵.

Préparation des voies d'accès	Réalisation des fondations
-------------------------------	----------------------------

⁷⁴ Moyenne des références commerciales des acteurs

⁷⁵ CRE Coûts et rentabilité des énergies renouvelables 2014



Elle consiste à sécuriser les voies d'accès avant l'arrivée des convois exceptionnels, occasionnant élargissement ou renforcement de certaines routes.	Un travail de terrassement est nécessaire pour préparer le terrain à l'arrivée des éoliennes, ainsi que le creusement de fondations pour consolider leurs bases.
--	--

Travaux logistiques

Ils représentent environ 5% des investissements globaux⁷⁶.

Transport exceptionnel	Montage de l'éolienne
Le transport maritime, et dans une moindre mesure, fluvial est privilégié avant d'acheminer les pièces par camions. Il est pris en charge par le constructeur.	Le déchargement et la mise en place des éléments nécessitent l'utilisation de deux grues : une grue de très forte capacité (800 tonnes minimum et plus de 100 mètres de flèche) et une grue de moyenne capacité (120 tonnes environ), utile pour les retournements (passage d'un élément d'une position horizontale à une position verticale ou inversement). Le montage est pris en charge par le constructeur.

Composition du marché et positionnement des acteurs français

Ces étapes sont réalisées en général par des entreprises locales, spécialisées dans les chantiers de grande envergure et les grands travaux, issus du secteur de la construction et du BTP : **en France, le taux d'exportations de ces acteurs concernés est bas pour les activités éoliennes (entre 0 et 10 % du chiffre d'affaires éolien), et la part de marché mondial en volume est par conséquent non significative⁷⁷**. Les entreprises les mieux positionnées à l'international sont de grands groupes de transport et montage, comme Eiffage ou Foselev, tandis que les entreprises chargées des fondations (Colas, Vinci) sont davantage focalisées sur le marché français (voir Figure 31).

1.4.4.3. Raccordement au réseau : le point-clé pour le développement de l'éolien

Description	<p>Cette étape représente de 6 à 10% du coût total de l'éolienne, elle est effectuée techniquement par les gestionnaires de réseau qui sous-traitent à des entreprises de BTP et à des installateurs électriques.</p> <p>Les gestionnaires de réseau et les développeurs sont en charge du raccordement des éoliennes pour leur périmètre, et définissent en amont la meilleure solution technique pour raccorder les éoliennes au réseau.</p>
Type d'acteurs – positionnement des acteurs français	<p>Les acteurs sont les mêmes que pour le maillon des composants électriques, hors gros composants type générateur. Ils interviennent une nouvelle fois à la fin du chantier pour poser et enterrer les câbles, effectuer le raccordement et installer le poste de livraison.</p> <p>Pour les installations électriques en revanche, les acteurs font appel à des sociétés spécialisées, comme Cegelec et Spie en France. Ces grands groupes sont internationaux, mais n'exportent pas leur activité de raccordement éolien, qui reste une activité très locale⁷⁷. Leur positionnement sur les projets en mer pourra permettre de bénéficier de la croissance de ce secteur en France (voir Figure 31) et à l'export.</p>
Evolutions et enjeux	<p><u>Enjeux techniques :</u></p> <p>L'enjeu est d'éviter les délais de raccordement et l'allongement de la file d'attente des éoliennes construites mais non encore raccordées au réseau, qui retardent la mise en route des projets. En France par exemple, 10 MW d'éolien ont été continuellement en attente de</p>

⁷⁶ Deutsche Windguard, Coûts de l'énergie éolienne terrestre en 2014 et comparaison internationale, NREL 2014

⁷⁷ Enquête Innumeri 2016



raccordement durant toute l'année 2015, dont 8 MW sans convention de raccordement signée. Cette puissance en attente est restée relativement stable au cours de l'année⁷⁸.

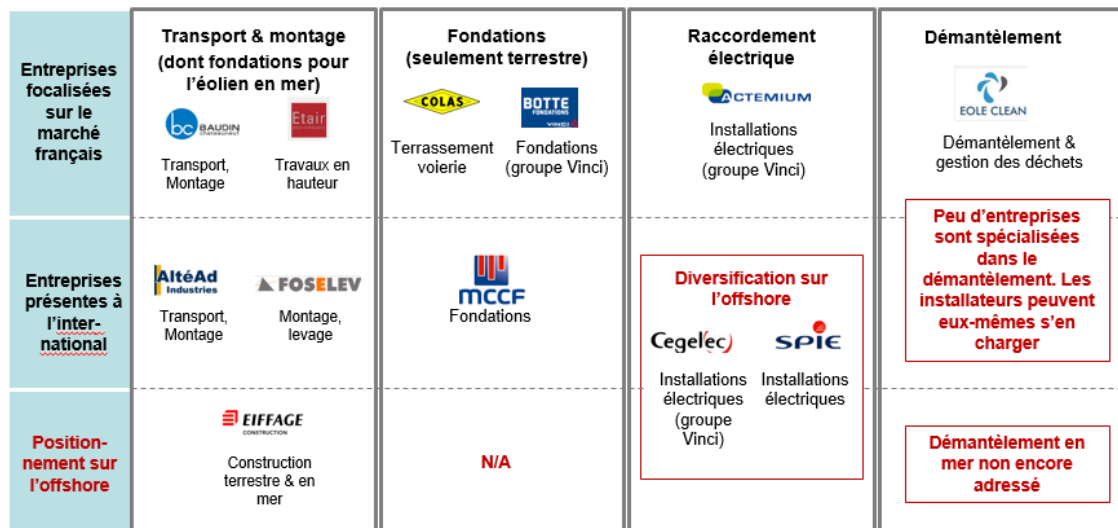
Enjeux de marché :

Une meilleure répartition des coûts de raccordement entre développeurs et gestionnaires de réseau peut permettre de faciliter les investissements et de responsabiliser les différents acteurs.

1.4.4.4. Conclusions sur les acteurs de l'installation

Le maillon de montage, installation et mise en service (dont raccordement) représente 15 à 30% du coût d'investissement total. Il représente également 36% des emplois de la filière dans le monde⁷⁹, soit 385 000 ETP en 2015.

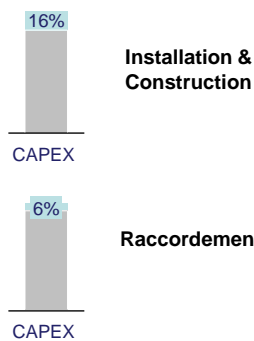
Très peu d'éléments ont pu être remontés par l'enquête In Numeri sur la filière française, dans la mesure où les activités éoliennes ne sont souvent pas considérées comme un département spécifique par ces entreprises. Il n'a pas été possible d'identifier leurs performances à l'export, le nombre de réponse n'étant pas suffisamment représentatif.



Source: Annuaire Windustry 2014, FEE 2016, sites des acteurs, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 31 : Segmentation des différents acteurs français dans l'installation et la mise en service d'éoliennes - *non exhaustive*

Part des activités dans les CAPEX



Performance des acteurs français à l'étranger :



Les activités liées à l'installation sont réalisées majoritairement par des entreprises locales.

Les grandes entreprises internationales du BTP français sont concentrées sur le marché français.



Le raccordement est pris en charge de manière nationale par les gestionnaires de réseaux, faisant appel à des acteurs locaux.

Aucun chiffre à l'export n'a été recensé pour les responsables de l'installation électrique de l'éolien – mais certains composants sont produits en France (ex : Nexans)



Source: CRE, IEA, IRENA, BVG Associates, JRC, NREL, EWEA, résultats de l'enquête InNumeri 2016, analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 32 : Performances à l'export des acteurs français positionnés dans l'installation

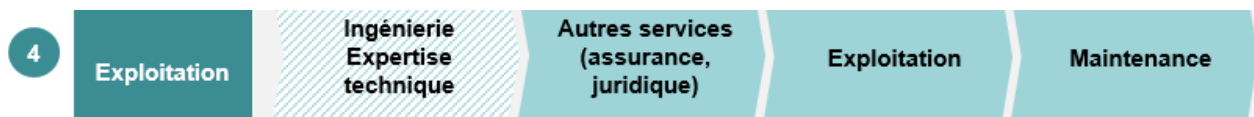
⁷⁸ Commissariat Général au Développement Durable, Panorama des énergies renouvelables, 4^e trimestre 2015

⁷⁹ Rutovitz and Harris, 2012, clé de répartition établie par un benchmark international de l'emploi éolien



1.4.5. Exploitation, maintenance et services liés : des services qui évoluent avec la maturité des marchés éoliens

L'exploitation-maintenance représente environ 2% des coûts d'investissement du projet par an, soit en cumul sur 20 ans 10 à 30% du CAPEX⁸⁰. Considérée comme la partie « aval » d'un projet éolien, elle commence à la mise en service et s'achève au démantèlement, avec pour but de maintenir le parc en bon état de fonctionnement tout le long de sa durée de vie.



1.4.5.1. Expertises et services liés à l'exploitation

Les exploitants de parcs éoliens sont entourés par de nombreux experts venant assurer le bon fonctionnement de leurs champs :

Expertises et certification techniques et environnementales

Les expertises techniques au cours de l'exploitation visent à vérifier que les réalisations sont bien en phase avec les projections, et que les conditions de fonctionnement restent les mêmes. Ces rapports officiels sont souvent demandés par les banquiers comme conditions à leurs prêts.

Les organismes de certification permettent aux exploitants de s'assurer que leur parc entre bien dans les critères officiels de sécurité, de respect de l'environnement liés à la génération d'énergie, avant et au cours de la mise en service.

Les outils développés par ces acteurs sont très importants pour assurer l'exactitude et la fiabilité de leurs expertises. Ils se fournissent auprès de producteurs de sondes et appareils de mesure météorologiques.

Expertises juridiques

Interviennent en cas de litige avec des parties tierces.

Assureurs

Les assureurs proposent aux exploitants des produits leur permettant de garantir non seulement leur démantèlement en fin de vie (obligatoire), mais une protection contre les risques de dysfonctionnement des machines et contre les principales causes de sinistres (bris de pale, de machines, désordre aux fondations, tempêtes, foudre, ...).

Commercialisation de l'électricité

Les producteurs peuvent passer par des mandataires tiers (agrégateurs) pour gérer la commercialisation de leur électricité sur les marchés.

Type d'acteurs et composition actuelle du marché – position des acteurs français

Des cabinets spécialisés dans les assurances, le droit, les études techniques ou les certifications proposent leur aide aux exploitants. **Dans les plus grosses entreprises, les services juridique et technique peuvent être internalisés.** Le marché est aujourd'hui à la fois local pour les petits exploitants, et global pour les grandes entreprises que de grands cabinets vont pouvoir conseiller sur l'ensemble de leurs parcs dans le monde.

Expertise technique et certification : les acteurs seront les mêmes qu'en phase de développement et en phase d'ingénierie de projet. Les organismes de certification les plus

⁸⁰ Taux d'actualisation de 5 à 10% selon les pays



connus sont TÜV et DNV-GL. Bureau Véritas fournit également des services de certification.

Expertises juridiques : certains avocats locaux se spécialisent dans la législation liée aux projets éoliens

Assureurs : Greensolver lance en octobre 2015 le premier service de protection des propriétaires éoliens contre la volatilité du vent et la disponibilité. Le groupe RSA Specialty Line est le leader dans la protection des installations liées à l'énergie.

Evolutions et enjeux	<p><u>Evolutions de marché</u> :</p> <p>Le marché est très fragmenté et en croissance aujourd'hui.</p> <p><u>Evolutions techniques</u> :</p> <p>Comme pour les études effectuées lors du développement de projet, les outils utilisés sont de plus en plus précis et performants, afin de prévoir au mieux l'état d'usure de l'éolienne et les besoins de maintenance, ainsi que les volumes de production, qu'il sera nécessaire d'anticiper dans le cadre de l'injection de l'énergie sur le réseau.</p>
----------------------	--

1.4.5.2. Exploitation

Description	<p>L'exploitation d'un champ consiste à garantir la production d'électricité et le bon fonctionnement des éoliennes. L'exploitant doit vérifier que la quantité d'électricité fournie par les éoliennes est bien transmise au gestionnaire de réseau, et que les éoliennes ont bien le taux de rendement prévu selon les conditions données. En cas de dysfonctionnements impactant le rendement de l'installation, l'exploitant doit gérer les échanges avec l'entreprise chargée de la maintenance (le turbinier ou un prestataire de services). La maîtrise des outils de contrôle à distance (surveillance en ligne- mesure de la production, possibilité d'arrêt des éoliennes) et de prévision est nécessaire.</p> <p>Les métiers liés à l'exploitation sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Supervision, contrôle et acquisition de données – suivi technique, rapport d'exploitation – à distance pour plusieurs champs – arrêt et redémarrage, - Analyse de performance et mise en place de solutions pour l'améliorer – audits, due diligence, surveillance des contrats et des fins de garantie, - Gestion comptable et administrative, - Monitoring de la maintenance préventive et corrective : optimiser le temps de réaction avec l'équipe maintenance, capacité de stocker des pièces de rechange, tests. Les pales, le multiplicateur, le générateur, peuvent avoir besoin d'être remplacés, lubrification des mécanismes, - Interface avec les riverains et les administrations locales, - Gestion de la sécurité. <p>Toute l'exploitation se déroule à distance, dans des centres de contrôles, et il est très rare que des personnes se rendent physiquement sur site en dehors des opérations de maintenance, sauf pour des sites très importants ou très isolés. Un travail plus poussé de gestion et d'arbitrage de la production est à réaliser dans le cas où la production éolienne est valorisée sur les marchés. L'un des objectifs des exploitants est d'identifier des sources d'optimisation des éoliennes selon les particularités du parc observé, et de proposer ainsi des améliorations aux constructeurs d'éoliennes. L'objectif est de maximiser le taux d'utilisation des éoliennes pour produire le plus d'électricité possible.</p>
Type d'acteurs et composition actuelle du marché	<p>Les exploitants sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> - soit les développeurs de projets (EDF EN, Engie Green, Compagnie du vent, Kallista...), dont certains peuvent exercer également pour le compte de tiers ; - soit des « pure players exploitation » (Greensolver, CSO Energy - ERG) ; - soit les turbiniers.



	Le marché est à la fois local et global selon la nature des acteurs concernés, mais surtout très fragmenté, à l'image du marché du développement.
Evolutions et enjeux	<p><u>Evolutions et enjeux techniques :</u></p> <p>L'exposition progressive au marché et aux services système des producteurs éoliens (vente en directe sur les marchés aux Etats-Unis et progressivement dans les pays européens comme l'Allemagne, l'Espagne et la France depuis peu) oblige les exploitants à un pilotage plus fin de leurs activités de maintenance ; elle renforce également l'importance d'un suivi de la production, voire d'un pilotage (arrêts en période de prix négatifs sur les marchés, capacité à participer aux services systèmes envisagée en Allemagne mais aussi en France).</p> <p><u>Evolutions et enjeux de marché :</u></p> <p>Sur les marchés matures et encore peu concentrés comme la France, des prestataires de services pour compte de tiers (ex. Greensolver, ERG-CSO Energy) se développent sur les activités de type gestion administrative, suivi et pilotage centralisé pour proposer leurs compétences et leurs outils à de plus petits développeurs / exploitants ou éventuellement à des fonds d'investissements propriétaires de parcs.</p>
	<p>1.4.5.3. Maintenance</p>
Description	<p>La maintenance demande des compétences en mécanique et en électronique de puissance, ainsi que la maîtrise des outils informatiques et la capacité à travailler en hauteur.</p> <p>La maintenance consiste en :</p> <ul style="list-style-type: none"> - la maintenance planifiée ou préventive, au cours de visites régulières sur le site ; - la maintenance corrective, segmentée en différents niveaux : <ul style="list-style-type: none"> Niveau 1 : petite réparation, peut être prise en charge par un autre acteur que le fabricant. Niveau 2 : réparation demandant plus d'expertise, intervention du fabricant sur site ou à distance en lien avec le sous-traitant en charge de la maintenance. • Niveau 3 : intervention protégée par la propriété intellectuelle du fabricant, celui-ci est obligé d'intervenir sur place. <p>La maintenance doit permettre aux propriétaires du parc de bénéficier du taux de disponibilité des éoliennes le plus élevé possible (cible : 98%). Elle s'effectue de plus en plus à l'aide de l'analyse de données à distance.</p> <p>L'analyse de données sur un nombre important d'éoliennes à travers le monde a d'ailleurs permis de montrer que les principales causes d'interventions étaient dues à des dysfonctionnement de l'équipement électronique et des lumières, devant les causes mécaniques, ou liées aux pales, multiplicateur ou générateur.</p>
Type d'acteurs et composition actuelle du marché	<p>La maintenance fait généralement l'objet d'un contrat avec le constructeur pour environ 15 ans, avec une part fixe par éolienne et une part variable qui évolue au cours du contrat. Ce système est préféré par les banques lors de l'accord de financement. Les turbiniers représentaient ainsi au niveau mondial 60% du marché de la maintenance en 2012.⁸¹</p> <p>Pour les grosses interventions, le recours au constructeur sera fréquemment requis, mais les interventions de niveau 1 ou 2 peuvent être prises en charge localement par l'exploitant lui-même (10% des parts de marché au niveau mondial), ou par un prestataire de services indépendant (30% des parts de marché)⁸¹. Ces indépendants, comme Valemo en France, ou des entreprises spécialisées dans certains domaines (intervention d'entretien des pales en hauteur par exemple), n'ont pas nécessairement besoin d'être officiellement agréés par les constructeurs éoliens pour effectuer cette maintenance. Cependant, avoir</p>

81 Deloitte and Taylor Wessing 2012 wind services study



	<p>été sélectionnés par ces constructeurs comme sous-traitants, la maintenance de certains parcs constitue une garantie de fiabilité.</p> <p>Des entreprises spécialisées dans certaines prestations de maintenance seront mobilisées par le responsable de la maintenance du site, notamment pour l'acoustique, les vibrations, les interventions sur les pales et en hauteur</p>
Evolutions et enjeux	<p><u>Evolution et enjeux techniques :</u></p> <p>Les techniques de maintenance évoluent de manière importante en fonction des avancées technologiques. Les coûts totaux tendent à diminuer, néanmoins tout au long de la vie d'une éolienne, les frais de maintenance augmentent avec l'âge de la machine.</p> <p>La prise en charge de la maintenance d'un plus grand nombre de parc par les acteurs (notamment les turbiniers sur leurs produits) permet une concentration des connaissances et une meilleure efficacité dans les réponses apportées aux exploitants.</p> <p>Enfin, il est nécessaire de former un personnel qualifié pour améliorer la fiabilité des opérations. C'est pourquoi des pays comme le Royaume-Uni ou les Etats-Unis mettent aujourd'hui en place des programmes de formations adaptées.</p>

1.4.5.4. Positionnement des acteurs français en opération et maintenance

Les acteurs français réalisent une part de leur chiffre d'affaires à l'export, mais ce taux est principalement porté par les entreprises spécialisées dans la seule maintenance, pour lesquelles il peut s'élever à 70% dans certaines sociétés spécialisées, alors qu'il n'est que de 4% pour les entreprises réalisant à la fois l'exploitation et la maintenance⁸². Le major français spécialisé dans l'exploitation maintenance est Greensolver, qui exporte ses activités d'exploitation principalement en Europe (Pays-Bas, Royaume Uni), mais propose également des prestations de gestion et d'optimisation financière, à des propriétaires de projets sur les cinq autres continents.



1) Pure player signifie ici que l'entreprise est spécialisée dans l'exploitation et n'intervient pas en phase de développement (sauf conseil externe), et n'est pas en parallèle fournisseur d'électricité.
Sources: sites des acteurs, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 33 : Caractérisation des acteurs de l'opération et maintenance

⁸² Enquête Innumeri 2016



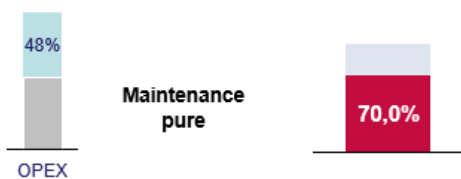


Figure 34 : Performance à l'export des acteurs de la maintenance pure

Les entreprises spécialisées dans la maintenance se positionnent :

- sur toute la maintenance :
- sur certains types d'activité en particulier, comme la maintenance des pales :



En conclusion, le maillon de l'exploitation et maintenance représente 20 à 50€/MW/an. En termes d'emploi, ce maillon représente 2,2% des emplois de la filière dans le monde, soit 23 000 ETP en 2015.

1.4.6. Renouvellement et démantèlement : l'apparition d'un nouveau marché

La question du renouvellement des parcs existants se pose dès lors que l'évolution des technologies éoliennes entraîne le développement de modèles de plus en plus puissants, qui permettraient de mieux exploiter les sites à gros potentiel ayant été investis dans les premières années du développement du secteur avec des modèles peu puissants (moins de 500 kW jusqu'au milieu des années 1990).

1.4.6.1. Renouvellement

Description	<p>Plusieurs catégories d'évolution technique d'un parc éolien peuvent être envisagées :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La maintenance lourde (ou <i>retrofit</i>) correspond à des changements de composants principaux de l'éolienne (pales ou générateur par exemple) sans modification des caractéristiques principales de l'installation (type, dimensions, nombre et emplacements des éoliennes) ; • Le réaménagement (ou <i>revamping</i>) correspond à des changements de composants avec modification des caractéristiques principales de l'installation (type, dimensions, diminution du nombre d'éoliennes) ; • Le renouvellement (ou <i>repowering</i>) correspond à un remplacement intégral de l'installation entraînant des modifications substantielles (dimensions des éoliennes, extension, emplacements...). <p>Le propriétaire de l'installation peut avoir recours à ces différentes évolutions techniques en vue d'augmenter la durée de vie, ou bien la puissance d'un parc existant.</p>
Type d'acteurs et composition actuelle du marché	<p>Une fois la décision de renouvellement prise par l'opérateur, les mêmes acteurs que pour la mise en place du parc entrent en jeu (fournisseurs, transporteurs, installateurs).</p> <p>Des développeurs tels qu'Enova en Allemagne se positionnent d'ores et déjà en soutien au processus de renouvellement.</p> <p>A noter qu'il est possible de changer de fournisseur, à condition que les nouveaux composants soient adaptés à l'installation en place.</p>
Position des acteurs français	<p>Aucun acteur français ne se positionne de manière spécifique sur le renouvellement, mais certains ont déjà dû faire face à l'arrivée en fin de vie de certains de leurs parcs, comme Quadran (5 parcs depuis 2010).</p>
Evolutions et enjeux	<p><u>Evolutions et enjeux de marché :</u></p> <p>Le marché du renouvellement est en pleine expansion, notamment au Danemark et en Allemagne, où un grand nombre de parcs sont vieillissants. Cette dynamique est portée par les progrès constants des technologies (la puissance moyenne d'une éolienne était de 1,5 MW dans les années 2000 contre 3 MW aujourd'hui), ainsi que par la nécessité de valoriser le mieux possible les sites les mieux ventés, ceux-ci étant de plus en plus rares.</p> <p>La réglementation du <i>repowering</i> est une question qui commence à se poser pour certains acteurs français de la filière, avec le vieillissement du parc français : les premiers parcs sont sortis du tarif d'achat en 2014.</p>







1.4.6.2. Démantèlement

<p>Description</p>	<p>La dynamique du marché éolien depuis 2000 permet d’anticiper une croissance du marché du démantèlement de 20% par an environ entre 2015 et 2035 (en considérant une durée de vie des parcs de 20 ans), avec un volume potentiel d’environ 3 à 8 GW par an au niveau mondial d’ici 2020.</p> <p>Il s’agit d’accompagner la mise hors réseau du champ, de démanteler les machines et de gérer la fin de vie des pièces (recyclage, stockage). Des capacités de levage (cf. installation) sont nécessaires pour démanteler, transporter et recycler les composants. Un marché de « seconde main » s’est mis peu à peu en place, et il est possible de revendre des turbines d’occasion aux pays en développement, ou de réutiliser les composants.</p>
<p>Type d’acteurs et composition actuelle du marché – position des acteurs français</p>	<p>Le marché du démantèlement n’est pas encore mature dans la mesure où seuls peu de champs ont dû en faire l’objet. En France, le premier démantèlement a eu lieu en 2010 et a été pris en charge par la division Cegelec (exploitation et maintenance industrielle) du groupe Vinci.</p> <p>La seule entreprise française positionnée spécifiquement sur cette activité est Eoleclean, qui propose des services de démontage et de gestion des déchets.</p>
<p>Evolutions et enjeux de marché</p>	<p>Avec la croissance du marché, des acteurs spécialisés dans le démantèlement des parcs éolien pourraient se développer, ainsi que des pôles d’expertise chez les acteurs existants (bureaux d’ingénierie, développeurs).</p>

Evolution du parc arrivant en fin de vie et potentiel de marché du démantèlement en France et en Allemagne à 2035 (GW cumulés)



Acteurs allemands positionnés dans le secteur du démantèlement

- **Sociétés de services** spécialisées ou non dans l'éolien  
- **Développeurs/exploitants** étendant leur savoir faire jusqu'au démantèlement et le proposant aux tiers 
- **Sociétés spécialisées dans le rachat et le recyclage** des déchets industriels 

Potentiels acteurs français

-  **DERICHEBOURG** et  **EIFFAGE** sont certifiés pour le démantèlement industriel
-  **Quadran** a déjà démantelé 1 centrale et réalisé un repowering sur 4 autres
-  **VEOLIA** est spécialisé en gestion des déchets et en démantèlement industriel
-  **EOLE CLEAN** est positionné mais n'a réalisé aucun démantèlement à ce jour

Source: GWEC, IEA, Deutsche Windguard, analyse E-CUBE Strategy Consultants

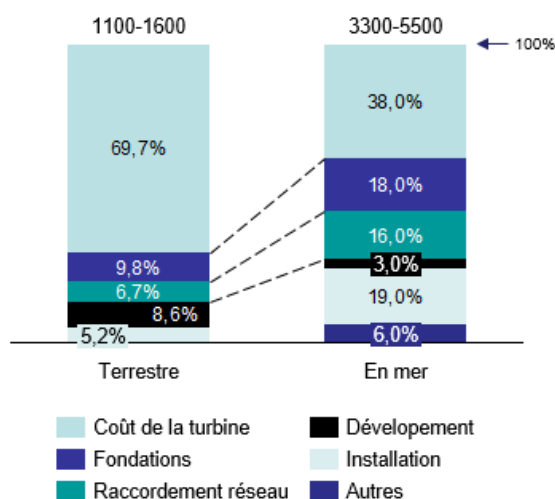
Figure 35 : Perspectives du marché du démantèlement



1.5. Variante concernant l'éolien en mer

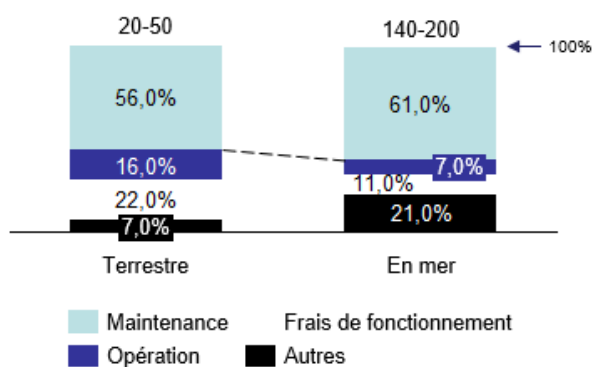
Certains éléments-clés de la chaîne de valeur diffèrent de la filière terrestre. Cela impacte notamment les coûts des projets, en investissement ou en exploitation.

COMPARAISON DES CAPEX TERRESTRE ET EN MER [K€/MW]



- Le coût des turbines en mer est plus élevé que dans le terrestre car les puissances sont plus élevées, mais leur poids dans les projets est moindre
- Les fondations en mer sont coûteuses en acier et en ingénierie car complexes et de design variable en fonction des particularités du sol marin
- Le raccordement comprend pour l'éolien en mer également le coût de la sous-station nécessaire à l'acheminement de l'électricité vers la terre ferme

COMPARAISON DES OPEX TERRESTRE ET EN MER [K€/MW/AN]



- Les coûts de maintenance sont plus importants dans l'éolien en mer du fait du coût de mobilisation des vaisseaux nécessaires à l'intervention en mer, mais surtout, pour 70% d'entre eux, à la fréquence de la maintenance nécessaire sur les câbles de réseau et les fondations

[IRENA (2016), Fraunhofer (2014), Crown Estate (2013), Analyse E-CUBE]

Figure 36 : Comparaison des CAPEX et OPEX pour l'éolien terrestre et en mer (Allemagne et Royaume-Uni)

1.5.1. Développement de projet : des projets de grande ampleur

Le marché du développement de projets en mer est plus difficile d'accès que celui de l'éolien terrestre, et les acteurs sont également moins nombreux.



Variations par rapport à l'éolien terrestre	<p>Les investissements dans l'éolien en mer constituent le triple de ceux de l'éolien terrestre en Europe (entre 3300 et 5000 €/kW, contre 1060-1600 dans le terrestre⁸³). Des expertises supplémentaires sont nécessaires, comme les études météo-océaniques (états de mer, périodes de houle, courant etc.), géotechniques, etc.</p>
Composition actuelle du marché	<p>Le marché des développeurs de l'éolien en mer est beaucoup moins fragmenté que dans l'éolien terrestre : il s'agit aujourd'hui pour la plupart soit de grands fournisseurs d'énergie, soit d'entreprises spécialisées dans le développement éolien en mer, souvent organisés en consortia.</p> <p>Le marché est dominé par des grands fournisseurs d'énergie, comme Vattenfall, Dong Energy ou E.ON, qui répondent, en partenariat avec des turbiniers, aux différents appels d'offres nationaux. Les entreprises européennes sont leaders, car les marchés asiatiques sont encore très émergents, et les Etats-Unis n'ont pas encore lancé de projets en mer à grande échelle. En Europe, le marché se partage donc entre Dong Energy (Danemark – 24%), Vattenfall (entreprise suédoise dont la division éolienne en mer se situe en Allemagne – 10,5%), E.ON (Allemagne, 7,3%) et RWE (Allemagne, 8,7%).⁸⁴</p> <p>La multiplication des projets en mer favorise l'émergence de nouveaux développeurs spécialisés : en 2014, on observait ainsi en Europe la montée en puissance d'acteurs spécialisés comme WindMW (Allemagne) et Aspiravi en mer (Belgique).</p>

1.5.2. Fabrication des composants : une *chaîne de valeur* tournée vers les grands projets

Le développement de l'éolien en mer permet notamment d'avoir recours à des éoliennes plus puissantes.

Variations par rapport à l'éolien terrestre	<p>Les projets d'éolien en mer se différencient des projets terrestres par leur ampleur (en termes de coûts et de taille des composants) et par leur politique de lancement, soumise aux appels d'offres nationaux.</p> <p>Aujourd'hui, les éoliennes installées en mer ont en moyenne une puissance de 4 MW (8 MW pour les nouveaux projets, 10-12 MW en développement), une hauteur de nacelle à 90 m, et un diamètre de rotor de 115 m (souvent donc plus petites mais plus larges que les éoliennes terrestre).</p> <p>Leur <i>chaîne de valeur</i> doit être adaptée à la fabrication de composants plus imposants donc moins facilement transportables et plus chers.</p>
Composition actuelle du marché	<p>Les fournisseurs de composants peuvent rester les mêmes que dans l'éolien terrestre. Pour minimiser les coûts des projets, des stratégies logistiques sont mises en place, en concentrant les unités de production des grands composants dans les régions à fort potentiel.</p> <p>Les composants électriques ou électroniques sont moins localisés car des fournisseurs des pays en développement se positionnent de manière de plus en plus compétitive.</p>
Position des acteurs français	<p>Le développement de la filière en mer française est une opportunité pour la création d'emplois en France en vue de diminuer les coûts de transport des composants et d'optimiser la <i>chaîne de valeur</i> à proximité des futurs champs. GE a ainsi déjà ouvert deux usines à Montoir de Bretagne (fabrication des génératrices et nacelles) et deux autres devraient être construites à Cherbourg (fabrication de pales et d'équipements de mâts).</p> <p>Adwen projette de construire une usine d'assemblage d'éoliennes au Havre.</p>
Enjeux et évolutions	<p><u>Enjeux et Evolutions techniques :</u></p>

⁸³ Moyenne du benchmark des pays européens hors Espagne

⁸⁴ WIND EUROPE 2015



Les objectifs de baisse des coûts, annoncés à moins de 80 €/MWh à horizon 2025 par l'association WindEurope⁸⁵, devraient être atteints pour des projets dont les conditions de développement sont particulièrement favorables, via l'adoption de nouveaux matériaux plus légers et moins coûteux, la mise en place d'un processus de production modulaire pour simplifier l'assemblage, et l'optimisation du design pour la performance, le transport, l'assemblage et les coûts de matériaux. Les récents appels d'offres en Europe (les AO danois de Kriegers Flak et hollandais de Borssele III et IV), pour une mise en service au début des années 2020, en témoignent. La mise en œuvre de la baisse des coûts de l'éolien en mer nécessite un marché stable à même de fournir aux acteurs industriels les volumes et la visibilité suffisante à la mise en place de ces processus de rationalisation et d'économies d'échelles.

1.5.3. Assemblage des composants : positionnement des grands turbiniers

Variations par rapport à l'éolien terrestre	Seuls les plus grands constructeurs de turbines sont aujourd'hui capables d'assumer les coûts liés aux éoliennes en mer.
Composition actuelle du marché	En 2015 Siemens a fourni 60% des nouvelles éoliennes maritimes installées dans le monde ⁸⁶ , suivi par Adwen (co-entreprise Areva/Gamesa) (18,2%) puis par MHI-Vestas (12,9%) et enfin par Servion (8,9%).

1.5.4. L'importance des fondations

Les fondations sont fondamentales pour la pérennité des parcs en mer, mais sont également un des facteurs principaux de baisse des coûts potentielle.

Variations par rapport à l'éolien terrestre	<p>La construction des fondations représente entre 15 et 20% du coût total d'une éolienne en mer, et entre 5 et 10% en terrestre, ce qui explique pourquoi les coûts associés aux composants de la nacelle sont en proportion moins importants en mer qu'à terre.</p> <p>Il existe 5 types de fondations aujourd'hui :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les fondations en « monopile » : pour les eaux peu profondes (10-30 m), elles représentent 75% des constructions actuelles, de nouveaux modèles sont développés afin d'utiliser cette technologie en eau plus profonde. • - Les fondations gravitaires : pour des profondeurs inférieures à 20 m, elles représentent 21% des constructions actuelles, des améliorations pourraient permettre de les utiliser jusqu'à 40 m de profondeur. • - Les fondations en tripode ou « tripile » : pour des profondeurs de 25 à 50 m, représentent 2% des installations et sont peu sollicitées aujourd'hui à cause de leurs coûts de production élevés, liés à leur complexité. • - Les fondations en « jacket », pour des profondeurs entre 20 et 60 m, elles représentent 2% des installations, sont plus flexibles et plus légères, ce qui encourage leur développement. • - Les fondations flottantes : elles permettent de positionner des éoliennes là où la profondeur d'eau dépasse 40 m. Elles représentent aujourd'hui moins de 1% du
---	--

⁸⁵ Communication WindEurope, juin 2016

⁸⁶ WindEurope, 2015



	<p>marché et sont plutôt en phase d'expérimentations pilotes, une commercialisation est attendue à partir de 2020.</p>
<p>Composition actuelle du marché</p>	<p>Le marché est déjà fragmenté et compétitif, dominé par des entreprises européennes : Baldt Industries (Danemark - 37%), Ambau GMBH (Allemagne - 15%), Per Aarsleff (Danemark - 13%), Sif (Pays-Bas - 12%), Siag (Allemagne - 11%).</p> <p>Dans les technologies flottantes, les 3 pays moteurs sont le Japon, les Etats-Unis ainsi que la France. Les principaux concepts ont été développés par Statoil (Norvège), Toda & Marubeni Corporation (Japon), et les Etats-Unis devraient dans les prochaines années mettre en place des concepts novateurs (Principle Power).⁸⁷ Les entreprises françaises disposent également d'une place dominante sur le marché éolien flottant, en particulier va l'attribution de quatre projets pilotes de fermes d'éoliennes flottantes.</p>
<p>Position des acteurs français</p>	<p>Des acteurs français se positionnent sur les fondations pour éoliennes flottantes, dans la mesure où la R&D française propose des concepts innovants et les entreprises ambitionnent de générer des capacités industrielles dans ce secteur : IDEOL expérimente deux démonstrateurs au Japon (le prochain, Floatgen, sera mis à l'eau au premier semestre 2017 sur le site d'essai SEM-REV, au large du Croisic), et est lauréat, avec Bouygues Travaux Publics (aux côtés de Servion et Quadran), de l'appel à projet ADEME, pour le site pilote de Gruissan en Méditerranée. Toujours dans le cadre de l'AAP éolien flottant et énergies marines de l'ADEME, DCNS et Vinci sont lauréats (aux côtés d'Eolfi, de GE et CGN) sur le site pilote de Groix sur la façade Atlantique ; L'IFP EN s'est associé à la société néerlandaise SBM Offshore pour développer un modèle de flotteur qui sera déployé par EDF EN sur le site pilote de Faraman en Méditerranée (en partenariat avec EDF EN et SIEMENS). Enfin, Eiffage Métal construira les fondations flottantes conçues par Principle Power qui seront installées sur le site de Leucate en Méditerranée (consortium formé par Engie, EDPR, GE, le groupe Caisse des Dépôts et Eiffage).</p> <p>STX France a ouvert en 2015 une usine de conception et fabrication de sous-stations électriques (dont fondation) et de fondations d'éoliennes en mer de type « jacket » à Saint-Nazaire. Eiffage Métal produit aussi dans son usine de Fos-sur-Mer des fondations de sous-stations électriques.</p>
<p>Evolutions et enjeux</p>	<p><u>Evolutions et enjeux techniques :</u></p> <p>Grâce à l'industrialisation des projets, l'augmentation de la taille des champs et l'innovation technologique, des baisses de coût de 6,1% sont attendues pour les fondations dans les 5 prochaines années, ce qui permettrait une baisse du coût total de 1,2% par éolienne.</p>

1.5.5. Installation et maintenance du parc en mer

La logistique en mer, pour l'installation autant que pour la maintenance, constitue le principal verrou au développement de l'éolien en mer.

<p>Variations par rapport à l'éolien terrestre</p>	<p>La complexité logistique de l'installation se traduit par un poids important des coûts dans la structure du projet global : ils représentent 19% des coûts totaux contre 5% pour l'éolien terrestre, soit 800 k€/MW contre 50 k€/MW, incluant les coûts d'exploitation du vaisseau et les coûts de main d'œuvre employée. Les coûts d'exploitation sont trois fois plus élevés dans l'éolien en mer que dans le terrestre, du fait du coût de mobilisation des vaisseaux nécessaires à l'intervention en mer et de la fréquence de la maintenance nécessaire sur les câbles de réseau et les fondations.</p> <p>La clé de l'installation et de la maintenance d'éoliennes en mer est la disponibilité de vaisseaux dits « jack-up », ayant les capacités et les technologies suffisantes à transporter, lever et monter les composants de la turbine. Ceux-ci font plus de 140 m de</p>
---	---

⁸⁷ Etude du Crown Estate - floating offshore wind review 2015



	long sur 40 de large, peuvent stocker un nombre important de composants pour limiter les allers-retours nécessaires, et se déplacent le plus rapidement possible pour limiter les délais d'approvisionnement.
Composition actuelle du marché – positionnement des acteurs français	Avant 2008, des bateaux utilisés sur les champs en mer d' <i>oil & gas</i> étaient utilisés, mais aujourd'hui leur nombre est insuffisant et de nouvelles commandes ont été effectuées pour une nouvelle génération. Une quarantaine de bateaux Jack Up existent aujourd'hui dans le monde⁸⁸ , mis à disposition par des entreprises de maintenance ou d'installation en mer. Le marché est global, et les principaux pays en possession de ces moyens sont le Royaume-Uni, le Danemark et les Pays-Bas. L'entreprise Damen, localisée aux Pays-Bas, a cependant des implantations industrielles à Brest et à Dunkerque (chantiers de réparation notamment).
Evolutions et enjeux	<p><u>Evolutions et enjeux de marché :</u></p> <p>Avec l'augmentation du nombre de vaisseaux en construction, les entreprises capables de proposer leurs services d'installation, ainsi que des opérations de maintenance sur les éoliennes en mer, seront plus nombreuses, ce qui aura pour conséquence de fragmenter le marché. Cette fragmentation ne sera néanmoins possible que si les perspectives de croissance du marché sont suffisantes pour inciter les entreprises à faire face au coût d'entrée élevé sur ce marché.</p> <p><u>Evolutions et enjeux techniques :</u></p> <p>Une baisse des coûts est envisageable par la production des composants en modules à assembler au port plutôt qu'en mer pour limiter la durée d'installation et d'utilisation des navires, ainsi que par la possibilité de réaliser l'installation avec moins de contrainte sur les conditions météorologiques et océaniques, et par l'optimisation du fonctionnement des éoliennes pour limiter les interventions plus coûteuses (et potentiellement plus complexes) en mer.</p>

1.5.6. Raccordement au réseau : des infrastructures à adapter

Le développement de l'éolien en mer est un véritable enjeu pour la gestion du réseau électrique national.

Variations par rapport à l'éolien terrestre	Ces coûts représentent plus de 15% du coût total d'une éolienne. Le raccordement nécessite l'installation de câbles inter-éoliennes (33 kV et bientôt 66 kV) reliant les éoliennes à un réseau, d'une sous-station électrique en mer qui permet d'adapter le courant à un plus haut voltage (132-220 kV aujourd'hui), de câbles export évacuant la production d'énergie vers les côtes, et d'une station terrestre permettant de relier ces câbles au réseau terrestre public d'électricité.
Acteurs et Composition actuelle du marché	<p>En France, les travaux de raccordement sont financés par les consortia lauréats, et mis en oeuvre par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE).</p> <p>Celui-ci se fournit en composants et en services liés à l'installation chez des entreprises du génie électrique comme par exemple en France : Spie, Cofely, Cegelec, Schneider Electric ou Actemium.</p> <p>Les fournisseurs de composants électriques adaptés à l'éolien en mer sont plus concentrés que pour le terrestre, ainsi JDR Cables au Royaume-Uni a fourni 40% des projets locaux.</p>
Position des acteurs français	Nexans est l'entreprise française la mieux positionnée dans la fourniture de câbles d'interconnexion à destination des parcs éoliens en mer. Sa présence dans une quarantaine de pays lui assure une position idéale pour capter la croissance des futurs marchés. Elle a

⁸⁸ Etude 2014 Crown Estate sur les vaisseaux « jack-up »



	<p>notamment été sélectionnée en 2015 pour faire partie du programme « Offshore Wind Accelerator » organisé au Royaume-Uni.</p> <p>Une dizaine d'entreprises en France sont spécialisées sur le segment des travaux maritimes et peuvent réaliser les fondations ou bien le raccordement au réseau des futurs parcs éoliens en mer grâce à d'autres navires utilisés dans leurs activités maritimes. Il s'agit d'entreprises issues de grand groupes, tels que Louis Dreyfus Armateurs ou encore STX France, qui développent leur activité éolienne à l'exportation à 76%⁸⁹.</p>
Evolutions et enjeux	<p><u>Evolutions et enjeux techniques :</u></p> <p>Les installations électriques deviennent de plus en plus complexes au fur et à mesure que la taille des parcs et la puissance des éoliennes augmente, et que les projets s'éloignent des côtes.</p>

1.6. Variante concernant le petit éolien

3 segmentations existent pour différencier les catégories d'éoliennes selon leur puissance :

- La segmentation française (ADEME – février 2015) différencie micro-éolien (moins de 1 kW), petit éolien (entre 1 et 36kW) et moyen éolien (entre 36 et 250 kW)
- La segmentation britannique (Renewable UK – mars 2015) différencie micro-éolien (jusqu'à 1,5 kW), petit éolien (entre 1,5 et 50 kW) et moyen éolien (de 50 à 500 kW).
- Les Etats-Unis appellent « small wind » toutes les machines dont la puissance est inférieure à 100 kW.

Si on considère la définition américaine (utilisée dans les études internationales), **on dénombre aujourd'hui 870 000 petites éoliennes installées à travers le monde**, dont 625 000 en Chine (72% du marché cumulé), 157 000 aux Etats-Unis (18%) et 24 000 au Royaume-Unis (2,7%).

La compétitivité économique des modèles de petit et moyen éolien est moins élevée que pour le grand éolien, dans la mesure où les coûts sont plus élevés rapportés à la performance et donc à la productivité. L'association mondiale de l'éolien, qui produit chaque année un rapport sur le petit éolien, recense **en 2015 des coûts du projet installé entre 6300 €/kW (Etats-Unis), 5400 €/kW (Royaume-Uni) et 1500 €/kW (Chine)**, soit 3 fois le prix du grand éolien rapporté à l'unité de puissance installée, ce qui éloigne encore plus cette technologie de la parité réseau.

Le marché global du petit éolien représentait ainsi en 2014 300 M€ de chiffre d'affaire.⁹⁰

Le petit éolien est utilisé dans les configurations suivantes :

- Installations résidentielles (urbaines ou rurales) ou institutionnelles (écoles, ministères, bureaux)
- Installations commerciales (grand magasin) ou industrielles (usine, pompage, désalinisation et purification)
- Unités agricoles

Des systèmes hybrides avec solaire et diesel existent également.

Dans cette partie, seul le petit éolien est concerné, au sens de l'ADEME, c'est-à-dire en dessous de 36 kW.

1.6.1. Le développement pré-projet : un besoin d'expertise très local

Les développeurs de projets sont les propriétaires des bâtiments concernés par l'installation, accompagnés des experts qui pourront leur venir en aide pour les études préalables et spécifications des modèles de turbines à utiliser.

Variations par rapport au grand éolien	<p>Les éléments à évaluer principalement sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les particularités du vent dans la zone considérée, pour déterminer la hauteur du mât et la puissance de l'éolienne à installer, - les possibilités de connexion au réseau le cas échéant.
---	---

⁸⁹ Enquête InNumeri 2016 sur la filière éolienne française

⁹⁰ Extrapolation réalisée à partir des principaux marchés pour lesquels l'information est disponible de manière publique : Etats-Unis et Royaume-Uni (Sources : RenewableUK & AWEA 2014)



Ces prestations sont plus locales et plus limitées que pour les grands projets, et seront donc réalisées par des **acteurs locaux de petite taille**, tels que Météolien ou CapVent en France.

Evolutions et enjeux	<p><u>Enjeux techniques :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Trouver le couple technologie-gisement qui présente un coût de l'électricité raisonnable et des conditions d'implantation favorables. - Développer des modèles innovants pour rendre plus accessibles ces technologies, comme le leasing : le consommateur paie un prix fixe par mois à l'opérateur de son installation qui prend en charge l'O&M.
----------------------	---

1.6.2. Fabrication et assemblage des composants : une offre très diversifiée

<p>Variations par rapport au grand éolien</p> <ul style="list-style-type: none"> • 	<p>Deux technologies existent pour le petit éolien : les turbines à axe horizontal et celles à axe vertical. La technologie à axe vertical est utilisée pour des éoliennes de plus petites puissances, avec une moyenne de 7,4 kW, contre 10,8 kW pour les installations à axe horizontal. La technologie horizontale domine le marché depuis ses débuts, mais certains constructeurs peuvent fournir les deux types.</p> <p><u>Le mât :</u> la hauteur du mât n'est pas automatiquement proportionnelle à la puissance de l'éolienne. Une hauteur minimale est nécessaire ; la hauteur doit être au moins supérieure à 15-20 m.</p> <p>La fabrication des composants est internalisée par la plupart des constructeurs, qui se chargent également de l'installation sur site.</p>
<p>Composition actuelle du marché</p> <ul style="list-style-type: none"> • 	<p>Les constructeurs de petites éoliennes sont beaucoup plus nombreux que dans le grand éolien. On compte 330 entreprises dans le monde proposant des éoliennes « clés en main », et une forte croissance a eu lieu entre 2000 et 2010. Le Canada (Endurance), la Chine (Ghrepower), l'Allemagne (dibu Wind), le Royaume-Uni (Kingspan Wind) et les Etats-Unis (Pika Energy) concentrent 50% de la production de petites éoliennes. La Chine notamment a une forte capacité de production, au-delà de 180 000 unités par an.</p>
<p>Position des acteurs français</p>	<p>Eolys est le principal fabricant français de petit éolien. Sa présence est encore limitée et il exporte aujourd'hui seulement vers l'Italie.</p>
<p>Evolutions et enjeux</p>	<p><u>Enjeux techniques :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Atteindre une diminution des coûts grâce à des économies d'échelle. • Fabriquer des modèles de plus en plus puissants et fiables <i>via</i> une meilleure réglementation et une certification des différents modèles.

1.6.3. Raccordement au réseau

<p>Variations par rapport au grand éolien</p> <ul style="list-style-type: none"> • 	<p>Historiquement, les petites éoliennes sont des installations déconnectées des réseaux électriques nationaux, pour l'autoconsommation. Cependant, les modèles actuels dans les pays développés sont de plus en plus souvent intégrés aux réseaux décentralisés (USA, UK, Danemark).</p> <p>Le « hors réseau » est majoritaire dans les pays en développement qui connaissent des failles dans le réseau électrique, notamment dans des zones reculées.</p>
---	--

1.6.4. Exploitation et maintenance



**Variations
par rapport
au grand
éolien**

-

L'exploitation de la machine est entre les mains du propriétaire de l'éolienne, qui doit avoir à sa disposition les outils nécessaires à l'estimation de sa production et à la détection des anomalies.

La maintenance est en revanche assurée par le fabricant de la machine installée dans le cadre d'un contrat spécifique, et **ses coûts s'élèvent entre 70 €/kW/an et 20 €/kW/an selon les modèles**⁹¹.

⁹¹ WWEA 2015



2. ETAT DES LIEUX DE LA FILIERE EOLIENNE EN FRANCE

Cette section a pour objectif de présenter un état des lieux détaillé de la filière éolienne française en 2015. Elle établit, **pour chaque maillon de la chaîne de valeur, une évaluation de la taille du marché français, des importations, du niveau de la production** et de la valeur ajoutée créée (à destination du marché domestique ou à l'exportation) **ainsi que des emplois directs et indirects associés**.⁹² Une estimation des emplois induits par les revenus des emplois directs et indirects consommés est présentée également. **Sur les principaux maillons de la chaîne de valeur, une cartographie régionale des emplois est également réalisée**. Ces estimations sont en partie fondées sur les résultats d'une enquête réalisée en 2016 et qui a recueilli plus de 200 réponses pour presque 600 acteurs identifiés comme actifs sur le marché de l'éolien en 2015 dans la filière.

Les données présentées sont le résultat d'une approche combinant :

- **une enquête auprès des acteurs de l'éolien en France**. Cette enquête a permis de collecter des données sur les coûts des éoliennes terrestres, d'estimer les chiffres d'affaires et les emplois en ETP associés pour certaines activités de la filière éolienne (développement, études, fabrication de composants et assemblage, installation et montage, exploitation et maintenance) et d'évaluer les exportations ainsi que les chiffres d'affaires liés à l'éolien en mer posé et flottant. Les résultats de l'enquête permettent également de produire des cartographies régionales des ETP estimés pour les catégories d'acteurs interrogées ;
- **un modèle macro-économique**, construit à partir de données issues de la statistique publique ainsi que de l'enquête menée auprès des acteurs, qui permet de décomposer la valeur des marchés éoliens (terrestre et en mer ; domestique et étranger) entre production, valeur ajoutée, consommations intermédiaires et importations, par maillon de la chaîne de valeur, et d'estimer l'ensemble des emplois associés à ces activités.

Le champ de l'enquête est la France métropolitaine.

La filière éolienne est décrite en deux temps :

- Dans un premier temps, l'évaluation économique présente les résultats de cet exercice de modélisation.
- Dans un deuxième temps, la filière est décrite par catégorie d'acteurs, en s'appuyant sur les résultats de l'enquête : recensement des acteurs et cartographies.

2.1. Production, valeur ajoutée, exportations, emplois de la filière

Les résultats relatifs à la filière éolienne présentés dans les points qui suivent sont issus de l'outil de calcul construits pour les besoins de l'étude. Cet outil a pour objectif d'évaluer avec une approche filière englobant l'ensemble de la chaîne des sous-traitants, pour un niveau de puissance et une année donnés, l'activité liée à l'installation de nouveaux parcs éoliens sur le territoire national, ainsi qu'à l'exploitation et à la maintenance des parcs existants. Le modèle est également utilisé pour évaluer l'activité liée à la aux phases amont du développement de l'éolien en mer domestique ainsi qu'aux activités orientées à l'export.

2.1.1. Principaux points de méthode

Le modèle utilisé repose sur une approche de type « décomposition de filière », qui consiste à décomposer une valeur de marché pour un produit final selon les différents éléments qui le composent, reprenant ainsi les maillons de la chaîne de valeur.

Dans le cas de l'éolien terrestre, on détermine la taille du marché à partir des unités vendues (MW raccordés pour la phase investissement et MW exploités-maintenus pour la phase d'exploitation) ainsi que des coûts unitaires (M€/MW pour l'investissement et k€/MW/an pour l'exploitation-maintenance). Dans le cas de l'éolien en mer, et du marché à l'exportation, on estime la production directement à partir d'un chiffre d'affaires agrégé réparti par maillon de la chaîne de valeur, en s'appuyant sur les résultats de l'enquête.

⁹² Pour les exportations et l'éolien en mer domestique, c'est la production nationale qui est estimée directement, sans passer par une estimation du marché.



On détermine ensuite pour chacun de ces maillons le montant de production et de valeur ajoutée associées, ainsi que les emplois en ETP. La décomposition de la production en valeur ajoutée, consommation intermédiaire d'origine française et importations s'appuie à la fois sur les données d'enquête, sur les données ESANE et sur les données de la comptabilité nationale (taux d'importation). Les emplois directs sont calculés en appliquant un ratio de rémunération par ETP issu des données ESANE. Les emplois indirects et induits sont calculés selon la méthodologie décrite en annexe 7.

La chaîne de valeur de l'éolien utilisée est celle présentée dans les précédentes parties du rapport ; les maillons retenus sont les suivants :

- Le développement et le portage de projet
- Les études environnementales et techniques,
- La fabrication de l'éolienne :
 - o Les composants de structure (mâts, pales)
 - o Les gros composants électriques (génératrice)
 - o Les composants du système électrique (câbles, systèmes de contrôle et de balisage etc.)
 - o Les systèmes mécaniques (roulements etc.)
- L'installation de l'éolienne :
 - o Les travaux de préparation
 - o L'assemblage de l'éolienne
 - o Le raccordement
- L'exploitation –maintenance des parcs, décomposée comme suit :
 - o L'exploitation
 - o La maintenance
 - o Les autres coûts liés à l'exploitation (location du terrain, frais administratifs etc.).

La production et les emplois associés aux activités extérieures à cette chaîne de valeur ne sont pas inclus dans l'estimation qui suit ; ces activités extérieures sont par exemple : soutien public de R&D, administrations, associations et ONG, etc.

Les estimations ainsi réalisées sur ces maillons constituent les **effets directs** du déploiement et de l'exploitation de parcs éoliens en France. Sur la partie investissement, la décomposition de filière est faite en partant du maillon de développement de projet : les développeurs de parcs sont en effet ceux qui coordonnent l'ensemble des autres activités de la chaîne de valeur.

Les maillons suivants sont considérés comme des consommations intermédiaires entrant dans la production des parcs raccordés. De plus ces consommations intermédiaires (CI) sont considérées comme spécifiques dans le sens où elles sont particulières à la filière éolienne. En parallèle, des estimations des importations et utilisations de CI non-spécifiques sont également réalisées jusqu'à décomposition complète de la valeur de production de départ. Le schéma en Figure 37 reprend le principe de décomposition appliqué.

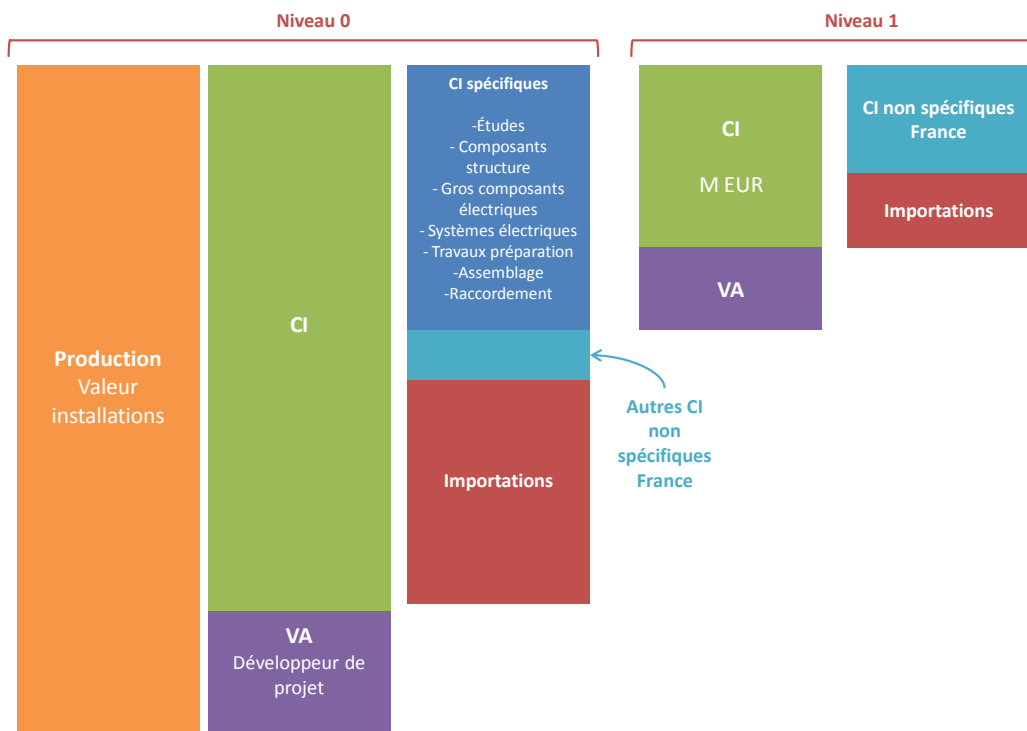


Figure 37 : Principe de décomposition de filière utilisé dans le modèle

A travers l'estimation des CI non-spécifiques, le modèle permet une prise en compte des **effets indirects** du déploiement et de l'exploitation des parcs éoliens : les montants de production liés à ces intrants, ainsi que les emplois (en ETP) qui leur sont associés sont estimés. Les effets indirects sont liés au fait que pour fabriquer leurs produits, les différents acteurs de la filière ont besoin d'intrants, qui sont au moins partiellement d'origine domestique.

Les importations sont également prises en compte : elles correspondent à de la création de valeur ajoutée et d'emplois hors de France, qui ne sont pas comptabilisés dans le cadre de cette étude.

Enfin, le modèle permet également une prise en compte des **effets induits** qui sont liés aux rémunérations associées aux emplois directs et indirects : elles vont se retrouver pour partie consommées par les ménages, et vont donc donner lieu à une production supplémentaire. Les emplois induits sont donc les emplois associés à ce supplément de production.

Le modèle développé pour calculer les emplois directs et indirects de la filière éolienne terrestre est appliqué aux exportations et aux travaux liés à l'éolien en mer. La valeur des exportations et le chiffre d'affaires de l'éolien en mer sont évalués à partir de l'enquête réalisée auprès des acteurs de la filière. Notons que contrairement au modèle de l'éolien terrestre en France, il n'y a pas de liaison entre les MW concernés et les emplois, seulement entre le chiffre d'affaires et les emplois.

Les résultats sont présentés pour l'année 2015, pour le terrestre, sur la base de 944 MW installés en 2015⁹³ et 10 320 MW exploités⁹⁴.

2.1.2. Marché de l'éolien et production française associée

Le marché éolien terrestre français représentait de l'ordre de 3,2 milliards d'€ en 2015, avec un marché des investissements terrestre estimé à 1 320 M€ et un marché de la vente d'énergie de 1 872 M€. **La production totale de la filière éolienne française terrestre et en mer est estimée à plus de 1,8 milliards d'€, dont plus d'un tiers est à destination des marchés étrangers, soit une production à l'export estimée à 663 M€.** L'éolien

⁹³ Les puissances éoliennes raccordées en 2015 sont de 944MW selon le SOeS, 1073 MW d'après les données FEE, 999 MW d'après RTE.

⁹⁴ Données du SOeS (Ministère de l'environnement –CGDD).



en mer contribue pour une part importante à ces exportations : le posé représente une production française d'environ 200 M€ à l'exportation, et l'éolien flottant presque 20 M€.

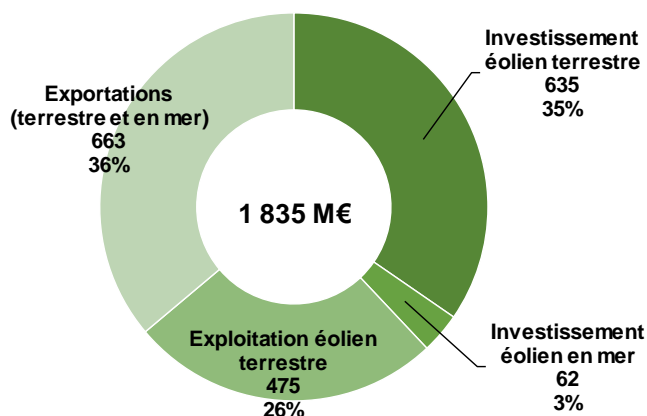


Figure 38 : Production des acteurs de l'éolien en France, en 2015

2.1.2.1. Décomposition des marchés de l'éolien terrestre domestique

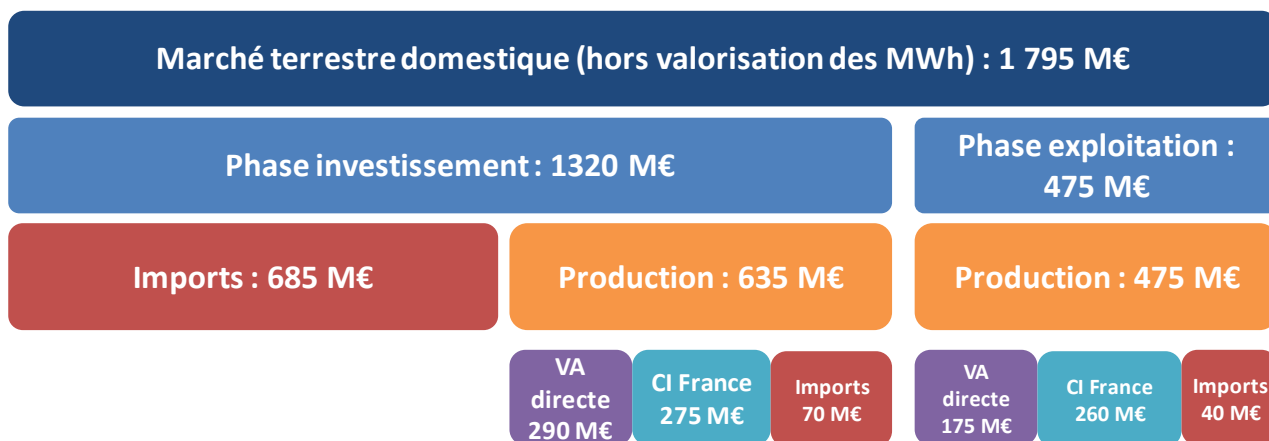
Le marché de la vente d'énergie éolienne est de l'ordre de 1 872 M€, ne s'agissant que de MWh d'éolien terrestre pour le moment.⁹⁵ Ce chiffre d'affaires dépasse largement la valeur de la production des activités d'exploitation / maintenance, afin de couvrir les coûts fixes élevés de la filière (remboursement des annuités de la dette contractée et rémunération des fonds propres).

En 2015, le marché associé à la phase d'investissement dans de nouveaux parcs est estimé à 1 320 M€, et celui associé aux activités d'exploitation-maintenance des parcs existants à 475 M€. Ces deux marchés donnent lieu à une production nationale de l'ordre de 1 110 M€, dont 635 M€ pour la phase investissement et 475 M€ pour la phase exploitation-maintenance. Sur ces marchés, les acteurs de la filière éolienne dégagent une valeur ajoutée française de 465 M€ (hors VA associée à la production de consommations intermédiaires non-spécifiques à la filière éolienne). Par ailleurs, ces activités donnent lieu à des importations de l'ordre de 795 M€ (fournisseurs de rang 1 à 685 M€ et fournisseurs de rang 2 à 110 M€), conséquence des forts taux d'importation de turbines et de composants (ainsi que des CI non-spécifiques intervenant dans leur fabrication), liés au fait que les turbiniers sont principalement de grands acteurs étrangers. Les fabricants français ne sont pas absents du marché de l'éolien, mais la grande majorité de leur production est exportée.

La Figure 39 présente la décomposition de la production pour le marché éolien terrestre domestique, d'une part entre investissements et exploitation/maintenance, d'autre part entre production et importation, avec la mise en évidence de la valeur ajoutée à chaque étape des activités spécifiques à la filière, et de la valeur des CI non-spécifiques produites en France par le reste de la chaîne des fournisseurs.

⁹⁵ Pour 2015, 21 134 TWh ont été achetés dans le cadre de l'obligation d'achat par EDF, EDF dans les ZNI et les ELD. En admettant que la totalité de la production nette d'électricité éolienne est bien valorisée dans le cadre de l'obligation d'achat, et en retenant le coût d'achat unitaire de 88,6€/MWh payé par EDF, on aboutit à une valeur totale des ventes de MWh éoliens de 1 872 M€. [CRE. Délibération de la CRE du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des CSPE pour 2017. Annexe 1. Pages 13, 17, et 18]





[Modèle In Numeri 2016]⁹⁶

Figure 39 : Décomposition du marché domestique liée au déploiement et à l'exploitation de parcs éoliens terrestres, 2015

2.1.2.2. Décomposition de la production de l'éolien en mer domestique

En 2015, le marché associé à la phase d'investissement dans des parcs éoliens en mer n'a pas pu être estimé, en l'absence d'une unité physique permettant de réaliser cette estimation.⁹⁷ En revanche, sur la base des résultats de l'enquête concernant les chiffres d'affaires des acteurs de la filière, il est estimé que le marché de **l'investissement dans l'éolien en mer donne lieu à une production nationale de l'ordre de 62 M€**. Sur ce marché, **les acteurs dégagent par ailleurs une valeur ajoutée française estimée à 24 M€** (hors VA associée à la production de consommations intermédiaires non-spécifiques à la filière éolienne). Cette production donne lieu à **des importations de l'ordre de 12 M€** (fournisseurs de rang 2 uniquement – les importations pour les fournisseurs de rang 1 ne sont pas connues). La Figure 40 présente la décomposition de la production pour le marché domestique de l'éolien en mer, avec la mise en évidence de la valeur ajoutée à chaque étape des activités spécifiques à la filière, et de la valeur des CI non-spécifiques produites en France par le reste de la chaîne des fournisseurs.

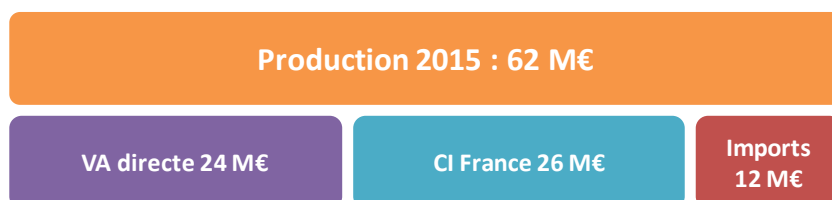


Figure 40 : Décomposition de la production domestique liée au déploiement de parcs éolien en mer en 2015

2.1.2.3. Décomposition de la production de la filière éolienne à l'exportation

En 2015, sur la base des résultats de l'enquête concernant les chiffres d'affaires des acteurs de la filière, il est estimé que les marchés étrangers de **l'éolien terrestre et en mer donnent lieu à une production nationale de l'ordre de 663 M€**. **Les acteurs de la filière dégageraient ainsi une valeur ajoutée à l'export estimée à 267 M€** (hors VA associée à la production de consommations intermédiaires non-spécifiques). La Figure 41 présente la décomposition de la production pour le marché éolien aux exportations, avec la mise en évidence de la valeur ajoutée à chaque étape des activités spécifiques à la filière, et de la valeur des consommations intermédiaires non-spécifiques produites en France par le reste de la chaîne des fournisseurs. **Les importations de CI non-spécifiques (fournisseurs de rang 2 uniquement) entrant dans la production à destination des marchés étrangers sont de l'ordre de 144 M€**.

⁹⁶ Les taux d'importations sont de la branche correspondante dans la comptabilité nationale.

⁹⁷ Dans le cas, de l'éolien terrestre, c'est le nombre de MW installé qui sert de base à cette estimation.



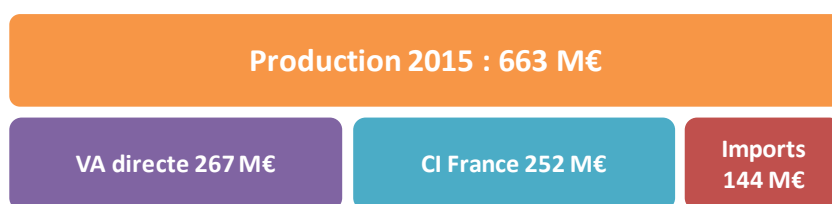


Figure 41 : Décomposition de la production éolien à destination des marchés étrangers en 2015

2.1.3. Décomposition de production et valeur ajoutée par maillon et par marché

La production française de la filière éolienne est évaluée à plus de 1,8 milliard d'€ (Erreur ! Source du renvoi introuvable.). Les industriels fabricants de composants, qui ne représentent que 10% de la production de la filière éolienne terrestre, sont les plus forts exportateurs, avec 69% des exportations. Globalement, les industriels représentent plus de 30% de la production totale française. **Les exportations portent principalement sur le développement et la fabrication de composants**

Dans le tableau ci-dessous, l'évaluation de la production française est réalisée par l'application d'un modèle pour la filière terrestre française, et par enquête pour les exportations et la filière en mer. Pour les exportations et l'éolien en mer domestique, la répartition des activités dans la chaîne de valeur se fait à partir de l'activité principale de l'entreprise, ce qui peut manquer de précision pour certaines activités, comme celle de développeur-exploitant, ou celle de turbiniériste.

Remarque : dans les données d'exportation ci-dessus, les chiffres d'affaires « monde » réalisés par les groupes, à partir de filiales implantées à l'étranger, ont été exclus dans la mesure du possible, notamment le chiffre d'affaires « monde » des grands producteurs d'électricité, comme EDF ou ENGIE.

Millions d'euros

	Eolien terrestre en France	Exportations	En mer France	Total
Développement de projet	76	149	45	270
Etudes préliminaires	62		10	72
Etudes techniques	44	19		63
Fabrication de composants (*)	90	450	5	545
Assemblage	110	21		131
Génie civil	165	10	2	178
Raccordement	87			87
Exploitation	247			247
Maintenance	228	13		241
Ensemble	1110	663	62	1835

Tableau 1 : Répartition de la production française par maillon de la chaîne de valeur

Source : modèle In Numeri pour la filière éolienne terrestre France, enquête In Numeri pour les exportations et l'éolien en mer France
 (*) Composants : composants électriques et électroniques, composants mécaniques, composants de structure

A cette production française, correspond **une valeur ajoutée française des acteurs de la filière** estimée à plus de **730 M€**, dont **440 M€** associés à l'éolien terrestre français, **23 M€** associés à l'éolien en mer français et **267 M€** associés aux exportations.



Millions d'euros

	Eolien terrestre en France	Exportations	En mer France	Total
Développement de projet	49	96	15	159
Etudes préliminaires	33		6	39
Etudes techniques	25	11		36
Fabrication de composants (*)	31	145	2	178
Assemblage	50	7		57
Génie civil	63	4	1	68
Raccordement	36			36
Exploitation	38			38
Maintenance	115	4		119
Ensemble	440	267	23	731

Tableau 2 : Répartition de la valeur ajoutée française par maillon de la chaîne de valeur

[Modèle In Numeri 2016 pour la filière éolienne terrestre France, enquête In Numeri pour les exportations et l'éolien en mer France]

Si on isole les activités dites non-délocalisables (c'est-à-dire hors activités d'exploitation, maintenance, raccordement, génie civil, et conduite d'études), le poids des exportations apparaît encore plus important. Présentée en termes de valeur ajoutée, **la propension à exporter de la filière passe ainsi de 37% toutes activités confondues, à 63% si on exclut les activités non-délocalisables.**

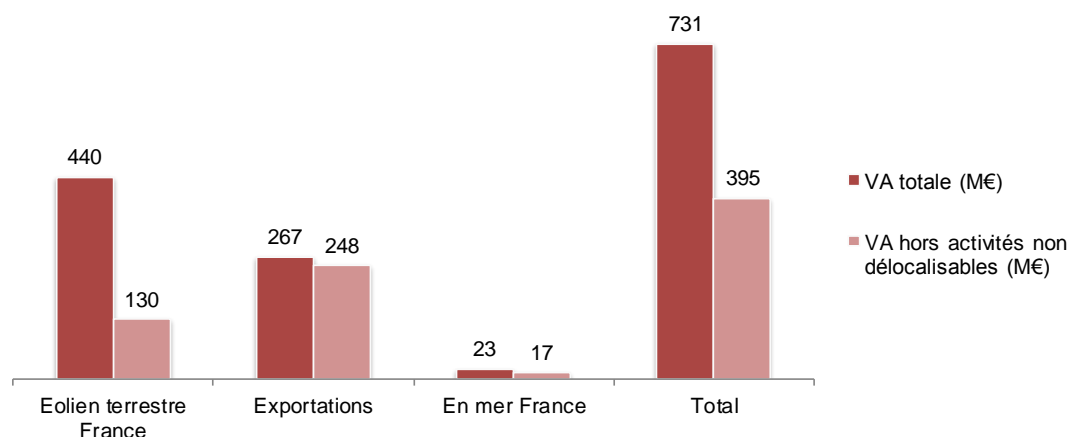


Figure 42 : Valeur ajoutée par marché, avec ou sans activités non-délocalisables, en 2015

2.1.4. Les emplois de la filière éolienne

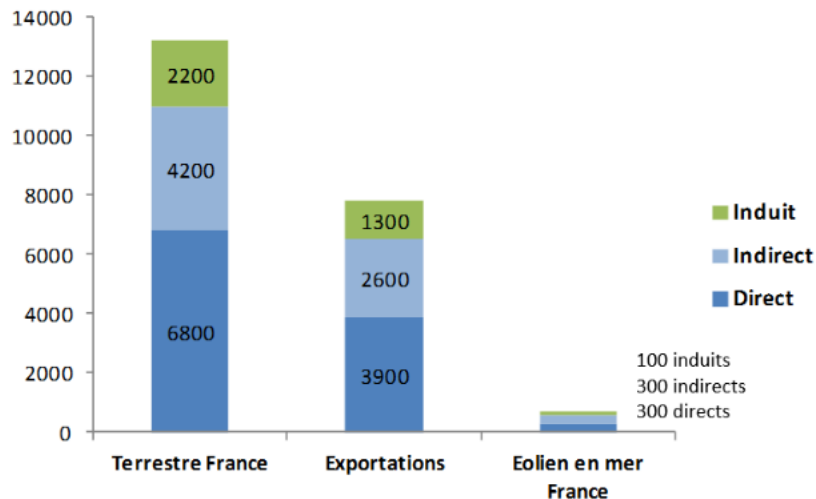
2.1.4.1. 18 000 ETP directs et indirects dans la filière éolienne

En 2015, la filière éolienne en France représente approximativement **18 000 ETP directs et indirects**. Cette estimation ne tient pas compte des emplois intérimaires. Elle représente par ailleurs **11 000 ETP directs**, dont 6800 dans la filière éolienne terrestre, un peu moins de 4000 pour les exportations et moins de 500 dans la filière offshore française (Figure 43).

Les effets économiques indirects se traduisent par plus de 7000 **emplois indirects, dont 4200 pour l'éolien terrestre en France**. Rappelons que les emplois indirects sont les emplois des fournisseurs des acteurs de la filière. Les fournisseurs des fabricants de composants peuvent être par exemple les producteurs de matière première (acier, plastique, ...); les cabinets comptables, les banques, les cabinets d'avocats, sont des fournisseurs de l'ensemble des acteurs.

Enfin, les emplois induits par les dépenses de consommation associées aux revenus perçus par la main-d'œuvre de la filière (les ETP directs et indirects) se montent à environ 3500 emplois.





[Modèle In Numeri 2016]

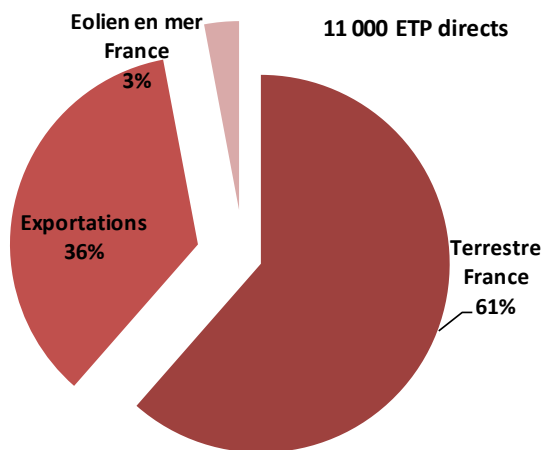
Figure 43 : Emplois directs, indirects et induits liés à la filière éolienne en 2015

2.1.4.2. ETP directs et indirects par marché et maillon de la chaîne de valeur

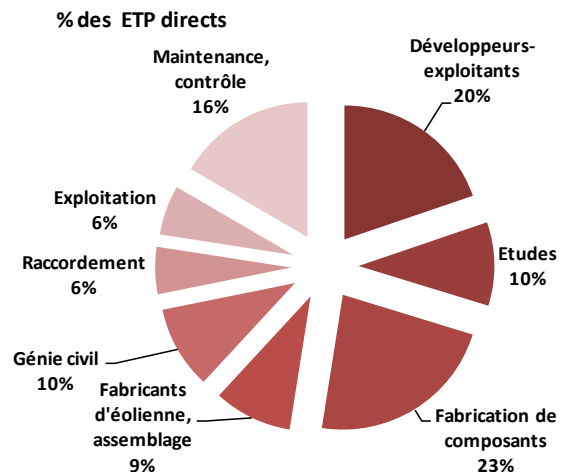
Les emplois liés au marché domestique des investissements éoliens terrestres représentent environ 40% des emplois directs, ceux liés au marché domestique de l'exploitation et la maintenance se montent à environ 20% des emplois directs. Enfin 40% des emplois directs sont liés aux exportations ou au marché domestique de l'éolien en mer (Figure 44).

La prise en compte des exportations modifie sensiblement la nature des emplois par rapport à la seule filière éolienne terrestre. En particulier les emplois industriels, liés à la fabrication de composants, s'élèvent à 24% de l'ensemble des emplois de la filière éolienne, contre 7% dans le cas du marché domestique de l'éolien terrestre.

Répartition des emplois par marché



Répartition des emplois par maillon de la chaîne de valeur



[Modèle In Numeri 2016]

Figure 44 : Répartition du total des ETP directs selon le marché et le maillon de la chaîne de valeur en 2015



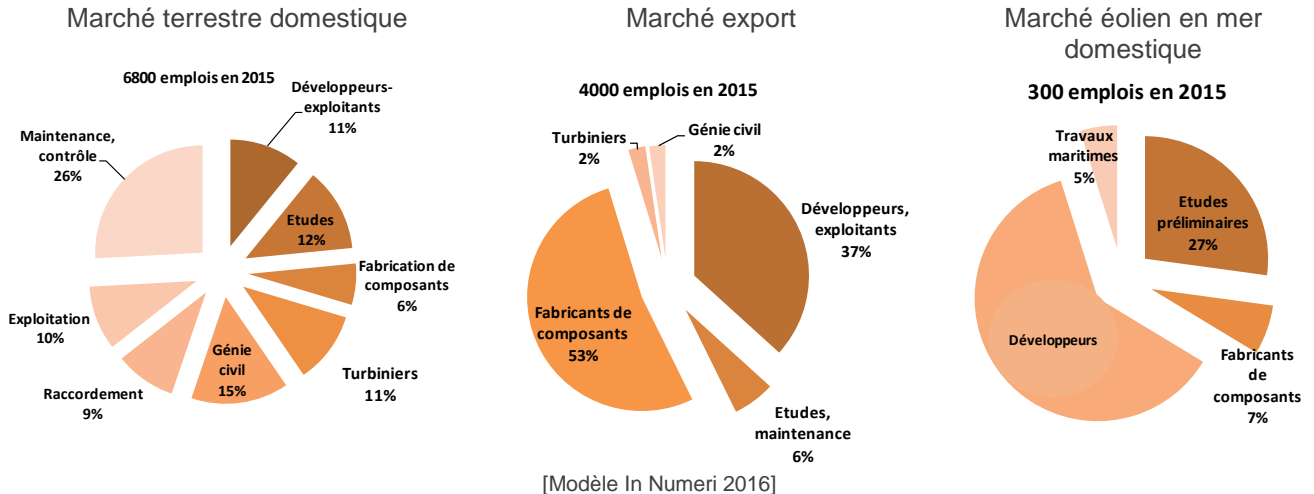


Figure 45 : Répartition des ETP directs selon le maillon de la chaîne de valeur en 2015, par marché

Sur les 18 000 ETP directs et indirects de la filière éolienne française, près de 5000 sont liés à la fabrication de composants, 4000 à l'exploitation/maintenance et 3000 au développement de projet (Figure 46).

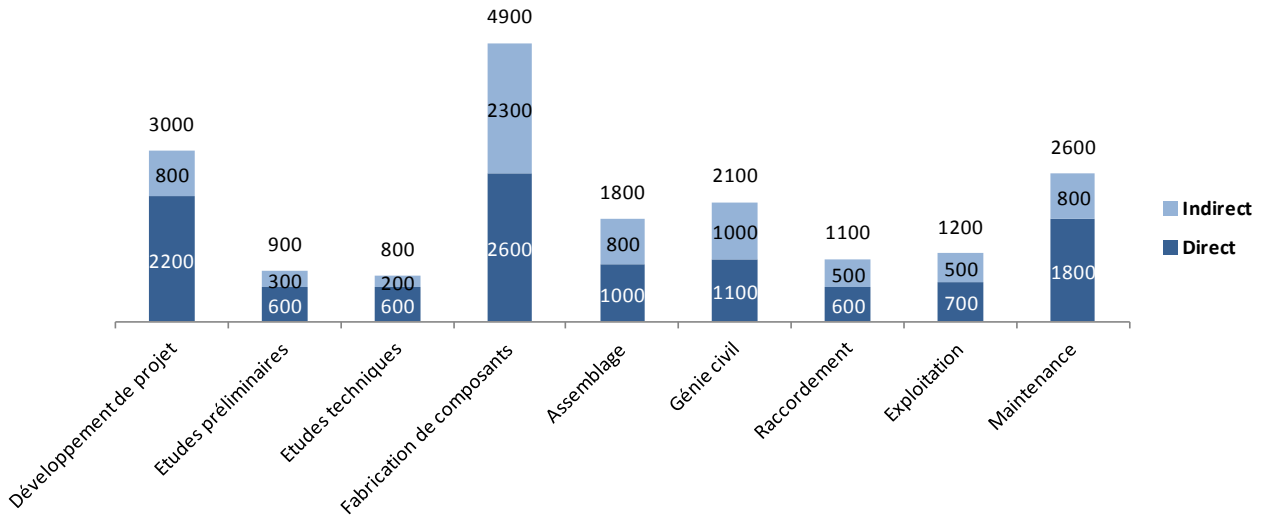


Figure 46 : Récapitulatif du total des ETP directs et indirects par maillon de la chaîne de valeur

Le graphique ci-dessous mesure l'intensité en main d'œuvre par million d'euro de chiffre d'affaire. Les fortes intensités en main d'œuvre se trouvent dans les phases amont des investissements : développement de projets, études préliminaires et études technique, avec près de 7 ETP par M€ de CA. Génie civil, raccordement et maintenance demandent également une main d'œuvre importante.

2.1.4.3. Intensité en main-d'œuvre par maillon de la chaîne de valeur

A l'inverse, la fabrication de composants, activité industrielle pure, est moins intense en main d'œuvre, avec 4 ETP par million d'euros de CA. Rappelons que la métallurgie à une intensité en main d'œuvre de 2,9 ETP/M€ en 2014, l'industrie chimique de 2,2, la fabrication de produits métalliques de 6,3. La faible intensité en main d'œuvre de l'exploitation s'explique par le fait que le chiffre comprend le paiement des loyer et taxes locales.



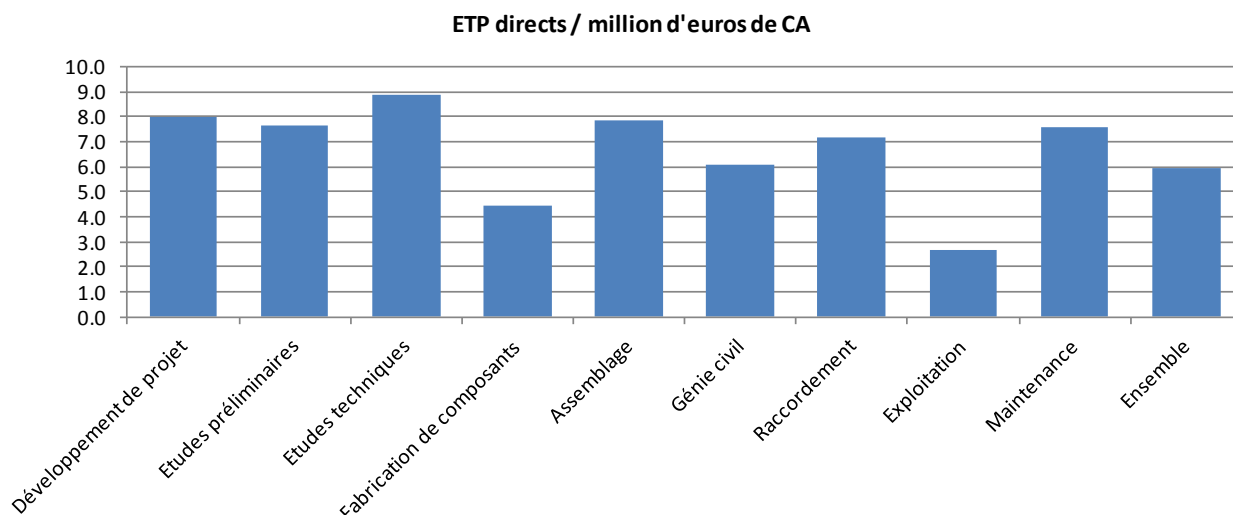


Figure 47 : Intensité en main d'œuvre par maillon de la chaîne de valeur

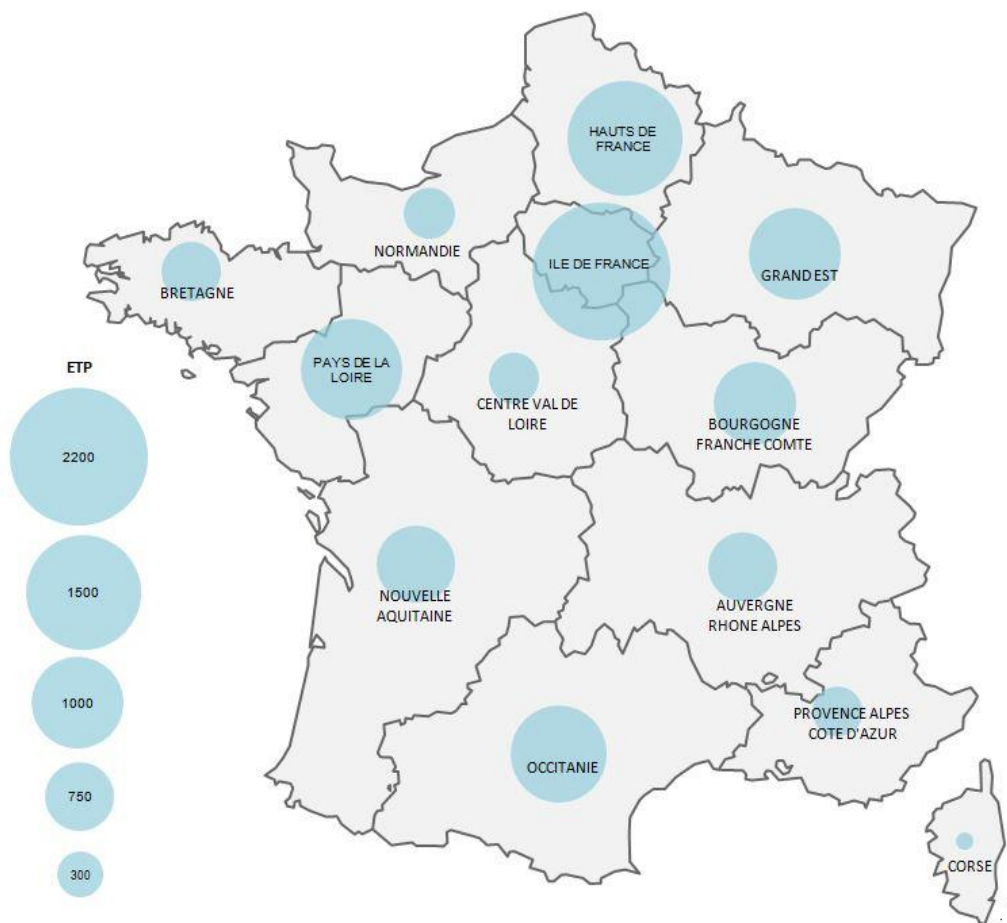
2.2. Régionalisation des emplois par maillon de la chaîne de valeur

Alors que la présentation précédente s'appuyait sur une modélisation économique, la présentation des acteurs de la filière éolienne repose sur les résultats d'une enquête réalisée auprès de l'ensemble des acteurs, qui permet une répartition géographique des emplois.

Environ 600 entreprises sont recensées comme impliquées dans les activités éoliennes directes, dont 100+ développeurs, 50+ exploitants, 20+ entreprises de maintenance ou de contrôle, 110+ entreprises du BTP, 140+ bureaux d'études, 13 turbiniers et 120+ industriels fabricants de composants.

Selon le point de vue adopté, la liste des acteurs pourrait cependant être élargie. En particulier, ne sont pas comptabilisées dans les acteurs directs de la filière :

- des acteurs qui n'ont pas eu d'activité éolienne depuis plusieurs années, mais qui sont susceptibles de produire des composants ou des services pour la filière éolienne. Cela concerne les fabricants de composants, mais également des développeurs ou des bureaux d'études.
- Les services aux entreprises : assurances, banques, sociétés de financement, cabinets d'avocats. Ces services généralistes sont recensés dans les annuaires des professionnels de la filière, mais ne sont pas pris en compte ici. Dans la section précédente, ils étaient comptabilisés dans les emplois indirects.
- Les structures dédiées à la production d'électricité d'un parc, structures qui n'emploient aucun salarié.



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 48 : Répartition géographique des emplois directs liés à l'activité éolienne

Méthodologie de répartition des emplois

Deux méthodes ont été employées pour répartir les emplois :

- **Une question était posée dans l'enquête** sur la répartition des emplois éoliens dans les établissements de l'entreprise. En cas de réponse, les emplois sont affectés à la région de chaque établissement.
- Si l'entreprise n'a pas répondu, **les ETP éoliens estimés sont répartis dans l'ensemble des établissements de l'entreprise (au sens unité légale), au prorata des effectifs déclarés dans la base SIRENE** (effectifs connus soit à la dizaine ou centaine près, soit par tranches d'effectifs).

Les emplois de la filière éolienne se répartissent dans l'ensemble des régions, avec une prédominance pour l'Île de France, les Hauts-de-France, Occitanie et les Pays de la Loire. Notons que la carte inclut les emplois de génie civil, dont une partie est répartie en fonction de la région d'installation des nouveaux parcs.⁹⁸

La répartition géographique des emplois est réalisée à partir des résultats d'enquête. Le graphique ci-contre montre la précision des résultats d'enquête pour chacun des métiers de la chaîne de valeur recensé. Par exemple, le nombre d'ETP chez les fabricants se situe entre 4000 et 6000, le nombre d'ETP chez les développeurs et développeurs-exploitants se situe entre 2400 et 3700.

⁹⁸ En effet, sur la base des réponses reçues à l'enquête In Numeri, les emplois locaux représenteraient en moyenne 25% des emplois totaux dans le secteur du génie civil éolien (les réponses varient de 0 et 50% selon les entreprises). La répartition régionale des emplois de génie civil est obtenue par une moyenne des valeurs régionales obtenues suivant chacune des deux méthodes suivantes (1) une répartition suivant la méthodologie présentée dans l'encadré ci-dessus, et (2) une répartition des emplois en proportion des nouvelles installations 2015 de chaque région.

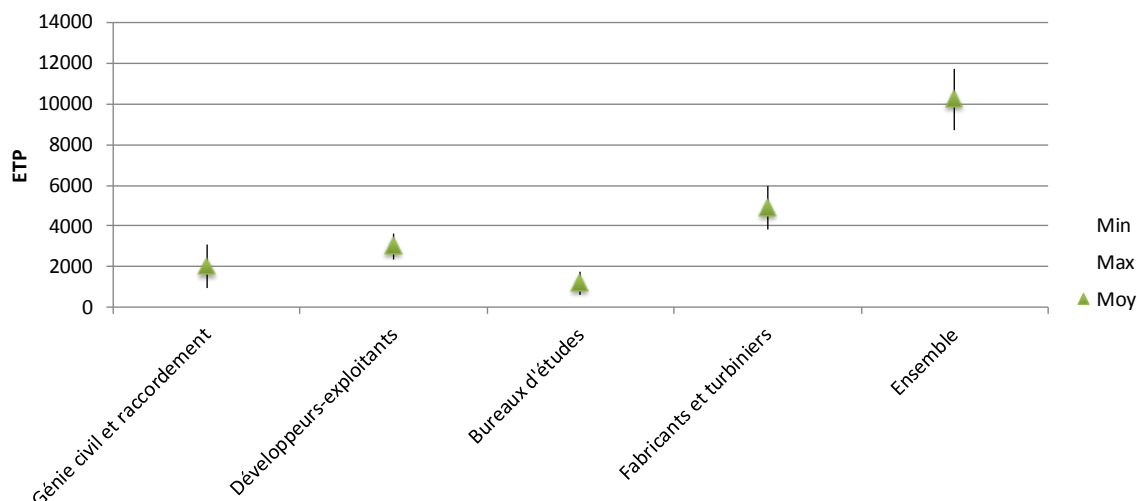
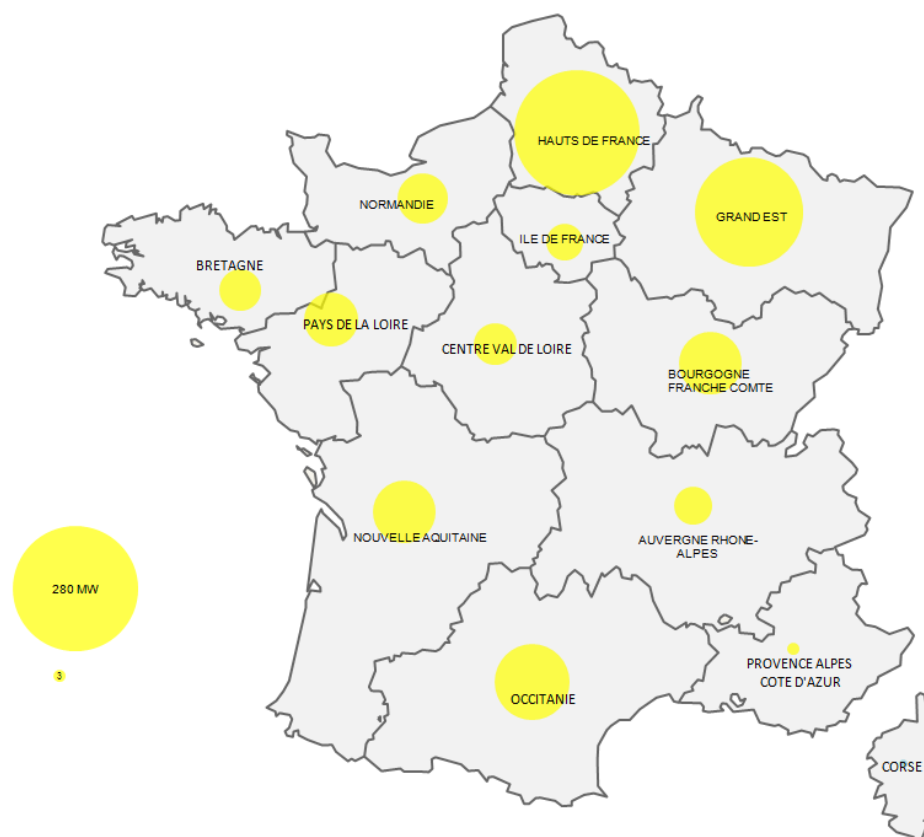


Figure 49 : Intervalles de confiance des estimation d'ETP directs par maillon de la chaîne de valeur

Les régions qui ont vu le plus de nouvelles éoliennes raccordées en 2015 sont les régions Hauts-de-France, Grand-Est, et Occitanie. Le positionnement des investissements 2015 ne concorde pas exactement avec celui des emplois. En effet, les régions Ile-de-France, Auvergne-Rhône-Alpes et Bourgogne-Franche-Comté bénéficient de leurs atouts industriels (avantage auquel se rajoute à un effet « sièges sociaux » pour la région Ile-de-France).



[SOeS, Tableau de bord éolien, 2ème trimestre 2016.]

Figure 50 : Capacités éoliennes raccordées au cours de l'année 2015⁹⁹

2.2.1. Développeurs et développeurs-exploitants

Comme décrit dans la Section I de ce rapport, le développement et portage de projets est réalisé :

⁹⁹ Champ : métropole et DOM.

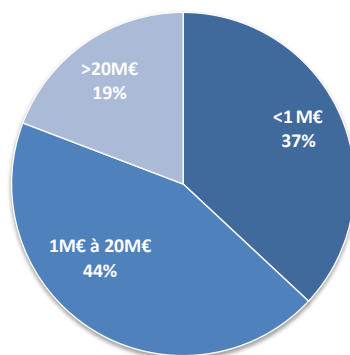


- soit par des grands acteurs, tels qu'EDF EN, Akuo, Engie, Boralex, Energieteam, Valorem, Kallista, RES, Nordex, qui sont à la fois développeurs et exploitants,
- soit par des acteurs beaucoup plus petits, spécialisés dans le portage de projets.

Le segment du développement est peu concentré : sur l'ensemble du parc français, l'indicateur de concentration, l'index Herfindahl-Hirschman¹⁰⁰ (ou HHI), s'élève à 261. 80% des parcs ont été développés par 29% des développeurs (soit 42) et que 5 développeurs principaux concentrent 1 parc sur 5. 7 développeurs sur 10 sont des « petits développeurs » (moins de 5 parcs, ou moins de 50 MW développés).

Parmi la centaine de développeurs et développeurs-exploitants, (dont 60 ont répondu à l'enquête In Numeri), environ la moitié gère la construction des éoliennes, 49% exploitent eux-mêmes les parcs et 43% vendent également l'énergie. En revanche, environ un quart seulement gèrent eux-mêmes la maintenance des sites.

En 2015, le chiffre d'affaires des développeurs et développeurs-exploitants établis en France s'élève à 1,3 milliard d'euros, mais à seulement 235 millions pour les sociétés qui ne vendent pas d'énergie et 30 millions d'euros pour les sociétés spécialisées dans le portage de projet, hors exploitation des parcs ou vente d'énergie, ce qui montre le poids des grands développeurs sur le marché.



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 51 : Répartition des développeurs et développeurs exploitants par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes)

Sur la centaine de développeurs :

- une quarantaine affiche un chiffre d'affaires total inférieur à 1 million d'euros,
- une quarantaine se situe entre 1 et 20 millions d'euros, et
- seulement 19% ont un CA supérieur à 20 millions d'euros.

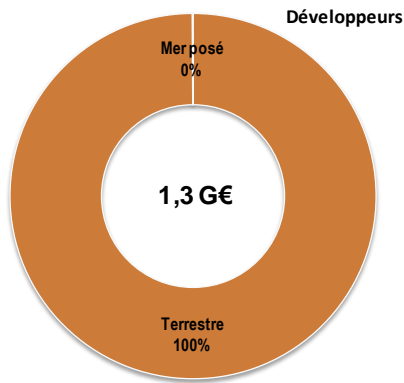
La répartition est assez semblable pour le CA éolien, avec 47% de développeurs qui ont un CA 2015 inférieur à 1 million d'euros. Dans ces entités, certaines, dévolues au développement d'un grand projet, n'ont eu aucun chiffre d'affaires éolien en 2015.

Les développeurs et développeurs-exploitants emploient environ 2500 ETP, majoritairement dans les sociétés aux activités multiples. Ce chiffre inclut donc des emplois liés aux activités d'exploitation, vente d'énergie et maintenance, quand celles-ci sont internalisées. Les sociétés spécialisées dans le développement de projets comptent environ 300 ETP.

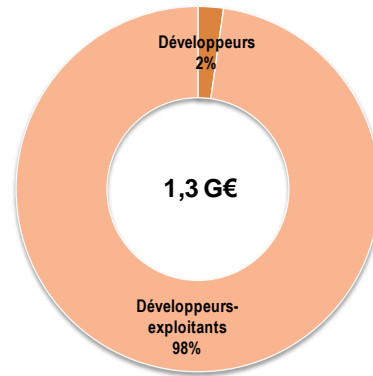
¹⁰⁰ Indicateur communément utilisé pour mesurer le niveau de concentration d'un marché. La Commission européenne considère généralement un marché caractérisé par un HHI inférieur à 2000 comme étant concurrentiel. [source : Guidelines on the assessment of horizontal mergers. EUR-Lex.] Ici, l'indicateur est calculé selon la formule suivante: somme des carrés des parts de marché (exprimé en % du parc installé cumulé, en termes de MW) [Atlas 2015 Observ'ER de l'éolien].



Répartition du CA par marché



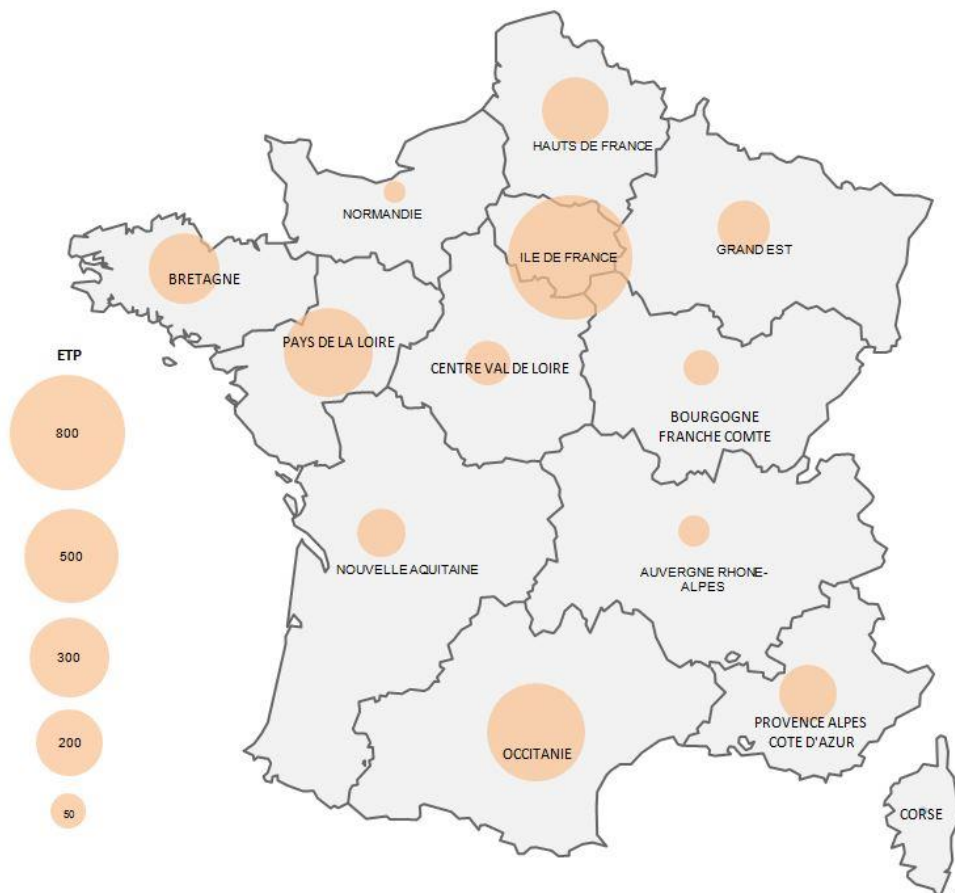
Répartition du CA par modèle d'affaires



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 52 : Répartition du CA des développeurs et développeurs exploitants par marché et par modèle d'affaires

Quelques développeurs se positionnent sur l'éolien en mer. Pour l'instant, le chiffre d'affaires correspondant demeure minime, moins d'un million d'euros.



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 53 : Répartition régionale des emplois, en ETP, des développeurs et développeurs-exploitants

La carte ci-dessus positionne les emplois de ces entreprises, correspondant aux activités de développement, ainsi qu'à l'exploitation, à la vente d'énergie, et à la maintenance quand celles-ci sont internalisées. **Les régions où ces emplois sont les mieux implantés sont l'Ile-de-France, les Pays de la Loire, et l'Occitanie.** Malgré



l'importance des éoliennes implantées dans le Nord-Est de la métropole, les sociétés de développement et d'exploitation semblent privilégier la région Ile-de-France.

Les développeurs optimistes pour 2016

Pour 2016, 59% des développeurs estiment que leur chiffre d'affaires éolien va augmenter, 36% jugent qu'il va rester stable. Pour ceux qui envisagent une hausse, celle-ci pourrait être conséquente, 11% en moyenne, certains déclarent espérer doubler leur chiffre d'affaires.

La liste des acteurs du développement peut être consultée en Annexe 5.

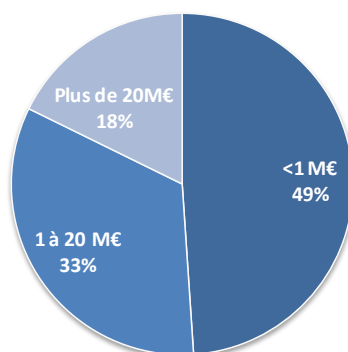
2.2.2. Bureaux d'études et de contrôle

Les études liées aux projets de parcs éoliens en France concernent environ 140 entreprises – près d'une cinquantaine ayant répondu à l'enquête réalisée par In Numeri. De même que dans l'analyse mondiale, les activités qu'elles exercent ont été regroupées en six catégories :

- **les études de gisement et d'impact environnemental** : situées principalement en amont de l'implantation, elles visent à établir la faisabilité et le potentiel du site par des études du vent et études paysagères ;
- **les études de sol** : ce sont des études spécialisées en géotechnique, géophysique, ou encore en recherches d'explosifs ;
- **les études techniques** : elles regroupent un ensemble plus hétérogène composé notamment de prestations d'accompagnement et d'assistance à maîtrise d'ouvrage. Elles ne sont pas toujours propres à un parc et peuvent traduire des investissements de R&D, des missions de formation ou des études sur les composites ou structures des produits éoliens. On y compte également les études réglementaires ;
- **les études d'impact**, parmi lesquelles on peut distinguer tout particulièrement des études acoustiques et les études de cohabitation avec les radars.

De nombreux acteurs exercent de façon simultanée plusieurs de ces activités, trois catégories supplémentaires ont été définies :

- les acteurs réalisant à la fois les études environnementales et techniques ;
- les acteurs réalisant les études techniques et relatives aux sols ;
- les autres acteurs réalisant plusieurs types d'études sans qu'il soit possible de détailler davantage.



[Enquête In Numeri 2016]

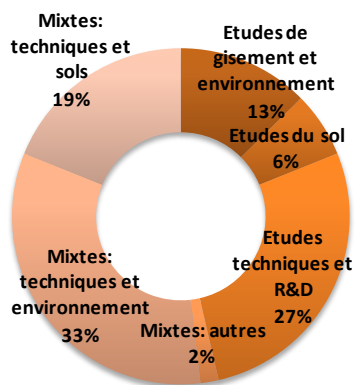
Figure 54 : Répartition des bureaux d'études et des sociétés de contrôles par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes)

Les bureaux d'études représentent environ 1200 ETP directs. La plupart sont des petites structures, 82% des structures ayant un CA total inférieur à 20 millions d'euros, 49% ont des chiffres d'affaires inférieurs au million d'euros. Les entreprises les plus importantes sont les bureaux d'études techniques et les sociétés qui réalisent les contrôles réglementaires. Quatre grands groupes industriels ou groupes d'ingénierie ont été répertoriés comme réalisant des études techniques pour l'éolien : Airbus, DEKRA, SAIPEM, ASSYSTEM France.

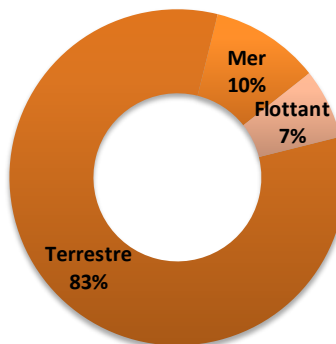
Le chiffre d'affaires des bureaux d'études est évalué à 130 millions d'euros en 2015. Les bureaux d'études sont largement concernés par les filières en mer posé et flottant, avec des chiffres d'affaires respectifs de 13 millions d'euros et 9 millions d'euros.



Répartition du CA par nature du composant



Répartition du CA par filière



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 55 : Répartition du chiffre d'affaires des bureaux d'études par type d'activité et par filière¹⁰¹

Les bureaux d'études exclusivement environnementales ne représentent que 13% du chiffre d'affaires des bureaux d'études. Les chiffres d'affaires les plus importants correspondent aux bureaux couvrant un large spectre de services, études techniques et études environnementales.

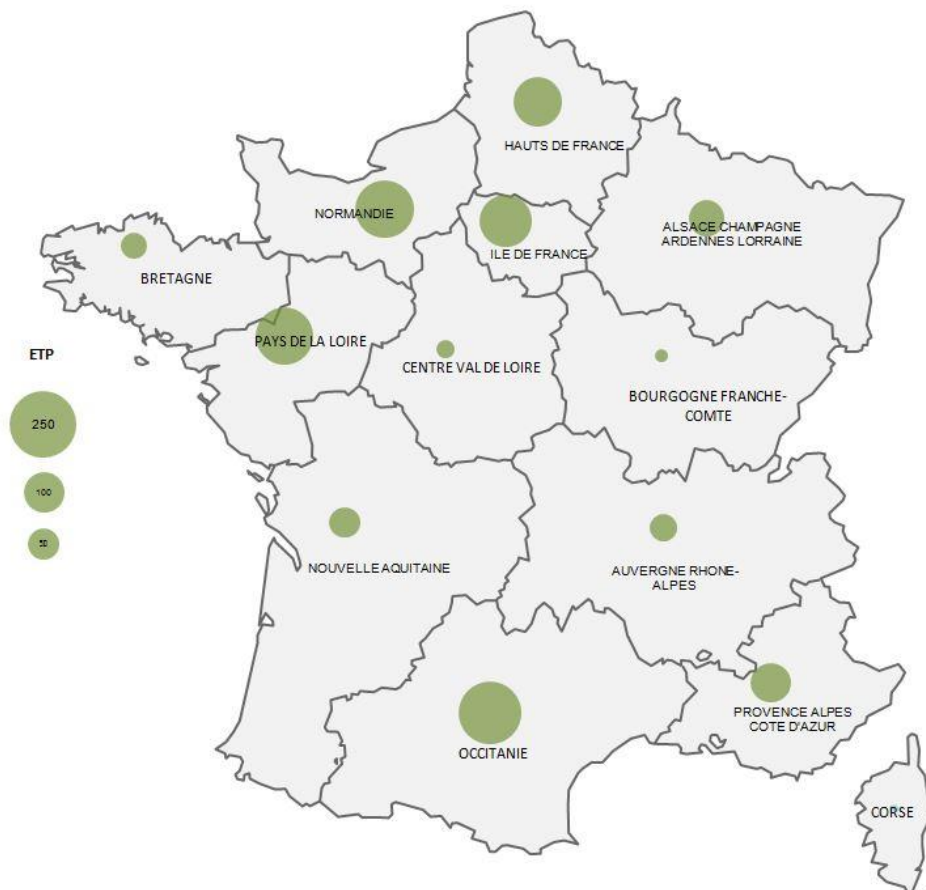
Les entreprises actives sur le segment des études environnementales ont une forte spécialisation dans l'éolien, qui représente en moyenne plus de 50 % de leur chiffre d'affaires global. Rappelons que des acteurs classés dans d'autres catégories proposent également des études environnementales.

Une tendance 2016 à la hausse

Comme les développeurs, les bureaux d'études sont optimistes pour l'année 2016. La moitié de celles qui ont répondu pense que leur chiffre d'affaires va augmenter, 10% seulement jugent qu'il va baisser. De plus, quand une hausse est anticipée, elle est élevée, plus de 20% en moyenne.

¹⁰¹ Résultats de l'enquête menée auprès des acteurs de l'éolien en France





[Enquête In Numeri 2016]

Figure 56 : Répartition régionale des emplois dans les bureaux d'études, en ETP

Les bureaux d'études se situent souvent à proximité des parcs. La carte ci-dessus montre une présence importante en Ile-de-France, Hauts-de-France, Normandie, Pays de la Loire et Occitanie. Contrairement à ce que l'on observait pour les développeurs et les développeurs-exploitants, il n'y a pas concentration au niveau de l'Ile de France.

La liste des bureaux d'étude par catégorie de métier peut être consultée en Annexe 5.

2.2.3. Fabricants de composants et de turbines

Les acteurs regroupés ici représentent les activités industrielles relatives à la filière éolienne. **Près de 140 entreprises sont actives sur ces maillons de la chaîne de valeur en France, depuis les turbiniers (13 acteurs) et les fabricants de composants jusqu'à la réparation des pièces (près de 125 acteurs répertoriés).** Une quarantaine d'entreprises ont répondu à l'enquête.

De même que dans l'analyse mondiale, les industriels de la filière éolienne ont été répartis en six catégories de métiers exclusives les unes des autres :

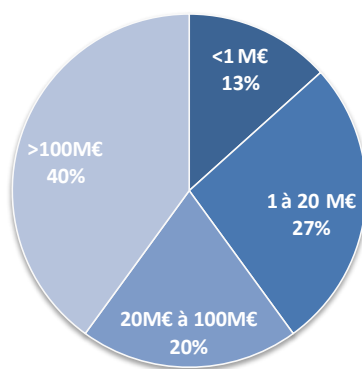
- Les turbiniers, fabricants d'éoliennes, responsables du montage des éoliennes sur site.
- Les fabricants de composants mécaniques (transmission, multiplicateurs, couronnes...)
- Les fabricants de composants électriques et électroniques
- Les métallurgistes, fabricants et réparateurs des composants de structure (nacelles, pales...)
- La chimie
- Les structures composites.

Quand les composants sont destinés au marché français, les fabricants de composants sont les fournisseurs des turbiniers. Dans la pratique, plus de 70% de la production des fabricants de composants est exportée.

2.2.3.1. Les turbiniers

Tous les grands turbiniers disposent d'une filiale sur le territoire national : Vestas, Enercon, Senvion, Nordex, General Electric, Siemens, Vergnet, Gamesa représentent actuellement 80% des puissances installées. Ces 13 entreprises exercent non seulement une activité d'assemblage (principalement GE et POMA), mais également de fabrication de certains composants, de commercialisation des turbines et éoliennes, portage de projet et/ou maintenance d'éoliennes (plus marginalement, d'exploitation) en France, **pour un chiffre d'affaires 2015 de 1 G€¹⁰². Elles emploient environ 1 400 ETP.**

Les entreprises actives en France sont très souvent des filiales de grands groupes mondiaux, réalisant un chiffre d'affaires global de plus de 100 M€. La plupart, comme Vestas, Enercon, Senvion, ou Nordex, sont entièrement tournés vers l'éolien, alors que pour d'autres, comme General Electric ou Siemens, l'activité éolienne est rattachée à une branche énergie.



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 57 : Répartition des turbiniers par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes)

De fait, le segment des turbiniers est plus concentré que les autres segments de la chaîne de valeur. Sur l'ensemble du parc français, l'indicateur de concentration HHI s'élève à 1731.

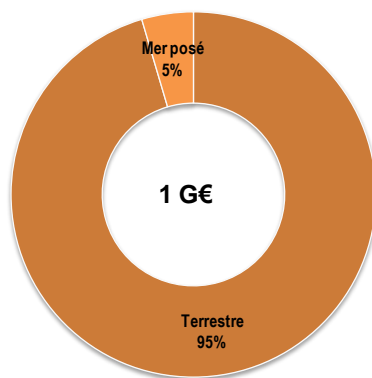
L'activité des filiales France des turbiniers mondiaux s'apparente également à du développement, de l'installation et de la réparation-maintenance qu'à de la fabrication : les composants sont fournis soit par leurs sous-traitants, soit fabriqués dans les usines du groupe, mais peu disposent à l'heure actuelle d'unités de production sur le territoire national (comme General Electric avec l'usine de Saint-Nazaire et Enercon avec l'usine de mâts à Compiègne). Un nouvel acteur français s'est positionné fin 2015 sur la fabrication d'éoliennes : Poma, en partenariat avec l'entreprise italienne Leitwind. L'entreprise a lancé la construction d'une usine de fabrication d'éoliennes en Savoie, qui sera opérationnelle en 2017.

L'éolien en mer, posé ou flottant, représente un axe de développement potentiel pour les constructeurs actifs sur le territoire national. Tous ne sont pas positionnés sur cette filière, mais ils réalisent néanmoins un chiffre d'affaires de 45 M€¹⁰³, correspondant aux phases de préparation avant la construction effective des premiers parcs.

102 D'après l'enquête réalisée par In Numeri et données societe.com^S.

103 D'après les résultats de l'enquête réalisée par In Numeri





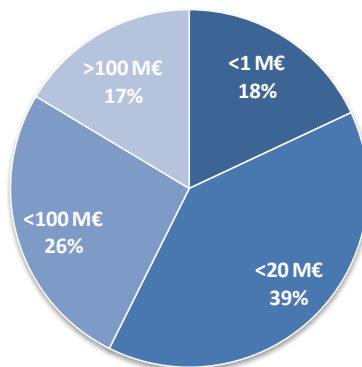
[Enquête In Numeri 2016]

Figure 58 : Répartition du chiffre d'affaires des turbiniers par filière¹⁰⁴

L'éolien flottant, se concentre actuellement sur la phase pilote pré-commerciale et ne représente pas en 2015 de chiffre d'affaires significatif.

2.2.3.2. Les fabricants de composants

125 acteurs en France fabriquent des composants pour la filière éolienne, ou réparent des pièces. Le chiffre d'affaires des fabricants de composants se situe entre 600 M€ et 700 M€.



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 59 : Répartition des fabricants de composants par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes)

Les entreprises de fabrication de composants pour la filière éolienne représentent environ 2500 ETP directs.

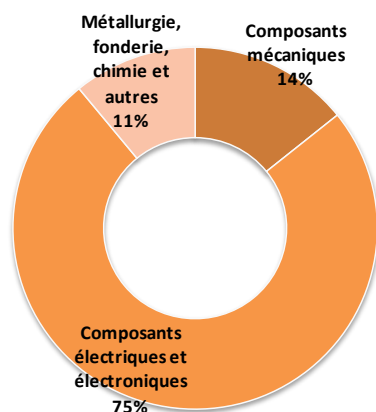
Contrairement aux turbiniers, les fabricants de composants comptent une part importante de petites et moyennes entreprises, près de 60% d'entre elles ayant un chiffre d'affaires inférieur à 20 millions d'euros.

Par ailleurs, 18% des structures sont de toutes petites unités, avec des chiffres d'affaires totaux inférieurs à 1 millions d'euros.

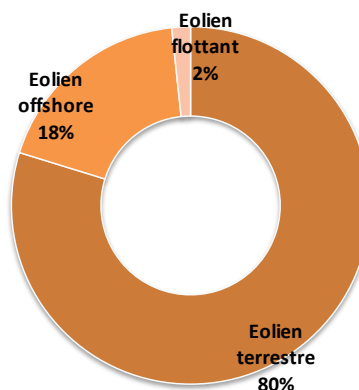
¹⁰⁴ Résultats de l'enquête menée auprès des acteurs de l'éolien en France



Répartition du CA par nature du composant



Répartition du CA par filière



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 60 : Répartition du chiffre d'affaires des fabricants de composants par filière éolienne et nature des composants

La filière éolienne terrestre est la principale filière d'intervention des fabricants, elle représente 80 % du chiffre d'affaires réalisé en France. L'éolien en mer posé, avec 124 M€ représente le deuxième débouché, tandis que le poids de l'éolien flottant dans l'activité des fabricants reste faible pour le moment (11 M€). Ce sont les composants électriques et électroniques qui représentent la majeure partie de la production. Les principaux acteurs actifs sur ce marché sont Leroy-Somer, Jeumont Electric, Schneider, et Nexans.

Les industriels sous-traitants et fabricants de composant forment un ensemble hétérogène. D'une part, une vingtaine d'acteurs déclarent un CA total supérieur à 100 millions d'euros, parmi lesquels une dizaine est identifiée dans la fabrication de composants électriques et électroniques. La France compte également des industries mécaniques spécialisées (Rollix Defontaine) ou des fournisseurs ayant diversifié leurs activités (SCHAEFFLER France, venant de l'industrie automobile) et des métallurgistes (La Fonte Ardennaise).

Les acteurs présents en France ne sont pas actifs sur l'ensemble des gros composants de structure et composants mécaniques d'une éolienne : d'après les réponses reçues lors de l'enquête auprès des acteurs de la filière, les produits fabriqués sont principalement les éléments mécaniques des rotors et nacelles (transmission, d'orientation, freins) ainsi que les éléments de structures (principalement mâts, nacelles, fondations).

L'éolien n'est pas le cœur de métier de ces acteurs, il représente en moyenne 18 % de leur chiffre d'affaires total. L'éolien peut représenter pour eux une opportunité de diversification, notamment face au déclin de certaines industries traditionnelles, comme le secteur automobile.

La majorité des fabricants sont sur le segment des composants électriques

Une trentaine d'entreprises françaises sont actives sur le segment des composants électriques et électroniques d'éoliennes terrestres. Elles fabriquent essentiellement des génératrices, des convertisseurs, ou encore des anémomètres de nacelle. On trouve également dans cette catégorie les fabricants de câbles électriques et autres composants de petite taille. L'éolien n'est pas le cœur de métier de ces entreprises, mais représente souvent plus de 10% de leur chiffre d'affaires.

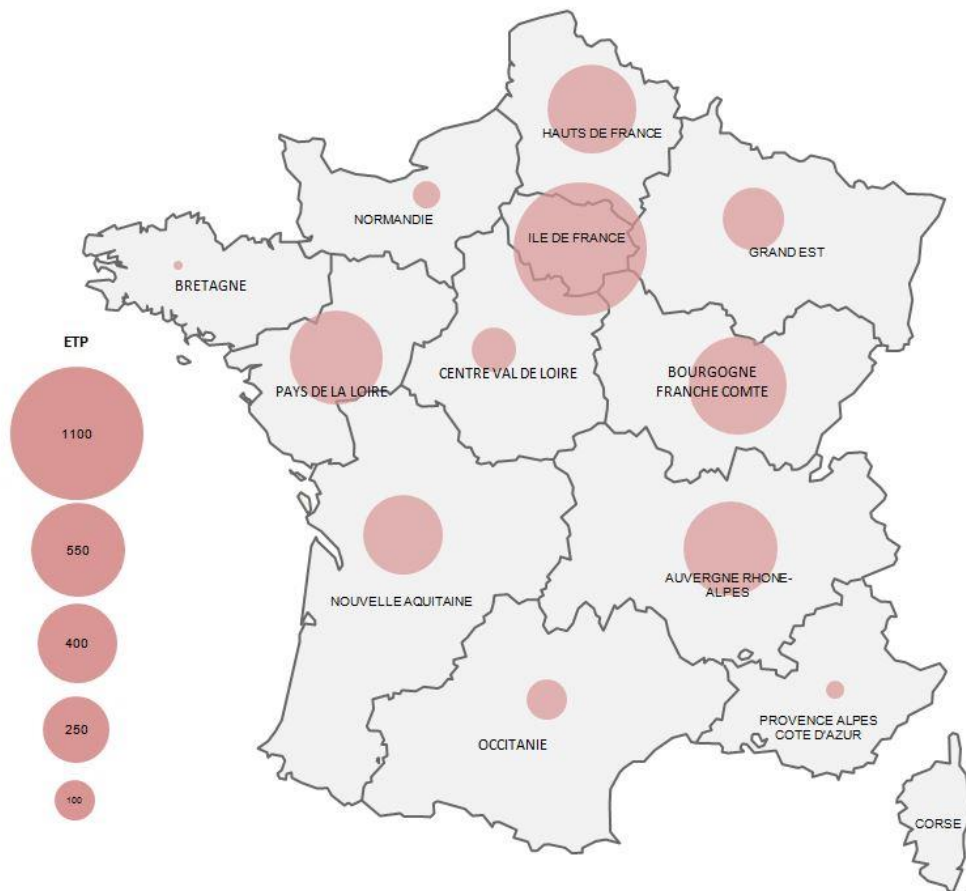
Les grandes entreprises représentent plus de la moitié (52%) des fabricants d'électronique. On trouve parmi elles de grands groupes, comme Nexans ou Schneider Electric. Les entreprises de taille moyenne (chiffre d'affaires compris entre 1 M€ et 20 M€) représentent 30 % des effectifs, tandis que les petites entreprises comptent pour 18 %.

Turbiniéristes et fabricants de composants anticipent une hausse d'activité pour 2016

Fabricants de composants et turbiniéristes partagent un même optimisme pour 2016 : 50% anticipent une hausse de leur chiffre d'affaires, 40% estiment qu'il restera stable, 10% qu'il va baisser.

Pour ceux qui anticipent une hausse, celle-ci pourrait atteindre 10% de leur chiffre d'affaires.

Des emplois industriels en Ile de France et en Pays de la Loire



[Enquête InNumeri 2016]

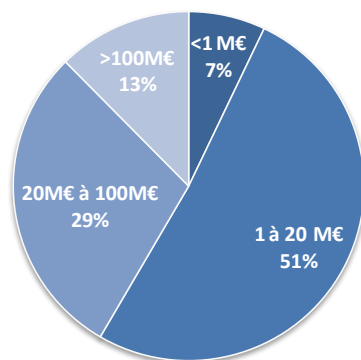
Figure 61 : Répartition régionale des emplois chez les fabricants de composants et les turbiniers

La carte de la ci-dessus positionne les emplois des industriels de la filière éolienne, turbiniers et fabricants de composants. **Les fabricants se situent dans les régions de forte attractivité économique et les pôles industriels importants, Auvergne Rhône Alpes, Ile-de-France, Bourgogne-Franche-Comté, Pays de la Loire et Hauts de France.** Des emplois figurent également en Pays-de-la-Loire, du fait de l'implantation d'une usine importante. Contrairement aux sociétés d'études, les fabricants ne suivent pas le positionnement des parcs éoliens.

La liste des acteurs de l'assemblage et de la fabrication de composants peut être consultée en Annexe 5.

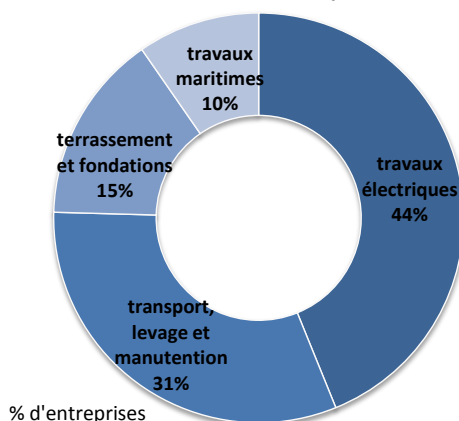
2.2.4. Entreprises du génie civil et du raccordement

Remarque préliminaire : les résultats de l'enquête pour cette catégorie d'acteurs ne sont pas significatifs. Une quinzaine d'acteurs a répondu à l'enquête sur une centaine d'acteurs répertoriés. Aucune information ne sera fournie sur la répartition par marché. Seuls les tableaux d'acteurs sont présentés.



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 62 : Répartition des entreprises de génie civil et travaux maritimes par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes)



% d'entreprises

Figure 63 : Répartition des entreprises de génie civil et travaux maritimes par activité

Une centaine d'entreprises sont actives sur les segments du génie civil, du transport et de la logistique.

Comme pour l'analyse de la filière mondiale, quatre segments principaux d'intervention ont été distingués :

- les travaux électriques et de raccordement au réseau, qui comprennent plus de 50 acteurs ;
- les activités de transport, levage et manutention, avec 36 acteurs également ;
- les travaux de terrassement et de fondations, soient 17 acteurs, travaux sur lesquels les fabricants interviennent également ;
- enfin, 11 acteurs dans les travaux maritimes (les entreprises de ce segment sont actives sur les filières éoliennes en mer).

Les acteurs répertoriés ici comptent à la fois les grands acteurs de travaux publics (SPIE, COLAS, EUROVIA), les grands acteurs de la logistique (DUFOR, TECHNILEVAGE, ALTEAD) et de nombreux acteurs de petite ou moyenne taille, acteurs locaux pouvant intervenir dans le levage et la manutention.

Les activités de génie civil représentent environ 2400 ETP directs en 2015, dont environ 600 à 700 pour le raccordement.¹⁰⁵

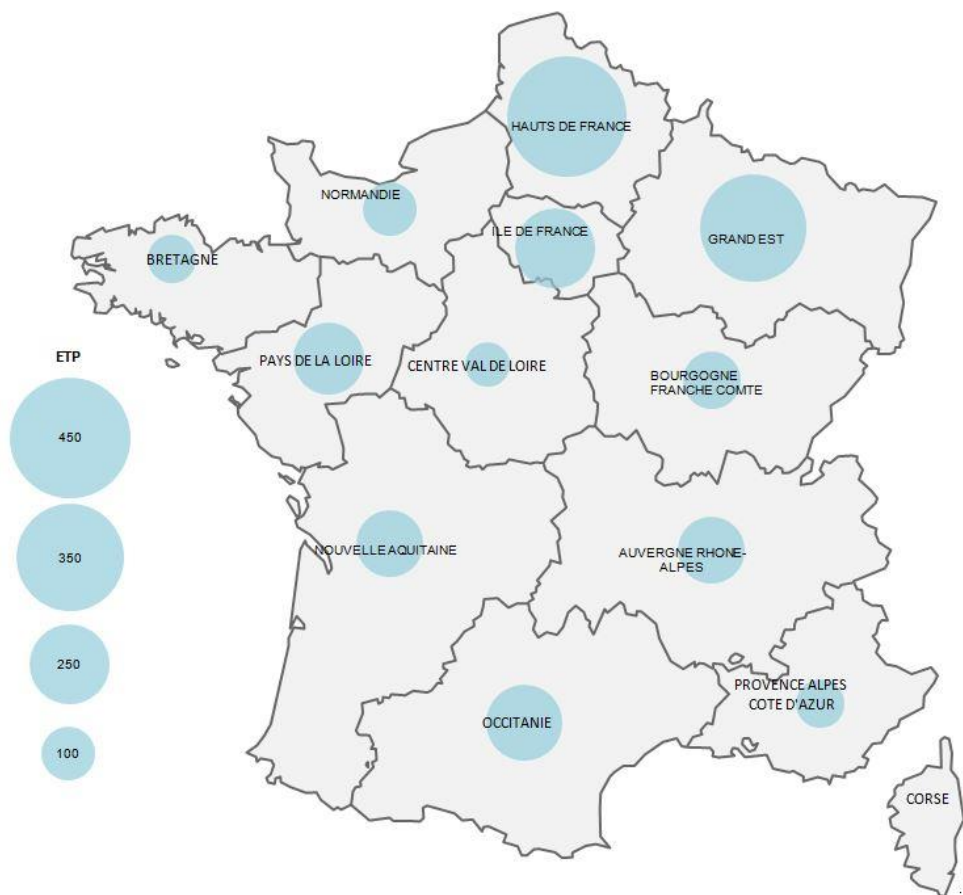
Ces emplois sont souvent des emplois locaux, dont la répartition géographique est proche de celle des installations raccordées dans l'année. La carte ci-dessous répartit le total des emplois estimés suivant une méthode mixte.¹⁰⁶ Les régions du Hauts-de-France et Grand Est sont celles qui ont bénéficié des plus grands

¹⁰⁵ L'écart observé entre ces résultats de l'enquête et les sorties de l'exercice de modélisation qui donne 1 700 ETP directs pour les activités de génie civil et de raccordement pourrait être dû, d'une part à une possible surestimation des ETP des acteurs de cette catégorie tels qu'estimés à partir de l'enquête, et d'autre part au fait que la décomposition des coûts d'investissement utilisée dans la modélisation pourrait aboutir à attribuer au maillon de l'assemblage et/ou du développement de projet, des activités qui sont en réalité sous-traités, par les turbiniers et/ou les développeurs, à des entreprises du génie civil, du transport et de la logistique.

¹⁰⁶ En effet, sur la base des réponses reçues à l'enquête In Numeri, les emplois locaux représenteraient en moyenne 25% des emplois totaux dans le secteur du génie civil éolien (les réponses varient de 0 et 50% selon les entreprises). La répartition régionale des emplois de génie civil est obtenue par une moyenne des valeurs régionales obtenues suivant chacune des deux méthodes suivantes (1) une répartition suivant la méthodologie présentée dans l'encadré Figure 48, et (2) une répartition des emplois en proportion des nouvelles installations 2015 de chaque région.



parcs récents. L'implantation de ces nouvelles éoliennes se traduit par quelques centaines d'ETP pour les activités de génie civil dans ces régions.



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 64 : Répartition régionale des emplois de génie civil

La liste des acteurs de l'installation et du montage d'éoliennes peut être consultée en Annexe 5.

2.2.5. Exploitants et entreprises de maintenance

L'exploitation des parcs, avec ou sans vente d'énergie, est réalisée par environ 120 acteurs, dont plus de 70 ont également une activité de développement. 40 ont répondu à l'enquête d'In Numeri, dont 13 exploitants seuls. Les développeurs français effectuant également l'exploitation de parcs représentent près de 90% du CA de ce secteur, et sont également positionnés à l'étranger sur les parcs qu'ils ont développés. Cependant, ils ne peuvent réaliser l'ensemble des opérations liées à la maintenance des parcs, qui nécessitent des certifications particulières. Celles-ci sont donc sous-traitées à des entreprises spécialisées ou, plus fréquemment encore, aux turbineurs eux-mêmes.

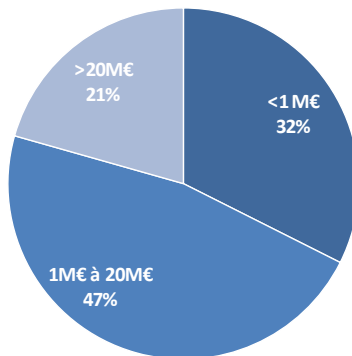
Sur l'ensemble du parc français, l'indicateur de concentration HHI s'élève à 260 : le segment du développement est peu concentré. Il compte de nombreux « petits exploitants » : 8 exploitants sur 10 sont des « petits exploitants » (moins de 5 parcs, ou moins de 50 MW en exploitation).

Une vingtaine d'entreprises spécialisées dans la sous-traitance de la maintenance ou le contrôle des éoliennes réalisent un chiffre d'affaires de 18 millions d'euros dans l'éolien pour environ 200 ETP d'activités éoliennes.



La trentaine d'exploitants sans activité de développement, réalise un chiffre d'affaires éolien d'environ 70 millions d'euros en 2015 pour 300 emplois éoliens. Ce chiffre d'affaires inclut une part de vente d'électricité, environ 25 millions d'euros, pour les entreprises qui réalisent à la fois l'exploitation et la vente d'électricité.

Le chiffre d'affaires des exploitants, hors développement, est pour l'instant entièrement dédié à la filière éolienne terrestre.



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 65 : Répartition des entreprises d'exploitation en France selon le montant de leur chiffre d'affaires éolien

La liste des acteurs de l'exploitation (hors développeurs-exploitants) et de la maintenance peut être consultée en Annexe 5.



3. COÛTS COMPLETS DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE EN France

La section suivante présente **une analyse du coût complet de production du MWh éolien en France, ses différents composants (dépenses d'investissements (CAPEX), coûts d'exploitation et maintenance (OPEX), facteur de charge, coût financier), et de sa sensibilité aux variations de ces composants selon les particularités des projets (ressources de vent, technologies utilisées, conditions de financement)**. Ces évaluations de coût s'appuient, pour l'éolien terrestre, principalement sur les résultats obtenus lors de l'enquête quantitative réalisée par In Numeri dans le cadre de cette étude : données de 63 projets développés par 27 développeurs et représentant 910 MW pour les CAPEX, ainsi que 39 projets opérés par 18 développeurs-exploitants et représentant 505 MW pour les OPEX¹⁰⁷. Pour l'éolien en mer et le petit éolien, les évaluations de coûts s'appuient sur les retours de la profession et les avis d'experts du secteur.

Définition du LCOE : le *Levelized Cost Of Electricity*, ou coût de production dit « complet » correspond, selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), à la valeur présente de la somme des coûts de production actualisés divisés par la production totale d'électricité ajustée à sa valeur temps économique. La formule de calcul du LCOE intègre l'ensemble des dépenses d'investissement réalisées, ainsi que les coûts d'exploitation et maintenance ayant lieu tout au long de la phase d'exploitation, avant de les actualiser puis de les ramener à un coût par mégawattheure, sur la base d'un productible actualisé également.

Formule du LCOE :

$$\begin{aligned} \text{Coût de production} &= \frac{\sum \text{coûts actualisés}}{\sum \text{production électrique actualisée}} \\ &= \frac{\text{Investissement} + \sum_{t=1}^n \frac{(O\&M)_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{combustible}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \end{aligned}$$

Avec r = le taux d'actualisation choisi, O&M les OPEX, et t = la durée de vie de l'actif. Pour l'éolien, il n'y a pas de coût de combustible.

3.1. Grand éolien terrestre

En s'appuyant sur les données de coûts de 63 projets mis en service depuis 2006 ou à échéance 2018, un facteur de charge historique moyen de 23,1%¹⁰⁸, et un taux d'actualisation représentatif d'un coût moyen pondéré du capital (CMPC) après impôts de 4,8% on aboutit à un LCOE de 79 €/MWh pour l'éolien terrestre. Toutes choses étant égales par ailleurs, on obtient un LCOE de 96 €/MWh pour un taux d'actualisation de 8%. Ce niveau est supérieur au LCOE calculé par la CRE, pour un échantillon de projets comparables (CAPEX compris entre 1400 et 1600 €/kW et facteur de charge compris entre 21,1% et 25,1%) et avec un taux d'actualisation de 8%, à 93,8 €/MWh.¹⁰⁹

D'autre part, les données collectées ne révèlent pas de relation significative entre la puissance des parcs et des turbines, d'une part, et le niveau de CAPEX ou d'OPEX unitaire atteint, d'autre part. Aucune tendance forte en rapport à l'année de mise en service n'est observable non plus. En revanche, on observe une **forte sensibilité du CAPEX à la taille du rotor (+16% entre des éoliennes classiques et toilées)**. Mais l'analyse montre également que ce surcoût observé sur des éoliennes plus toilées, peut être compensée par une augmentation du facteur de charge de seulement 2 à 3 points de pourcentage. Par ailleurs, on observe une forte sensibilité du LCOE au taux d'actualisation (un LCOE qui augmente de 20% à 96 €/MWh, pour une augmentation du taux

¹⁰⁷ Les quatre projets les plus coûteux en termes d'OPEX (OPEX supérieurs à 100 k€/MW/an, provenant d'un acteur unique) ont été retirés des résultats car considérés comme trop éloignés par rapport à la moyenne nationale utilisée, située autour de 46 k€/MW/an (confirmés par l'étude CRE de 2014 sur les coûts des énergies renouvelables).

¹⁰⁸ Facteur de charge éolien moyen observé sur la période 2010-2015. Source : Bilan Prévisionnel des énergies renouvelables 2016, RTE

¹⁰⁹ CRE. *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine*. 2014. A partir d'un échantillon de projets audités par le CRE, ayant des CAPEX qui s'échelonnent de 1000 à 2000 €/kW et des taux de charges allant de 17% à 33%, sur des projets mis en service entre 2007 et 2012, l'étude établit un LCOE moyen de 85,6 €/MWh.



d'actualisation de 3,2 points), et au facteur de charge (un LCOE qui augmente de 35%, passant de 68 €/MWh à 92 €/MWh, pour une augmentation du facteur de charge de 7 points à 27%).

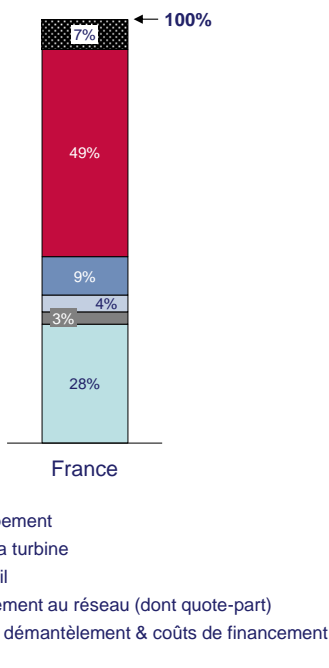
Précautions d'usage :

Premièrement, l'analyse conduite ici vise à réaliser un état des lieux des coûts du grand éolien terrestre, à l'année 2015, sur la base de projets ayant récemment été mis en service ou qui le seront à court terme. Par conséquent, les résultats présentés ne sauraient présumer des évolutions à moyen et long des coûts de la filière et des différents paramètres qui les influencent. Les perspectives d'évolution du LCOE seront étudiées de manière plus approfondie dans la partie 2 de l'étude, et permettront d'estimer un horizon d'atteinte de la parité réseau et de la compétitivité de l'électricité éolienne sur le marché de gros en France.

Deuxièmement, ces résultats doivent être observés et analysés au regard de la représentativité relative des réponses obtenues par rapport au parc éolien français et en connaissance de la nature déclarative des données transmises par les personnes interrogées, qui n'ont pas été auditées. Il est également important de noter que l'observation de relations (ou absence de relation) entre paramètres techniques et niveaux de CAPEX et OPEX des projets doit toujours être sujet à caution car, en présence d'échantillon de parcs ayant des jeux souvent uniques de caractéristiques techniques, la complexité des relations ne se prête pas systématiquement à des analyses « toutes choses étant égales par ailleurs ». Les analyses sur ce point méritent d'être poursuivies.

3.1.1. Les composantes du LCOE et leur niveau en France

L'enquête menée dans le cadre de cette étude permet d'évaluer le niveau de coûts de certains projets en France, la décomposition de ces coûts entre différents postes, ainsi que la relation entre les coûts de ces projets et l'année de leur mise en service, certains de leurs caractéristiques techniques. Trois analyses sont ensuite menées pour appréhender la sensibilité du LCOE au taux d'actualisation, au facteur de charge et au type de technologie implantée (éolienne classique ou éolienne « toilée »).



[Calculs E-CUBE d'après les données In Numeri 2016.]

Figure 66 : Décomposition du LCOE en % du LCOE total [sur 20 ans, actualisation à 4,8%]¹¹⁰

¹¹⁰ Les OPEX prennent en compte la quote-part liée au réseau



En conclusion, les données obtenues permettent d'estimer que le coût de la turbine est le poste le plus important dans la composition du LCOE total (sur 20 ans) et en représente presque 50%. Viennent ensuite les OPEX, avec 28%, puis les coûts liés au génie civil, au raccordement et au développement, qui en représentent ensemble 20%.

3.1.1.1. Taux d'actualisation

La valeur centrale du taux d'actualisation de 4,8% retenu ici représentative d'un coût moyen pondéré du capital (CMPC) après impôts observé sur des parcs récemment mis en service ou qui le seront à court terme.

Formule du Taux d'actualisation :

$$\text{Taux d'actualisation} = \left\{ \begin{array}{c} \text{Taux d'emprunt du secteur} \\ \text{3,61\% sur 15 ans} \\ \\ \text{X} \\ \\ \text{Ratio de Dette des acteurs} \\ \text{74\%} \end{array} \right\} + \left\{ \begin{array}{c} \text{Rémunération attendue des fonds propres} \\ \text{8\%} \\ \\ \text{X} \\ \\ \text{Ration de Fonds Propres des acteurs} \\ \text{26\%} \end{array} \right\}$$

Les taux d'emprunt du secteur (après impôts), ratios de dettes et de fonds propres ainsi que la rémunération attendue des fonds propres utilisés sont issus d'une enquête réalisée par FEE en 2016 sur un échantillon de 78 parcs.¹¹¹ Le niveau de CMPC reflète plusieurs facteurs :

- La faiblesse historique des taux d'intérêt sur les marchés obligataires
- Le fait que l'éolien soit considéré comme un actif peu risqué, avec des revenus garantis sur 15 ans
- L'effet d'apprentissage permis par la maturité des technologies et le meilleur contrôle de leur performance, fiabilisant les prévisions de production
- La standardisation des structures de financement éprouvées par un grand nombre de projets (type de parties prenantes, pourcentage de participation).

De fortes incertitudes entourent l'évolution future du CMPC accessible aux entreprises du secteur, en lien en particulier à l'évolution des taux d'intérêt. Ces derniers pourraient être amenés à remonter significativement dans les années à venir, auquel cas l'utilisation de taux d'actualisation plus élevés, de l'ordre de 6% ou 8%, pourrait être justifiée.

3.1.1.2. Facteur de Charge

Le facteur de charge est le rapport entre l'énergie effectivement produite sur une période donnée par l'installation et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant toute la période. Il varie selon le lieu d'implantation et le type d'éolienne utilisée.

$$\text{Facteur de charge} = \frac{\text{Production (période } T) \text{ en MWh}}{\text{Capacité en MW} \times T \text{ en heures}}$$

La France est un pays à niveau de vent moyen, avec un facteur de charge en 2015 situé à 24,3% en moyenne, contre 23,1% en moyenne entre 2010 et 2015¹¹². Ce facteur de charge varie d'une région à l'autre : il oscillait en 2015 entre 20% (moyenne en Nouvelle Aquitaine) et 27% (moyenne en Occitanie). Sur des périodes de temps plus petites et particulièrement ventées, il peut atteindre jusqu'à 80%¹¹³.

A titre de comparaison, il est limité à 18,8% en moyenne en Allemagne et peut atteindre jusqu'à 40% dans certaines régions des Etats-Unis et 50% au Brésil. **Ce facteur de charge dépend aussi fortement de la localisation exacte du parc éolien, et le facteur de charge moyen de la filière pourrait diminuer avec l'augmentation de la taille du parc national, dans la mesure où les zones moins ventées seront utilisées à l'avenir.** Cette diminution n'est pas inéluctable, dans la mesure où des technologies adaptées aux zones peu

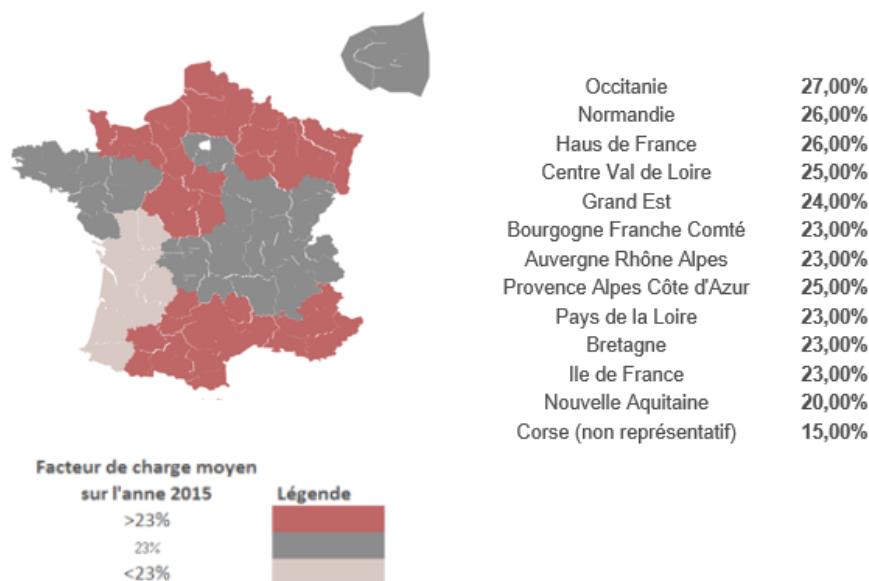
¹¹¹ Etude Pöyry pour la FEE. *Observatoire des coûts de l'éolien terrestre*. 2016

¹¹² Bilan prévisionnel RTE 2016

¹¹³ Coûts et rentabilité des énergies renouvelables, 2014, CRE. Les données pour la Corse sont considérées comme non représentatives du fait du peu de MW installés (18 MW au 30/06/2016).



ventées, les « éoliennes toilées », peuvent optimiser la production et augmenter le facteur de charge sur une zone donnée.



[Panorama des énergies renouvelables à fin 2015 RTE]

Figure 67 : Facteurs de charge dans les différentes régions françaises d'après les données sur les parcs existants en 2015

3.1.1.3. Les coûts d'investissement (CAPEX)

L'enquête réalisée pour cette étude auprès des acteurs français a permis d'analyser les données de CAPEX rapportés par 27 développeurs sur 63 projets répartis sur l'ensemble du territoire national. Ces projets représentent 910 MW. 39 d'entre eux sont déjà mis en service, et les 24 restants le seront d'ici 2018, ce qui permet d'évaluer à la fois les coûts des projets actuels et d'estimer les coûts des projets en cours de développement.

Les CAPEX sont le plus important poste de dépense pour un projet éolien.¹¹⁴ Le niveau de CAPEX unitaires observé est de l'ordre de **1460 €/kW¹¹⁵**. **Ce niveau de coût observé est cohérent avec les études récentes réalisées par la CRE et la FEE¹¹⁶, qui établissent les coûts d'investissement en France entre 1400 et 1600 €/kW¹¹⁷.**

La répartition de ces coûts met en valeur l'importance de l'aérogénérateur : sa part des investissements pour les développeurs ayant répondu à l'enquête s'élève à 68%, pour une moyenne française située autour de 72% d'après le rapport 2014 de la CRE. La comparaison entre les résultats de l'enquête, les rapports français et les études internationales montre une répartition similaire des coûts d'investissement selon les postes de dépense : après l'aérogénérateur, les phases de génie civil (terrassement, voirie et travaux électriques) représentent autour de 12% des dépenses, le développement autour de 10%, et le raccordement autour de 6% des dépenses totales.

¹¹⁴ CRE : coûts et rentabilité des énergies renouvelables, 2014

¹¹⁵ Moyenne réalisée sur des réponses issues de 63 projets, dont raccordement et quote-part liée au renforcement du réseau.

¹¹⁶ FEE, « Observatoire des coûts de l'éolien terrestre »

¹¹⁷ CRE : coûts et rentabilité des énergies renouvelables, 2014. SER : Etat des coûts de production de l'éolien terrestre, 2014. Le total prend en compte les coûts de raccordement.

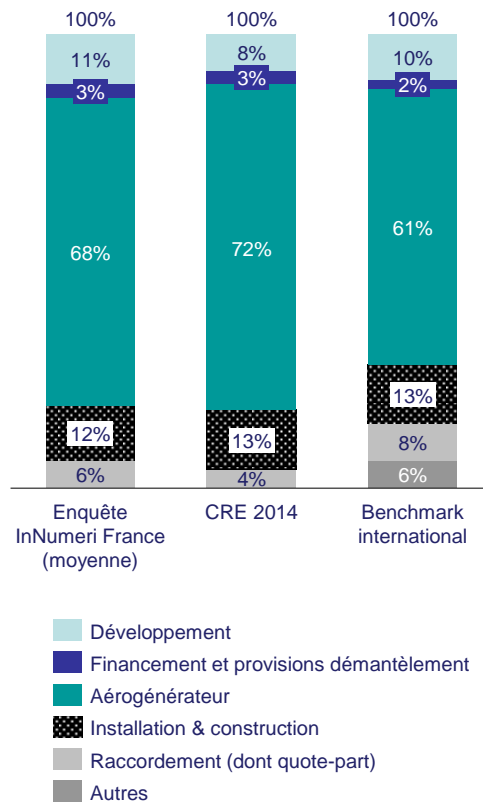


Figure 68 : Comparaison des coûts observés lors de l'étude benchmark international¹¹⁸ et de l'enquête réalisée auprès des acteurs français (moyenne) [%]

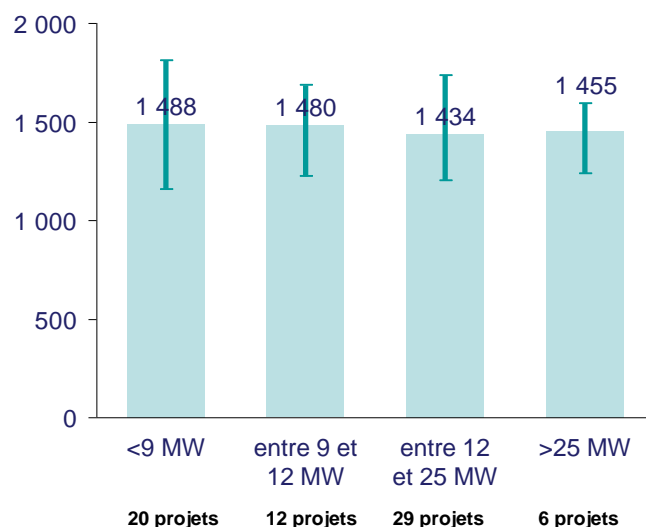
Il existe une forte dispersion entre les différents projets français interrogés dans le cadre de l'enquête In Numeri : le coût du développement peut ainsi représenter entre 4% et 15% des coûts totaux (10^e et 90^e centile). Le coût du raccordement s'élève dans certains cas à 11% des CAPEX (valeur maximale observée), en fonction de l'éloignement des parcs par rapport aux stations électriques et aux travaux et délais nécessaires.

Le modèle de développement de projet et le niveau de sous-traitance ou de développement interne réalisé par les développeurs **est un critère différenciant** : le coût des parcs réalisés clés en main est en moyenne 11% plus élevé que celui des projets réalisés par les développeurs eux-mêmes selon l'enquête In Numeri.

Nous n'observons pas de réduction significative du coût d'investissement unitaire (k€/MW) avec l'augmentation de la puissance totale des parcs : de légères économies d'échelles sont observées – réduction de l'ordre de 3% des CAPEX unitaires - pour des parcs d'une puissance supérieure à 12 MW par rapport à des parcs de moins de 12 MW. Il est important de noter que les observations faites sur l'échantillon dans son ensemble pourraient masquer des réalités, autrement observables sur des sous-échantillon, après isolement de caractéristiques spécifiques (technologie, conditions géologiques, etc.). Il est donc possible que « toutes choses étant égales par ailleurs », une relation significative puisse être révélée entre puissance totale des parcs et CAPEX unitaires. Les analyses sur ce point méritent d'être poursuivies. Nous ne disposons pas ici des informations nécessaires sur les caractéristiques techniques des parcs pour mener toutes les analyses qu'il serait pertinent de réaliser.

¹¹⁸ Consolidation des données de coûts disponible dans les rapports internationaux publiés par la NREL, l'IRENA, l'EWEA, le JRC

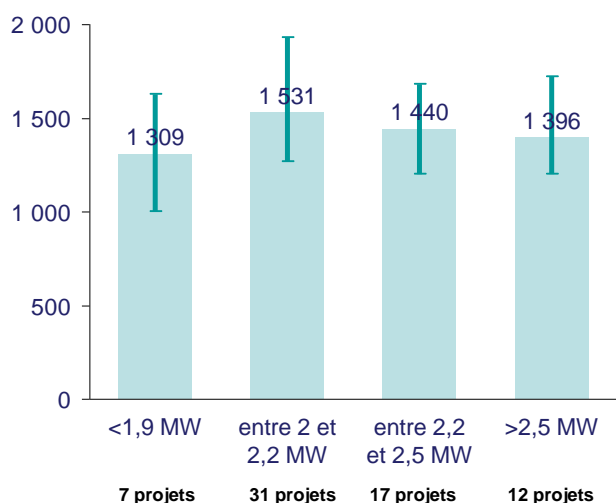




[Enquête In Numeri 2016]

Figure 69 : Evolution des CAPEX en fonction de la puissance totale des parcs (moyenne, 10e centile, 90e centile) en k€/MW

Nous n’observons pas de réduction significative du coût d’investissement unitaire (k€/MW) avec l’augmentation de la puissance nominale des turbines. Cela pourrait s’expliquer par la standardisation des processus de fabrication des composants utilisés pour ces modèles, qui ne diffèrent que peu lorsque les éoliennes passent de 2 à 3 MW de puissance et permettent peu d’effets d’échelles. Cette observation converge avec celles émergeant d’études similaires dans d’autres pays : le rapport 2014 du département américain des énergies (DoE) montre que les coûts pondérés des projets réalisés en 2014 diffèrent peu selon la taille des éoliennes installées (1700 \$/kW pour des modèles inférieurs à 1,9 MW de puissance, 1650 \$/kW pour des éoliennes entre 2 et 2,9 MW de puissance, 1600 \$/kW pour des éoliennes à la puissance supérieure à 3 MW)¹¹⁹.



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 70 : Evolution des CAPEX en fonction de la puissance nominale des éoliennes installées en France (moyenne, 10e centile, 90e centile) en k€/MW

En revanche, une augmentation des CAPEX unitaire est observée, fonction de l’augmentation du diamètre du rotor, lié à la puissance croissante des éoliennes ou bien au développement des éoliennes toilées (voir 3.1.3) : les CAPEX peuvent augmenter de 16% entre les modèles classiques (entre 75 et 90 mètres de diamètre) et les modèles particulièrement toilés (plus de 100 mètres de diamètre). Les rotors de plus grand diamètre ont un productible plus élevé, qui peut compenser cette hausse de CAPEX.

¹¹⁹ DoE, Wind Technologies report, 2014



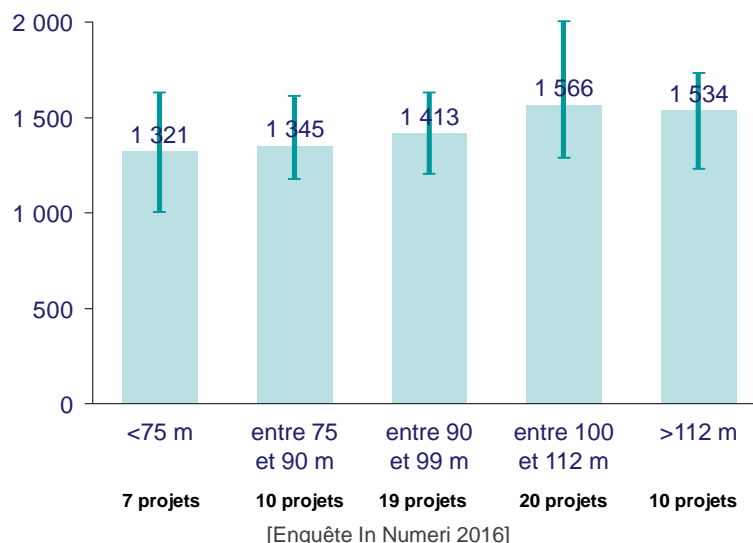


Figure 71 : Evolution des CAPEX en fonction du diamètre du rotor des éoliennes installées en France (moyenne, 10e centile, 90e centile) en k€/MW

Les CAPEX ont eu tendance à peu baisser et à se stabiliser ces dernières années, notamment du fait de la hausse des coûts des fondations et du transport pour des éoliennes dont les dimensions et la masse augmente en vue de valoriser des zones moins ventées, à la tension sur le développement du réseau en parallèle des nouvelles installations, et aux délais et dépenses supplémentaires occasionnés par les recours juridiques systématiques déposés par les opposants aux projets éoliens^{120 121}. **Cependant, une baisse des CAPEX est observée par l'enquête sur les projets mis en service après 2015. Cette tendance pourrait se poursuivre à horizon 2030 si certains facteurs baissiers prennent le dessus** (effets d'échelle liés à la maturation de la filière, notamment sur les processus de développement, logistiques et d'installation).

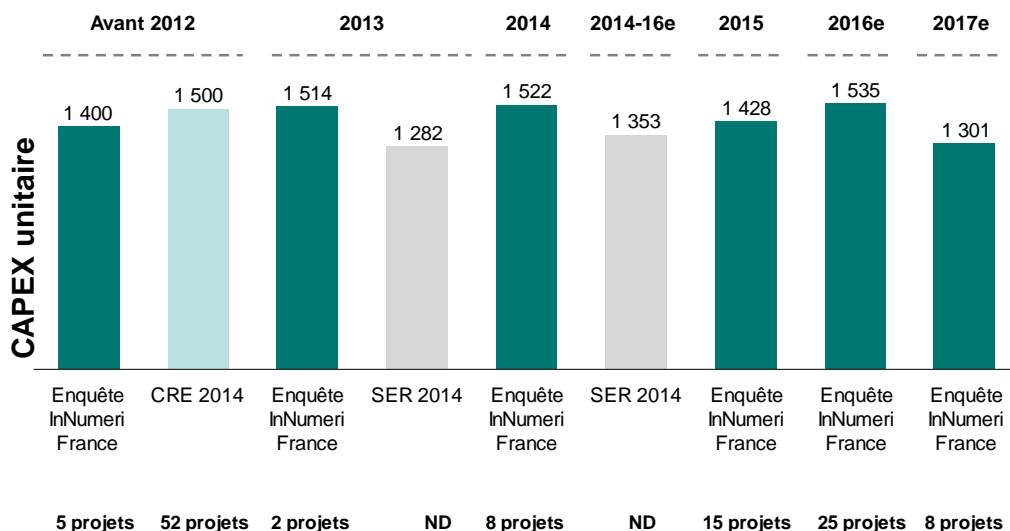


Figure 72 : Evolution des CAPEX des projets mis en service entre 2012 et 2017 (estimation) - comparaison entre les données de l'enquête et des études françaises similaires (k€/MW)¹²²

Les perspectives d'évolution des CAPEX seront étudiées de manière plus approfondie dans la partie 2 de l'étude.

3.1.1.4. Les coûts d'exploitation (OPEX)

¹²⁰ Dans son « Etats des coûts de production de l'éolien terrestre en France (2014) », le SER considère que prendre en compte les coûts échoués des projets non aboutis augmenterait les coûts de développement enregistrés sur l'année 2012 de 50%.

¹²¹ Analyses issues des rapports CRE et SER 2014

¹²² Le rapport CRE 2014 indique les CAPEX de projets mis en service entre 2009 et 2012. Le rapport SER indique les coûts des projets mis en service en 2013



L'enquête réalisée pour cette étude auprès des acteurs français a permis d'analyser les données d'OPEX de 18 développeurs sur 39 projets répartis sur l'ensemble du territoire national : **le coût des OPEX moyen s'élève à 46 k€/MW/an.**

Les coûts d'opération sont répartis entre :

- les dépenses en personnel, matériel ou études dues aux activités d'exploitation ;
- les interventions externes dues aux opérations de maintenance non réalisées en interne ;
- les différents frais de fonctionnement (dont le loyer, le coût du réseau, l'assurance, l'administration...) ;
- les taxes.

L'étude de la CRE et les données recueillies lors de l'enquête permettent de déterminer que **les interventions de maintenance représentent autour de 50% des dépenses**, devant les dépenses dues aux taxes (entre 15 et 24%) et les frais de fonctionnement divers (entre 19 et 25 %).

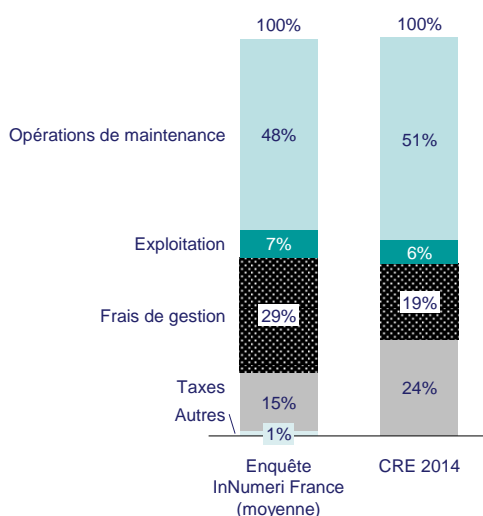


Figure 73 : Répartition des OPEX - comparaison entre les données issues de l'enquête et l'étude CRE 2014¹²³

Plusieurs variables semblent expliquer les différences entre les OPEX sur les projets éoliens :

- **On observe une légère baisse des OPEX avec l'augmentation de la puissance nominale des éoliennes.** Les études de l'Agence internationale de l'énergie¹²⁴ sur ce point font référence à l'analyse menée par l'European Wind Energy Association (aujourd'hui Wind Europe) en 2009 s'appuyant notamment sur une étude menée sur une série de turbines danoises de huit puissances différentes : les données récoltées dans cette étude montrent que les coûts de l'opération et maintenance diminuent grâce à l'utilisation de turbines plus puissantes.

¹²³ La dispersion des OPEX entre les différents postes de coûts n'est pas identique entre la CRE et l'enquête réalisée pour cette étude. Il existe donc une marge d'incertitude sur cette répartition.

¹²⁴ IEA Wind Task 26, The past and future cost of wind energy, 2012, EWEA Economics of Wind Energy 2009



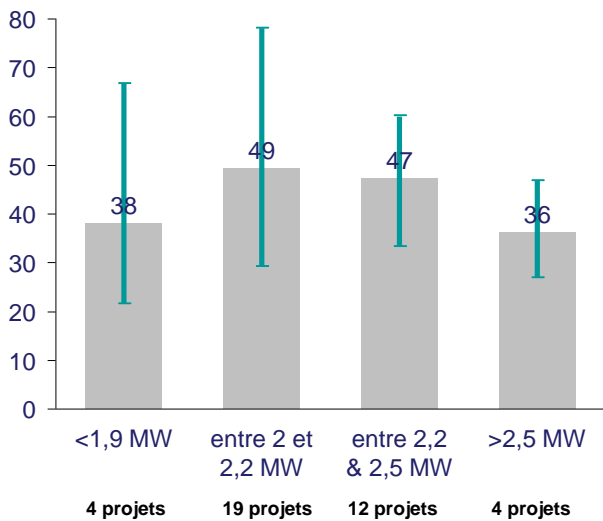
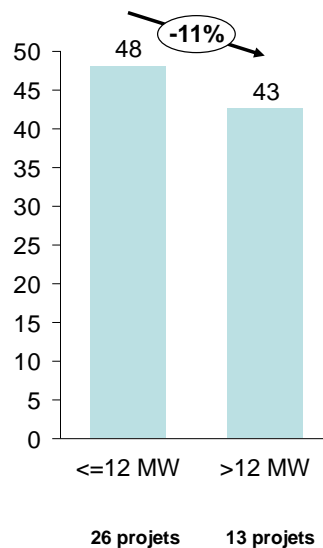


Figure 74 : Evolution des OPEX en fonction de la puissance nominale des éoliennes installées en France (moyenne, 10e centile et 90e centile) en k€/MW/an¹²⁵

- **On observe une diminution des OPEX avec l'augmentation de la puissance des parcs** : la diminution est de 11% pour des projets d'une puissance totale supérieure à 12 MW, par rapport à des parcs ayant une puissance inférieure à 12 MW.



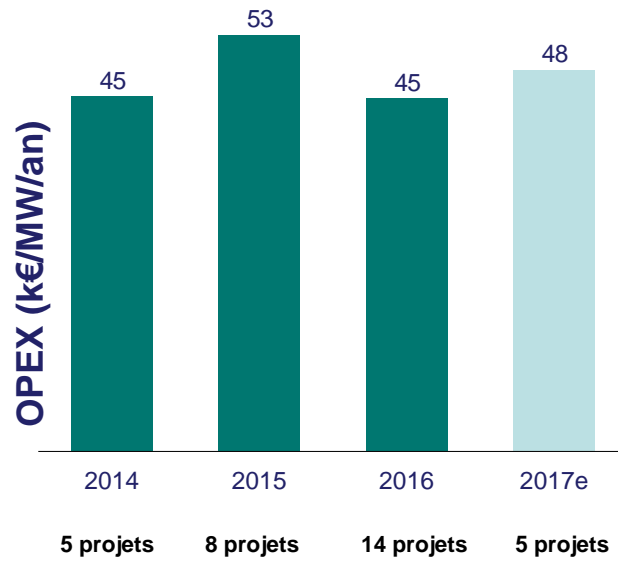
[Enquête In Numeri 2016]

Figure 75 : Evolution des OPEX en fonction de la puissance totale des parcs en k€/MW

Aucune tendance notable n'est observable en ce qui concerne l'évolution du niveau des OPEX dans le temps. Néanmoins, il est généralement attendu qu'à long terme les OPEX suivent une tendance baissière grâce notamment à l'optimisation des méthodes de maintenance et l'amélioration de la fiabilité des technologies, ainsi qu'aux économies d'échelles amenées par l'augmentation du parc total installé (installation de centres de maintenance à proximité des parcs permettant de superviser un plus grand nombre d'installations par exemple, sur un périmètre plus réduit).

¹²⁵ Résultats de l'étude InNumeri 2016 sur 39 projets





[Enquête InNumeri 2016]

Figure 76 : Evolution des OPEX des projets réalisés entre 2013 et 2017 (estimation)

Les perspectives d'évolution des OPEX seront étudiées de manière plus approfondie dans la partie 2 de l'étude.

3.1.2. Variation du LCOE terrestre en fonction du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation a un fort impact sur le LCOE : **une augmentation du taux d'actualisation de 4,8% à 8% (soit 3,2 points d'augmentation) entraîne une variation de plus de 20% du LCOE.** A l'inverse, une augmentation du ratio dette/fonds propre de 74% à 88%, en conduisant à une baisse du taux d'actualisation de 0,4 points, aboutit à une diminution du LCOE.

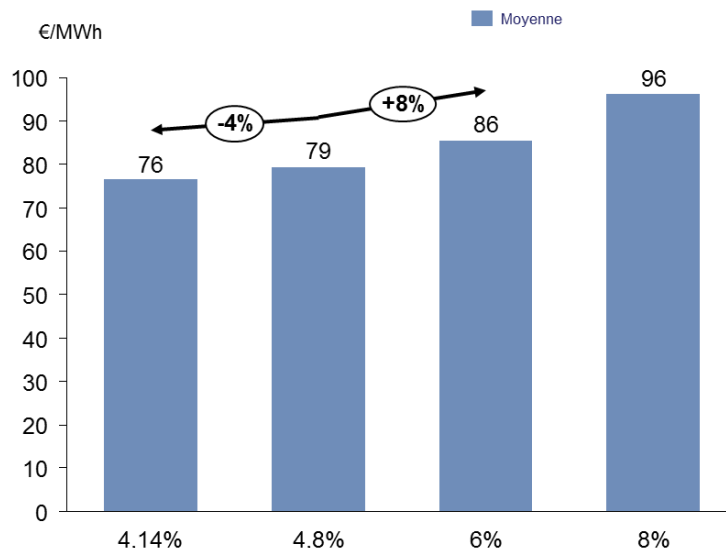


Figure 77 : Variation du LCOE par rapport au taux d'actualisation

Les calculs de LCOE présentés s'appuient sur un facteur de charge de 23,1%, facteur de charge moyen observé sur le parc éolien français sur la période 2010-2015, des niveaux de CAPEX (à 1460 €/kW) et d'OPEX (à 46 €/kW/an) correspondant aux valeurs moyennes de l'échantillon enquêté par In Numeri, une durée de vie de 20 ans.



3.1.3. Variation du LCOE terrestre en fonction du facteur de charge régional

Sur la base de la palette de facteurs de charge observés dans les différentes régions, de 27% pour l'Occitanie à 20% pour la Nouvelle Aquitaine, et « toutes choses étant égales par ailleurs », le LCOE varie entre 68 €/MWh et 92 €/MWh.¹²⁶ Il est important de noter que, le LCOE étant calculé sur 20 ans, il ne peut être directement comparé avec le tarif d'achat, qui est lui fixé sur 10 ans à 82 €/MWh puis sur les 5 années suivantes à un niveau entre 32 €/MWh et 82 €/MWh. En réalité, les calculs de niveaux de LCOE en fonction des facteurs de charge régionaux, présentés ci-dessous, ne sauraient présager de la rentabilité des projets installés ou en développement dans ces différentes régions sur leur durée de vie totale : les facteurs de charge peuvent fortement varier d'une année sur l'autre et les niveaux des différents postes de coûts, en particulier concernant les CAPEX peuvent dépendre des conditions locales (densité de l'habitat, sentiment des populations locales vis-à-vis de l'éolien, temps de raccordement, niveau de la quote-part, etc.). Enfin, comme présenté dans la section suivante : à conditions de vent identiques, des concepts technologiques différents peuvent aboutir à des niveaux de productibles et donc de LCOE différents.

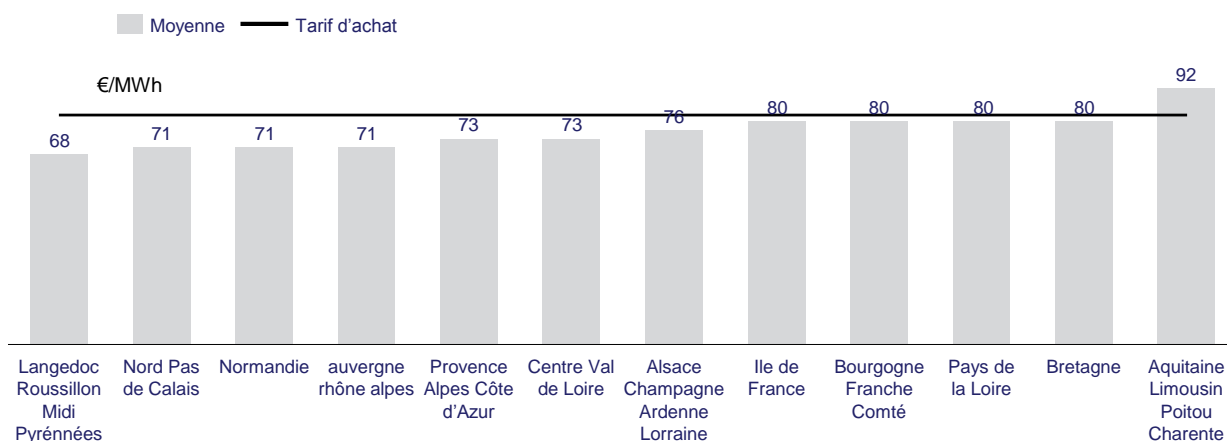


Figure 78 : LCOE 2015 dans les différentes régions françaises [€/MWh]

Il n'existe pas de données publiques suffisantes pour établir le LCOE des projets éoliens terrestres dans les zones non-interconnectées (il existe une vingtaine de parcs de taille limitée hors métropole, inférieurs à 5 MW de puissance installée pour la plupart). Aujourd'hui, ces installations bénéficient d'un régime leur garantissant un tarif d'achat de 230 €/MWh produit, afin de permettre aux opérateurs de faire face aux coûts élevés des projets en conditions insulaires, expliqués par les coûts de transport, le régime de vent fort qui accélère l'usure des éoliennes, et les risques de déconnexion du réseau, qui en limitent les heures de fonctionnement.

Les données pour la Corse ne sont pas représentatives car très peu de projets sont installés (18 MW), dans des zones peu ventées.

3.1.4. Variation du LCOE terrestre en fonction du « toilage »

Le productible de chaque projet dépend principalement de deux facteurs :

- De la force de vent accessible dans la zone dans laquelle il est implanté,
- Du modèle d'éolienne choisi (hauteur du mât, diamètre du rotor, puissance globale), qui vise à maximiser le potentiel de vent.

En fonction de la force de vent disponible et des caractéristiques du terrain sur lequel sera implanté le projet, des modèles différents d'éolienne peuvent en effet être choisis pour une puissance donnée : dans une zone à vent faible, une éolienne à large rotor (dite « toillée ») permettra d'augmenter le facteur de charge de l'installation, dans la mesure où plus la surface balayée est importante, moins l'éolienne a besoin de vent pour démarrer. Les

¹²⁶ Les calculs de LCOE s'appuient sur des niveaux de CAPEX (à 1460 €/kW) et d'OPEX (à 46 €/kW/an) correspondant aux valeurs moyennes de l'échantillon enquêté par In Numeri, une durée de vie de 20 ans, et un taux d'actualisation représentatif d'un CMPC après impôts de 4,8%.



différents modèles d'éolienne possèdent donc des caractéristiques variées en termes de CAPEX, d'OPEX et de facteur de charge, et différents profils de LCOE selon la région dans laquelle elles sont implantées.¹²⁷

Les hypothèses de coûts utilisés pour cette analyse sont les suivants (source : enquête In Numeri) :

Eolienne choisie	Standard	Large rotor
Diamètre de rotor	70 à 90m	>100 mètres
CAPEX liés	1394 k€/MW	1536 k€/MW
OPEX liés	45 k€/MW/an	49 k€/MW/an

Sur une zone ayant des ressources de vent moyennes pour la France (23,1% de facteur de charge), on observe, sur la base des données de coût de l'échantillon, qu'une éolienne avec un rotor de 70 à 90 mètres atteint un niveau de LCOE de l'ordre de 76,4 €/MWh. On observe également que les coûts supplémentaires associés à une éolienne toilée sont compensés si le facteur de charge augmente de 9,7%, pour atteindre 25,35%, conduisant alors au même LCOE qu'observé pour une machine à rotor plus petit. Pour un facteur de charge plus important, le LCOE observé pour une éolienne toilée passe sous la valeur de 76,4 €/MWh.

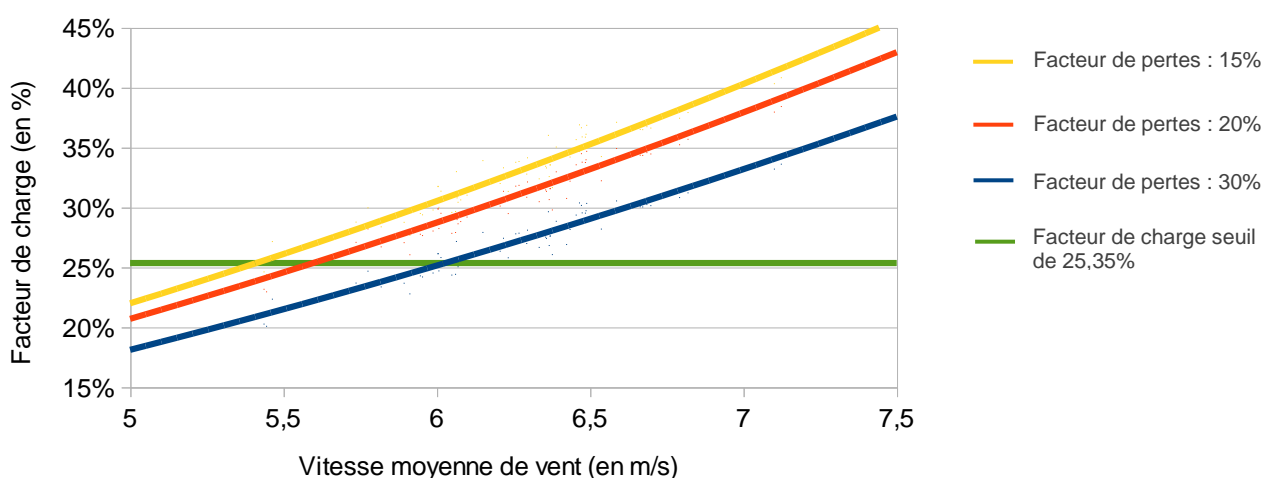


Figure 79 : Evolution du facteur de charge net en fonction de la vitesse moyenne de vent, pour une éolienne toilée type (de S_u de l'ordre de $4,6 \text{ m}^2/\text{kW}$ ou $1/ S_u \sim 217 \text{ W/m}^2$), selon différentes valeurs de facteur de pertes

La Figure 79 représente le facteur de charge d'une éolienne toilée type, soit une surface spécifique S_u ¹²⁸ de l'ordre de $4,6 \text{ m}^2/\text{kW}$. Le facteur de charge dépasse le seuil des 25,35%, sur la gamme de vent observée. Une éolienne toilée permet donc de rendre compétitifs les sites de vent de classe III et en deçà. La valeur de vitesse de vent pour laquelle les 25,35% sont dépassés dépend en particulier du facteur de pertes, qui dépend d'effets aérodynamiques (turbulences, variation de la vitesse en fonction de la hauteur, effet de sillage) et de la performance de la machine (dont la disponibilité, les pertes électriques).

Ainsi, l'utilisation d'une éolienne à large rotor dans une zone faiblement ventée, si elle permet d'atteindre une augmentation de 10% du facteur de charge, peut-être moins onéreuse qu'une éolienne à rotor plus petit, malgré des investissements plus élevés.

3.2. Eolien en mer

Le LCOE de l'éolien en mer français, tel que présenté ici, est théorique et « à dire d'experts », la mise en service des premiers projets étant programmée pour 2021. Les hypothèses prises conduisent à une estimation du LCOE,

¹²⁷ Pour une analyse plus détaillée de la manière dont les éolienne toilée permettent d'extraire un productible plus important sur des sites de vent faible, se reporter à l'étude Négawatt de 2015, dont une synthèse est téléchargeable sur le site de l'ADEME : <http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/remuneration-projets-eoliens-terrestres-2015-synthese1.pdf>

¹²⁸ La surface spécifique S_u est définie comme le rapport entre la surface balayée par le rotor, en m^2 , et la puissance nominale de la turbine en kW.



pour les futurs parcs français, situé **entre 140 et 173 €/MWh**, pour une valeur centrale de **150€/MWh**¹²⁹. C'est un niveau de prix supérieur à ce qui est observé dans certains pays ayant déjà développé cette technologie, environ **140 €/MWh en Allemagne et 147 €/MWh au Royaume-Uni**.

A l'étranger, les annonces de parcs les plus récentes se situent même à des niveaux de coûts significativement inférieurs aux niveaux observés historiquement : certains appels d'offres ont été remportés récemment aux Pays-Bas (Borssele) et au Danemark (Vesterhav) avec des offres de prix, hors raccordement, de **72€/MWh et 64€/MWh**, respectivement. Coûts de raccordement inclus, **le prix proposé par DONG sur le parc de Borssele équivaudrait à un LCOE de 82€/MWh**¹³⁰, largement en deçà de l'objectif de baisse des coûts du secteur pour 2020, fixé à **100 €/MWh**.

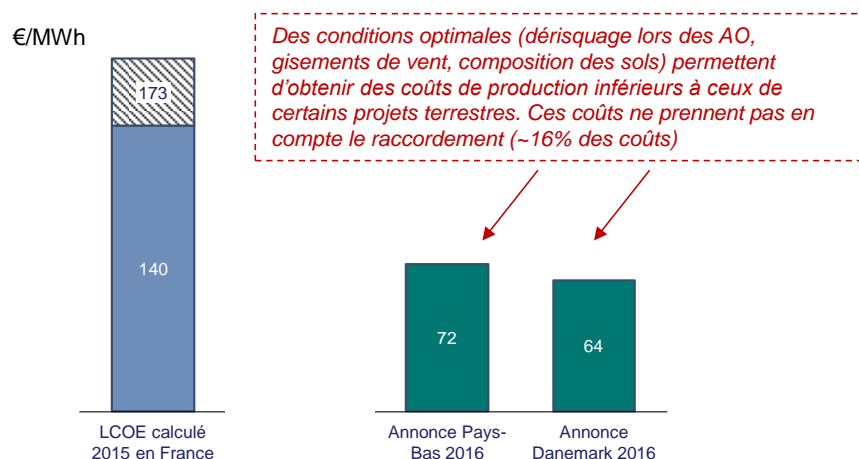


Figure 80 : Comparaison entre le LCOE attendu des projets en mers français et les dernières annonces européennes

Malgré le fait que certains des leviers qui permettent à ces projets d'atteindre de telles performances de coûts ne soient pas reproductibles en France (faibles distances aux côtes et faibles profondeurs, qualité des sols marins), d'autres éléments pourraient permettre aux futurs projets situés en France de diminuer leurs coûts, en particulier :

- **les économies d'échelle** (par rationalisation de la production et du développement des projets),
- **l'augmentation de la capacité des machines**, permettant de mieux valoriser les sites les mieux ventés, et de réduire le nombre de fondations nécessaires pour un parc,
- **l'innovation sur les modèles existants**, permettant d'en améliorer la fiabilité et la disponibilité (et donc de diminuer les besoins de maintenance et d'interventions coûteuses en mer), l'optimisation de la structure et le poids,
- **la diminution des coûts de financement**, permise par la réduction des risques liée au retour d'expérience sur les premiers projets réalisés, et la standardisation des modèles de financement proposés par les financeurs pour ce secteur,
- **la simplification et l'optimisation des procédures administratives** comme, par exemple, la mise en place de la procédure de dialogue concurrentiel¹³¹ pour les futurs appels d'offre éolien en mer,
- **le dé-risquage du développement** par la prise en charge par le gouvernement du maximum d'études nécessaires.

Les perspectives d'évolution des coûts de l'éolien en mer seront étudiées de manière plus approfondie dans la partie 2 de l'étude.

¹²⁹ LCOE calculé par E-CUBE sur la base d'avis d'experts concernant les niveaux de CAPEX (valeur centrale de 4750 €/kW) et d'OPEX (valeur centrale de 118 €/kW/an) des parcs en cours de développement en France (coûts de raccordement inclus). D'autre part le calcul suppose une durée de vie de 20 ans et un taux d'actualisation représentatif d'un CMPC après impôts de 6,5%.

¹³⁰ Analyse BVG Associates, datée du 8 août 2016.

¹³¹ Dialogue concurrentiel : procédure de mise en concurrence en deux temps. Une première phase vise à définir les conditions auxquelles devront répondre les soumissionnaires durant la phase d'appel d'offres proprement dite. Cette phase de dialogue réunit l'Etat et un groupe de candidats, présélectionnés sur la base de leurs capacités techniques et financières. Dans un deuxième temps, l'appel d'offres est lancé. Les candidats remettent leurs offres conformément à un cahier des charges élaboré sur la base de la phase de dialogue. Après instruction et examen de ces offres, les lauréats sont désignés par l'institution en charge de l'appel d'offres.



3.3. Petit et moyen éolien

Le LCOE des installations de petit et moyen éolien est très variable au vu des nombreux modèles de machines aux performances et tailles variables, entre 1 et 350 kW. Sur la base de données récoltées par l'ADEME auprès de la profession pour les modèles de taille inférieure à 50 kW¹³² (des CAPEX unitaires de l'ordre de 4000 €/kW, et des OPEX autour de 100 €/kW/an) et en faisant l'hypothèse d'un taux d'actualisation représentatif d'un CMPC de 5% après impôts et d'un facteur de charge de à 17%¹³³ (à cause de leur moindre hauteur et à la taille de leurs pales), on peut estimer un LCOE du petit éolien, en France, de l'ordre de **280 €/MWh**. Cette hypothèse de CAPEX est moins élevée que celle relevée par l'association mondiale pour l'éolien WWEA aux Etats-Unis (autour de 6300 €/kW¹³⁴) et au Royaume-Uni (5400 €/kW¹³⁵) pour des éoliennes de même taille.

Il est cependant difficile de tirer des conclusions sur le LCOE du petit éolien, car les conditions propres à chaque projet (conditions de financement, conditions d'installation, localisation du projet) sont très différentes. L'écart type par rapport à la moyenne est très important. Ces coûts ne peuvent être comparés à ceux du grand éolien, car le cadre de développement est différent (parcs de taille plus modestes, conditions de vent particulières, coût liés à l'inaccessibilité de certains sites).

Peu d'évolutions sont de surcroît attendues pour ces coûts, dans la mesure où les technologies sont déjà matures. Cependant, l'ajout de nouveaux services proposés par les fabricants (pilotage des machines, prévisibilité de la production) pourraient contribuer à l'amélioration les performances économiques de ces installations¹³⁶.

¹³² ERM Energies – ADEME. *Guide petit éolien*. 2010

¹³³ Association belge pour la promotion des énergies renouvelables

¹³⁴ WWEA 2014

¹³⁵ Small and Medium Wind Market report 2015 – Renewable UK

¹³⁶ Source : entretiens



4. SYNTHÈSE DU BENCHMARK INTERNATIONAL

En 2015, les principaux pays producteurs d'électricité d'origine éolienne sont : la Chine, les Etats-Unis, l'Allemagne, l'Inde, l'Espagne, le Royaume-Uni, le Canada, la France, l'Italie et le Brésil. Ces pays n'ont pas la même dynamique ni les mêmes stratégies de développement de la filière éolienne.

L'objectif de cette section du rapport est d'analyser les dynamiques et stratégies des 7 principaux pays éoliens étrangers pour identifier les principaux facteurs qui permettent aux pays les plus performants d'accompagner avec succès leurs industries, et sur lesquels les acteurs français pourraient faire levier en vue d'améliorer la performance intérieure et à l'export de la filière éolienne française.

Pour cela, l'analyse menée sur les sept pays choisis analyse, dans chaque pays, les points suivants :

- Les conditions économiques locales : coûts de production (LCOE), et comparaison vis-à-vis du marché et des moyens alternatifs de production d'électricité ;
- La capacité des pays à développer une industrie locale autour de la croissance du secteur éolien,
- La propension de chaque pays à créer des emplois locaux grâce à la filière éolienne ;
- Les différents modèles de rémunération ou de soutien mis en place, leurs objectifs et leur efficacité ;
- Le mécanisme d'attribution de ce soutien à l'éolien en mer et à leur raccordement électrique, conditions *sine qua non* de la réussite de ce secteur
- La gestion de l'arrivée en fin de vie des parcs, *via* la mise en place d'un cadre pour leur *repowering*,
- L'acceptation sociale des projets éoliens, source éventuelle de blocages pour les projets.

Ces analyses ont été menées à partir **d'une revue bibliographique complétée par 14 entretiens** auprès d'experts locaux de chaque pays.

La section suivante présente une vision synthétique des principaux facteurs différenciant des pays et des facteurs-clés de leur réussite. Pour retrouver les analyses détaillées de chaque pays, merci de vous reporter aux annexes.

La production éolienne actuelle est répartie entre les pays matures historiquement présents sur cette filière, et les pays en développement dont la croissance est exponentielle. On peut distinguer quatre catégories de pays parmi les sept principaux producteurs, qui représentent ensemble 78% de la puissance mondiale installée en 2015 :

- les marchés focalisés historiquement sur les technologies terrestres mais **de plus en plus « saturés » avec des taux de croissance plus faibles, et qui sont donc à la recherche de relais de croissance**, comme l'éolien en mer ou le *repowering* : l'Espagne, le Royaume-Uni, l'Allemagne,
- les marchés présentant un **grand potentiel de croissance dans les prochaines années, et qui sont assez « ouverts » pour présenter des opportunités à l'export** pour les acteurs étrangers : Brésil, Inde,
- les marchés terrestres présentant un **grand potentiel de croissance, mais relativement « fermés » aux acteurs étrangers**, qui bénéficient peu de cette croissance : la Chine,
- les marchés terrestres dont le **marché n'est pas encore saturé, mais qui présentent des taux de croissance inférieurs à ceux des grands pays en développement** : les Etats-Unis.



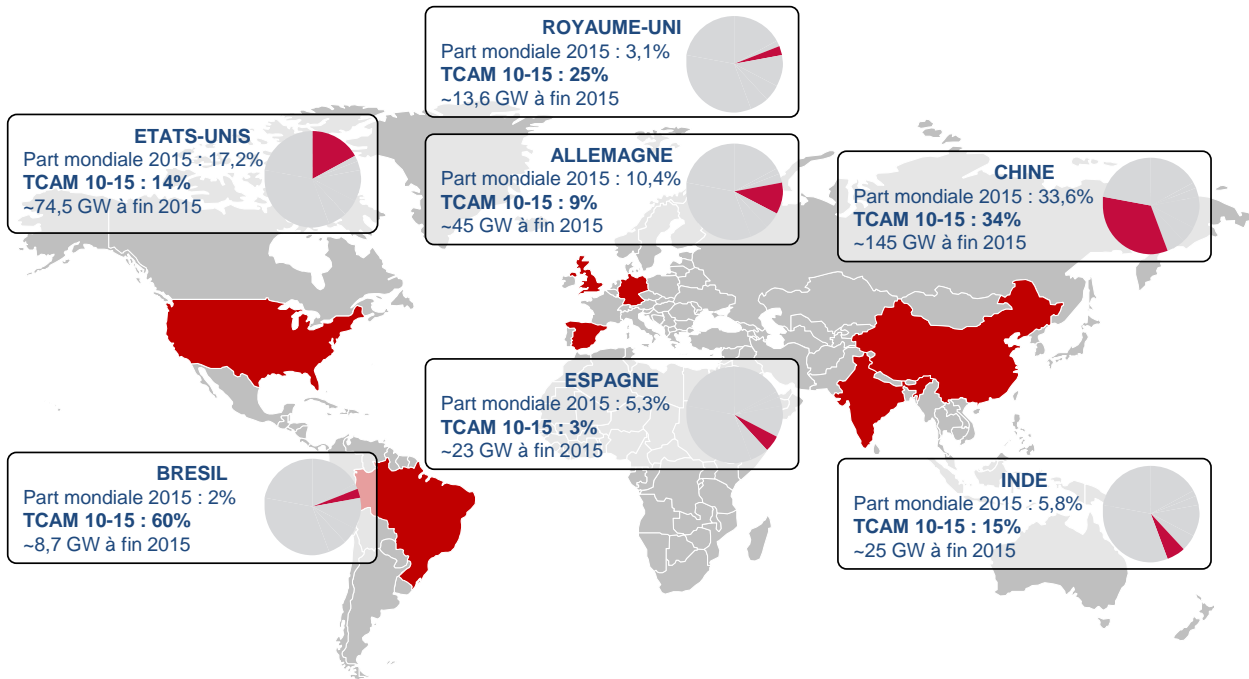


Figure 81 : Part et croissance du parc installé éolien dans les 7 pays étudiés dans le benchmark¹³⁷

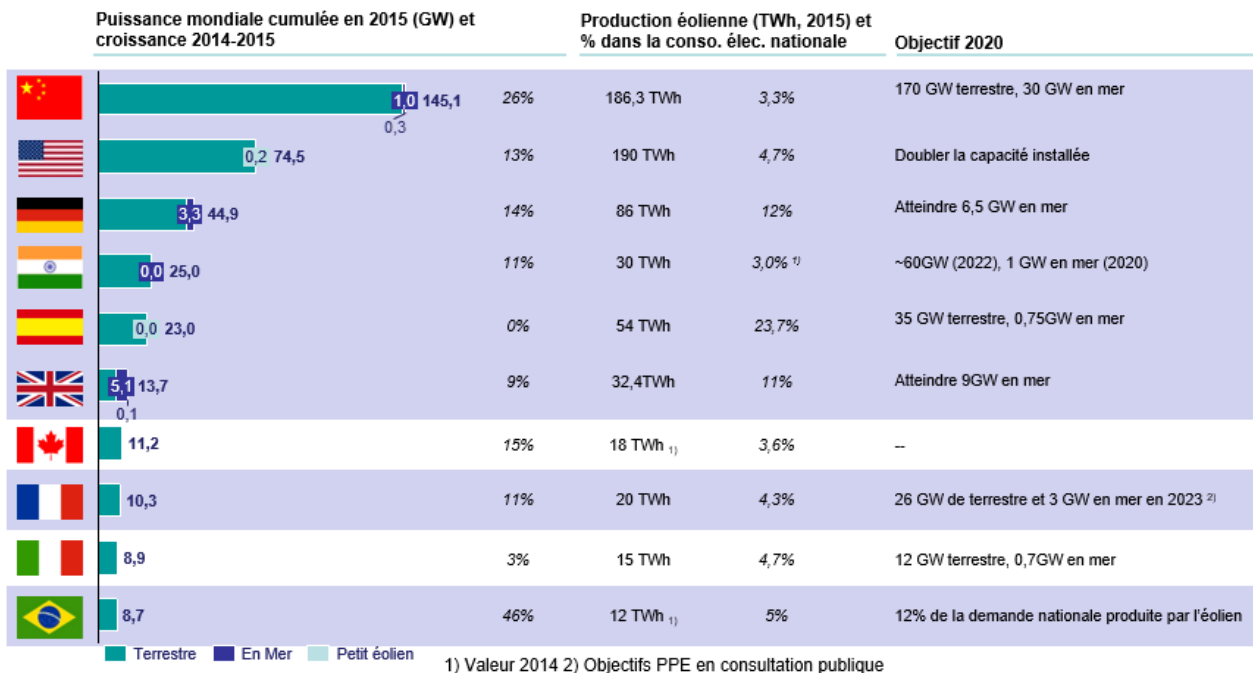
Le rythme de leur croissance et la création d'activité et d'emploi qui les accompagne dépend non seulement de facteurs externes à l'industrie éolienne et propres à ces pays (facteur de charge, dynamisme de la demande), mais aussi de choix effectués par les acteurs publics est privés, en termes de soutien, de spécialisation et de modèles d'affaires.

4.1. Caractérisation des principaux marchés

Le marché éolien actuel est principalement tiré par les pays en développement dont la croissance est exponentielle ainsi que par les producteurs historiques, dont la croissance est soutenue mais plus maîtrisée : en 2015, la Chine dispose ainsi du plus grand parc éolien mondial (145 GW), soit près du double de la taille du parc des Etats-Unis. Positionnés 2e devant les pays européens historiquement dynamiques sur ce marché (Allemagne, Espagne, Royaume-Uni) et l'Inde, les Etats-Unis sont cependant le premier pays producteur en TWh, ce qui démontre un facteur de charge moyen très élevé. Le pays le plus dynamique en termes d'installations annuelles est le Brésil (+46% entre 2014 et 2015), dont le parc actuel est encore inférieur à celui de la France mais représente 5% de la consommation électrique brésilienne.

¹³⁷ Rapport GWEC 2015





[GWEC, WWEA, AIE, Revues de presse]

Figure 82 : Top 10 des pays producteurs d'énergie éolienne [puissance cumulée installée à fin 2015]

Chaque marché étudié a ses particularités :



L'Allemagne est un marché mature incontournable : leader de l'industrie éolienne mondiale et premier parc d'Europe. L'Allemagne **s'oriente désormais vers de nouveaux modèles d'affaires et relais de croissance** : intégration aux marchés européens (marché+prime¹³⁸ depuis 2012), le développement de l'éolien en mer (objectif de 15 GW en 2030¹³⁹) les technologies « *low wind* » (le facteur de charge est de l'ordre de 19%), et enfin le *repowering*.



Le Royaume-Uni est un marché important de l'éolien (14 GW installés à fin 2015) mais ce **marché domestique n'a pas profité à l'industrie locale**. Le RU a néanmoins deux relais de croissance : c'est actuellement le **premier marché mondial pour l'éolien en mer (5,1 GW)**, le **3^{ème} marché mondial du petit éolien (250 MW)**, où l'industrie locale est mieux positionnée que sur le terrestre. Enfin, le RU est un des pays précurseur dans l'intégration du renouvelable aux marchés de l'électricité avec les *Contracts for Difference*¹⁴⁰



L'Espagne est un marché historique de l'éolien, au 2^{ème} parc européen, et a su développer une **industrie locale majeure sur l'ensemble de la chaîne de valeur** (Iberdrola, Gamesa, etc.). Cependant, l'arrêt du soutien a complètement **stoppé le développement du marché domestique**. Les entreprises nationales ont néanmoins bien survécu grâce à leurs **positions à l'international** jusqu'à présent. Des mesures de relance sont en cours, notamment via des appels d'offres.



Avec un potentiel de vent important sans contraintes fortes d'espace, les **Etats-Unis sont un pays mature dans l'industrie éolienne** mais avec une croissance qui reste forte (+10%/an). C'est aussi le **seul pays du panel appartenant à l'OCDE où la parité marché de gros est atteinte**, grâce aux facteurs de charge élevés qui réduisent le LCOE et aux aides fiscales (PTC). Cela influe sur les modèles de rémunération, où la **part de vente sur le marché à court terme devient importante** (+ de 20%).

¹³⁸ Le mécanisme de marché+prime consiste à vendre l'électricité produite directement sur les marchés de gros tout en percevant un complément de rémunération censé couvrir la différence entre le prix du marché et les coûts actualisés du producteur.

¹³⁹ Wind Europe juillet 2016

¹⁴⁰ Modèle de marché+prime mis en place au Royaume-Uni effectif à partir de 2017





Le marché brésilien est récent, avec 10 GW dont 75% installés les 3 dernières années. Ce marché est caractérisé par un **LCOE faible grâce à un facteur de charge élevé**. Cependant, le **coût du financement est très élevé** (taux de l'ordre de 14%), ce qui limite le développement aux projets soutenus par la banque publique BDNES. L'accès à ce financement est réalisé sous contrainte forte de « *local content* » ce qui a permis au Brésil, en partenariat avec des groupes internationaux, de **produire localement les éoliennes**.



Le marché indien atteignait 25 GW à fin 2015, en développement quasi-continu depuis 2001. Les mécanismes de soutien au niveau national (mesures fiscales, quotas) et au niveau régional (FiT) coexistent pour permettre un développement raisonnable de la filière. **L'Inde a réussi à structurer une industrie locale dynamique**, composée de leaders nationaux (Suzlon), et de fabricants internationaux produisant localement (Vestas, Gamesa, Enercon, Siemens). Cependant, comme pour le Brésil, **le financement et l'accès au réseau d'électricité sont des freins au développement de la filière**.



Le marché chinois est le premier mondial, avec 145 GW à fin 2015, au-dessus de ses objectifs qui visaient 140 GW à horizon 2020. Cette forte croissance est néanmoins à nuancer par l'insuffisance du développement du réseau par rapport au rythme des nouvelles installations, localisées en grande partie dans des zones reculées : **l'écrêtement des éoliennes représentait 15% de leur production électrique en 2015**¹⁴¹. Après une période de coopération avec les acteurs internationaux (Vensys-Goldwind, Siemens-Shanghai electric), **le marché chinois est désormais largement dominé par les industries nationales** avec 93% de la fabrication par des entités chinoises avec **les coûts d'investissements les plus bas du monde**, pouvant atteindre 600 k€/MW. Les acteurs chinois, comme Goldwind, se développent désormais à l'international.

L'analyse fait émerger quatre typologies selon la maturité du marché, offrant des potentiels différents pour les exportations des industriels français du secteur :

- **les marchés terrestres « saturés »** à la recherche de relais de croissance,
- **les marchés terrestres en forte croissance - « ouverts »** aux acteurs étrangers,
- **les marchés terrestres en forte croissance plutôt « fermés »** aux acteurs étrangers,
- **les marchés terrestres non saturés mais à croissance modérée**.

L'Espagne, le Royaume-Uni et l'Allemagne font partie des marchés terrestres matures et « saturés » au sens technique (proches d'objectifs d'intégration massive), **au sens réglementaire** (proches des objectifs fixés à moyen termes), **ou au sens économique** (soutien économique à la filière déjà limité) du terme. Leur parc est très développé (11 à 20% de la production locale) et leur croissance en ralentissement. **Les relais de croissance identifiés sur ces marchés sont à la fois le marché éolien en mer** (notamment en Allemagne et au Royaume-Uni), **l'éolien en zone moins ventée** (Allemagne), **le repowering**, qui permet d'optimiser le parc installé à long terme, et **l'intégration aux marchés de l'électricité et aux réseaux** via les mécanismes marchés + primes et l'intégration aux services systèmes. Bien que dynamiques, ces marchés ne représentent pas un potentiel d'exportation majeur pour les acteurs français, dans la mesure où **la filière locale historique est bien organisée sur l'ensemble des maillons**.

Le Brésil, l'Inde et la Chine sont des marchés à forte croissance (de 11% à 72% dans les dernières années), **focalisés encore principalement sur l'éolien terrestre**, car il y a d'importantes ressources encore inutilisées. Seule la Chine a un objectif significatif sur l'éolien en mer, mais ils sont loin de ceux retenus sur le terrestre. Deux difficultés principales limitent cette forte croissance aujourd'hui : **l'accès au financement**, notamment au Brésil et en Inde, et **le développement du réseau électrique** ne permettant pas de connecter le grand nombre de nouvelles installations annuelles : en Chine, 7800 MW étaient encore en attente de raccordement à fin 2015, soit 23% de la puissance installée cette même année. Le Brésil et l'Inde sont « ouverts », et de nombreux acteurs étrangers ont pu y développer filiales et *joint-ventures*, notamment dans le développement : en Inde, EDF EN a conclu un partenariat pour développer 140 MW ; au Brésil, le développeur Voltalia y est présent avec 300 MW. A l'opposé, la Chine est un marché plus fermé : la majeure partie de la production est réalisée localement, et les acteurs étrangers sont cantonnés à une participation localisée (ex : Gamesa pour des installations à très haute altitude). EDF EN a cependant réussi à s'y positionner récemment via le rachat d'une part majoritaire d'un développeur local en juillet 2016.

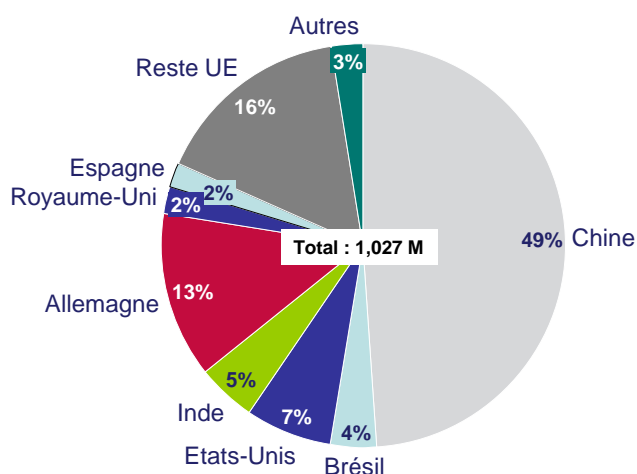
¹⁴¹ Bloomberg News Energy Finance



Les Etats-Unis se situent entre ces deux premiers groupes : la part de l'éolien dans la production électrique nationale y est plus limitée que dans les pays européens étudiés (moins de 5%), et la croissance est significative mais maîtrisée (13%), et encore focalisée sur l'éolien terrestre. Les Etats-Unis bénéficient d'un potentiel de vent important, à terre et en mer¹⁴². Le développement des étrangers y est plus aisé, EDF EN a développé presque 3 GW. Une étude¹⁴³ de l'US Department of Energy a également révélé un potentiel conséquent pour l'éolien en mer.

4.2. Le déploiement de l'éolien s'accompagne d'importantes créations d'emplois

Les sept pays étudiés concentrent un grand nombre des emplois créés par la filière éolienne dans le monde : 82% y sont situés, répartis principalement entre la Chine (49%), les Etats-Unis (7%) et l'Allemagne (13%)¹⁴⁴ :



[IRENA (2015)]

Figure 83 : Répartition des emplois éoliens (directs + indirects) dans différentes régions

Pour chaque MW installé en 2014 en Chine et Inde, plus de 20 ETP sont occupés, et 30 en Allemagne. Ce fort ratio d'emplois par rapport à la capacité éolienne installée d'un pays pour une année donnée **s'explique par le développement en local d'une filière industrielle riche en emploi, qui se positionne à la fois sur les projets locaux et internationaux** : le marché chinois est ainsi dominé à 90% par des fabricants locaux, et ce taux est à 40% aux Etats-Unis et de presque 70% en Allemagne¹⁴⁵. Ainsi, les pays à faible coûts de production ou filière industrielle forte concentrent la plupart des emplois liés à la fabrication, tandis que dans la plupart des pays européens en revanche, les emplois de la filière éolienne sont concentrés dans les phases de développement, d'installation et d'exploitation.

¹⁴² Voir *National Offshore Wind Strategy, Facilitating the Development of the Offshore Wind Industry in the US*, US Department of Energy / US Department of Interior, Septembre 2016 - <https://www.boem.gov/National-Offshore-Wind-Strategy/>

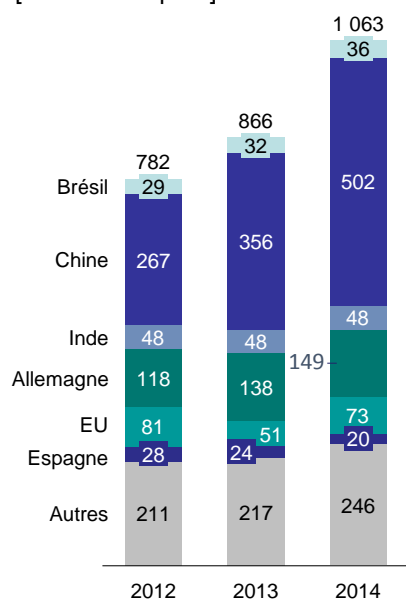
¹⁴³ Voir *National Offshore Wind Strategy, Facilitating the Development of the Offshore Wind Industry in the US*, US Department of Energy / US Department of Interior, Septembre 2016 - <https://www.boem.gov/National-Offshore-Wind-Strategy/>

¹⁴⁴ IRENA 2015

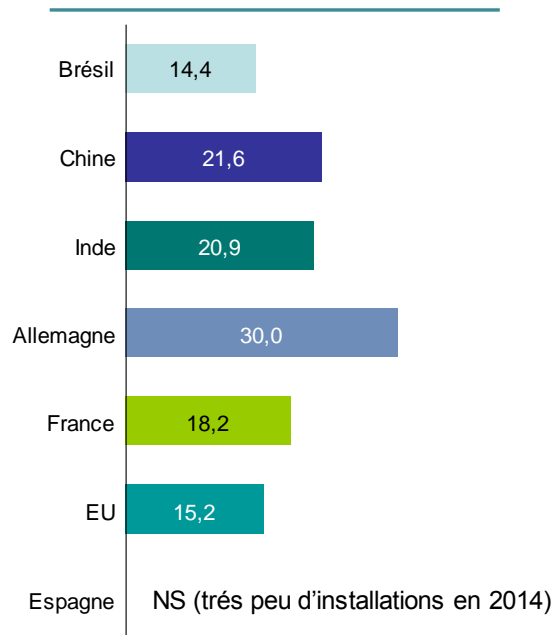
¹⁴⁵ Données de marché à fin 2015



NOMBRE D'EMPLOIS DIRECTS & INDIRECTS PAR PAYS ENTRE 2012 ET 2014
[milliers d'emplois]



ETP/MW installé sur l'année 2014



[IRENA (2015)]

Figure 84 : Nombre d'emplois directs et indirects par pays entre 2012 et 2014 [milliers d'emplois] et ETP/MW installé sur l'année 2014¹⁴⁶

On note en particulier la décroissance des emplois du secteur éolien en Espagne à partir de 2012, qui peut être interprétée comme une conséquence de l'arrêt des politiques de soutien dans ce pays à cette époque. Malgré cette décroissance des emplois, le secteur éolien en Espagne reste dynamique grâce aux exportations de ses industriels (solde positif du secteur éolien de 2,2 G€ en 2014¹⁴⁷).

4.3. Les LCOE varient selon l'investissement, le facteur de charge et les coûts de financement

Les fortes différences observées entre les différents niveaux de LCOE dans les pays étudiés s'expliquent par trois facteurs principaux : les variations de facteur de charge selon les pays (entre 18% et 50%), les coûts d'investissement (entre 700 et 1700 k€/MW) et les coûts du financement (les taux varient entre 3,5% et 14% selon les pays¹⁴⁸).

4.3.1. Le LCOE de l'éolien varie de 30 à 110 €/MWh selon les géographies

Les variations du LCOE selon les pays s'expliquent principalement par le niveau de leurs coûts et de leurs facteurs de charge. On distingue quatre catégories :

- **Les pays ouest européens ont des coûts dans la moyenne haute** (autour de 1500 €/kW installé), et **des facteurs de charge moyens** (autour de 20%). Cela explique des LCOE élevés (entre 70 et 100 €/MWh). Les coûts peuvent différer entre ces pays, notamment à cause des réglementations pesant sur les coûts de développements propres à chacun d'eux.
- **L'Espagne est un cas particulier car les CAPEX reportés sont plus faibles** (moins de 1300 €/kW installé), principalement grâce au coût plus faible des turbines, fabriquées localement. Cet effet est cumulé

¹⁴⁶ Capacité annuelle 2014. Les ETP (directs et indirects) par MW installé comptabilisent également la main d'œuvre employée pour les produits exportés. Le ratio entre emplois directs et emplois indirects observé est de 40% en moyenne au Royaume-Uni et en Espagne (AEEolica, RenewableUK 2015)

¹⁴⁷ AEE 2015

¹⁴⁸ Le 14% correspond au montant moyen des taux bancaires au Brésil. Dans le calcul du LCOE, le taux utilisé n'est pas ce taux moyen, mais le taux préférentiel proposé par la banque dédiée au financement du secteur.



à un facteur de charge plus élevé (25%), ce qui explique un plus faible coût de l'éolien (en moyenne 70€/MWh)

- **Le Brésil et les Etats-Unis ont des coûts importants, similaires aux coûts européens, mais bénéficient de facteurs de charge très élevés** en moyenne (autour de 40-50%). Leur LCOE est donc plus faible (50 à 60 €/MWh). Le LCOE au Brésil calculé ici est pénalisé par des coûts de financement plus élevés qu'en Europe et aux Etats-Unis.
- **La Chine et l'Inde ont des régimes de vent comparables aux pays européens, mais leurs coûts d'investissement sont moindres**, proportionnels aux coûts des industries locales. **C'est encore plus marqué en Chine, où les coûts peuvent être autour de 1100€/kW.** De plus, l'effet est renforcé en Chine car les acteurs bénéficient d'un coût du financement moindre.

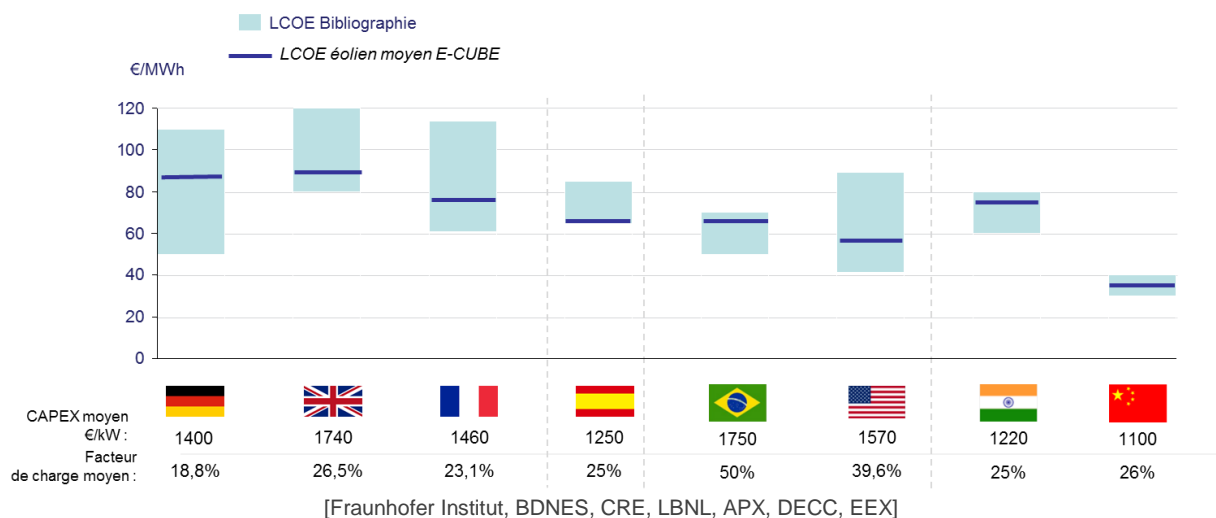


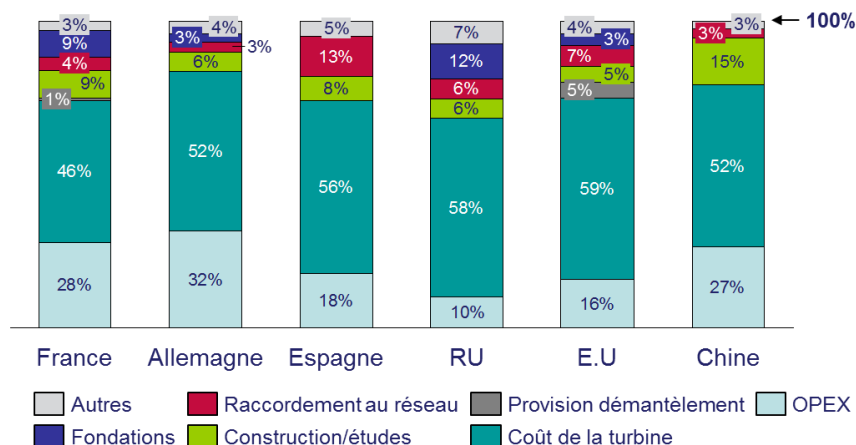
Figure 85 : Comparaison des LCOE dans les 8 pays étudiés, des CAPEX et des facteurs de charge moyens¹⁴⁹

4.3.2. Le coût de la turbine et les OPEX représentent ensemble plus de 60% du LCOE

Le détail du LCOE montre que dans tous les pays étudiés, la turbine et les OPEX sont les deux premiers postes de coût, représentant respectivement 50 à 60% et 10 à 30% des coûts totaux des projets installés. La France et l'Allemagne en particulier ont des structures de coûts très similaires, caractérisées par des OPEX élevés (autour de 30% des coûts totaux des projets, soit environ 50 k€/MW/an). En Espagne, les coûts de raccordement représentent 13% des coûts totaux, contre entre 3 et 7% dans les autres pays, mais les OPEX s'élèvent seulement à 25 k€/MW/an. Le Royaume-Uni et les Etats-Unis ont des coûts d'opération et maintenance particulièrement faibles (autour de 10-15% des coûts totaux), mais le taux d'actualisation élevé (autour de 10%) en diminue l'impact sur le LCOE. Enfin, le faible LCOE en Chine s'explique principalement par un coût plus faible des turbines. En proportion, le coût des OPEX et de la phase amont est plus élevé, mais reste inférieur ou équivalent à celui des autres pays (20 k€/MW/an pour les OPEX, 120 €/kW pour la phase amont).

¹⁴⁹ Pour une durée de vie de 20 ans et des taux d'actualisation de 5,85% (AL), 7,6% (ES), 8,5% (RU), 10,3% (EU), 9,7% (BR), 13,4% (IN), 6,4% (CH)





[CRE, Fraunhofer, IDAE, MMD, US Department of Energy, revue Energies (2015)]

Figure 86 : Décomposition du LCOE par pays, calculé sur 20 ans, actualisation de 5 à 10% selon les pays

4.3.3. La parité marché¹⁵⁰ n'est observée que dans quelques pays

Le LCOE peut être comparé, dans chaque géographie, à deux références de prix de l'énergie :

- **Le prix de marché de gros** (Figure 82), qui représente la valeur d'un mégawattheure d'énergie à un moment donné. Ce prix est actuellement très faible en Europe et en Inde en raison d'une surcapacité de production, dans un contexte de consommation faible et de prix des matières premières (charbon, gaz) et du carbone faible. Dans ce contexte, des revenus additionnels à ceux tirés du marché de gros de l'énergie sont nécessaires pour assurer la rentabilité des nouvelles centrales, renouvelables ou non (tarifs, complément de rémunération ou marché de capacité par exemple).
- **Le coût d'une nouvelle centrale de production qui pourrait se développer en lieu et place de l'éolien, la « meilleure alternative »**. Il s'agit de centrales combinées au gaz en Europe et en Amérique (pour des raisons réglementaires et de production locale), et des centrales au charbon en Chine et en Inde (où le gaz est plus cher et les contraintes environnementales plus faibles pour le charbon).
 - **Les coûts complets correspondent au LCOE de l'éolien** (ligne rouge de la Figure 82), et prennent en compte les coûts de construction des centrales et le facteur de charge¹⁵¹. **Ces coûts complets ne sont pas indépendants du contexte économique actuel, car ils dépendent du prix des matières premières : avec un prix du gaz, du charbon ou du CO₂ plus élevé, les coûts complets des nouvelles centrales pourraient être nettement plus élevés** : en 2012/13, les coûts complets des centrales à gaz étaient de l'ordre de 90 €/MWh (supposant avec un facteur de charge de 60%)

En ce qui concerne la compétitivité de l'éolien vis-à-vis des autres technologies de production, les pays sont dans des situations différentes. Ces situations pourront évoluer rapidement selon l'évolution des prix des matières premières. On distingue trois situations types en 2016 :

- **Les pays européens, où l'éolien ne peut pas se développer sans soutien spécifique en 2016**. Dans ces pays, **les prix de marchés de l'électricité ont récemment chuté**, et la plupart des actifs de production ont des coûts complets supérieurs à ces prix, même si, dans une moindre mesure, les coûts complets des centrales à gaz ont suivi la même dynamique. Dès lors, les coûts complets du MWh associés à de nouvelles capacités (toutes filières confondues) sont supérieurs au prix de l'électricité sur le marché de gros. La poursuite du déploiement de **l'éolien a donc besoin de soutien à la demande**, avec une garantie des revenus sur la durée, indépendamment du prix de marché observé. Ils doivent s'accompagner d'objectifs clairs pour donner de la visibilité à la filière. **Cette situation est très sensible au prix du gaz¹⁵² et des droits d'émission de gaz à effet de serre**, et l'éolien pourrait se passer de politique de soutien si les prix du gaz augmentaient fortement, dépassant leur point haut historique (30 €/MWh), et si la consommation électrique repartait à la hausse.

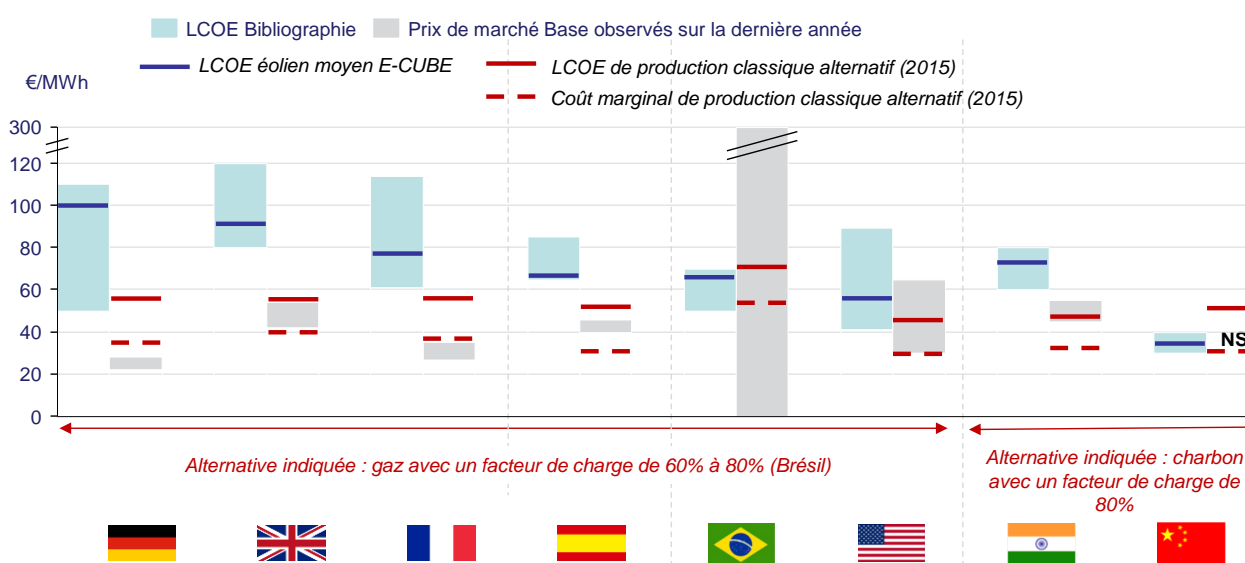
¹⁵⁰ Evaluée comme la compétitivité avec les prix de gros de l'électricité

¹⁵¹ Hypothèse de 60% en Europe et aux E.U., 80% en Chine, Inde et Brésil, où il n'y a pas de surcapacités

¹⁵² Et dans une moindre mesure au prix du charbon, dont la part diminue dans la production d'électricité



- **Les grands pays émergents, où l'éolien peut être compétitif face au marché ou aux solutions alternatives, mais où les marchés sont très régulés face à la croissance forte du système électrique** : L'Inde, la Chine et le Brésil. **L'éolien pourrait s'y développer sans soutien**, car il est compétitif vis-à-vis des solutions alternatives voire des prix de marché (Brésil et en Chine), ou vis-à-vis de l'électricité vendue par les fournisseurs locaux (en Inde). **Cependant, ces marchés sont réglementés, et il peut être difficile de se développer en dehors du cadre mis en place par les autorités.** Au Brésil, cette régulation passe par les appels d'offres, condition nécessaire pour accéder à un financement au coût raisonnable. En Inde, l'achat de production éolienne est soumis à des autorisations et des taxes pour contrôler le développement en dehors des énergéticiens. En Chine, le développement est contrôlé par les autorités publiques, qui visent à atteindre le mix énergétique cible.
- **Aux Etats-Unis, l'éolien peut se développer avec peu d'aides dans certains Etats** (Texas, à l'aide de crédits d'impôts). Dans ce cas, la vente directe sur les marchés est possible, mais les développeurs souhaitent conserver une part de revenus sécurisés via l'obtention de *PPA* : les prix de marchés (gaz, électriques) sont trop volatiles sur le long terme (15-20 ans), et trop proches du LCOE pour permettre un développement de l'éolien sans une couverture du risque prix a minima.



[Fraunhofer, BDNES, CRE, LBNL, APX, DECC, EEX]

Figure 87 : Comparaison des LCOE dans les 8 pays étudiés vis-à-vis des actifs de production alternatifs locaux

4.4. Les mécanismes de rémunération cherchent tous à garantir une partie des revenus à long terme

Les modèles de rémunération utilisés dans tous les pays, avec ou sans soutien, assurent toujours un revenu sécurisé, au moins partiellement, pour permettre au projet éolien d'être financé : tarif d'achat, prime ex-post, *Power Purchasing Agreement*, etc. En effet, si la tendance est à l'exposition directe des producteurs éoliens aux marchés de l'électricité, la plupart des pays conservent des systèmes de revenus complémentaires ou des contrats privés à long terme, permettant de pallier l'incertitude des marchés de l'électricité, alors que l'éolien est une activité capitalistique.

4.4.1. L'éolien ne se développe que dans un cadre sécurisant ses revenus sur le long terme

Les différents modèles de rémunération permettent de plus ou moins confronter les producteurs aux mécanismes de marché. On distingue cinq modèles, dont le détail peut fortement varier et avoir des conséquences fortes sur le développement de la filière. Deux de ces modèles peuvent sécuriser les revenus des acteurs sur le long terme ou à l'investissement :



- **L'obligation d'achat, ou *Feed in Tariff* (Inde, Chine), est le système le plus protecteur pour les producteurs.** Dans chaque zone géographique, un acheteur obligé (fournisseur, distributeur) achète l'énergie et rétribue le producteur. Le soutien est déterminé par le montant de la prime ou de l'obligation d'achat¹⁵³, et le prix est fixé par les autorités, du ressort national/fédéral ou régional.
-
- **Le mécanisme de marché + prime (Espagne, Royaume-Uni, Allemagne) ou *Feed-in-Premium*, amène le producteur à vendre son énergie sur les marchés, mais lui assure un complément de rémunération.** Il peut réaliser la vente en direct ou via un agrégateur de production, et se voit ensuite octroyer une prime pour compléter ces revenus (elle peut être liée ou non à la production, liée ou non aux prix de marché de l'électricité). La structure de la prime est un point essentiel : les primes indépendantes du prix de marché (à l'investissement (Brésil), ou définies en amont du prix) n'assurent pas la sécurisation des investissements, à l'opposé des primes « ex-post », dépendant du prix de vente (Allemagne, RU).
-

L'attribution de ce soutien peut être réalisée par guichet ouvert (niveau de soutien fixé et pas de mise en concurrence) ou par appel d'offres. Ce dernier peut aussi être utilisé par des acteurs privés, avec signature de contrats à long terme (*Power Purchasing Agreement*) pour acheter l'électricité éolienne en sécurisant les revenus sur le long terme (plus de 10 ans) (Etats-Unis, Brésil) : Le producteur vend l'énergie grâce à un *Power Purchasing Agreement*, contrat de vente de l'électricité sur plusieurs années, à un prix fixé lors de la signature ou lors de l'appel d'offres. Aux Etats-Unis, les fournisseurs locaux ou les gros consommateurs sont encouragés à signer ces PPA par une obligation réglementaire de quotas d'énergies renouvelables. Cette obligation dépend des Etats et est complétée par un soutien fiscal fédéral (*Production Tax Credit - PTC*). L'acheteur est ensuite responsable de valoriser l'électricité au sein de son portefeuille (consommation d'électricité) ou sur le marché. Ces appels d'offres peuvent être soit fermés (Etats-Unis), c'est-à-dire dédiés à certaines technologies en vue de remplir des quotas, soit ouverts à toutes les technologies de production d'énergie renouvelable (Brésil).

	RISQUE POUR LA COLLECTIVITE	RISQUE POUR LE PROJET EOLIEN
MODELE DE REMUNERATION		
Obligation d'achat ou <i>Feed in Tariff</i>	<i>Risque du prix de marché</i>	<i>Risque volume (productible)</i>
Marché + prime ex-post	<i>Risque du prix de marché</i>	<i>Risques volume et de performance commerciale</i>
Marché + prime ex-ante	<i>Aucun risque</i>	<i>Risques prix, volume et de performance commerciale</i>
Quotas	<i>Les risques reposent sur les acteurs privés, mais l'exemple des PPA aux Etats-Unis montre qu'ils peuvent être partagés entre les acteurs de l'éolien et les consommateurs obligés</i>	
MODELE D'ATTRIBUTION		
Guichet ouvert	Dans le cas du guichet ouvert, le prix est connu et il n'y a pas de risque de non-attribution du soutien pour un acteur. La collectivité supporte un risque volume important.	
Mise en concurrence (appels d'offres)	Dans le cas de la mise en concurrence, les volumes sont fixés, et il y a un risque de ne pas obtenir le soutien. La collectivité supporte un risque prix important.	

Figure 88 : Les différents modèles de rémunération et d'attribution du soutien à l'éolien

La stabilité sur le long terme des modèles de rémunérations liés à un soutien est indispensable pour garantir leur impact sur le développement de la filière. Le retrait de la prime à la production opéré par l'Espagne en 2013 a ainsi causé une radicale diminution du rythme d'installation et des emplois associés : seulement 31 MW d'éolien y ont été installés entre 2014 et 2015, contre une moyenne de 2 GW/an avant 2010. Aux Etats-Unis également, la croissance en dent de scie des nouvelles installations est fortement corrélée aux successives reconductions non anticipées du PTC.

Dans certaines conditions de niveaux de prix sur les marchés de gros et de compétitivité de l'éolien face aux nouvelles capacités de technologies alternatives, des modèles de valorisation sur les marchés sont possibles, en complément de ceux décrits ci-dessus :

¹⁵³ Le coût pour le consommateur est la différence entre le niveau de l'obligation d'achat et le prix de marché



- **La vente sur le marché court terme** (Brésil, Etats-Unis) : Le producteur vend l'énergie sur les marchés, au Spot (au jour le jour), sur les contrats *futures* ou *forward* (1 à 4 ans) ou *via* un contrat de vente pluriannuel. Ce mode de valorisation, sans prime, n'est utilisé **que pour une partie du productible** car d'autres mécanismes de rémunération (tarif d'achat, PPA, enchères au Brésil¹⁵⁴, certificats verts¹⁵⁵) sont utilisés pour sécuriser partiellement les revenus sur le long terme et réaliser l'investissement. Au Brésil, dans les enchères régulières, l'éolien est ainsi une source d'approvisionnement comme une autre, même s'il existe des enchères dédiées aux énergies renouvelables. Aux Etats-Unis, les producteurs éoliens peuvent vendre leurs certificats verts sur un marché dédié.
-
- **L'autoconsommation** (Etats-Unis, Royaume-Uni, Espagne) : Le producteur valorise la production directement sur le lieu de consommation. La valorisation de la production dépend alors du cadre réglementaire : le *net-metering* (le compteur tourne dans les deux sens) permet par exemple la valorisation différenciée de la production autoconsommée et de la production réinjectée. Certains pays peuvent imposer des taxes à l'énergie autoconsommée. Aux Etats-Unis, le *net-metering*¹⁵⁶ est un soutien fort à ce modèle, car l'énergie est entièrement valorisée au prix de détail : l'autoconsommation représente ainsi 0,5% du parc installé soit 330 MW, et concerne des éoliennes de 10 kW à 2 MW. En Angleterre, le mécanisme repose sur un tarif spécifique pour l'injection (tarif « d'exportation ») et la valorisation de l'autoconsommation au prix de détail. Il y concerne principalement les installations de petit et moyen éolien (moins de 500 kW), pour une capacité totale 250 MW installés en 2014 15% du parc total britannique (dont installations en mer).

4.4.2. Les appels d'offres (pratiqués au Brésil, Etats-Unis, Royaume-Uni, Inde) se généralisent en Europe

Le système d'appels d'offres est un outil ayant permis le développement rapide et régulé de l'éolien dans des pays-clés : le Royaume-Uni a mis en place les *Contracts for Difference* publics et les *Renewable Obligation* émis par les entreprises privées, le Brésil a eu recours à des appels d'offres nationaux publics et appels d'offres par des gros consommateurs privés, les Etats-Unis proposent des PPA privés ou émis par les énergéticiens, et l'Inde a mis en place des marchés « *open access* ». Il est aujourd'hui principalement mis en place dans des pays où la base installée est déjà importante, ayant été portée par d'autres types de soutien par ailleurs. Cependant, les lignes directrices de la Commission européenne visent à imposer dans les prochaines années des mécanismes de rémunération fondés sur la vente de l'électricité produite sur les marchés à l'échelle de tous les pays européens.

Les avantages avancés sur le système d'appel d'offres sont :

- **La mise en concurrence** à un instant donné de plusieurs entreprises pour minimiser les coûts pour l'acheteur public ou privé de l'électricité produite ;
- **La capacité de contrôle des capacités installées**, du prix et donc des montants de subventions allouées, à l'inverse d'un mécanisme à « guichet ouvert » ;
- **L'inclusion de critères de sélection permettant d'améliorer le contenu local**, de manière explicite ou implicite (ex : Brésil) ;
- **Le développement régulé des technologies immatures**, comme les parcs d'éolien en mer (ex : UK) par *round* ou par lot (ex : France) en limitant les rentes indues.

Cependant, certaines contraintes rendent les effets du système d'appel d'offres incertains :

- **La lourdeur des démarches préliminaires** (évaluation du site, des coûts, autorisations, etc.) **et les risques associés à la participation aux appels d'offres peut entraîner une exclusion des PME** et donc un risque de concentration du marché sur les acteurs de grande taille, également source de hausse des coûts,
- **Enfin, le système d'appel d'offres crée un risque sur le déploiement**, car les prix peuvent être cassés pour être retenus, mais ainsi mettre en péril sa réalisation pratique (dans certains pays (ex : Brésil) où les prix sont très faibles, tous les projets attribués ne sont pas réalisés par manque de rentabilité).

¹⁵⁴ Les enchères au Brésil sont des appels d'offres qui permettent d'établir des contrats de long terme à un nombre déterminé de projet

¹⁵⁵ Les certificats verts, existant en Inde et aux Etats-Unis notamment, peuvent être vendus par les producteurs d'énergie verte aux entreprises ayant des obligations de production d'énergie renouvelable

¹⁵⁶ Le *net-metering* est remis en cause dans certains états car ils impliquent des transferts de coûts entre les utilisateurs du réseau. Néanmoins, les évolutions envisagées concernent plus la structure du tarif de détail que le principe de *net-metering* à date



Malgré ces potentiels désavantages, certains pays sont en transition vers des systèmes d'appel d'offres. La loi allemande sur les énergies renouvelables de 2016 devrait prévoir des appels d'offres à destination des développeurs éoliens et des porteurs de projets éoliens citoyens participatifs¹⁵⁷, pour lesquels des critères simplifiés seront mis en place. En Espagne, deux appels d'offres ont été lancés en 2016 pour 1,5 GW au total. **Jusqu'à présent, la plupart des pays n'avaient pas eu recours à ce système** : les deux 1^{er} pays européens (Allemagne, Espagne) et la Chine n'ont pas eu recours aux AO jusqu'en 2015, et la plupart des pays ont des mécanismes en dehors des appels d'offres (tarif d'achat notamment) dans certaines régions ou sur certains segments (Brésil, Etats-Unis, Royaume-Uni, Inde).

4.4.3. Les producteurs éoliens sont mis face au marché pour minimiser les distorsions induites par l'OA

L'intégration au marché a pour objectif d'amener l'éolien à mieux contribuer à l'équilibre sur le marché de l'électricité de deux manières :

- **en optimisant le placement des volumes produits grâce à une meilleure gestion de l'exploitation et de la maintenance des parcs en fonction du marché ;**
- **en favorisant le développement des parcs avec des profils de production permettant de mieux répondre à la courbe de consommation nationale.**

Les acteurs doivent s'y adapter sous quatre aspects :

1. Les producteurs sont incités à arrêter la production en cas de prix négatifs, ce qui réduit les imperfections du marché : contrairement au système par obligation d'achat, les producteurs éoliens n'ont plus intérêt à produire lorsqu'ils vendent sur le marché et que les prix sont négatifs. Ainsi, la réduction de la production renouvelable fatale, vendue sur le marché, permettra de réduire le nombre d'occurrences de ces prix négatifs.
2. Les producteurs ou leurs agrégateurs ont la responsabilité des coûts des écarts : dans le cadre d'une obligation d'achat, ce sont les acheteurs obligés qui doivent supporter les coûts des écarts. Avec les mécanismes de type marché + prime, c'est au producteur de prendre en charge ces processus et coûts. Les coûts d'accès au marché et des écarts sont alors intégrés aux projets qui les portent.
3. Les producteurs peuvent participer, dans certains pays (Allemagne notamment) aux marchés de réserves (tertiaires, secondaires, primaires), ce qui permet d'en réduire le coût global par la hausse de la compétition. Cela nécessite la mise en place de mécanismes qui permettent une participation efficace de l'éolien (produits dissymétriques).
4. Les producteurs peuvent participer au marché de capacité (Etats-Unis et France notamment), et doivent donc gérer les revenus de l'ensemble des marchés qui leur sont accessibles.

Par conséquent, la mise en place de ce mécanisme favorise l'émergence d'un nouveau métier : celui d'agrégateur. Celui-ci propose aux producteurs d'énergie de prendre en charge la vente de l'énergie produite, ainsi que, le cas échéant, la gestion de la flexibilité de l'installation, en modulant la production et la valorisant sur les marchés de réserve.

¹⁵⁷ Dans la limite de 6 éoliennes et 18 MW de puissance installée, source OfaENR : Récapitulatif des points-clés de la réforme de la loi allemande sur les énergies renouvelables du 6 juillet 2016 (EEG 2017), 2016

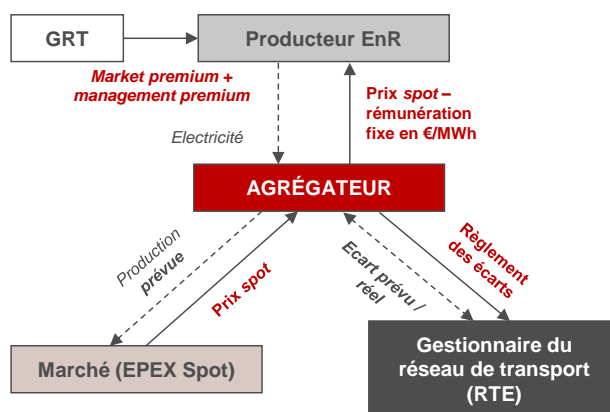


Figure 89 : Schéma du métier d'agrégateur

Les pays les plus avancés dans le secteur éolien sont ceux dans lesquels cette intégration est la plus poussée : l'Allemagne, l'Espagne, le Royaume-Uni et les Etats-Unis. Ces pays ont mis les capacités éoliennes face au marché depuis plusieurs années, soit *via* le développement de l'agrégation et de la vente sur le marché SPOT (Etats-Unis), soit *via* les mécanismes marché + prime (Royaume-Uni, Espagne et Allemagne). En France, la mise en place d'un complément de rémunération et la généralisation des appels d'offres ont été intégrées à la Loi pour la Transition Energétique et la Croissance Verte (LTECV) par le biais de décrets votés en mai 2016 pour une mise en place progressive. Ces évolutions sont soutenues au niveau de l'Union européenne, qui imposera à terme et pour les plus grosses installations une intégration au marché à *minima* partielle.

En parallèle de cette confrontation au marché et pour faire participer les actifs éoliens aux marchés des réserves, de nouveaux produits de réserves peuvent être créés. Les mécanismes concernés peuvent être de deux natures : soit « dissymétriques », c'est-à-dire qu'il est possible de ne valoriser que la réduction (respectivement la hausse) de la production pour équilibrer le marché, soit « symétriques », c'est-à-dire que l'actif doit être capable d'augmenter et de diminuer sa production selon le besoin du réseau. Le deuxième type de mécanisme, en vigueur aujourd'hui en France, n'est pas adapté aux énergies variables, qui ont moins de flexibilité pour augmenter leur production. Ces mécanismes sont amenés à évoluer à moyen terme en France, notamment pour permettre une participation dissymétrique.

4.5. Pour l'éolien en mer, le raccordement est une difficulté traitée différemment avec une réussite variable

Les systèmes mis en place par l'Allemagne et le Royaume-Uni ont permis un rythme régulier de déploiement de l'éolien en mer, bien que ce rythme n'ait pas empêché une concentration des acteurs : l'Allemagne a mis en place un tarif d'achat avec un objectif à 2020 (passage aux AO en 2016), et le Royaume-Uni a organisé des *rounds* successifs depuis 2000. L'organisation des *rounds* pour le Royaume-Uni ont ainsi permis l'installation d'éolien en mer depuis 2005 et en continu jusqu'à présent, tandis que le rythme de développement de l'Allemagne fut plus erratique (forte année en 2015, après une revue des objectifs à la baisse en 2014, et des retards de raccordement jusqu'en 2012).

Le raccordement des éoliennes en mer est un défi particulier, par la difficulté d'intervention sur les installations, notamment celles loin des côtes, et la nécessité d'une période d'essai de plusieurs mois pour les machines. Il est donc nécessaire d'être attentif à son développement. En France, RTE est responsable de la réalisation des travaux de raccordement, mais les coûts sont à la charge du développeur. S'il n'y a pas de retard actuellement, l'accélération prévue de l'éolien en mer pourrait mettre en difficulté le rythme actuel de développement du réseau : pour le projet de Fécamp par exemple, le temps estimé pour le raccordement du parc est de 6 ans.

En Allemagne, le raccordement est à la charge des développeurs de projets et réalisé par les opérateurs des réseaux de transport. Cependant, les incertitudes liées à la répartition des risques en cas de retard ou de dysfonctionnement des infrastructures de réseau ainsi que le fait que les parcs allemands soient éloignés des côtes a entraîné des retards sur le développement du réseau : entre 2011 et 2014, certaines éoliennes en mer n'étaient pas raccordées (jusqu'à 40% en 2013). Cependant, le retard a été résorbé dès 2015 grâce à une campagne d'investissement financée par les opérateurs du réseau eux-mêmes. Les retours de la



profession mettent également de l'avant comme facteur de réduction des délais, la mise en place d'un régime indemnitaire compensatoire en cas de retard ou d'indisponibilité prolongée des infrastructures de raccordement et à une programmation à long terme des futurs raccordements, en adéquation avec les perspectives de développement des parcs à 2030¹⁵⁸.

Au Royaume-Uni en revanche, le réseau électrique a été développé de manière dédiée, par des appels d'offres organisés par l'Ofgem, en *rounds* : 2 GW en 2009, 1,8 GW en 2013, 0,4 GW en 2014. Une fois les appels d'offres gagnés, les capacités de raccordement sont construites au fur et à mesure, notamment grâce au fait que les éoliennes soient situées à proximité des côtes. Un taux de disponibilité de 99% des éoliennes en mer est ainsi observé à date.

4.6. Le repowering et les éoliennes adaptées aux zones peu ventées représentent deux relais de croissance

4.6.1. Le repowering

Le *repowering*¹⁵⁹ permet de maximiser l'exploitation des sites les mieux ventés dotés de machines obsolètes en les remplaçant par des éoliennes plus performantes. Les premiers marchés du *repowering* sont les pays où le développement éolien a commencé le plus tôt, notamment l'Allemagne, le Danemark et les Etats-Unis. On évalue ce marché passant de 3 à 8 GW par an au niveau mondial d'ici 2020, avec une croissance d'environ 20% par an entre 2015 et 2035. Le *repowering* est une alternative au démantèlement définitif du parc, soutenue dans certains pays en plus des compléments de rémunérations habituels, par exemple au Danemark (depuis 2001) et en Allemagne.

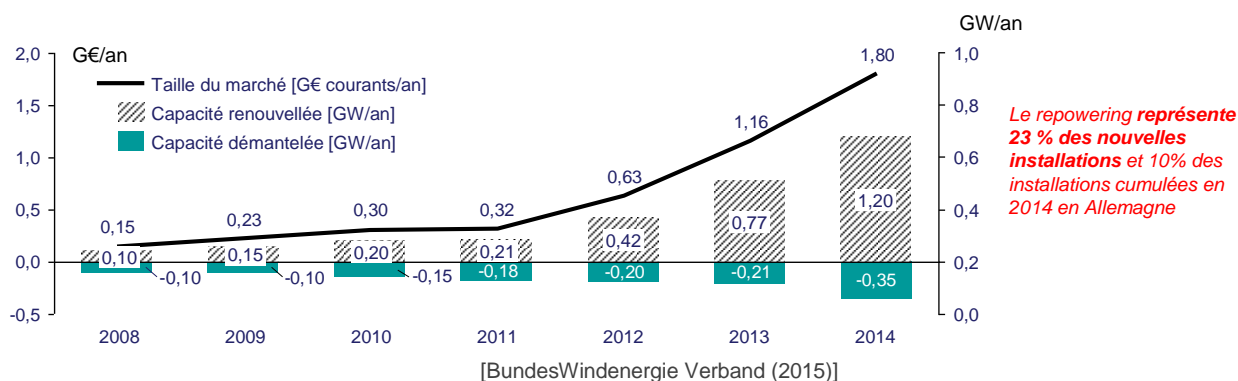


Figure 90 : Evolution et taille du marché du *repowering* et du démantèlement en Allemagne entre 2005 et 2014 [capacité annuelle]

L'Allemagne est le 1^{er} marché mondial du *repowering* avec respectivement 13 et 25% des nouvelles installations sur 2014 et 2015 pour 0,5 et 1,2 GW renouvelés et 0,2 et 0,4 GW démantelés¹⁶⁰. Entre 2012 et 2014, les installations de plus de 10 ans pouvaient bénéficier d'un tarif d'achat standard ainsi que d'un bonus à condition d'une réduction du nombre d'éoliennes sur le site. Ce bonus a disparu en 2014, mais les sites qui subissent un *repowering* peuvent toujours bénéficier du tarif d'achat. L'EEG 2014 est neutre vis-à-vis du *repowering* : Le « corridor », définissant l'évolution des capacités, est basé sur une capacité nette, prenant en compte le démantèlement et le *repowering*. Cela permet de privilégier le développement le plus efficace parmi les différentes options de poursuite de l'exploitation.

En France, les volumes concernés atteindront entre 0,8 et 1 GW/an à horizon 2025, soit un marché potentiel de 1,3 G€/an. A l'image de l'Allemagne qui a légiféré dès 2012 sur le *repowering*, la France pourrait créer les conditions permettant de lancer la filière du *repowering* en instituant un cadre réglementaire et clarifiant les règles pour les acteurs. Le choix allemand a l'avantage d'être neutre entre le *repowering* et les nouvelles installations, tout en intégrant l'impact du démantèlement et du *repowering* dans les objectifs d'ici à 2020.

¹⁵⁸ Nouveau régime de connexion au réseau pour les parcs éoliens en mer - 2013

¹⁵⁹ Démantèlement des anciennes installations d'un parc et remplacement par des éoliennes plus performantes (définition internationale)

¹⁶⁰ BWE étude *repowering* 2014



4.6.2. Les éoliennes adaptées pour les zones peu ventées

Pour maximiser la production éolienne dans les zones peu ventées, les modèles installés doivent proposer une taille de rotor plus élevée et, si les contraintes du site le permettent, une hauteur de moyeu/bout de pale plus élevée: ces modèles sont dits « toilés ». Ces modèles représentent un relai de croissance pour le secteur éolien dans les pays matures ou saturés, dans la mesure où ils permettent de valoriser des sites peu ventés, auparavant non adaptés à cette technologie, et de produire de l'électricité même quand les vents sont faibles. C'est notamment le cas en Allemagne, où les zones bien ventées sont déjà exploitées. Dès lors, l'enjeu pour ces pays est à la fois de **favoriser la R&D dans ce domaine** (coûts et poids des composants, transportabilité) et de **mettre en place un cadre ne défavorisant pas le déploiement de ces projets**.

4.7. Cinq leviers principaux ont permis à certains pays de développer une industrie locale

Le développement efficace d'une filière locale de l'éolien dépend à la fois de la dynamique des acteurs privés et de choix décisifs à effectuer par les acteurs publics. On peut identifier quatre éléments en particulier:

1. **Cohérence avec les atouts industriels du pays** : L'Allemagne et la Chine en particulier ont cherché une montée en compétence sur des domaines proches de leurs compétences propres, et ont misé sur une attraction d'investisseurs étrangers pour les activités plus éloignées. L'Allemagne est ainsi la 1^{ère} industrie manufacturière d'Europe (2 fois plus importante que celle de la France), et a l'avantage d'être notamment spécialisée dans l'industrie mécanique et électrotechnique.
2. **Prédominance de la taille du marché national** : La taille du marché national et la visibilité sur le marché national sont les facteurs largement prédominants de la réussite du développement d'une industrie locale (et l'attraction d'investisseurs étrangers). L'Allemagne, l'Espagne, l'Inde et la Chine sont dans le top 5 mondial des parcs installés (capacités de plus 20 GW).
3. **Mise en place d'« exigences de contenu local »** : La plupart des marchés émergents (Chine, Inde, Brésil) ont mis en place des systèmes d'« exigences de contenu local » (implicites ou explicites) afin de rattraper leur retard sur les leaders. Ainsi au Brésil en 2014, plus de 75% des composants majeurs devaient être construits localement pour obtenir l'aide au financement. Ces mesures ne sont applicables que dans les pays en développement, que les accords commerciaux de l'OMC autorisent temporairement à dévier de ses obligations de libre concurrence¹⁶¹ : dans les pays développés au contraire, de telles mesures sont condamnées.
4. **Aide aux exportations** : Des systèmes de soutien aux exportations des acteurs locaux ont été mis en place, notamment en Allemagne et en Chine. En Allemagne, l'agence Germany Trade & Invest (GTAI) et le ministère de l'économie et de l'énergie (BMWi) proposent ainsi des programmes de soutien à l'export et à la promotion à l'étranger. En Chine, la banque de développement (CDB) a soutenu Goldwind dans son développement international. Ce soutien à l'exportation peut également venir du secteur privé et prendre des formes autres que financières : des institutions allemandes proposent ainsi chaque année un guide décrivant les modalités de certification dans tous les pays majeurs du secteur, ce qui permet de valoriser les produits allemands au niveau international.
5. **Mise en place d'un soutien précoce à la recherche et au développement** : En Allemagne et en Espagne notamment, des financements se sont très tôt adressés aux fabricants nationaux souhaitant développer ou améliorer leurs modèles éoliens. Ces mesures ont permis aux acteurs locaux d'être précurseurs sur de nouvelles technologies (éoliennes plus grandes, plus puissantes) et de développer un savoir-faire historique les rendant plus aptes à s'adapter aux évolutions du marché. En 2014, l'Allemagne, le Danemark, le Japon et la Chine étaient les pays détenant le plus de brevets dans le secteur éolien. La France est en 9^{ème} position, deux places derrière l'Espagne.

4.8. Les difficultés d'intégration locale ne représentent pas un obstacle majeur dans tous les pays

¹⁶¹ Accords de l'OMC sur les mesures d'investissements liées aux échanges commerciaux



L'opposition sociale exprimée dans certains pays dépend des craintes liées aux projets et associées aux technologies éoliennes, et de la propension des populations à soutenir des projets « verts » ou à fort impact économique. En Allemagne et en Espagne par exemple, le secteur éolien fait face à des oppositions mineures et localisées, notamment grâce à l'engouement national pour la transition énergétique et les énergies vertes et l'impact économique de la filière. En Allemagne, les oppositions se concentrent essentiellement sur le renforcement / développement du réseau de transport d'électricité (notamment du Nord vers le Sud). La participation citoyenne aux projets est encouragée et efficace. Dans les pays en développement comme la Chine, le Brésil et l'Inde, le secteur est particulièrement soutenu de par son impact économique (promotion des entreprises locales) et social (accès à l'électricité).

Plusieurs causes d'opposition sont identifiées¹⁶² : En France et au Royaume-Uni, les motifs avancés sont la hausse du coût de l'électricité attribuable à l'éolien reflété par l'augmentation de la part CSPE dans la facture des consommateurs (il est néanmoins important de rappeler qu'en 2015, l'éolien représente 15,3% des charges constatées au titre du service public de l'énergie en vertu desquelles EDF collecte la CSPE), et les gênes d'ordres paysagers, sonores et visuels ressenties par les populations locales, ainsi que l'impact sur la biodiversité. Ceci doit être contrasté avec le fait qu'au fil des ans les sondages réalisés montrent que le grand public reste largement favorable à l'éolien : un sondage récent de l'IFOP pour FEE (septembre 2016) montre que 77% des Français sont favorables à l'éolien - 75% lorsqu'il s'agit de riverains de parcs éoliens. Aux Etats-Unis, les riverains craignent notamment l'impact potentiel sur la sécurité et la santé des habitants des parcs éoliens. Enfin, dans des pays en développement comme le Brésil, certaines oppositions s'expriment liées à l'acquisition non transparente des terres agricoles, notamment sur les sites proches des côtes, les mieux ventés.

Ces oppositions entraînent la mise en place de certaines mesures ayant un impact direct sur le développement éolien : en France, les restrictions sur le bruit et l'impact sur la faune et flore multiplient le nombre de mesures nécessaires pour s'assurer de la conformité des installations potentielles. Au Royaume-Uni, la taille des éoliennes est limitée (125m), et un décret est discuté pour encadrer l'impact sur les radars civils et militaires, ce qui restreint les possibilités de développement éolien (des éoliennes plus hautes sont nécessaires pour valoriser certaines zones moins ventées). Aux Etats-Unis, la localisation des projets est contrainte, mais une communication sur les projets *via* l'association *Wind Powering America* (WPA) est mise en place pour améliorer l'acceptation par les riverains. Au contraire, s'agissant des pays dans lesquels cette opposition est moins marquée, le développement est moins contraint et les démarches sont progressivement facilitées pour diminuer les coûts des projets et rendre la technologie plus compétitive. Le développement ne représente ainsi que 2% des CAPEX en Espagne, contre 8% en France et au Royaume-Uni.

¹⁶² FEE, rapport NREL 2013 sur l'acceptation sociale de l'éolien, Carbon Trade Watch Brazil



Partie 1.B. – Bilan de la politique de soutien à l'éolien en France

INTRODUCTION

Le présent document constitue un bilan évaluatif de la politique française de soutien à la filière éolienne menée de 2000 à 2015. Il ne s'agit pas ici d'une évaluation de programme ou de politique publique au sens strict du terme car l'exercice a consisté à analyser un ensemble de mécanismes et dispositifs législatifs et réglementaires mis en place sur une période relativement longue. Cependant, les principes méthodologiques d'évaluation ont été utilisés afin de structurer l'analyse et de répondre à un certain nombre de questions évaluatives, notamment concernant l'efficacité, l'utilité et l'efficience de la politique historique de soutien à la filière éolienne.

La réalisation du bilan évaluatif de la politique de soutien à l'éolien s'organise en deux temps principaux :

- **Une phase de cadrage qui consiste à :**
 - Définir les périmètres retenus pour l'analyse (temporel, géographique, technologique) ;
 - Décrire et analyser la politique historique de soutien à l'éolien ;
 - Faire une reconstitution de la logique d'intervention de la politique de soutien (objectifs visés, ressources financières et humaines mobilisées, dispositifs mis en place, résultats et impacts obtenus) ;
 - Lister les questions évaluatives auxquelles l'étude vise à apporter des réponses ;
 - Etablir un mix de référence par rapport auquel l'évaluation et le chiffrage des coûts et des bénéfices de la politique sont analysés.
- **Une phase de réponse aux questions évaluatives** permettant de conduire une analyse de l'efficacité, de l'utilité et de l'efficience de la politique de soutien mise en place. Ces analyses incluent notamment la réalisation d'une analyse coûts-bénéfices de la politique.

L'analyse présentée dans ce rapport s'appuie sur les sources de données suivantes :

- Les enquêtes « filière » et « collectivité » réalisées dans le cadre de la présente étude « Bilan, Perspective et Stratégie de la filière éolienne française » ;
- Des études et rapports produits par les pouvoirs publics, des instituts de recherche ou des représentants de la filière, dont la liste peut être retrouvée en Annexe ; et
- Des entretiens complémentaires auprès de collectivités, administrations centrales, agences indépendantes, représentants des professionnels, etc., dont la liste peut être retrouvée en Annexe.

1. CADRE EVALUATIF POUR L'ANALYSE DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN

1.1. Périmètre retenu pour l'analyse

1.1.1. Périmètre temporel

Le bilan évaluatif est conduit sur la **période 2000-2015** ; l'année 2000, avec la loi de modernisation du service public de l'électricité¹⁶³ et l'annonce de l'instauration d'une obligation d'achat pour les énergies renouvelables, est considérée comme une année charnière pour le développement de la filière éolienne.

¹⁶³ [Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité](#)



Les données étant plus rares en début de période, des extrapolations ont pu être réalisées si nécessaire à partir de données plus récentes. Pour la partie de chiffrage des coûts et bénéfices, la période 2002 à 2013 semble la plus pertinente au vu des données disponibles (données sur la CSPE et les coûts de RDI notamment).

1.1.2. Périmètre géographique

Dans le cadre de ce bilan évaluatif, **l'évaluation porte principalement sur la politique de soutien en vigueur en France métropolitaine**. Les départements et territoires d'outre-mer avec le statut de « zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain » (ZNI) présentent des particularités inhérentes à leur situation (coûts de production très élevés, forte sensibilité des réseaux, territoires principalement en zone littorale, conditions climatiques plus extrêmes, etc.) et bénéficient d'un tarif d'achat spécifique (110 €/MWh). L'analyse du développement de l'éolien dans ces ZNI restera ainsi relativement succincte dans ce rapport.

D'autre part, l'évaluation **est réalisée à la maille nationale** : les dispositifs éventuellement mis en place par les différents échelons de collectivités territoriales ne seront pas traités.

1.1.3. Périmètre technologique

Les politiques et dispositifs de soutien qui sont évalués dans le cadre de cette étude concernent **le grand éolien terrestre et l'éolien en mer posé**. Le dispositif qui a soutenu le petit éolien sur la période, à savoir le crédit d'impôt développement durable, n'est pas pris en compte dans la présente évaluation, notamment au vu des très faibles volumes associés. L'éolien en mer flottant n'a quant à lui fait l'objet d'un soutien par les pouvoirs publics que très récemment et nous ne disposons donc pas encore du recul suffisant pour évaluer ce soutien.

1.2. Reconstitution de la logique d'intervention de la politique de soutien

La logique d'intervention de la politique de soutien à l'éolien consiste à reconstituer les liens de causes à effets existant entre les différentes « briques » et échelles de l'intervention, c'est-à-dire entre :

- Les **enjeux de la politique énergétique française** qui vont définir les orientations et objectifs des politiques publiques en matière d'énergie et notamment de mix énergétique ;
- Les **autres enjeux sociétaux** ou problématiques socio-économiques non directement visés par la politique énergétique ;
- Les **objectifs** de la politique de soutien à l'éolien, qu'ils soient quantitatifs (nombre de MW installés par exemple) ou qualitatifs ;
- Les **ressources** (financières, humaines) mobilisées dans le cadre de cette politique pour atteindre les objectifs fixés ;
- Les **dispositifs réglementaires ou législatifs** (ou réalisations) mis en œuvre pour atteindre ces objectifs ;
- Les **résultats** qui, dans le cadre de cette étude, correspondent aux changements observables en rapport avec les objectifs de la politique de soutien à l'éolien ;
- Et **les impacts** observés qui correspondent aux changements observables en lien avec les enjeux de la politique énergétique et des politiques d'autres domaines tels que l'emploi, l'économie, la sécurité, etc.

Tout l'objet de l'évaluation résidera dans la comparaison de ces différentes briques entre elles, en suivant un certain nombre de critères définis ci-dessous :

- **La pertinence** qui consiste à comparer les objectifs de la politique de soutien avec les enjeux de la société (qu'ils soient inclus ou non dans les enjeux de la politique énergétique française) ;
- **La cohérence** qui consiste à comparer les objectifs « affichés » de la politique de soutien avec les moyens mobilisés (qu'ils soient financiers, humains, ...) ;
- **L'efficience** qui compare les moyens mobilisés avec les réalisations et les résultats obtenus, afin d'analyser si les objectifs ont été atteints à moindre coût ;
- **L'efficacité** qui consiste à comparer les objectifs fixés au départ par la politique de soutien avec les résultats atteints ;

- **L'utilité** qui regarde si les impacts obtenus par l'intervention permettent bien de répondre aux enjeux de la société et aux problèmes socio-économiques à résoudre. Ces enjeux, principalement intégrés dans la politique énergétique française, peuvent toutefois être complétés d'enjeux annexes, non directement pris en compte dans la politique énergétique.

La présente étude se propose d'étudier ici les critères d'efficacité, d'efficacités et d'utilité.

Le schéma ci-dessous résume le cadre de raisonnement qui sera utilisé pour mener à bien l'évaluation de la politique de soutien à l'éolien.

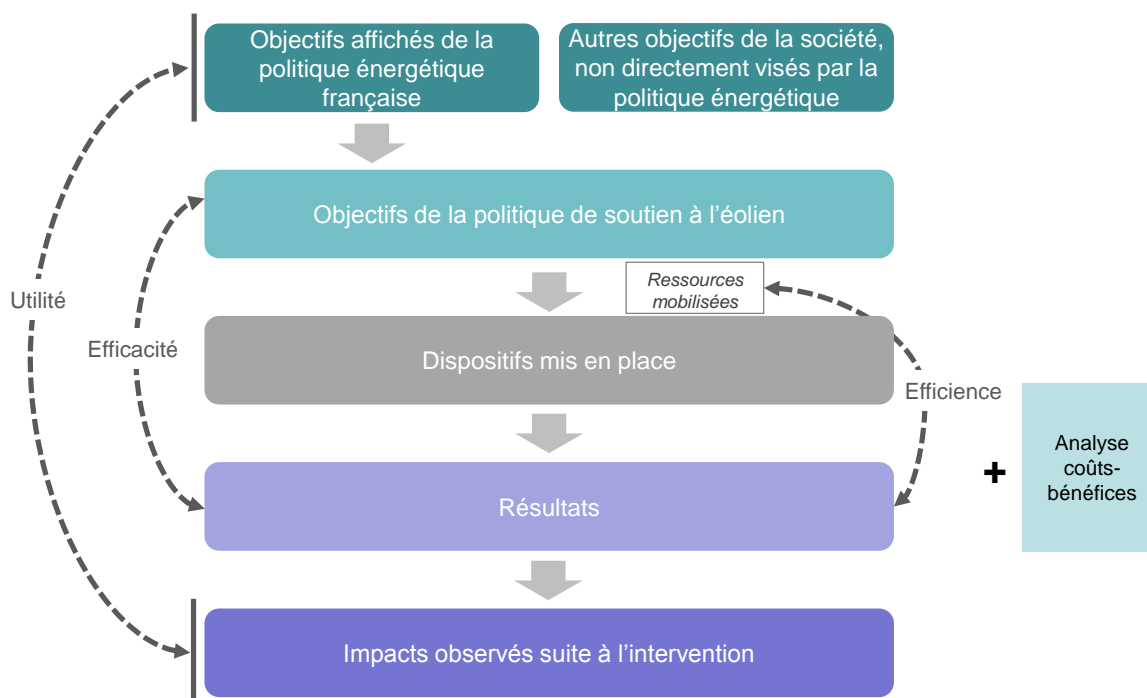


Figure 91 : Méthodologie employée pour appréhender la politique de soutien à la filière éolienne française

Cependant, un tel diagramme offre une vision relativement figée de l'intervention publique. En effet, les dispositifs et les objectifs eux-mêmes (quantitatifs notamment) ont évolué tout au long de la période. Pour pallier ce problème, **la logique d'intervention de la politique de soutien sera autant que possible construite période par période**, en respectant le découpage proposé en section 3. Des enjeux et questions évaluatives spécifiques seront identifiés pour chaque période.

Les grands objectifs de la politique énergétique française ainsi que les objectifs de la politique de soutien à l'éolien et les dispositifs mis en place sont détaillés en section 2.3.2.

Le bilan évaluatif consiste notamment à définir et analyser des indicateurs de résultats et d'impacts. Les résultats sont mis en regard des objectifs de la politique de soutien à l'éolien, tandis que les impacts sont comparés aux objectifs de la politique énergétique et des autres politiques concernées. L'analyse des résultats et des impacts de la politique est réalisée au travers des réponses aux questions évaluatives.

Parmi les **indicateurs de résultats**, on retrouve :

- Les MW éoliens installés ;
- Les MWh éoliens produits ;
- Le % d'énergie éolienne dans le mix électrique français ;
- Le nombre d'entreprises implantées sur le territoire ;
- La part de marché des acteurs français sur le marché domestique et sur les marchés à l'international ;
- Le niveau d'acceptabilité et le nombre de recours ;
- Le niveau de nuisances (sonores, visuelles, sur la faune) ;
- Le niveau et la répartition des retombées fiscales locales.

Parmi les **indicateurs d'impact**, on retrouve :

- Le taux d'indépendance énergétique ;
- Les émissions de GES évitées ;
- Les émissions de polluants atmosphériques évitées ;
- Le LCOE ;
- Le coût de l'électricité pour le consommateur ;
- La valeur ajoutée créée ;
- Le volume d'export ;
- L'impact sur la balance commerciale de la filière et de la France ;
- Le nombre d'ETP créés ;
- La régénération du tissu industriel local, via l'implantation d'entreprises de développement, construction, exploitation et/ou maintenance de parcs éoliens ;
- La réduction des risques et des coûts associés aux énergies non renouvelables (fossiles/fissiles).

A noter qu'un certain nombre de ces indicateurs enregistrent un effet net (et non brut), c'est-à-dire issu d'une comparaison entre une situation avec éolien et une situation de référence sans éolien, qui sera détaillée en section 2.5.

1.3. Description et analyse de la politique historique de soutien à l'éolien

Cette partie de l'étude vise à :

- Rappeler les objectifs globaux de la politique énergétique française et ceux de la politique de soutien à l'éolien ;
- Revenir sur les lois et grands changements réglementaires ayant marqué la période 2000-2015 pour la filière éolienne (avec un bref retour sur la période pré-2000) ;
- Caractériser et analyser, au sein de chacune des périodes identifiées, les différents mécanismes de soutien mis en place.

1.3.1. Objectifs et enjeux de la politique de soutien à l'éolien

Des objectifs de politique énergétique globalement stables

La politique de soutien à la filière éolienne française s'inscrit dans une politique énergétique plus large, avec des objectifs restés globalement stables sur les 15 dernières années. Les objectifs historiques de la politique énergétique¹⁶⁴ ont été complétés récemment par un objectif sur le volet de l'emploi avec la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte. Les différents objectifs peuvent se résumer comme suit¹⁶⁵ :

- Garantir l'indépendance énergétique nationale et la sécurité d'approvisionnement ;
- Préserver l'environnement et renforcer la lutte contre l'effet de serre ;
- Garantir un prix compétitif de l'énergie ;
- Garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie ;
- Contribuer à la création d'emplois dans les nouvelles filières de la transition énergétique et dans l'ensemble de l'économie¹⁶⁶.

Le mix électrique français doit donc évoluer de manière à permettre l'atteinte de ces objectifs.

¹⁶⁴ Richard Lavergne, « La politique énergétique française depuis trente ans », novembre 2004

¹⁶⁵ Loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité du 10 février 2000, Loi de programme n°2005-781 du 13 juillet 2005, Loi sur la transition énergétique pour la croissance verte d'août 2015 (et sa PPE associée)

¹⁶⁶ Apparu avec la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015



Une politique de soutien à l'éolien qui se fixe des objectifs pour répondre à différents enjeux

Sur la base de la politique énergétique française et de ses objectifs, se décline une politique de soutien aux énergies renouvelables en général, et à l'éolien en particulier.

L'objectif prioritaire de cette politique de soutien à l'éolien est **d'accroître la part d'énergie éolienne dans le mix électrique français, ce qui passe par une augmentation de la puissance installée.**

A cet objectif principal s'ajoutent des objectifs complémentaires qui visent à garantir une cohérence entre la politique de soutien à l'éolien, les objectifs de la politique énergétique française et ceux d'autres politiques (économique, environnementale, sociale, industrielle et d'emploi en particulier) :

- Structurer une filière industrielle française pour améliorer la balance commerciale de la France et créer de l'emploi non délocalisable ; cet objectif, apparu avec la volonté de développement d'une filière éolienne en mer (2010-2011), se trouve conforté dans la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte ;
- Réduire les impacts pour les populations (nuisances acoustiques et visuelles) et les activités économiques (radars météorologiques et militaires, aviation basse altitude, agriculture), causés principalement par la taille des éoliennes (souvent plus d'une centaine de mètres), de leur occupation au sol et des perturbations engendrées sur la propagation des ondes (effet d'écran et d'écho) notamment ;
- Réduire les impacts pour la nature : l'implantation d'éoliennes sur un territoire peut avoir un impact sur la faune et la flore locales (avifaune et chiroptères principalement) ;
- Favoriser l'intégration au réseau : l'intégration de plus en plus massive de sources de production décentralisées et intermittentes, comme l'éolien, raccordées principalement au réseau de distribution, nécessite une révision et un redimensionnement du réseau électrique qui avait été initialement conçu pour accueillir des sources de production centralisées, prévisibles, pilotables et raccordées majoritairement au réseau de transport ;
- Redistribuer les revenus issus de l'activité des parcs éoliens aux collectivités.

Si la politique de soutien à l'éolien a eu le tarif d'achat comme noyau principal, c'est bien la mise en place conjointe d'un ensemble de dispositifs (financiers, réglementaires, fiscaux, de planification), qui a influencé le développement de la filière ces dernières années et l'atteinte des objectifs de la France.

1.3.2. Retour sur les engagements pris par la France et sur les grands changements réglementaires

Dès 2000 et la loi de modernisation et de développement du service public de l'électricité, le législateur a fait le choix de soutenir activement le développement des énergies renouvelables – l'éolien en tête – via la mise en place d'un tarif d'achat et d'une procédure d'appels d'offres. Ce dispositif central, qui a permis l'essor de la filière, s'est vu accompagné de mesures de soutien à l'offre, de dispositifs réglementaires et fiscaux, et de dispositifs de planification. Les dispositifs de soutien à l'offre mis en place ne sont pas traités dans cette section mais le seront dans la partie de chiffrage des coûts de RDI (section 5.1.2.4).

Ces dynamiques réglementaires peuvent être, en première approche, découpées selon 4 périodes :

- 2000 – 2004 : instauration de l'obligation d'achat et arrivée de premiers éléments de cadrage (enquête publique, étude d'impact) ;
- 2005 – 2008 : instauration notamment des zones de développement de l'éolien ;
- 2009 – 2012 : entrée en application d'un certain nombre de règles contraignantes pour l'éolien (règles des 5 mâts, classement ICPE, etc.) ;
- 2013 – 2015 : simplification administrative et allègement de certaines contraintes pour l'éolien (suppression de la règle des 5 mâts, autorisation unique, signature anticipée des contrats).

Les lois et réalisations majeures ayant eu un impact sur la filière éolienne française ces 15 dernières années sont résumées dans la figure ci-dessous puis sont détaillées dans les sections suivantes.



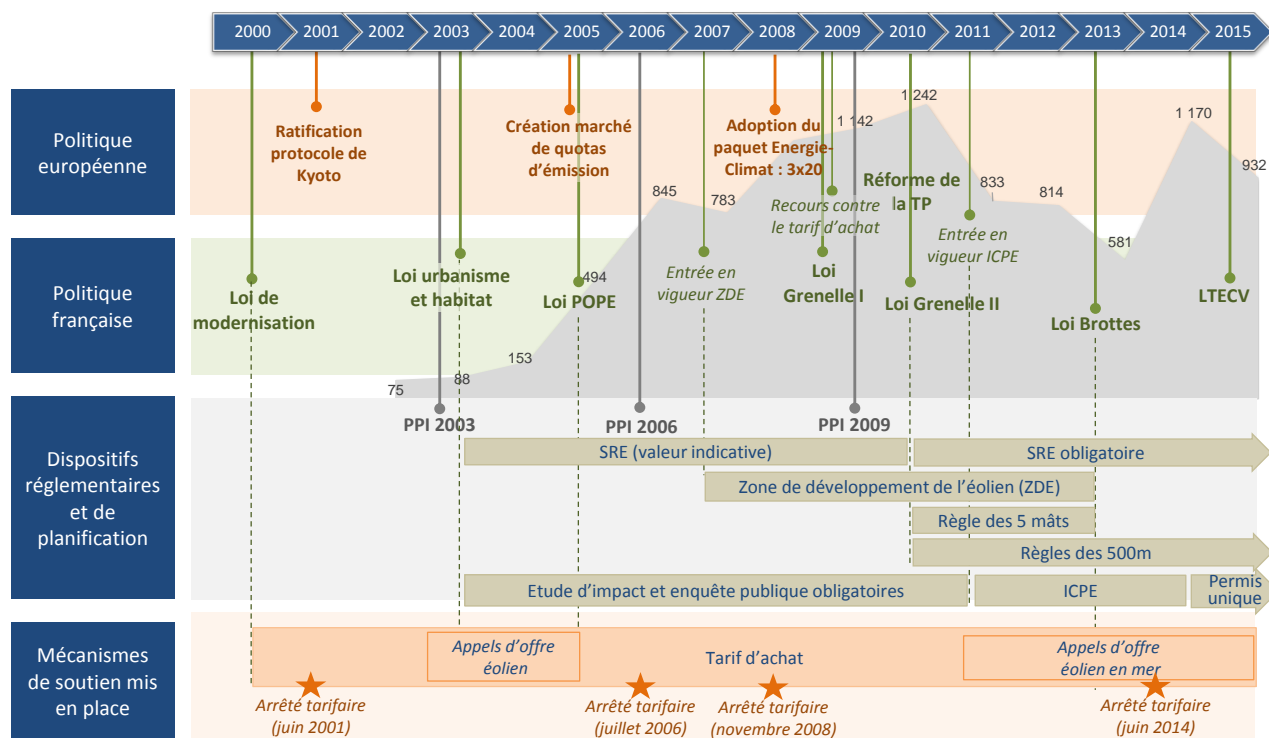


Figure 92 : Historique simplifié de la politique de soutien à la filière éolienne française

a. Période pré-2000

❖ Contexte

Jusque dans les années 1970, l'énergie éolienne reste absente des politiques énergétiques des pays développés, même si certains pays comme l'Allemagne ou le Danemark endossent des rôles de pionniers dans l'installation de parcs éoliens, sur terre comme en mer.

C'est seulement à partir de la crise pétrolière de 1973 que certains pays comme l'Allemagne, la Suède, le Canada, le Royaume-Unis, et les Etats-Unis décident de financer des projets de recherche sur l'énergie éolienne dans le but de concevoir des aérogénérateurs plus puissants et à un coût abordable. C'est notamment le cas des instituts German Wind Energy Institute (DEWI) en Allemagne ou Danish Research Institute Riso au Danemark.

A l'échelle européenne, le Livre vert adopté par la Commission le 20 novembre 1996 constitue le premier pas vers une stratégie en faveur des énergies renouvelables. Le Parlement européen, dans sa résolution sur le Livre vert du 10 juin 1997, reconnaît le rôle essentiel des énergies renouvelables dans la lutte contre le changement climatique et souligne leur contribution à la sécurité d'approvisionnement énergétique et à la création d'emplois dans les petites et moyennes entreprises et les régions rurales. Le Parlement propose notamment de fixer un objectif de part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique de l'Union européenne (UE) de 15 % d'ici 2010 et estime nécessaire de définir une stratégie de promotion des énergies renouvelables.

La directive européenne de 1996 (96/92/CE) concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité précise notamment qu'un État membre peut imposer au gestionnaire du réseau de transport et de distribution de donner la priorité aux énergies renouvelables lorsqu'ils appellent les installations de production.

Sur la scène internationale, cette période est également témoin de la signature du protocole de Kyoto le 11 décembre 1997 engageant les pays à réduire leurs émissions de GES. Suite à ces engagements, la Commission européenne encourage, dans son livre blanc « Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables », les Etats membres à passer de 6 % (en 1997) à 12%¹⁶⁷ (en 2010) la part

¹⁶⁷ « Énergie pour l'avenir: les sources d'énergie renouvelables - Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires », Commission Européenne, 1997.



d'énergies renouvelables dans le total des consommations d'énergie intérieure brute de l'UE. Elle insiste notamment sur le rôle que doivent jouer les Etats membres dans la définition de plans d'action nationaux visant à introduire des mesures pour renforcer la pénétration de ces sources d'énergie sur le marché.

❖ *Politique française*

Le **3 janvier 1986, la loi relative à l'aménagement, la protection et la mise en valeur du littoral** est promulguée. Elle crée un premier cadre urbanistique pour l'implantation des éoliennes sur le territoire français en spécifiant que « l'extension de l'urbanisation doit se réaliser soit en continuité avec les agglomérations et villages existants, soit en hameaux nouveaux intégrés à l'environnement ». Ceci concerne notamment « l'exécution de tous travaux, constructions, [...] installations et travaux divers... ». L'installation d'éoliennes doit donc se faire en continuité de l'urbanisation.

La première politique de soutien au développement de l'éolien voit le jour dans les années 1990 avec l'instauration d'un **modèle de contrats d'achat éolien simplifié** qui prévoit une rémunération des producteurs éoliens basée sur les prix de vente d'EDF.

Le **9 février 1996**, le ministère de l'industrie lance le premier **programme éolien français** : « **Eole 2005** ». L'objectif visé est de préparer la France à exploiter son gisement éolien tout en développant un réseau industriel français fort.

Le programme s'accompagne d'un objectif chiffré : **250 à 500 MW de puissance éolienne installée d'ici 2005**.

❖ *Dispositifs mis en place*

Dans le cadre du programme Eole 2005, des appels à projet sont lancés entre 1996 et 1999 afin d'encourager l'implantation de parcs éoliens : 55 projets sont ainsi retenus, pour une puissance totale de 361 MW (dont 11,5 MW dans les DOM).

❖ *Premier bilan sur la période*

Malgré un volume important de projets lauréats, peu de projets sortent réellement de terre. Le programme Eole 2005 s'arrête en 2000 avec seulement 53 MW (13 fermes éoliennes) alors en service. Début 2003, approximativement le tiers du volume lauréat est en fonctionnement. La procédure d'appels d'offre, appliquée à une filière encore très peu mature en France à cette période, requiert un niveau d'exigence technique trop important en comparaison des compétences limitées détenues par les développeurs de l'époque, ce qui n'en fait pas la procédure la mieux adaptée.



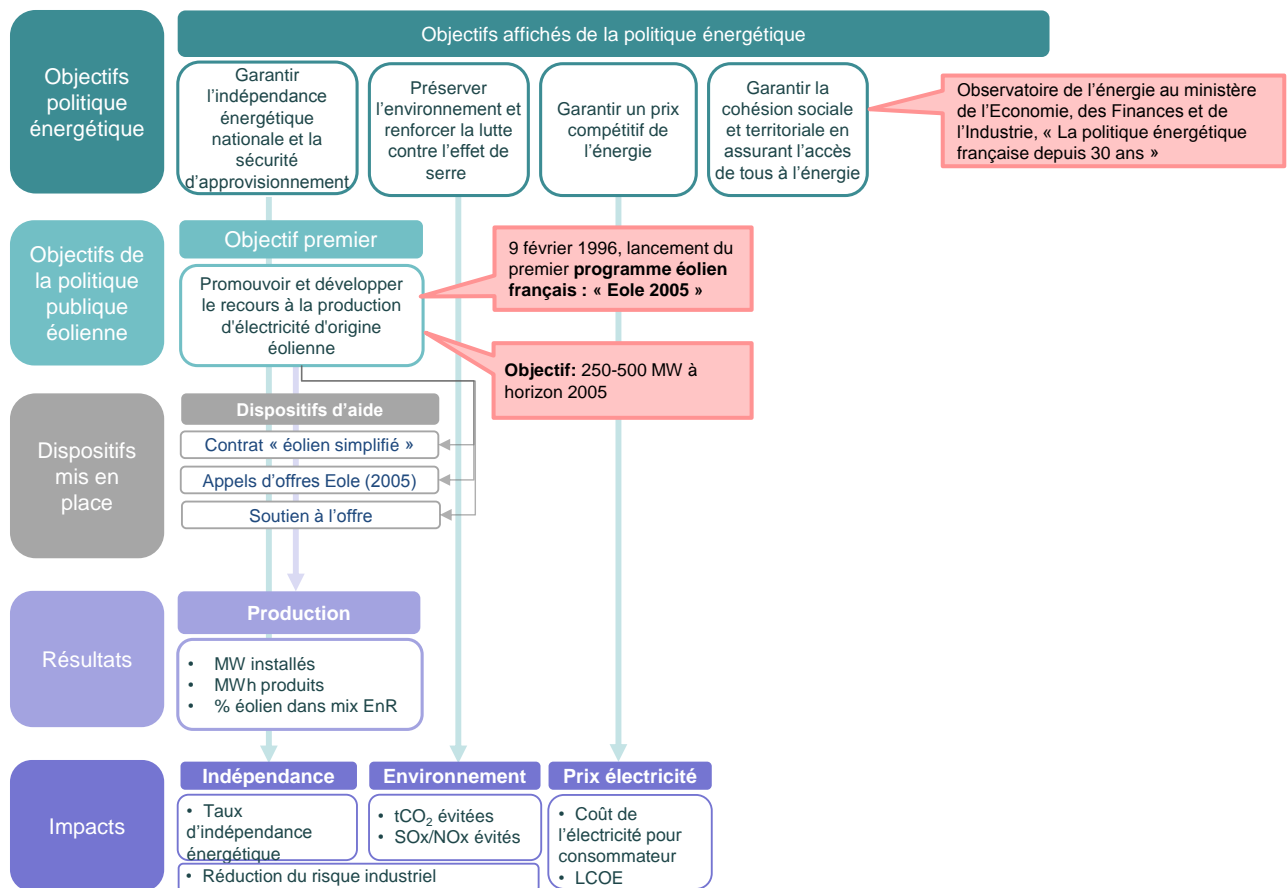


Figure 93 : Résumé de la politique de soutien sur la période pré-2000

b. Période 2000 – 2004

❖ Contexte

La directive européenne de 1996 (96/92/CE) définit un premier cadre pour le développement des énergies renouvelables par les différents pays membres. Le livre blanc post-accord de Kyoto définit quant à lui les objectifs quantitatifs à atteindre.

La directive européenne 2001/77/CE du 27 septembre 2001 vient spécifier les objectifs pour la France : accroître de 6 points la part de sa consommation d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables à horizon 2010 par rapport à 1997 (en passant de 15 % à 21 %).

❖ Politique française

Le 10 février 2000, la **loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité** est promulguée ; elle est issue de la transposition en droit français de la directive européenne 2001/77/CE. Elle met fin au programme Eole 2005 en créant un nouveau cadre pour le développement des énergies renouvelables qui bénéficieront désormais de contrats d'obligation d'achat. L'objectif premier de cette loi est d'accroître la part d'énergie renouvelable dans le mix électrique français et de mettre en place les conditions nécessaires pour encourager les investissements dans ce type d'énergies.

Par ailleurs, la **loi urbanisme et habitat du 2 juillet 2003** apporte un nouveau cadre réglementaire au développement de l'éolien afin :

- D'une part, de garantir la clarté et la transparence des procédures pour les parcs éoliens, via l'obtention d'un permis de construire et la réalisation d'une étude d'impact et d'une enquête publique ;

- D'autre part, de faciliter l'implantation locale des éoliennes dans le respect des exigences environnementales, via des concertations entre développeurs et élus et via la possibilité, pour les régions, de mettre en place un schéma régional éolien (SRE)¹⁶⁸.

❖ *Dispositifs mis en place*

Dispositifs d'aide :

- Les tarifs d'achat pour l'éolien sont fixés par le **décret de mai 2001 et par l'arrêté de juin 2001**. EDF et les distributeurs non nationalisés sont désormais tenus de conclure un contrat pour l'achat d'électricité d'origine éolienne (pour les projets dont la puissance unitaire est inférieure à 12 MW). Le tarif est fixé à **8,38 c€/kWh** pour les 5 premières années d'exploitation puis est dégressif, entre 8,38 c€/kWh et 3,05 c€/kWh, pour les 10 années suivantes (en fonction de la durée de fonctionnement du parc). L'objectif du tarif dégressif est d'offrir une rentabilité comparable aux différents projets éoliens malgré des gisements de vent hétérogènes selon les sites d'implantation.
- Initialement (entre 2001 et 2003), le surcoût engendré par l'instauration de cette obligation d'achat est compensé à l'acheteur obligé (EDF) via le Fonds du Service Public de la Production d'Electricité (FSPE), géré par la Caisse des Dépôts et Consignations. Toutefois, ce dispositif est rapidement remplacé par la **Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE)**, instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Il s'agit alors d'une contribution payée par les consommateurs finaux au prorata de l'électricité qu'ils consomment. Son montant est arrêté par l'Etat, sur proposition de la CRE.
- Suite à l'arrêté du 7 mars 2003, **deux appels d'offre éoliens sont lancés**¹⁶⁹ : un pour l'éolien terrestre (avec 278 MW retenus en novembre 2005 pour un tarif d'achat moyen de 75 €/MWh), un pour l'éolien en mer (105 MW retenus en septembre 2005 pour un tarif d'achat d'environ 100 €/MWh).

Dispositifs de planification :

- La loi prévoit également la mise en place d'une **programmation pluriannuelle des investissements de production (PPI)** qui constituera la traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. Organisées à échéances régulières, ces PPI auront notamment pour objectifs d'identifier et de planifier les investissements souhaitables au regard de la sécurité d'approvisionnement électrique du territoire. Elles prennent également en compte les dimensions économiques et environnementales pour faire le choix du mix électrique le plus approprié. Il s'agit d'un document indicatif, sans caractère prescriptif ou planificateur. Toutefois, la PPI n'est pas simplement un exercice prospectif : en cas de non atteinte des objectifs fixés dans la PPI, le Gouvernement peut décider de lancer un appel d'offres (article 8 de la loi de février 2000). La 1^{ère} PPI fait l'objet d'un rapport transmis au Parlement le 29 janvier 2002 puis est entérinée par l'arrêté ministériel du 7 mars 2003. Elle poursuit un **objectif de 2 à 6 GW d'éolien installés au 1^{er} janvier 2007** (dont 0,5 à 1,5 GW en mer).

Dispositifs réglementaires :

- Un permis de construire est exigé pour toute installation éolienne de hauteur supérieure ou égale à 12 m (à compter du 3 mars 2003) ;
- Une étude d'impact et une enquête publique doivent être conduites pour tout projet éolien de puissance supérieure à 2,5 MW (à compter du 3 mars 2003) ;
- Un schéma régional éolien (SRE) peut être mis en place par les régions, à compter du 3 mars 2003, afin de faciliter le développement des projets éoliens et en assurer la cohérence territoriale. Toutefois, ces schémas n'ont qu'une valeur indicative, ils n'ont pas valeur de prescription, ni valeur d'autorisation pour les futurs projets.
- Deux parcs éoliens appartenant à un même exploitant doivent être éloignés d'au moins 1500 m pour bénéficier de l'obligation d'achat (par décret du 27 mars 2003).

¹⁶⁸ Circulaire du 10 septembre 2003 relative à la promotion de l'énergie éolienne terrestre

¹⁶⁹ Rapport PPI 2006



Autres éléments :

- Des cycles de formation autour de la conduite de projets éoliens sont organisés par l'ADEME et l'IFORE (Institut de Formation de l'Environnement) sur la période 2001-2003 à destination des services de l'Etat, des développeurs et de tout autre acteur concerné par la conduite de projets éoliens (avocats, banquiers, régions, armée, etc.).

❖ **Premier bilan sur la période**

Malgré l'entrée en vigueur du premier tarif d'achat éolien en 2001, les volumes d'installation tardent à décoller en raison des temps longs de développement des projets éoliens.

La procédure d'appels d'offres, expérimentée en 2003 pour l'éolien terrestre et en mer, n'a pas eu les résultats escomptés : pour l'éolien terrestre, sur une puissance cible de 500 MW, seuls 278 MW ont été sélectionnés et uniquement 52 MW installés in fine¹⁷⁰ ; pour l'éolien en mer, aucun projet n'a finalement vu le jour. Une des problématiques mises en avant sur cette période est le manque de maturité des développeurs qui rencontrent des difficultés à répondre correctement au cahier des charges exigeant des appels d'offres. Par ailleurs, cette procédure a induit des effets de distorsion de concurrence entre les grands développeurs qui peuvent se risquer à réaliser l'ensemble des études sans savoir si le projet sera finalement retenu, et les petits développeurs qui ne peuvent que difficilement se le permettre.

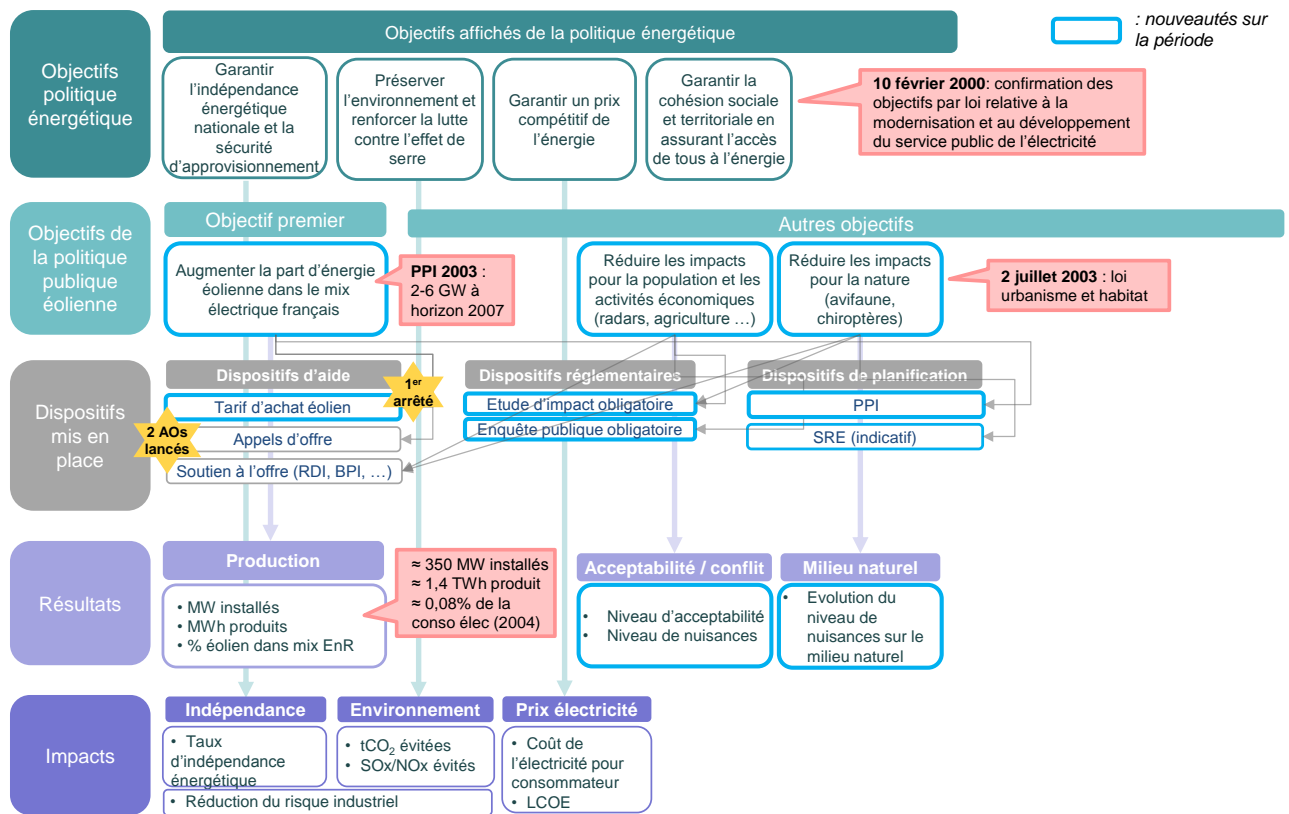


Figure 94 : Résumé de la politique de soutien sur la période 2000-2004

c. Période 2005-2008

❖ **Contexte**

Le protocole de Kyoto, entré en vigueur le 16 février 2005, trouve sa déclinaison au niveau de la France à travers le décret du 22 mars 2005 qui oblige ainsi l'Etat à respecter ses engagements en termes de réduction des émissions de GES.

170 CRE. Rapport sur la CSPE : mécanisme, historique et prospective, Oct.2014

Par ailleurs, en 2005, le système communautaire d'échange de quotas d'émissions est mis en place par l'Union européenne afin de réduire les émissions de GES de l'Europe et l'aider à atteindre ses objectifs. Ce dispositif, qui touche entre autres le secteur de la production d'électricité, constitue un levier indirect d'aide au déploiement des énergies renouvelables, moins carbonées que les moyens de production conventionnels.

❖ *Politique française*

Le 13 juillet 2005, la loi de **Programmation des Orientations de la Politique Énergétique (POPE)** est promulguée. Elle entérine quatre grands objectifs de la politique énergétique française (indépendance énergétique et sécurité d'approvisionnement, prix compétitif de l'énergie, préservation de la santé humaine et de l'environnement, et cohésion sociale et territoriale) et fixe un objectif quantitatif majeur : la division par 4 des émissions de GES de la France à l'horizon 2050 (par rapport à 2005).

❖ *Dispositifs mis en place*

Dispositifs d'aide :

- Le **tarif d'achat pour l'éolien terrestre est modifié** par l'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006. Le tarif est abaissé à **8,2 c€/kWh** (au lieu de 8,38) mais il s'étend désormais sur une période de 10 ans (au lieu de 5 ans précédemment) avant de subir un facteur dégressif qui est fonction de la durée annuelle de fonctionnement du site, soit un tarif compris entre 8,2 et 2,8 c€/kWh sur les 5 années restantes. Un tel tarif permet donc d'accroître sensiblement la rentabilité des parcs éoliens soumis à des vents favorables. L'arrêté tarifaire introduit également un tarif d'achat pour l'éolien en mer avec un montant fixé à 13 c€/kWh pour les 10 premières années puis entre 3 et 13 c€/kWh, selon les sites, pour les 10 années qui suivent.

Dispositifs de planification :

- La loi POPE est suivie, le 7 juillet 2006, d'un arrêté relatif à la **2nde programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI)** qui fixe de nouveaux objectifs quantitatifs pour la filière éolienne française : atteindre une puissance installée de **13,5 GW à l'horizon 2010 (dont 1 GW en mer) et 17 GW à l'horizon 2015 (dont 4 GW en mer)**. Les objectifs retenus ont un niveau d'ambition bien supérieur à ce qui avait été préconisé dans le rapport PPI remis au Parlement le 13 juin 2006 qui proposait une puissance installée au 31 décembre 2010 comprise entre 5 et 10 GW (dont 0,5 à 1 GW d'éolien en mer).
- Prévues dans le cadre de la loi POPE de 2005, les **Zones de Développement de l'Eolien (ZDE)** entrent en application à partir du 14 juillet 2007. Il s'agit de zones « définies par le préfet du département en fonction de leur potentiel éolien, des possibilités de raccordement aux réseaux électriques et de la protection des paysages, des monuments historiques et des sites remarquables et protégés »¹⁷¹. Elles sont proposées par les collectivités territoriales, instruites par les services régionaux de l'Etat et autorisées par les préfets de département. **Rendues obligatoires pour obtenir le tarif d'achat**, ces zones ont comme objectif « d'impliquer les collectivités locales dans la planification et la maîtrise des projets éoliens sur leur territoire »¹⁷². Elles jouent également un rôle de planification éolienne au niveau départemental et régional, via les préfets.

❖ *Premier bilan sur la période*

La période 2005-2007 débute par une augmentation relativement conséquente de la puissance installée cumulée, en passant de 153 MW en 2004 à 494 MW en 2005 puis à 845 MW en 2006. Cette croissance est en partie due à un effet d'accélération suite à l'annonce en juillet 2005 de la mise en place des ZDE pour juillet 2007, les développeurs en phase finale de développement de leurs projets préférant les achever avant l'arrivée des ZDE. Cet effet d'accélération a pour corollaire la stagnation des volumes

¹⁷¹ Article 37 de la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005

¹⁷² Rapport du CGEDD « Instruction administrative des projets éoliens », 2011



sur l'année 2007. Toutefois, dès 2008, et sous l'effet de l'arrêté tarifaire « favorable » de juillet 2006, les volumes repartent à la hausse et franchissent la barre des 1 000 MW dès 2008 pour continuer sur une pente positive jusqu'en 2010.

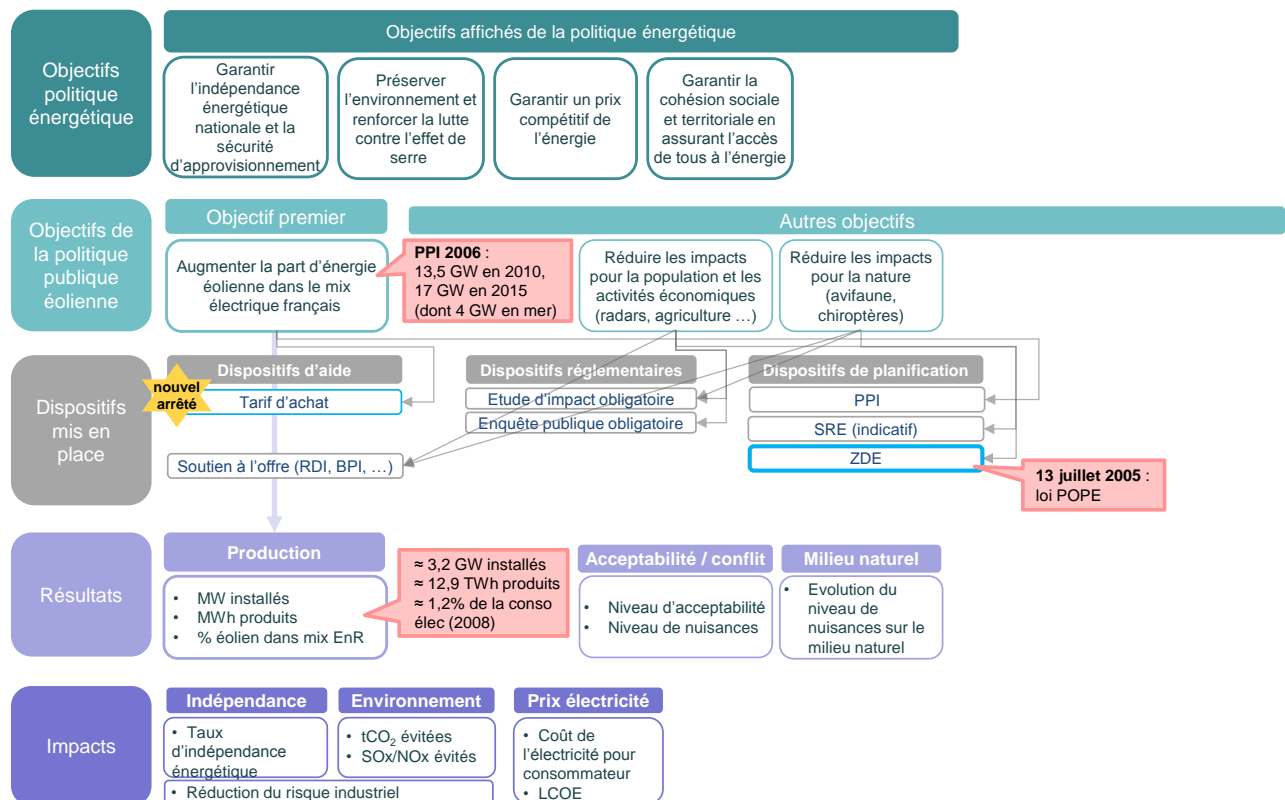


Figure 95 : Résumé de la politique de soutien sur la période 2005-2008

d. Période 2009 – 2012

❖ Contexte

Entre septembre et décembre 2007, un ensemble de rencontres politiques sont organisées en France sous le nom de « **Grenelle de l'Environnement** ». Ces rencontres visent à prendre des décisions de long terme en matière d'environnement, d'énergie (éolien en particulier), de biodiversité. Ces rassemblements, suivis par des rapports stratégiques mettant en exergue des pistes d'action concrètes pour l'atteinte des engagements, donnent lieu à deux lois : la loi Grenelle I (ou loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement) et la loi Grenelle II (ou loi portant engagement national pour l'environnement).

En décembre 2008, l'Union européenne adopte le paquet « Energie-Climat » et l'objectif des 3x20 qui vise notamment à faire passer à 20% la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen d'ici à 2020.

❖ Politique française

Le 3 août 2009, la **loi Grenelle I** est promulguée. Elle fixe pour la France un objectif de 23% d'énergies renouvelables dans son mix énergétique à l'horizon 2020 (traduction du paquet énergie-climat européen).

Le 12 juillet 2010, la **loi Grenelle II** est promulguée, avec à la clé un encadrement plus strict du développement de l'éolien terrestre : régime ICPE, règle des 5 mâts, règle des 500m, renforcement des ZDE, schémas régionaux éoliens devenus obligatoires. Par ailleurs, cette loi introduit un nouvel objectif, en complément de ceux fixés dans le cadre de la PPI : l'installation d'au moins 500 aérogénérateurs par an.



Par ailleurs, la loi de finance de 2010 entraîne la **suppression de la taxe professionnelle** qui est remplacée par la contribution économique territoriale (CET) et l'impôt forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER). Cette réforme a pour conséquence une modification significative des volumes et de la répartition des recettes fiscales entre les collectivités territoriales accueillant des parcs éoliens (avec une évolution à la baisse dans un premier temps, puis à la hausse en 2011 avec la revalorisation de l'IFER éolien).

❖ *Dispositifs mis en place*

Dispositifs de planification :

- Le 15 décembre 2009, l'arrêté relatif à la **programmation pluriannuelle des investissements de production électrique** est promulgué (sur la base du rapport PPI remis au Parlement en juillet 2008). Il constitue la traduction opérationnelle des grandes orientations énergétiques issues du Grenelle de l'Environnement et du paquet énergie-climat européen. Il retient comme objectifs : **11,5 GW installés au 31 décembre 2012** (dont 1 GW d'éolien en mer) et **25 GW installés au 31 décembre 2020** (dont 6 GW d'éolien en mer).
- La loi Grenelle II rend obligatoire la mise en place, pour chaque région, d'un **schéma régional éolien (SRE)** définissant les zones favorables au développement de l'éolien. Ce schéma doit être élaboré en cohérence avec les zones de développement de l'éolien (ZDE) existantes et doit être pris en compte lors de l'élaboration de nouvelles ZDE sur le territoire.
- La loi Grenelle II apporte de nouveaux critères à la mise en place des ZDE qui doivent désormais prendre en compte la biodiversité, le patrimoine archéologique et la sécurité publique, en plus des précédents critères (potentiel éolien, possibilités de raccordement aux réseaux électriques et protection du patrimoine et des paysages).
-

Dispositifs réglementaires et législatifs :

- Prévu dans le cadre de la loi Grenelle II puis mis en application par l'arrêté du 26 août 2011, les éoliennes terrestres sont désormais **inscrites au régime des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)**. Plus précisément, est désormais soumis au régime de l'autorisation tout parc éolien dont le plus haut des aérogénérateurs a une hauteur de mât supérieure à 50 m, et tout parc dont la puissance totale est supérieure à 20 MW ; et est soumis au régime de déclaration, tout autre parc dont au moins l'un des aérogénérateurs a un mât supérieur à 12m¹⁷³. En particulier, tout parc éolien soumis au régime ICPE devra désormais¹⁷⁴ :
 - Etre situé à une distance minimale de 500m de toute construction à usage d'habitation ou toute zone destinée à l'habitation ;
 - Etre implanté dans le respect des distances minimales d'éloignement des différents types de radar (météorologique et aviation civile et militaire) afin de ne pas perturber leur fonctionnement ;
 - Réaliser un suivi environnemental (étude de la mortalité de l'avifaune et des chiroptères notamment) au moins une fois au cours des trois premières années puis une fois tous les 10 ans ;
 - Respecter les normes de bruit définies dans l'arrêté ;
 - Transmettre une étude de danger (recensement des phénomènes dangereux possibles, évaluation de leurs conséquences, de leur probabilité d'occurrence, de leur cinétique ainsi que de leur prévention et des moyens de secours).
- La loi Grenelle II instaure également l'obligation de constituer des parcs éoliens d'au moins 5 aérogénérateurs (nommée « **règle des 5 mâts** ») afin d'éviter le mitage visuel du territoire.
- Enfin, le décret du 23 août 2011¹⁷⁵ fixe les **modalités de démantèlement et de remise en état du site** en fin d'exploitation, et impose à l'exploitant la constitution de **garanties financières**

¹⁷³ Décret n°2011-984 du 23 août 2011 modifiant la nomenclature des installations classées

¹⁷⁴ Arrêté du 26 août 2011 sur l'inscription des éoliennes au régime ICPE.

¹⁷⁵ Décret n°2011-985 du 23 août 2011 pris pour l'application de l'article L.553-3 du code de l'environnement



dès le début de l'exploitation afin de couvrir le risque de défaillance lors de l'étape de remise en état du site.

Dispositifs pour l'éolien en mer :

- Un **second appel d'offres pour l'éolien en mer** (en comptant celui de 2004 qui n'a pas su conduire à l'installation de parcs éoliens en mer) est lancé par le ministère le 11 juillet 2011 afin de franchir un premier pas dans l'atteinte de l'objectif de 6 GW fixé pour 2020 dans le cadre du Grenelle de l'Environnement. Ce premier appel d'offres représente une puissance maximale de 3 GW répartis sur 5 zones : Tréport, Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Brieuc et Saint-Nazaire. Il conduit, en avril 2012, à la sélection de 2 GW d'éolien répartis dans quatre des cinq zones (le Tréport ayant été déclaré sans suite).

❖ **Premier bilan sur la période**

Paradoxalement, la période 2009-2012 est marquée d'une part par des objectifs très ambitieux en termes de déploiement éolien (issus de la loi Grenelle I et de la PPI) et d'autre part par la mise en place de contraintes réglementaires fortes visant à mieux encadrer le développement de l'énergie éolienne (issues de la loi Grenelle II).

A cette période, l'impact lié à l'entrée en vigueur en 2007 des ZDE se fait également ressentir et constitue un frein notoire au développement de l'éolien (en raison des délais d'établissement des ZDE et des recours et risques juridiques associés). Ce ralentissement des installations dû à l'instauration des ZDE, combiné à l'entrée en vigueur progressive d'autres dispositifs (règles des 5 mâts et des 500 m notamment) et le classement des éoliennes dans le régime ICPE, conduit à un effondrement des volumes d'installations éoliennes à partir de 2011 (avec 833 MW installés contre 1242 MW l'année précédente).

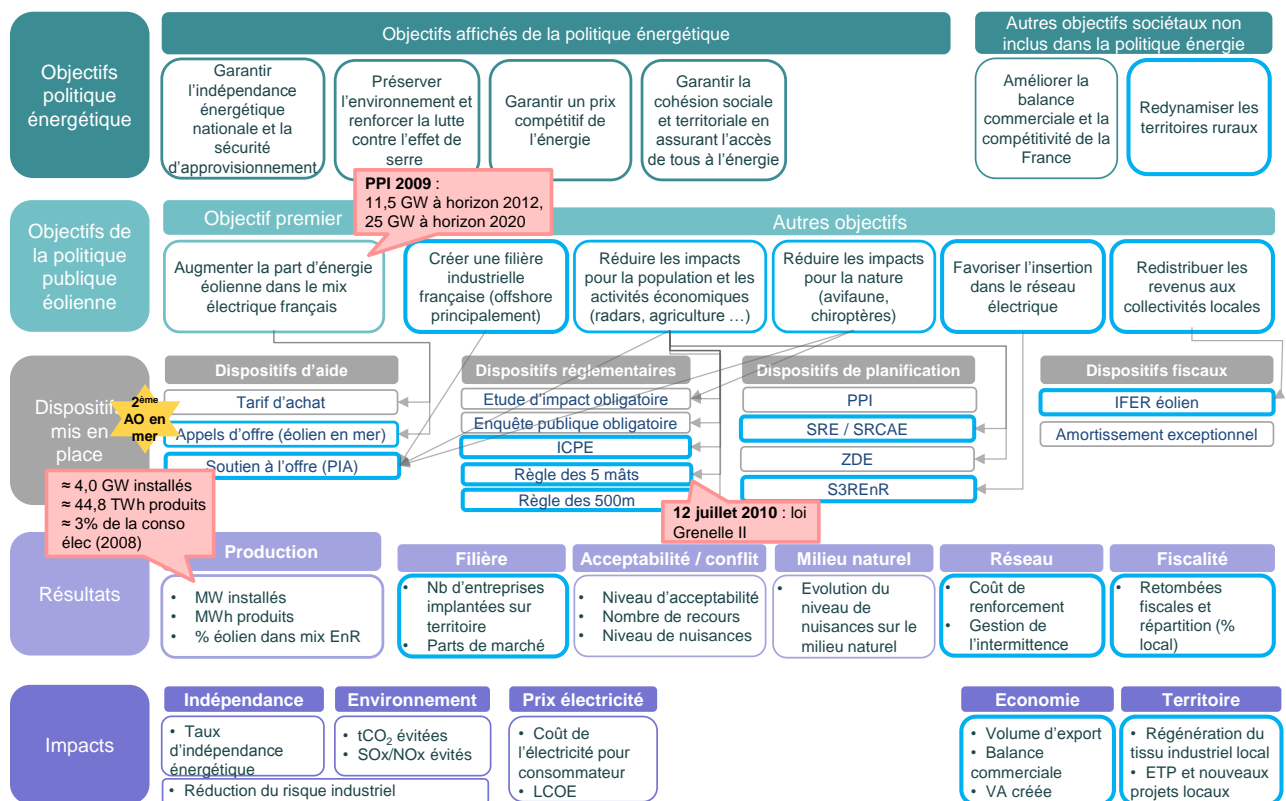


Figure 96 : Résumé de la politique de soutien sur la période 2009-2012

e. Période 2013 – 2015

- *Contexte*

La filière éolienne française tourne au ralenti depuis 2011, à contre-courant avec une tendance internationale en forte hausse pour l'éolien (+11% de croissance en 2012 par rapport à 2011). La complexité et la redondance des procédures administratives, introduites en partie par la loi Grenelle II, sont perçues comme une des raisons principales de ce ralentissement. Une clarification et une simplification de la réglementation deviennent nécessaires.

- *Politique française*

Pour relancer le développement de l'éolien (les volumes dépassant difficilement les 800 MW par an en 2011 et 2012) et lever un certain nombre de barrières réglementaires, plusieurs amendements sont adoptés dès le 1^{er} octobre 2012 puis entérinés dans la loi du 15 avril 2013 (dite « **loi Brottes** ») visant à préparer la transition vers un système énergétiquement sobre. Les mesures prises par cette loi en matière d'éolien visent essentiellement à alléger les contraintes pesant sur son développement afin de redynamiser la filière.

Par ailleurs, le 19 décembre 2013, la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) considère le tarif d'achat français pour l'éolien comme contraire au règlement du marché européen au regard des règles en matière d'aide d'Etat, ce qui conduit à la suppression par le Conseil d'Etat, le 28 mai 2014, de l'arrêté tarifaire en vigueur (du 17 novembre 2008). Cela faisait suite à un recours en Conseil d'Etat contre le tarif d'achat éolien déposé en 2009 par un collectif d'opposants à l'éolien. Toutefois, dès le 1^{er} juillet 2014, un nouvel arrêté tarifaire est publié et rétablit un tarif d'achat identique au précédent, malgré un avis défavorable de la CRE pour qui le niveau des tarifs peut entraîner une rentabilité excessive pour certains sites bien ventés¹⁷⁶. Il est alors validé par la Commission européenne, pour une période de dix ans.

- *Dispositifs mis en place*

Dispositifs réglementaires et législatifs :

- La **règle des 5 mâts minimum par parc est supprimée**¹⁷⁷, car celle-ci est jugée trop contraignante pour le développement de l'éolien, d'autant que la problématique ciblée par ce dispositif (éviter le mitage visuel des territoires) est déjà en grande partie traitée par le régime des ICPE.
- Un amendement¹⁷⁸ du 1^{er} octobre 2012 **supprime l'obligation pour un parc d'être implanté dans une zone de développement de l'éolien (ZDE)** pour pouvoir bénéficier de l'obligation d'achat.
- Un autre amendement¹⁷⁹ permet de lever l'obstacle au développement de l'éolien terrestre dans les départements d'outre-mer. En effet, le double interdit des lois Grenelle II (parcs éoliens interdits à moins de 500m de zones d'habitation) et Littoral (constructions interdites à plus de 500m de zones d'habitation, en vertu du principe d'urbanisation en continuité) rendait le développement de l'éolien dans ces zones quasiment impossible. L'amendement permet de **déroger à cette règle d'urbanisation en continuité** et donc de rendre possible l'installation d'éoliennes en zone littorale.
- Le 29 mars 2013, un nouveau modèle de contrat d'achat d'électricité pour les installations éoliennes terrestres entre en vigueur. Celui-ci permet une **signature anticipée des contrats d'achat** qui pourra désormais intervenir dès la signature de la convention de raccordement au lieu de devoir attendre le raccordement effectif de l'installation.
- Le 4 mai 2014, un décret relatif à **l'expérimentation d'une autorisation unique** en matière d'installations classées (ICPE) est adopté. L'expérimentation se déroule sur 3 ans dans 7 régions de la France métropolitaine et vise à rassembler au sein d'une même autorisation

¹⁷⁶ Rapport CRE « coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, 2014

¹⁷⁷ Amendement n°482 du 1^{er} octobre 2012

¹⁷⁸ Amendement n°461 du 1^{er} octobre 2012

¹⁷⁹ Amendement n°458 du 1^{er} octobre 2012



différentes procédures, dans un but de simplification : l'autorisation ICPE, le permis de construire, l'autorisation de défrichement, la dérogation à l'interdiction de destruction d'espèces protégées et l'autorisation au titre du code de l'énergie.

Dispositifs de planification :

- La loi Brottes d'avril 2013 **supprime définitivement les Zones de Développement de l'Eolien**. La planification est désormais organisée par les schémas régionaux éoliens (SRE).

Dispositifs pour l'éolien en mer :

- Un **troisième appel d'offres pour l'éolien en mer (si l'on compte celui de 2004)** est lancé par le ministère en mars 2013 afin de compléter le premier appel d'offres avec l'ajout d'une puissance installée de 1 GW répartie entre deux zones : une au large de Dieppe - Le Tréport et l'autre au niveau des îles d'Yeu et de Noirmoutier. Ces deux projets ont été confiés au consortium composé d'Engie, EDP Renewable, et Neoen.
- L'arrêté tarifaire du 1^{er} juillet 2014 **met fin au tarif d'achat pour l'éolien en mer** dont le développement sera assuré à travers la procédure d'appels d'offres.

❖ *Premier bilan sur la période*

L'année 2013 enregistre le plus bas volume d'installations éoliennes depuis 8 ans, avec 581 MW installés. Ce résultat est non seulement la conséquence directe des mesures contraignantes prises sur la période précédente (loi Grenelle II) mais également et surtout la conséquence du recours en Conseil d'Etat contre le tarif d'achat (sur la période 2012-2014) qui a rendu incertain l'avenir de l'obligation d'achat pour l'ensemble de la filière éolienne française.

En réaction à cette baisse, les premiers effets des mesures introduites par la loi Brottes de 2013 (notamment la suppression de la règle des 5 mâts et la procédure de signature anticipée des contrats), associés à un effet rebond « post-recours », permettent de redynamiser le rythme des installations dès 2014 (avec plus de 1 100 MW installés).

Toutefois, l'impact de l'intégration de l'éolien, en août 2011, au régime des ICPE, avec l'ajout d'un poids administratif supplémentaire, constitue dans un premier temps un frein supplémentaire au déploiement plus massif de l'éolien sur les territoires. Cependant, l'ICPE a permis de mobiliser des moyens supplémentaires (au niveau de l'administration notamment) pour la gestion et l'encadrement des projets éoliens, permettant de rassurer les collectivités locales souhaitant développer l'éolien sur leur territoire tout en limitant les impacts sur le milieu environnant et les populations locales. La procédure « d'autorisation unique », expérimentée depuis 2014 et dont la généralisation est prévue dans la loi sur la transition énergétique de 2015, ne devrait impacter positivement les volumes installés qu'à partir de 2016 ou 2017.



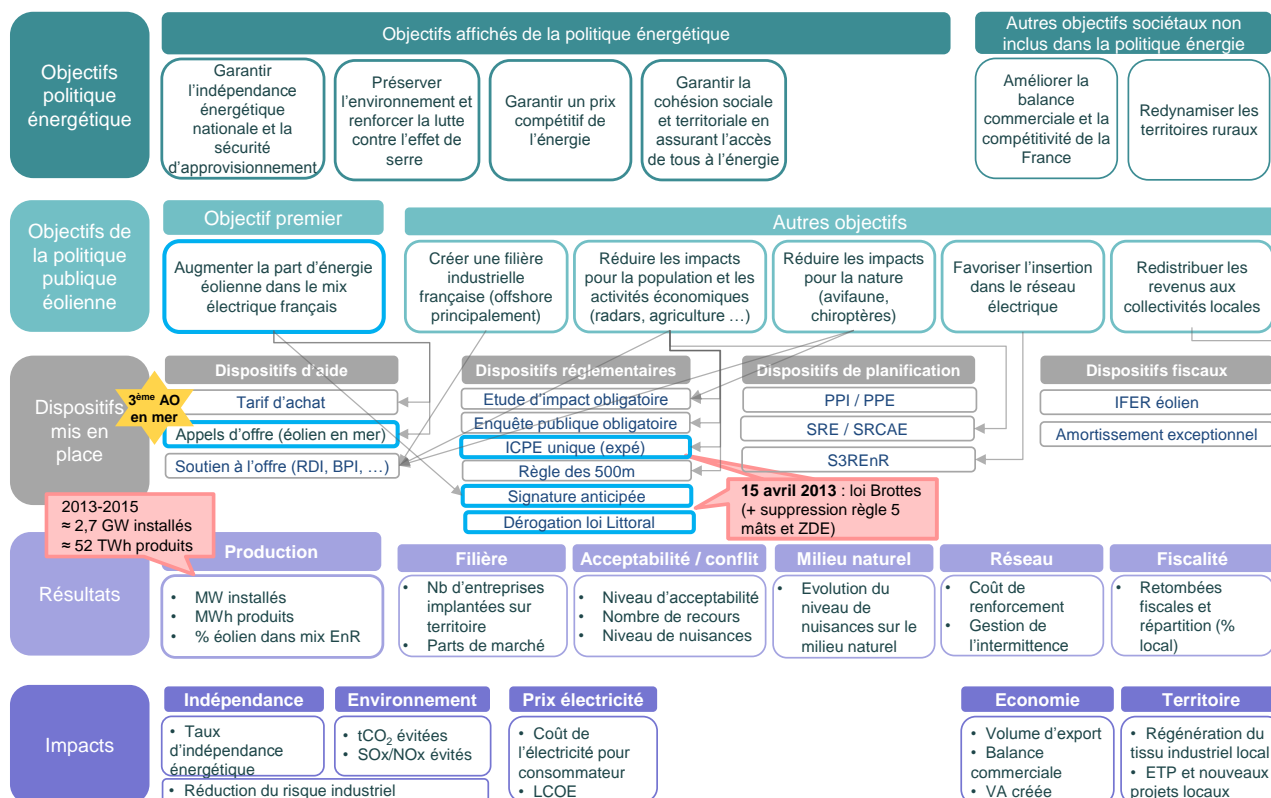


Figure 97 : Résumé de la politique de soutien sur la période 2013 – mi-2015

f. Post 2015

❖ Contexte

La Commission européenne a adopté le 28 juin 2014 de nouvelles lignes directrices concernant l'encadrement des aides d'Etat apportées aux filières d'énergies renouvelables. Celles-ci devront progressivement basculer vers un système de « complément de rémunération » (en lieu et place du système de tarif d'achat) et vers une généralisation des procédures de mise en concurrence (appels d'offres).

Par ailleurs, entre novembre et décembre 2015, la 21^{ème} conférence des Parties de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques se déroule à Paris et se fixe, par accord international, un objectif ambitieux de limitation du réchauffement mondial entre 1,5°C et 2°C d'ici 2100. Les moyens de production d'énergie décarbonée, tels que l'éolien, sont reconnus comme des solutions incontournables.

❖ Politique française

Le 17 août 2015, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte est promulguée avec l'encre d'objectifs ambitieux : porter la part des énergies renouvelables à 23% de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32% en 2030, ce qui est traduit par un objectif de 40% d'énergies renouvelables dans la production d'électricité à horizon 2030.

❖ Dispositifs mis en place

Dispositifs de planification :

- La loi du 17 août 2015 introduit un nouvel outil de planification permettant de décliner les orientations de la politique énergétique : la **Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE)**. A la différence des PPI qui n'étaient centrées que sur les moyens de production d'électricité, la



PPE traite de toutes les énergies et intègre également les volets de maîtrise de la demande, de sécurité d'approvisionnement, de développement du stockage de l'énergie et des réseaux. Toutefois, en attente de la publication de la PPE prévue courant 2016, un arrêté définissant les nouveaux objectifs de développement des différentes filières d'énergies renouvelables est publié le **24 avril 2016** afin d'apporter une visibilité maximale aux acteurs et investisseurs de ces filières. Cet arrêté¹⁸⁰ fixe pour l'éolien terrestre un objectif de 15 GW à fin 2018 et entre 21,8 et 26 GW à horizon 2023. Pour l'éolien en mer posé, des objectifs de 0,5 GW pour 2018 et 3 GW pour 2023 ont été retenus, avec également l'attribution de 0,5 à 6 GW en plus via de nouveaux appels d'offres.

Dispositifs réglementaires et législatifs :

- Prévu dans le cadre de la loi du 17 août 2015, **le régime de l'autorisation unique est généralisé** à toutes les régions de France depuis le 2 novembre 2015.
- La loi du 17 août 2015 apporte également un cadre plus favorable à la participation des citoyens et des collectivités locales dans les projets d'énergies renouvelables (éolien notamment), en effet :
 - la participation des habitants au capital des sociétés de projets pour les énergies renouvelables locales est désormais favorisée ;
 - les communes et leurs intercommunalités peuvent participer au capital d'une société anonyme dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables.

Dispositifs pour l'éolien en mer :

- Un quatrième appel d'offres est annoncé par l'Etat le 4 avril 2016 et officiellement lancé en décembre 2016, pour l'implantation d'éoliennes en mer au large de Dunkerque. De nouvelles mesures seront prises dans le cadre de cet appel d'offres afin de réduire les coûts et simplifier les procédures, notamment à travers :
 - la mise en œuvre d'une procédure de « dialogue concurrentiel » permettant aux candidats d'améliorer leurs offres au cours de la procédure ;
 - la réalisation d'études préalables de levée des risques (étude de vent, de houle, de profondeur, de composition des sols) par des établissements publics avant la remise définitive des offres.

¹⁸⁰ Arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables



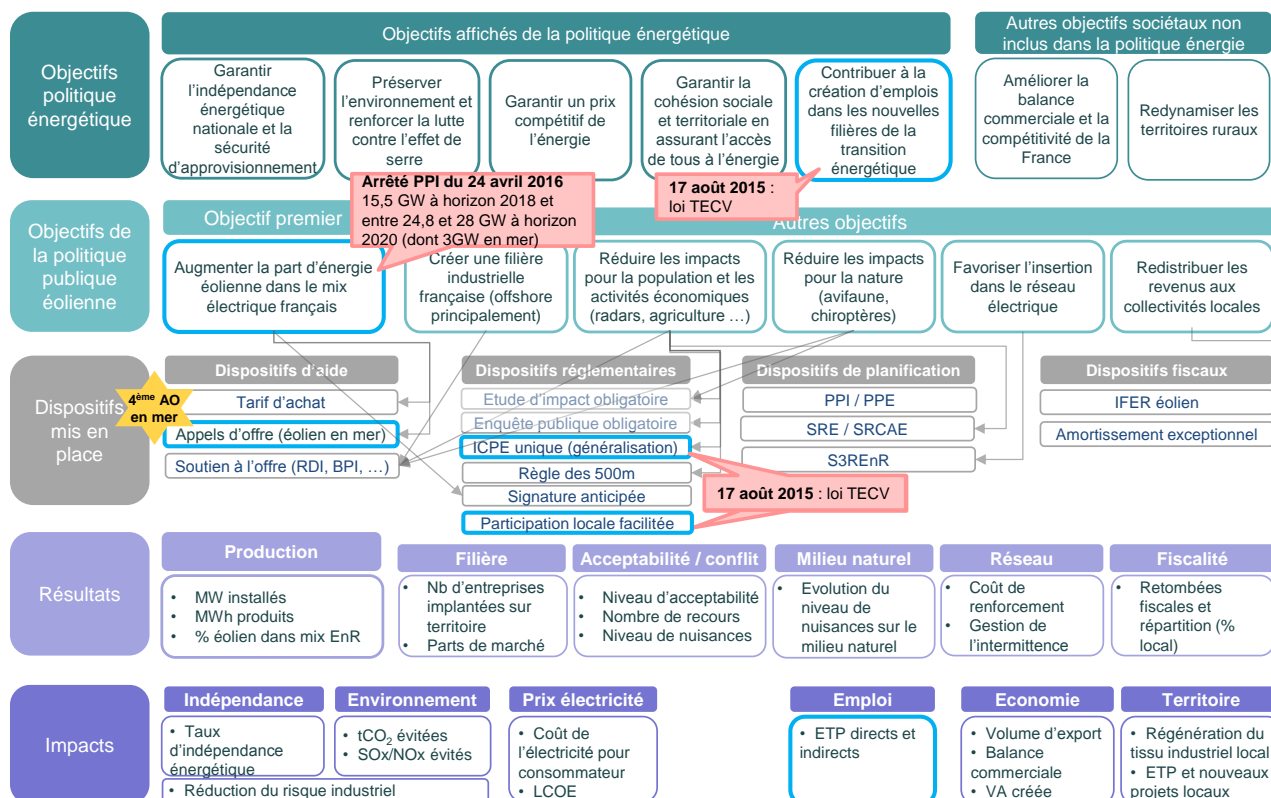


Figure 98 : Résumé de la politique de soutien sur la période post-2015

1.4. Questions évaluatives

A partir de la reconstruction de la logique d'intervention de la politique de soutien à l'éolien, il est possible de formuler un certain nombre de questions évaluatives auxquelles l'étude doit permettre de répondre. Ces questions évaluatives, présentées dans les tableaux ci-dessous, sont accompagnées d'indicateurs et de méthodes de collectes d'information permettant de répondre à la question.

	Enjeux / objectifs	Questions évaluatives	Indicateur
Efficacité	Augmenter la part d'énergie éolienne dans le mix électrique français	Q1.1. La capacité d'éolien installée sur le territoire est-elle à la hauteur des objectifs fixés par la politique de soutien ?	- MW installés annuellement - MW installés cumulés
		Q1.2. La politique de soutien à l'éolien a-t-elle permis une augmentation significative de la production d'électricité à partir d'éolien ?	- MWh éoliens produits - Part (en%) de l'éolien dans la production électrique renouvelable / dans la production électrique totale
	Créer une filière industrielle française	Q1.3. Dans quelle mesure, la politique de soutien a-t-elle permis l'émergence et la structuration d'une filière éolienne française, positionnée sur le marché domestique et à l'international ?	- Nombre d'entreprises implantées sur le territoire français sur les différents maillons de la chaîne de valeur - Part de la production française sur le marché de l'éolien terrestre / sur le marché de l'investissement - Emergence d'un turbiniériste français

	Enjeux / objectifs	Questions évaluatives	Indicateur
	Réduire les impacts pour le milieu environnant (population et faune) et les activités économiques	Q1.4. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de contrôler et limiter l'impact de l'éolien sur le milieu environnant (population et faune) et les activités économiques ?	<ul style="list-style-type: none"> - Estimation du niveau des gênes occasionnées - Liste et efficacité des mesures mises en œuvre - % de recours déposés par les groupes d'intérêt
Utilité	Garantir l'indépendance énergétique nationale et la sécurité d'approvisionnement	Q2.1. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de réduire la dépendance énergétique de la France ?	<ul style="list-style-type: none"> - Taux d'indépendance énergétique en % - Progression (en points de %) du taux d'indépendance énergétique
	Préserver l'environnement et renforcer la lutte contre l'effet de serre	Q2.2. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de réduire l'impact climatique du mix électrique français ? (émissions de GES)	<ul style="list-style-type: none"> - Emissions de GES évitées en MtCO₂-éq (directes et indirectes) - Poids de ces émissions évitées dans la réduction des émissions de GES de la France - gCO₂éq évité / kWh
		Q2.3. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de réduire en France les émissions d'autres polluants atmosphériques et d'autres impacts environnementaux ?	<ul style="list-style-type: none"> - Emissions de NO_x et SO₂ évitées - Emissions de particules fines évitées (en kgPM₁₀-éq) - Utilisation de la ressource en eau évitée (en m³) - Acidification évitée (en kgSO₂-éq) - Eutrophisation évitée (en kgP-éq et kgN-éq)
	Garantir un prix compétitif de l'énergie	Q2.4. La filière éolienne française est-elle devenue compétitive face aux autres moyens de production nationaux ?	<ul style="list-style-type: none"> - Traité de façon qualitative car les indicateurs de LCOE et le classement des filières sur la base du LCOE est jugé insuffisant
		Q2.5. La politique de soutien a-t-elle permis de garantir un prix de l'énergie abordable ?	<ul style="list-style-type: none"> - Part de la CSPE éolien dans le montant de CSPE total (en %) - Part de la CSPE éolien dans la facture d'électricité moyenne (en %)
	Assurer une production d'énergie à moindre risque	Q2.6. Dans quelle mesure la politique de soutien à l'éolien a-t-elle permis de réduire les risques liés à l'activité de production d'énergie ?	<ul style="list-style-type: none"> - Analyse qualitative des niveaux de risques respectifs des moyens de production du mix de référence et de l'éolien
Contribuer à la création d'emplois dans les nouvelles filières de la transition énergétique et dans l'ensemble de l'économie	Q2.7. La politique de soutien a-t-elle permis la création ou le maintien d'emplois français non délocalisables ?	<ul style="list-style-type: none"> - ETP associés à la production de la filière éolienne française - Ratio ETP/MW installé et évolution de ce ratio - Part « non délocalisable » de ces ETP (en %) 	

	Enjeux / objectifs	Questions évaluatives	Indicateur
	Améliorer la balance commerciale de la France	Q2.8. La politique de soutien à l'éolien a-t-elle permis d'améliorer la balance commerciale de la France ?	- Importations et exportations en M€ - Evolution et solde des deux
	Redynamiser les territoires ruraux	Q2.9. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de redynamiser les territoires ruraux ?	- Part des communes où des entreprises locales interviennent dans les projets - Montant moyen de revenus fiscaux par MW revenant aux collectivités locales
Efficienc	Développer la production éolienne à moindre coût	Les résultats obtenus par la politique de soutien l'ont-ils été à un coût raisonnable ?	- Analyse qualitative
Analyse coûts-bénéfices		Est-ce que les bénéfices de la politique de soutien à l'éolien justifient les coûts de cette même politique ?	- Estimation des coûts et des bénéfices de la politique de soutien à l'éolien, en différentiel par rapport à un scénario

Tableau 3 : Liste des questions évaluatives retenues dans le cadre de cette étude et présentation succincte des indicateurs choisis pour l'analyse.

1.5. Description du mix de référence

Dans le cadre de cette étude, le mix de référence se définit comme le mix électrique « non-aidé » (c'est-à-dire hors politique publique de soutien aux EnR) qui serait hypothétiquement venu remplacer les MWh d'électricité éolienne produits, si le dispositif de soutien à l'éolien n'avait pas été mis en place. En raison d'un certain nombre d'hypothèses simplificatrices exposées ci-dessous, il est composé des moyens de production « non-aidés » suivants : nucléaire, gaz, charbon et fioul.

Le mix de référence sert de référentiel à l'évaluation d'un certain nombre de **coûts et bénéfices** de la politique de soutien à l'éolien, en différentiel par rapport à la situation qui serait advenue si les moyens de production « non-aidés » en question avaient remplacé l'électricité éolienne effectivement produite sur la période.

La méthode retenue pour établir ce mix de référence est la méthode dite de « merit-order shifting ». L'application de cette méthode repose sur les deux étapes suivantes :

- **Etape 1 - Sur une année donnée, on classe la production des filières selon un merit-order économique.** La logique du merit order (ou ordre de préséance économique) consiste, dans une optique de minimisation du coût de production de l'électricité, à faire appel aux différentes unités de production suivant un ordre de priorité basé sur un coût marginal croissant (Figure 99 : Merit-order économique (illustration)). Les énergies renouvelables dites « fatales » (éolien, photovoltaïque, hydraulique au fil de l'eau), avec un coût marginal quasi-nul, sont ainsi appelées en premières dans le merit-order, suivies des moyens de base (nucléaire) puis de semi-pointe (centrales à charbon et à gaz) pour finir par les moyens de pointe et d'extrême pointe (fioul notamment). En pratique, la logique du merit order n'est pas statique et peut évoluer d'une période à l'autre : un moyen de production peut avoir un coût marginal plus faible qu'un autre à un instant t mais se retrouver plus cher à un autre instant (le gaz et le charbon ont ainsi permuté de position au cours des dernières années, dû à des variations dans les prix du gaz et du charbon).



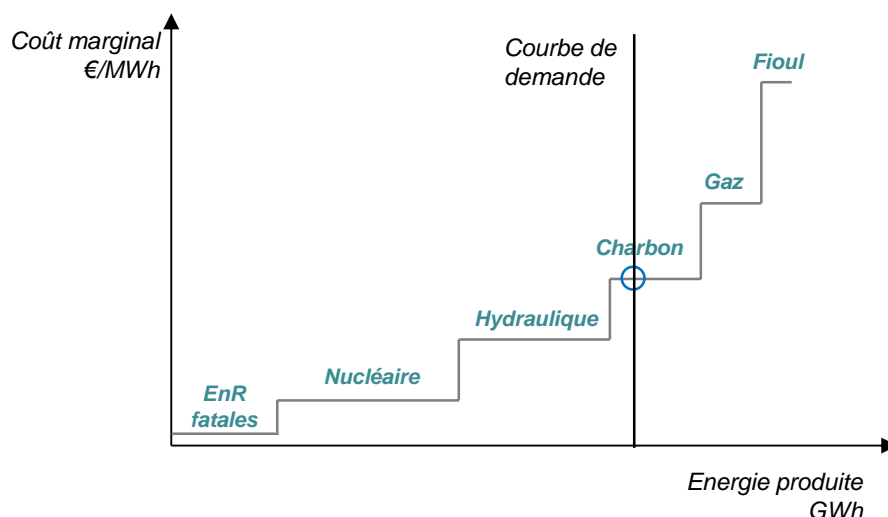


Figure 99 : Merit-order économique (illustration)

NB : le graphe est montré à titre illustratif. Ni les coûts marginaux représentés, ni les quantités d'énergie produites ne sont à une échelle représentative de la réalité.

- Etape 2 – On retire la production éolienne du merit-order sur une période de production donnée.** La courbe de merit-order se déplace suite au retrait de l'éolien et fait varier les moyens de production marginaux appelés (dans l'exemple ci-dessous, la part du charbon augmente et le gaz fait son apparition dans le mix énergétique en remplacement de la production éolienne). Le mix de référence correspond alors aux moyens de production venant remplacer l'éolien sur les différentes périodes de production considérées, en tenant compte du merit-order et de la disponibilité constatée¹⁸¹ des différents moyens de production¹⁸². Par ailleurs, certains moyens de production dits « flexibles », comme les centrales à gaz, participent à la réserve primaire et secondaire et peuvent ainsi être activés, à une certaine puissance-seuil, indépendamment de la logique de merit-order ; ces seuils de production minimale de certains moyens de production (gaz et fioul notamment) sont également pris en compte¹⁸³.

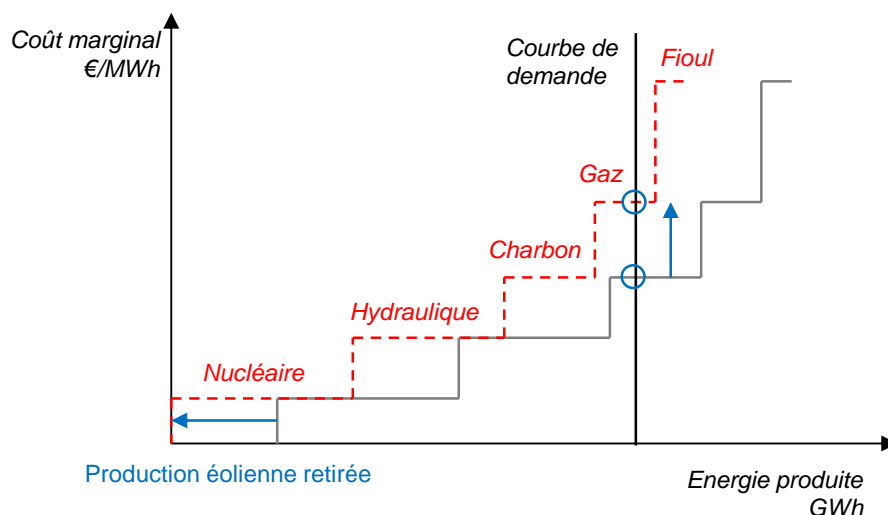


Figure 100 : Conséquence du retrait de l'éolien sur le merit-order économique (illustration)

Dans le cas de la présente étude, l'application de cette méthode repose sur différentes hypothèses simplificatrices :

¹⁸¹ La disponibilité constatée d'un moyen de production correspond à la puissance maximale pouvant être mobilisée pour ce dit moyen de production. Elle prend notamment en compte les cycles de maintenance des centrales de production.

¹⁸² Les données de production et de disponibilité des différents moyens de production proviennent du gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE (données en libre accès sur le site rte-france).

¹⁸³ La détermination de ces seuils provient d'une analyse réalisée par I Care & Consult sur les profils de production des différents moyens de pointe appelés (gaz et fioul)

- La présente étude vise à évaluer les coûts et bénéfices de la politique de soutien à l'éolien, relativement au mix « non-aidé ». Par conséquent, le mix de référence n'inclut pas dans le merit-order les autres moyens de production renouvelables aidés via les tarifs d'achat (photovoltaïque et bioénergie notamment).
- Le merit-order ne tient pas compte non plus de la production hydraulique qui, par supposition, n'entre pas en concurrence avec l'éolien. En effet, l'hydraulique au fil de l'eau, en tant qu'énergie fatale à coût marginal quasi-nul, est automatiquement sollicité (au même titre que l'éolien), et l'hydraulique de barrage, en tant que moyen de pointe à coût marginal faible, sera de toute façon privilégiée aux autres moyens de production fossile lors des périodes de forte demande.
- L'électricité importée et exportée au départ et vers les pays voisins n'est pas non plus intégrée au modèle (à noter qu'aucune corrélation directe entre production éolienne et volumes d'importation/exportation n'a pu être constatée¹⁸⁴).
- L'analyse ne porte que sur les années 2011 – 2015, les données n'étant pas disponibles filière par filière et au pas de temps horaires pour les années précédentes. Toutefois, cette période représente à elle-seule près de 72% de la production éolienne de la période 2000-2015, ce qui lui donne un poids prépondérant.
- Par ailleurs, sur cette période 2011-2015, l'ordre de déclenchement des différents moyens de production (i.e. le merit order) est supposé figé suivant l'ordre « nucléaire < charbon < gaz < fioul ». Cette hypothèse repose sur le fait que, depuis 2011, le charbon est plus compétitif que le gaz pour la production d'électricité en Europe¹⁸⁵ d'où son positionnement plus bas sur l'échelle du merit-order. En revanche, sur la période précédente (2008-2010), les centrales à gaz étaient plus compétitives que les centrales à charbon (en raison d'un différentiel de coût d'approvisionnement en matières premières plus réduit entre les deux sources fossiles), inversant ainsi le merit-order. Le mix retenu introduit donc un léger biais dans le sens d'une sous-estimation de la part de charbon dans le mix de référence, ce qui revient à prendre des hypothèses conservatrices en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Les éventuelles fermetures de centrales sur la période pré-2011, en modifiant la puissance disponible du moyen de production concerné, impactent également le mix énergétique du scénario de référence sur la période précédant 2011, introduisant ainsi un biais supplémentaire. Toutefois, la période pré-2011 n'étant pas une période de surcapacité (contrairement à la période 2012-2015) et l'éolien ayant une pénétration encore très limitée, les fermetures de centrales sont rares et peu corrélées à la montée en charge de l'éolien.

Cette méthode, appliquée aux années 2011 à 2015 à partir des données de production horaire de l'électricité, permet d'obtenir les mix de référence en Figure 101 : Contribution de chaque filière dans le mix de référence (les résultats de MWh remplacés figurent dans le tableau ci-dessous).

¹⁸⁴ L'analyse de la production éolienne en fonction des imports/exports sur la période (2012-2015) conduit à un coefficient de corrélation très faible, égal à -0,13.

¹⁸⁵ La baisse drastique du prix du charbon importé (-32% entre 2011 et 2013), due en grande partie à l'arrivée massive de charbon américain en Europe (suite à l'essor du gaz de schiste aux Etats-Unis), combiné à un effondrement des prix du CO₂ en Europe (jusqu'à un prix de 5 €/tCO₂), a rendu le charbon plus compétitif que le gaz à partir de 2011. La part du gaz dans la production d'électricité européenne est ainsi passée de 25% en 2010 à seulement 17% en 2013 (source : IFPEN). En France, cela s'est notamment traduit par la mise à l'arrêt de cycles combinés gaz sur la période 2013-2014 (RTE, BP 2014)



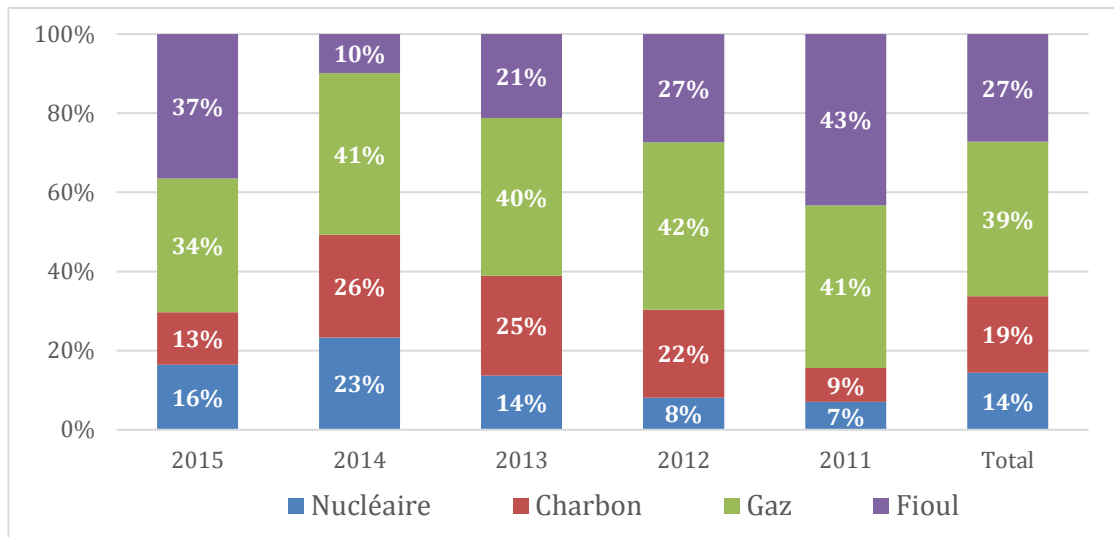


Figure 101 : Contribution de chaque filière dans le mix de référence
 Source : données RTE pour la production horaire, modèle et analyse | Care & Consult

Année	Energie de remplacement (MWh)				Production éolienne remplacée (MWh)
	Nucléaire	Charbon	Gaz	Fioul	
2015	3 433 441	2 777 221	7 059 993	7 635 557	20 906 212
2014	3 977 619	4 425 084	6 966 216	1 690 057	17 058 975
2013	2 171 810	4 021 782	6 338 876	3 379 871	15 912 339
2012	1 207 549	3 308 719	6 310 700	4 075 746	14 902 714
2011	828 142	1 009 668	4 848 527	5 099 192	11 785 528
Mix moyen	2 323 712	3 108 495	6 304 863	4 376 084	16 113 153

Tableau 4 : Moyens de production venant en substitution de l'éolien dans le mix de référence
 Source : données RTE pour la production horaire, modèle et analyse | Care & Consult

Le mix de référence varie significativement d'une année sur l'autre sur la base de multiples facteurs parmi lesquels peuvent être cités :

- La demande en électricité, qui peut varier d'une année sur l'autre, en fonction de la conjoncture économique (production plus ou moins intensive des industries) et du profil de température (une année douce entraîne une plus faible demande ce qui sollicitera a priori moins les moyens de production de pointe ou semi-pointe qu'une année froide) ;
- La pluviométrie de l'année en question : une forte pluviométrie apporte des réserves hydrauliques plus conséquentes, ce qui réduit les besoins en énergie de pointe ;
- La disponibilité des centrales de production ;
- Le coût des énergies fossiles (gaz, charbon, fioul), ce qui a un impact direct sur le merit-order et donc sur la répartition des moyens de production d'électricité à base d'énergie fossile ;
- La quantité d'électricité exportée et importée auprès des pays voisins.

Pour la suite de l'étude et l'analyse de la période 2000-2015, un mix moyen a été retenu, correspondant à la moyenne pondérée des 5 années étudiées (Figure 102) :



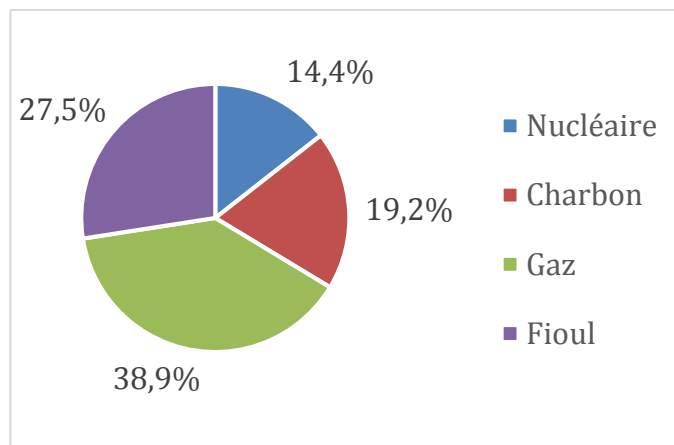


Figure 102 : Mix de référence moyen pondéré retenu pour l'étude

En outre, afin de faire une analyse de sensibilité par rapport au choix du mix de référence moyen, deux variantes alternatives ont été définies avec des mix énergétiques significativement différents. Ces variantes sont utilisées dans l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre évitées par l'éolien. Elles ont été sélectionnées sur la base des facteurs d'émission des mix des différentes années étudiées (Figure 103). Ces deux variantes correspondent respectivement au mix le moins émetteur (année 2014 avec 519 gCO₂/ kWh produit) et au mix le plus émetteur (année 2012 avec 612 gCO₂/ kWh produit) (Figure 104).

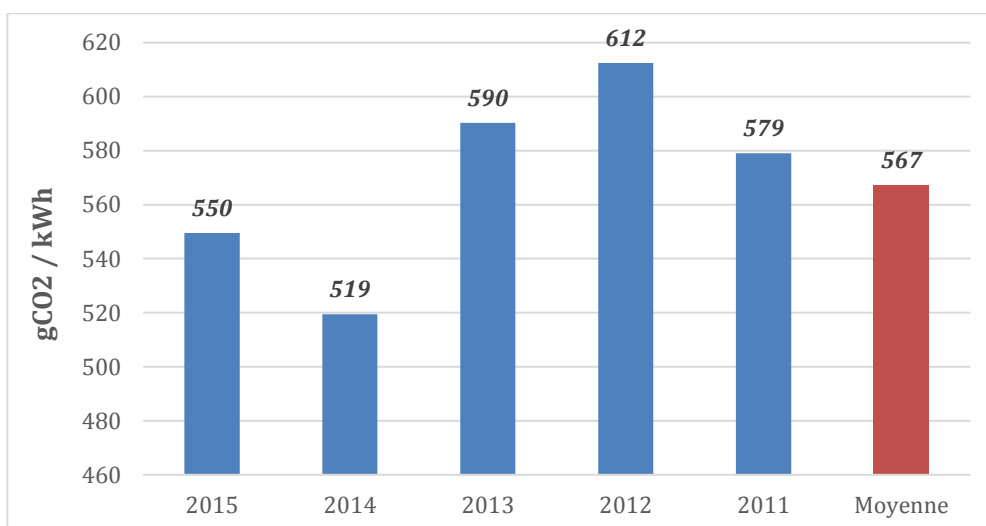


Figure 103 : Facteurs d'émission des différents mix de référence

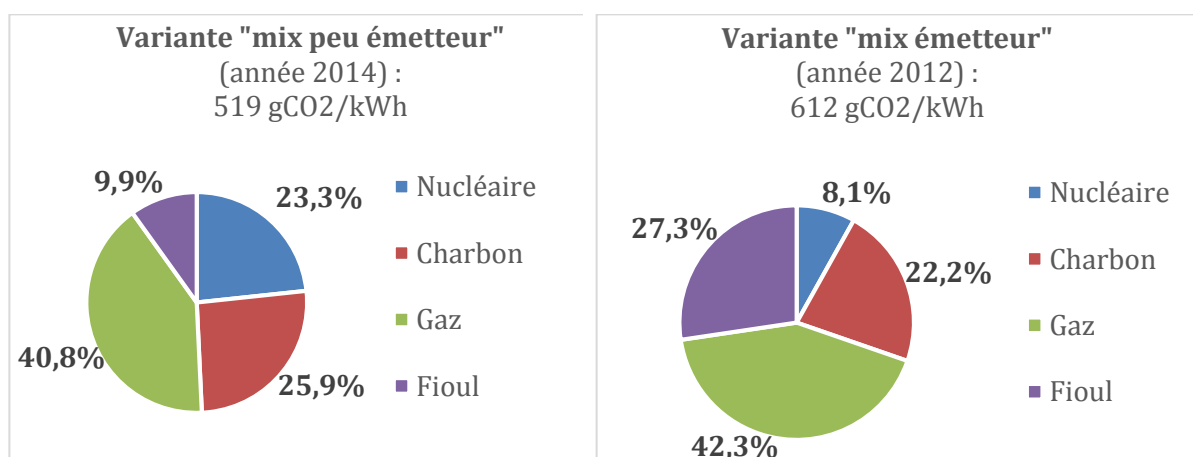


Figure 104 : Variantes mix « peu émetteur » / mix « émetteur »



2. ANALYSE DE L'EFFICACITE DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN

2.1. La capacité d'éolien installée sur le territoire est-elle à la hauteur des objectifs fixés par la politique de soutien ?

Une analyse des capacités installées au regard des objectifs fixés à différents moments de la politique énergétique française a été menée. Les objectifs ont été linéarisés par période et les objectifs minimum et maximum ont été distingués lorsqu'une fourchette d'objectifs avait été définie pour une période donnée (Figure 105). Les différents objectifs fixés sur la période étudiée sont rappelés dans le tableau ci-contre :

Date de parution de l'objectif	Objectif	Puissance installée à la date de parution de l'objectif	Origine de l'objectif
Février 1996	Entre 250 et 500 MW installés d'ici 2005	< 40 MW en 1996	Programme « Eole 2005 »
Mars 2003	Entre 2 et 6 GW installés au 1 ^{er} janvier 2007 (dont 0,5 à 1,5 GW en mer)	142 MW installés fin 2002	PPI de 2003
Juillet 2006	13,5 GW à fin 2010 (dont 1 GW en mer), 17 GW à fin 2015 (dont 4 GW en mer)	877 MW installés fin 2005	PPI de 2006
Décembre 2009	11,5 GW installés à fin 2012 (dont 1 GW en mer), 25 GW installés à fin 2020 (dont 6 GW en mer)	4,7 GW installés fin 2009	Arrêté PPI de 2009
Avril 2016*	15,5 GW à fin 2018 (dont 0,5 GW en mer) et entre 24,8 et 29 GW à fin 2023 (dont 3 GW en mer).	10,3 GW installés fin 2015	Arrêté PPE de 2016

*Non-couvert dans le périmètre de ce travail d'évaluation

Tableau 5 : liste des objectifs de développement de l'éolien, classée par ordre chronologique de parution

Dans les ZNI : Des objectifs propres aux zones non interconnectées (ZNI)¹⁸⁶ ont pu être fixés sur la période 2000-2015, avec un objectif total avoisinant les **300 MW pour 2020**. Avec seulement 57 MW¹⁸⁷ raccordés dans les DOM et en Corse fin 2015, les ZNI sont encore loin de leurs objectifs (seul 20% de leur objectif est atteint). En particulier, la Corse s'est fixée en mars 2007¹⁸⁸ des objectifs de 100 MW raccordés à horizon 2015 et seuls 18 MW l'ont finalement été.

Le graphique ci-dessous présente la capacité installée par an et les objectifs linéarisés.

¹⁸⁶ Objectifs ZNI : Corse (100 MW à horizon 2015), Guadeloupe (118 MW en 2020), Guyane (30 MW en 2030), Martinique (25 MW en 2020), Mayotte (NA), La Réunion (50 MW en 2020). Source : Rapport conjoint CGEDD/CGEJET « Développement de l'énergie éolienne terrestre dans les DOM et en Corse », 2012.

¹⁸⁷ 39 MW dans les DOM et 18 MW en Corse (source : SOeS)

¹⁸⁸ Schéma éolien corse du 29 mars 2007



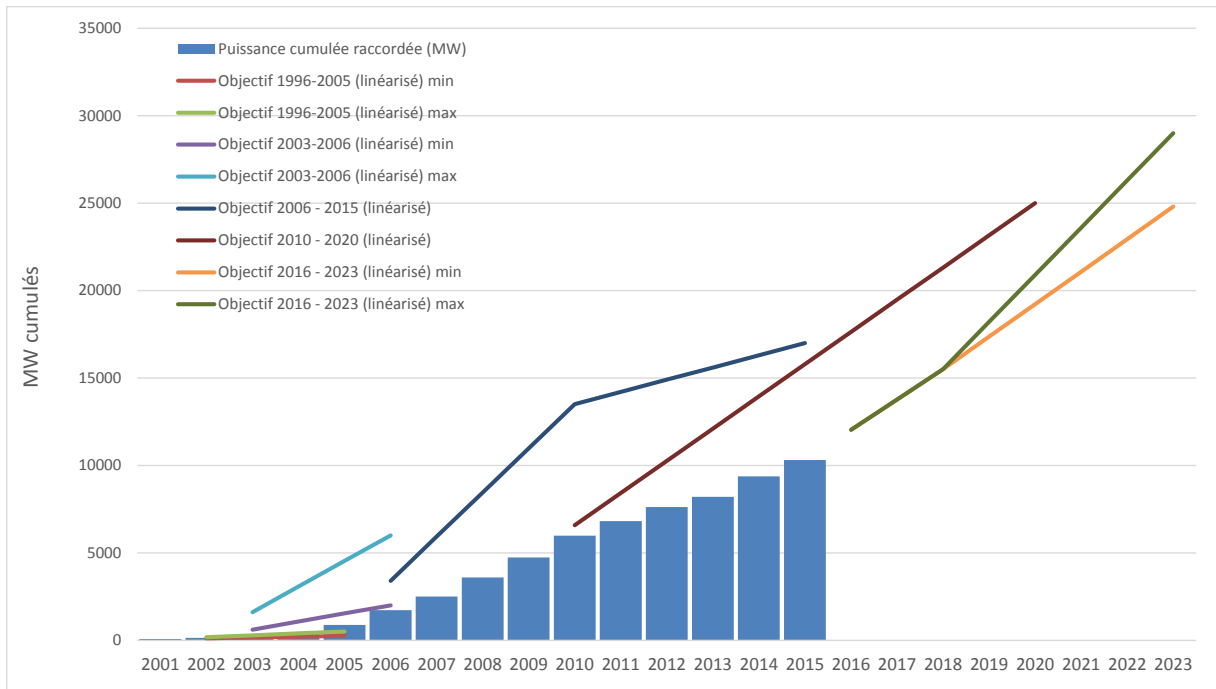


Figure 105 : Objectifs, période par période, de la politique de soutien à l'éolien (en cumulé pour l'éolien terrestre et en mer)

Sources : Données SoeS, arrêtés PPI 2003, PPI 2006, PPI 2009, analyse I Care & Consult

Afin de comparer, année après année, l'atteinte ou non des objectifs, une annualisation de ces objectifs (correspondant au rythme annuel d'installations nécessaire à l'atteinte d'un objectif donné, et calculé sur la base de la puissance installée cumulée à l'année où l'objectif est adopté) a été réalisée et mise en regard avec la puissance annuelle effectivement raccordée (Figure 106). Afin de faciliter l'interprétation des données présentées, l'impact (positif ou négatif) des principaux dispositifs a été représenté. Les évolutions observées étant dues à différents facteurs et les dispositifs présentant une certaine inertie dans la manifestation de leur impact, cette représentation ne constitue qu'un élément explicatif parmi d'autres.

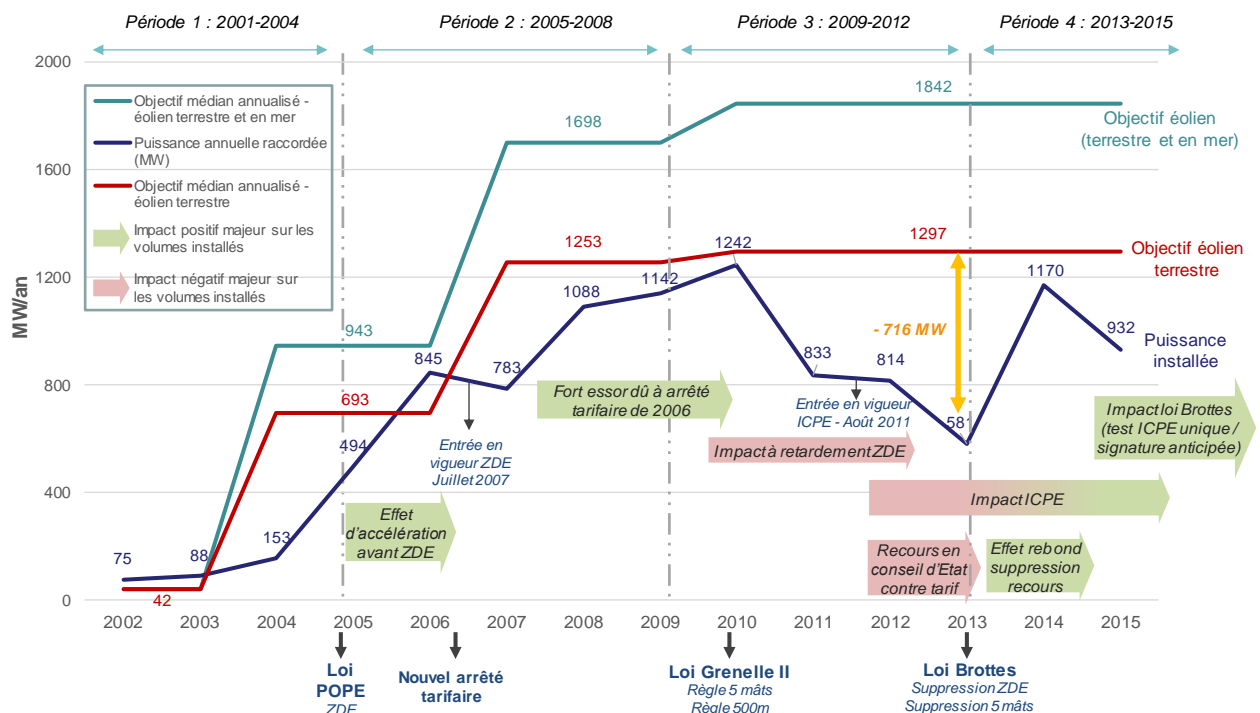


Figure 106 : Comparaison entre les objectifs annuels d'éolien terrestre installé et le réalisé (pour la filière terrestre et au global), et mise en évidence des impacts positifs et négatifs majeurs sur les volumes



Différents constats peuvent ainsi être portés :

- Dès 2004, la puissance éolienne installée en terrestre se retrouve **globalement en deçà des objectifs fixés annualisés** (différentiel de 300 MW/an en moyenne) avec un différentiel maximum atteint en 2013 avec plus de 700 MW de retard sur l'objectif annualisé. Seule l'année 2006, avec près de 845 MW installés, dépasse le rythme annuel nécessaire.
- En ce qui concerne l'éolien en mer, des objectifs ont été fixés très tôt (dès 2003) puis ont été renouvelés et rehaussés à chaque nouvelle période mais sans n'être jamais atteints : en 2015, aucun MW n'a encore été installé en France.
- Les causes de ce manquement aux objectifs sont multiples :
 - des **changements réglementaires fréquents** et un empilement de contraintes sous-optimisé, sur la période 2000-2015 (tous les 3 ans environ), se donnant explicitement pour objectifs de **limiter les impacts sur le milieu environnant et les gênes ressenties par les populations, ou encore de donner un cadre pour arbitrer les conflits d'usage**, mais qui ont aussi eu pour conséquence :
 - **d'allonger les délais administratifs et les temps de développement** : la mise en œuvre des zones de développement de l'éolien (ZDE) ou l'application du régime des ICPE aux installations éoliennes, en particulier, ont nécessité une montée en compétence des collectivités locales et des développeurs ;
 - d'amener à **une inflation du nombre de recours** auxquels étaient sujets les projets en développement, allongeant fortement les délais : ZDE (les ZDE étant elles-mêmes sujettes à délais) et ICPE ;
 - de réduire le gisement de foncier accessible : **mise en place de la règles des « 5 mâts » et distance minimale aux habitations de 500m** ;
 - de ralentir la baisse des coûts de développement des parcs éoliens (et donc de ralentir par la même occasion la baisse du montant de CSPE requis pour couvrir les frais d'investissement).
 - des **problématiques d'acceptabilité (locales ou systématiques) qui, couplées aux évolutions réglementaires ci-dessus, ont été à l'origine de nombreux recours** pouvant remettre en cause ou retarder de façon significative le développement des projets ;
 - des incertitudes pesant sur le dispositif de l'obligation d'achat : bien que les conditions de rémunération des producteurs éoliens soient restées stables dans le temps (tarifs d'achat quasi-inchangés depuis 2001), le **recours en Conseil d'Etat contre le tarif d'achat de 2008** a fait peser un risque important sur la viabilité des parcs en développement qui n'avaient pas encore sécurisé un contrat d'achat ;
 - un allongement des **délais de raccordement a également tiré les rythmes annuels raccordés à la baisse**¹⁸⁹. L'enquête menée auprès des développeurs éoliens dans le cadre de la présente étude, fait état de délai de raccordement s'étirant entre 6 et 40 mois en fonction des projets, avec une moyenne à 17 mois environ^{190, 191}.

¹⁸⁹ Il serait de près de 50% entre 2007 et 2014 selon les représentants de la profession. Chiffres basés sur l'analyse de la FEE « Evolution des coûts et délais de raccordement » (janvier 2015) qui témoigne d'un allongement des délais de raccordement de 20 mois en 2007 à 30 mois en 2014. Les délais mentionnés par la FEE correspondent à la période séparant la signature de la proposition technique et financière (PTF) de raccordement et la mise à disposition du raccordement.

¹⁹⁰ Résultats tirés de l'enquête réalisée en 2016 auprès des développeurs éoliens. Les réponses couvrent 56 projets et la fourchette présentée (6 mois – 40 mois) correspond respectivement au 10^{ème} et au 90^{ème} centile. Contrairement à l'étude conduite par la FEE (note 26), les délais de raccordement correspondent ici à la période séparant la date de signature de la convention de raccordement et la date de raccordement effective des installations.

¹⁹¹ Prévu par la loi sur la transition énergétique d'août 2015 et mis en application à partir d'avril 2016, le délai courant entre la date de signature de la convention de raccordement et la date effective de raccordement de l'installation est désormais plafonné à 18 mois (Décret n° 2016-399 du 1er avril 2016 relatif au délai de raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable). Le plafond de 18 mois est valable pour tout moyen de production d'électricité renouvelable supérieur à 3kW.



- pour l'éolien en mer, une répartition des risques peu favorable au porteur de projet (connaissance de la zone, raccordement éolien en mer etc.).

Les capacités éoliennes installées sur le territoire, année après année, n'ont donc pas été à la hauteur des objectifs fixés par la politique de soutien. En 2012, le parc éolien terrestre installé cumulé atteignait 7 600 MW, bien en deçà de l'objectif fixé par la PPI 2009 à 10 500 MW. L'éolien en mer n'a pas non plus rempli les objectifs spécifiques qui avaient été fixés : aucun des parcs attribués jusqu'à aujourd'hui n'est en fonctionnement. Sur la période 2004-2015, l'atteinte des objectifs fixés (pour l'éolien terrestre et en mer) aurait nécessité l'installation de 1580 MW/an. Or le rythme annuel moyen effectif a été sur la même période de 840 MW/an, soit un différentiel de 740 MW/an en moyenne. La non atteinte des objectifs en termes de MW installés de la politique de soutien à l'éolien s'explique par le fait qu'un certain nombre de difficultés n'ont pas été suffisamment anticipées lors de la fixation des objectifs et du cadre réglementaire : durée de développement des projets, aménagement du réseau électrique et coûts afférents, cohabitation avec d'autres activités régaliennes et économiques, et enjeux d'aménagement du territoire.

2.2. La politique de soutien à l'éolien a-t-elle permis une augmentation significative de la production d'électricité à partir d'éolien ?

A partir des années 2000, la France s'est fixé des objectifs significatifs de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable. La transposition par la France de la directive européenne 2001/77/CE de 2001 visait à faire passer la part renouvelable de la consommation électrique française de 15% en 1997 à **21% en 2010**, grâce en partie au développement de l'éolien (les gisements hydrauliques étant déjà en grande partie mobilisés sur le territoire national).

Fin 2008, l'Union européenne adopte le paquet énergie-climat avec notamment l'objectif de satisfaire 20% de sa consommation finale d'énergie par les énergies renouvelables à l'horizon 2020. Cette ambition se traduit par une cible de 23% pour la France et un objectif spécifique de 27% pour l'électricité.

En août 2015, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte fixe de nouveaux objectifs ambitieux pour la France : **passer à 40% d'électricité d'origine renouvelable dans la production électrique française à l'horizon 2030**.

En pratique, en 2010, avec une part d'énergies renouvelables dans la consommation électrique totale de 15,1 %, l'objectif des 21 % n'a pas été atteint par la France (Figure 107). Toutefois, l'éolien, avec une contribution de près de 2 points de pourcentage sur ces 15,1% (contre seulement 0,1 point pour le photovoltaïque), permet de venir compenser la perte de production hydraulique sur ces années.



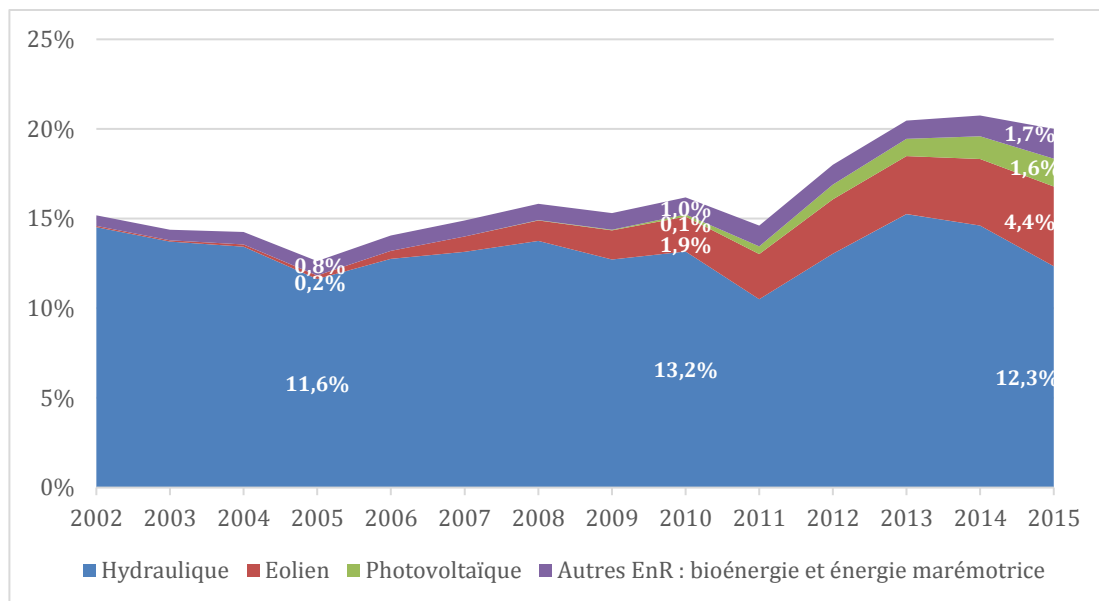


Figure 107 : Part des énergies renouvelables dans la consommation brute d'électricité en France
Sources : données RTE

L'année 2015, avec 20% d'énergies renouvelables dans la consommation électrique française, reste toujours en-deçà des 21% mais l'éolien occupe alors une part significative du mix électrique renouvelable avec une **part supérieure à 22%** (Figure 108), contre 8% pour le photovoltaïque, et une contribution à hauteur de 4,4 points de pourcentage sur les 20% de pénétration renouvelable (Figure 107).

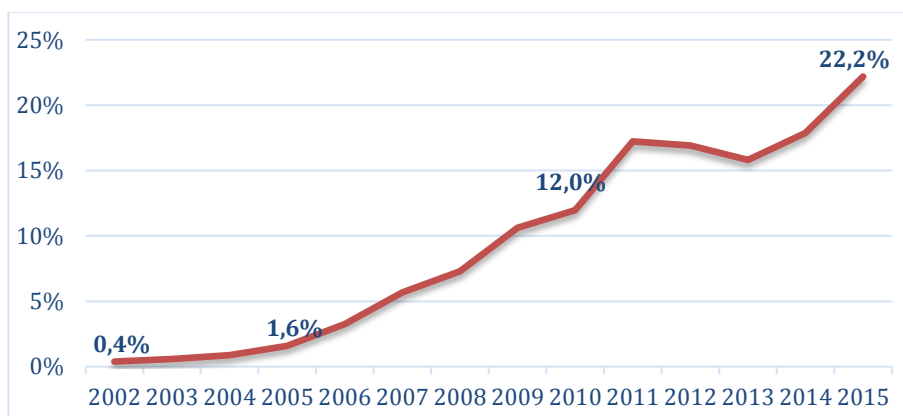


Figure 108 : Part de l'éolien dans la production d'électricité renouvelable

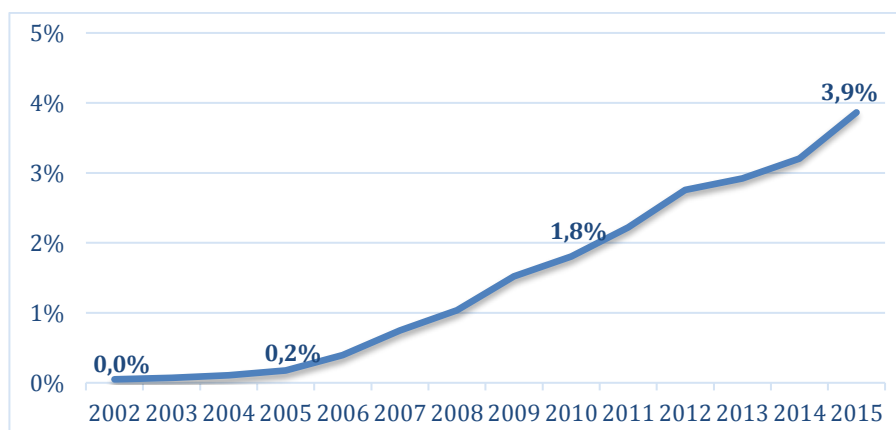


Figure 109 : Part de l'éolien dans la production totale d'électricité
Sources : données RTE



Si les objectifs fixés par la France en termes de pénétration de renouvelables dans la consommation électrique française n'ont pas été atteints, l'éolien a toutefois contribué de façon significative à la croissance du mix renouvelable français et représente en 2015 près de 3,9% de la production totale d'électricité (Figure 108) et plus de 22% du mix de production renouvelable français (contre seulement 0,4% en 2002, au début de la période de soutien).

2.3. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis l'émergence et la structuration d'une filière éolienne française, positionnée sur le marché domestique et à l'international ?

La notion de structuration de filière est apparue tardivement dans les objectifs de la politique de soutien à l'éolien en France (cf. section 2.3.1.) et elle a principalement émergé lors du lancement des premiers appels d'offres pour l'éolien en mer en 2011. Sur la période antérieure à 2011, l'objectif de création d'une filière industrielle n'était pas explicitement affiché comme objectif de la politique de soutien.

Le benchmark réalisé précédemment dans le cadre de la présente étude¹⁹² a mis en évidence six facteurs favorisant le développement et la structuration d'une filière éolienne domestique :

1/ L'existence d'atouts industriels présents localement, avec des activités industrielles proches du monde de l'éolien avec laquelle des synergies peuvent se faire (ex : l'aviation avec Airbus).

2/ L'existence d'un marché domestique pérenne, la taille du marché national et la visibilité sur le marché national étant les facteurs largement prédominants de la réussite du développement d'une industrie locale (et de l'attraction d'investisseurs étrangers).

3/ La mise en place d'« exigences de contenu local », permettant de développer le marché domestique tout en encourageant les retombées industrielles et sociales sur le territoire national.

4/ L'aide aux exportations, via des dispositifs de soutien dédiés et des stratégies de promotion des produits nationaux. L'export étant un moyen pour les acteurs de diversifier leur portefeuille-client et de ne plus dépendre seulement du marché domestique, il peut jouer un rôle fort dans la structuration d'une filière.

5/ La mise en place d'un soutien précoce à la recherche et au développement, afin d'aider les acteurs nationaux à innover et à améliorer les performances de leurs systèmes tout en abaissant leur coût.

6/ L'émergence et la consolidation d'un grand turbinier national, qui aurait bénéficié des différents leviers mentionnés précédemment (marché domestique favorable, aide à la R&D et à l'export, présence d'un écosystème d'entreprises) et qui jouerait un rôle de chef de file pour la filière et de leader sur la scène internationale.

Cette liste de facteurs est révélatrice du fait qu'une politique de structuration de filière doit avant tout être adaptée aux caractéristiques du tissu économique national et au contexte international, pour être couronnée de succès.

❖ *Quel état des lieux peut-on dresser de la filière éolienne française en 2015 ?*

En 2015, la filière éolienne représente en France environ 600 entreprises¹⁹³, dont plus de 130 industriels fabricants de composants et turbiniers, plus de 100 développeurs, plus de 70 entreprises d'exploitation et maintenance, environ 110 entreprises du BTP et 140 bureaux d'études. Hors bureaux d'études et développeurs, en 2008, les fédérations professionnelles recensaient environ 140 entreprises

¹⁹² Notamment la section IV-7 de la partie 1 de la présente étude

¹⁹³ Ce décompte exclut certaines sociétés d'exploitation liées à un parc, dont le chiffre d'affaires vient de la vente de l'énergie du parc, qui n'ont aucun salarié et ne réalisent en propre aucune opération d'administration ou de maintenance. Il exclut également les services généralistes : banques, avocats, experts-comptables, assurances.



actives dans la filière éolienne¹⁹⁴. Ce chiffre est d'environ 350 pour l'année 2015. La filière éolienne française a donc connu en 7 ans une croissance significative du nombre d'entreprises présentes dans l'éolien, sur les maillons de la fabrication, de l'exploitation/maintenance et du génie civil.

Au total, en 2015, la part de la production française dans le marché éolien terrestre domestique s'élevait à environ 62% (sur un marché d'environ 1,8 Md€). Toutefois, sur la phase investissement du marché terrestre domestique (estimé à 1,3 Md€), la part de marché de l'offre française tombe à seulement 48%, reflétant le fait que les aérogénérateurs et leurs composants sont encore aujourd'hui en majeure partie importés. Des données similaires pour l'éolien en mer ne sont pas encore disponibles. Le Tableau 6 ci-dessous résume la part de la production française dans le marché domestique de l'éolien terrestre.

Maillon de la chaîne de valeur	Phase d'investissement			Phase d'exploitation
	Développement / frais financier	Fabrication / assemblage	Installation / mise en service	Exploitation / maintenance
% du coût d'investissement	14,2 %	67,5 %	18,3 %	/
Part française en %	90 %	28,1 %	100 %	/
Taille marché domestique terrestre	1 320 M€			475 M€
Part production française	635 M€ (48%)			475 M€ (100%)
Part globale production française	1110 M€ (62%)			

Tableau 6 : Part française en valeur et en % par maillon de la chaîne de valeur du marché domestique de l'éolien terrestre¹⁹⁵

NB : la phase de fin de vie, avec les coûts associés au démantèlement, n'est pas considérée ici.

Dans un contexte de concurrence internationale forte et de concentration des grands turbinières, la France n'a en effet pas réussi à assurer le portage d'un fabricant de turbines français, terrestre ou en mer, contrairement à certains pays voisins comme l'Allemagne avec Siemens (devenu Siemens-Gamesa), le Danemark avec Vestas ou encore l'Espagne avec Gamesa (désormais Siemens-Gamesa). La fixation d'objectifs ambitieux pour le terrestre et l'adossement des appels d'offres éoliens en mer à des stratégies de développement industriel local commencent toutefois à porter leurs fruits, puisqu'un certain nombre de constructeurs étrangers ont installées - ou projettent de le faire - des usines de fabrication de mâts, turbines, et pales.

Concernant le positionnement des acteurs français sur la scène internationale, la politique de soutien à l'éolien n'a eu qu'un effet modéré. En effet :

- **Sur certains segments de la chaîne de valeur, des acteurs français ont réussi à se positionner à l'international, mais seulement en partie grâce à la politique de soutien :**
 - Sur le segment du développement de projet : des développeurs de projet français, tels que Neoen, EDF EN, Engie, Valorem, Quadran ou encore Akuo Energy, ont un bon ancrage à l'international, et représentent en 2014 près de 4% du parc mondial. Le soutien à la demande (tarif d'achat principalement), introduit en France par la loi de modernisation de 2000, a permis à ces acteurs de monter en compétence sur le marché domestique avant de se tourner vers l'étranger ;
 - Sur la fabrication de composants : les acteurs français sont nombreux à se positionner mais avec une contribution de la politique de soutien limitée. L'unique fabricant de mât français, FrancEole, a pu se développer grâce au marché domestique mais a également dû faire face à des situations difficiles vers 2012 à cause des changements réglementaires trop fréquents, du manque de visibilité offert par la politique de soutien et des recours retardant les projets. Le fabricant de couronnes d'orientation Rollix a de son côté réussi à se démarquer très fortement à l'international (46% de part de marché mondial en 2014). Il est cependant leader sur ce marché depuis 1998 donc l'influence de la politique de soutien en France sur le développement de Rollix est considéré limité ;

¹⁹⁴ ADEME, « Marchés, emplois et enjeu énergétique des activités liées aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique », octobre 2009

¹⁹⁵ Chiffres basés sur la partie 1, section II « Etat des lieux de la filière éolienne en France » de la présente étude



- Sur le segment du transport et des fondations : peu d'entreprises sont présentes à l'étranger et celles qui le sont l'étaient déjà par le biais d'autres grands projets (non éoliens).
 -
 - **Sur l'éolien en mer posé**, certains acteurs tels que STX et ses sous-stations en mer, commencent à se positionner à l'international (avec plusieurs appels d'offres gagnés), le marché domestique tardant à se développer.
 -
 - **Sur l'éolien en mer flottant**, filière encore émergente, la politique de soutien a permis d'aider l'émergence d'acteurs français, en finançant la R&D via le Programme des Investissement d'Avenir (28 M€ engagés par la France dans l'éolien flottant pour la période 2011-2015).
- ❖ **La politique de soutien à l'éolien a-t-elle permis de réunir les conditions favorables à une structuration accrue de la filière éolienne française ?**

Les paragraphes ci-dessous proposent une analyse des tendances historiques pour chacun des facteurs listés précédemment et présentent les forces et faiblesses initiales de la filière, et le soutien – insuffisance de soutien – apportés par les pouvoirs publics, dans une optique de structuration de la filière. Cette analyse n'a pas vocation à être exhaustive mais à retranscrire et illustrer les grandes tendances et facteurs explicatifs observés.

1/ Des atouts industriels présents initialement sur le territoire français mais dont les synergies n'ont pas spécialement été encouragées par la politique publique

La France dispose d'un écosystème industriel riche, avec certaines synergies qui ont pu être trouvées avec d'autres activités historiquement présentes sur le territoire telles que l'aéronautique (EADS), le secteur naval (Naval Group) ou encore la production d'énergie (Alstom, Leroy-Somer, Areva). Par exemple, EADS Astrium et EADS Composite Aquitaine se sont associés en 2009 pour développer et produire de nouvelles pales d'éoliennes en composite, en s'appuyant sur l'expérience du groupe dans le secteur aéronautique.

Toutefois, en comparaison avec la France, l'Allemagne dispose d'une industrie manufacturière deux fois plus importante avec une forte spécialisation dans l'industrie mécanique et électrotechnique, ce qui la prédisposait plus favorablement au marché de l'éolien. De plus, si des atouts industriels étaient bel et bien présents en France, ce n'est que tardivement que la politique de soutien a cherché à accompagner les entreprises souhaitant se diversifier dans l'éolien, principalement par le biais de la création de Windustry en 2010.

2/ Un marché domestique qui a pu se mettre en place en France, quoique de façon relativement limitée et tardive

A partir de 2001, la politique de soutien à l'éolien a instauré un tarif d'achat stable dans le temps permettant d'inciter les acteurs de la filière à se développer et à investir. Cependant, les puissances raccordées annuellement n'ont atteint un volume de marché suffisamment attractif pour les industriels et acteurs de la filière qu'à partir de 2006, avec plus de 800MW raccordés, puis avec près de 1 GW/an raccordés en moyenne sur la période 2008-2015, sans toutefois réussir à s'inscrire dans la trajectoire de déploiement prévue par la politique de soutien. En effet, comme détaillé en section 3.1, la taille et la visibilité du marché domestique ont été fortement impactées par les changements réglementaires fréquents (en moyenne tous les 2-3 ans), les incertitudes liées aux recours contre le tarif d'achat ou encore les temps de développement longs des projets (8 ans en moyenne), limitant le développement et la montée en compétence des acteurs locaux par le biais de leur marché domestique. Pour l'éolien en mer, même si des objectifs ont été fixés relativement tôt par la France (dès 2003), les moyens de concrétiser ces objectifs ne sont apparus que réellement en 2011, avec les grands appels d'offres pour l'éolien en mer (avec 3 GW prévus à horizon 2020-2021).

Si la politique de soutien a permis la création d'un marché domestique, celui-ci s'est ainsi avéré limité et tardif, notamment en comparaison de certains pays voisins tels que l'Allemagne qui a installé près



de 3GW/an sur la même période (via un tarif de soutien élevé et des mécanismes de financement favorables¹⁹⁶) et a lancé son mécanisme de tarif d'achat dès 1991 (contre 2001 en France).

3/ Une prise en compte de plans locaux de développement industriel dans les appels d'offres qui commence à peine à porter ses fruits

Pour les appels d'offres en mer lancés en 2011 et 2013, la qualité du projet industriel et social (caractérisée notamment par un développement de l'écosystème industriel local, au niveau des zones portuaires) comptait pour 40% de la note finale, apportant les bases à l'émergence et au renforcement d'une filière industrielle française pour l'éolien en mer.

Les constructions de plusieurs usines, prévues dans le cadre des appels d'offres en mer de 2011 et 2013, ont ainsi pu être réalisées ou lancées :

- Les deux usines Alstom-GE de Saint-Nazaire, inaugurées fin 2014 assureront la fabrication des nacelles et alternateurs des Haliade 6 MW destinées aux parcs de Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer et Fécamp¹⁹⁷. L'usine employait environ 170 personnes en mars 2016 et pourrait employer jusqu'à 300 personnes au total.
- La construction de l'usine de pales à Cherbourg par LM Wind Power (GE), a commencé en mars 2017 pour une mise en service prévue courant 2018. L'usine pourrait employer jusqu'à 550 personnes¹⁹⁸.
- La construction d'une autre usine de fabrication est prévue pour la fabrication des équipements pour les mâts.
- Les projets remportés à l'époque par Areva Wind devraient également conduire à la construction d'usines de fabrication au Havre et à Dunkerque.

Les critères de contenu local dans ces appels d'offres en mer ont ainsi été un gage de soutien au développement d'un tissu industriel français fort pour l'éolien en mer. Toutefois, les longs temps de développement des projets empêchent les acteurs français de monter en compétence par le biais de leur marché domestique. Certains, à l'image de STX, se tournent désormais vers les marchés étrangers pour se développer. Et les annonces faites initialement par les constructeurs (Alstom et Areva via Adwen, désormais Siemens-Gamesa) en termes de développement des tissus industriels locaux, prennent du retard, même si les premières usines ont pu voir le jour, avec un impact immédiat sur l'emploi.

4/ Un soutien à l'offre, notamment à l'export, arrivé tardivement en France et qui est encore en cours de structuration

La France ne s'est dotée que très tardivement (en 2010) des outils nécessaires à la structuration, la coordination et le développement d'un tissu industriel français de l'éolien, compétitif à l'international. Avec sa plateforme collaborative Windustry France lancée en 2010 et cofinancé par l'Etat, la France a cherché à renforcer son tissu de fournisseurs de rang 1 et 2 pour les marchés domestique et international. En 2016, la plateforme accompagne plus de 70 entreprises, positionnées notamment sur les composants de structure (Fouré Lagadec, Solutions Composites), la logistique (STO Logistique) et les systèmes intelligents (QOS Energy).

Par ailleurs, contrairement à l'Allemagne qui a mis en place des dispositifs fiscaux avantageux pour sa filière éolienne (diminution des taxes sur certains composants, taux préférentiels de financement pour les entreprises allemandes, ce qui permet de diminuer leurs coûts et d'être plus compétitif dans leurs réponses aux appels d'offres), la France ne s'est pas doté de tels outils, limitant ainsi la consolidation de la filière éolienne française à l'export.

5/ Mise en place d'un soutien précoce à la recherche, au développement et à l'innovation (RDI)

La politique éolienne française a apporté très tardivement son soutien à la recherche et l'innovation dans le domaine de l'éolien (à partir de 2010, avec le lancement du programme d'Investissements

¹⁹⁶ Cf. benchmark « Allemagne » de la partie 1 du présent livrable « Bilan, Perspective et Stratégie de la filière éolienne française » (annexe 2, section 1).

¹⁹⁷ Annonce de GE sur son site, 18 mars 2016

¹⁹⁸ AFP, « Eolien en mer : la construction de l'usine de pales de Cherbourg lancée », 22 mars 2017



d'Avenir). Entre 2002 et 2009, la France a investi moins de 15 M€₂₀₁₃ dans la RDI éolien contre près de 50 M€₂₀₁₃ sur la période 2010-2013.

A partir de 2010, la RDI s'est principalement tournée vers les nouveaux marchés de l'éolien en mer posé et flottant, avec près des 2/3 du budget alloué à ces filières pour développer des démonstrateurs ou de nouvelles solutions innovantes (comme l'éolien flottant à axe vertical).

Toutefois, avec seulement 65 M€ engagés en RDI public sur la période 2002-2013 (contre 350 M€/an en Allemagne sur la même période¹⁹⁹), la politique de soutien n'a que peu contribué aux renforcements des briques technologiques élémentaires requises pour créer des acteurs leaders sur leur segment. De plus, l'impact de la RDI sur la structuration d'une filière est, par nature, à retardement (dû au temps de recherche, de développement et d'industrialisation) et le soutien doit donc être anticipé, ce qui n'a pas été le cas en France.

6/ Malgré des tentatives, la France n'aura pas permis l'émergence et la consolidation d'un grand turbinier national, chef de file de la filière et leader à l'international

La volonté de favoriser l'émergence d'un leader français de l'éolien n'est apparu que tardivement en France et a principalement été portée au moment des grands appels d'offres en mer.

Areva, turbinier terrestre puis en mer ?

Le groupe Areva (dont l'Etat est actionnaire majoritaire) a d'abord cherché à se positionner sur l'éolien terrestre via sa filiale Jeumont SA et sa tentative de rachat de REpower en 2007 (constructeur allemand d'éoliennes). Le groupe a ensuite changé de direction pour chercher à se développer dans l'éolien en mer avec l'acquisition de Multibrid en 2007 (concepteur et fabricant allemand d'éoliennes en mer) et PN Rotor en 2009 (fabricant allemand de pales pour l'éolien en mer)²⁰⁰. Le groupe affiche dès 2007 une volonté marquée de se développer sur le marché de l'éolien en mer et de se positionner sur la production d'énergie sans CO₂²⁰¹.

En 2010, Areva Wind totalise 600 MW programmés dans les grands projets européens d'éolien en mer²⁰². Le groupe n'attend pas la création d'un marché domestique pour éprouver sa technologie.

Toutefois, jusqu'au lancement de l'appel d'offres sur l'éolien en mer en 2011, Areva n'avait pas de projets de fabrication d'aérogénérateurs en France. A l'issue des appels d'offres, Areva se retrouve lauréat dans 3 des 6 projets en mer (au côté d'Ailes Marines SAS pour un parc, et Engie pour les deux autres parcs), pour une puissance totale de 1,5 GW. Le groupe annonce alors le déploiement d'un écosystème industriel compétitif et pérenne, centré au Havre, pour produire les éoliennes : deux usines pour la fabrication de pales et nacelles, deux usines rassemblant les partenaires pour la production des composants-clés (roulements, génératrices, multiplicateurs) et une usine de fabrication de mâts répartie entre Lagadec et Dunkerque²⁰³.

En 2015, Areva et l'espagnol Gamesa créent Adwen, une co-entreprise dédiée à l'éolien en mer. La société est composée en 2015 de 700 personnes et est détenue à parts égales entre les deux sociétés. Areva cherche ainsi à renforcer son positionnement sur la scène internationale.

Toutefois, à la suite du rachat de Gamesa par Siemens en juin 2016, Areva décide de céder l'intégralité de ses parts d'Adwen à Gamesa, et met ainsi fin à ses activités dans l'éolien en mer. Les engagements pris par Areva pour la construction des trois parcs éoliens français devaient en principe être entièrement repris par Gamesa et la société Adwen, limitant ainsi l'impact de la sortie d'Areva sur l'écosystème éolien français.

Alstom, turbinier terrestre / en mer ?

Le groupe industriel français Alstom, dont les activités historiques sont proches de l'activité de turbinier, se positionne tout d'abord sur l'éolien terrestre avec le rachat, en 2007, d'Ecotècnia (fabricant espagnol

¹⁹⁹ Cf. section 6.2.4 sur les dépenses publiques en recherche, développement et innovation

²⁰⁰ ADEME, « Marchés, emplois et enjeu énergétique des activités liées aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique », octobre 2009

²⁰¹ Communiqué de presse d'Areva du 17 septembre 2007

²⁰² Communiqué de presse Areva Wind du 31 mai 2010

²⁰³ Site Areva



d'éoliennes), puis il se tourne très vite vers l'éolien en mer avec la conception et la fabrication de l'Haliade 150 (1^{ère} éolienne en mer de 6 MW).

Le consortium mené par EDF et Alstom a remporté en 2012 trois des quatre projets issus du 1^{er} appel d'offre pour l'éolien en mer. Alstom confirme sa volonté de devenir un grand acteur de l'éolien en mer présent en France comme à l'international, et annonce le développement d'un écosystème industriel local au niveau de Saint-Nazaire et Cherbourg (cf. plus haut)²⁰⁴.

Toutefois, le rachat d'Alstom par l'américain GE en novembre 2015 menace l'avenir de la filière éolienne en mer française, même si les usines initialement prévues dans le cadre des appels d'offres seront pour la plupart construites, générant des milliers d'emplois en France.

D'autres turbiniers ?

Le groupe Vergnet, spécialisé dans la fabrication d'éoliennes capables de fonctionner dans des conditions extrêmes, est resté pendant longtemps le seul fabricant d'éoliennes en France. Toutefois, son positionnement sur un marché de niche, ne permet pas au groupe de prendre le rôle de chef de file d'une filière nationale pour l'éolien.

Poma, filiale du groupe italien Leitner, qui fabriquait jusqu'à présent des télésièges, a décidé de diversifier ses activités dans l'éolien terrestre et d'assembler des éoliennes de moyenne puissance (1 MW) dans son usine de Savoie, à partir de 2017.

Par ailleurs, de grands groupes industriels français tels que DCNS, STX ou Alstom se sont progressivement intéressés au marché de l'éolien en mer posé et flottant, soutenu notamment par des grands projets de recherche européens et nationaux.

Conclusions

En quinze ans de politique de soutien à l'éolien, plusieurs grands turbiniers potentiels ont émergé en France (Areva, Alstom) mais sans arriver à se maintenir et à se consolider dans un climat international de plus en plus concurrentiel. Ayant accumulé un retard conséquent pour l'éolien terrestre, les grands acteurs ont cherché à se positionner sur l'éolien en mer, encouragés par l'Etat via le lancement de deux appels d'offres en 2011 et 2013. Toutefois, dans un contexte de concurrence internationale forte et de concentration des grands turbiniers, la France n'a pas réussi à assurer le portage d'un fabricant de turbines français, leader en France comme à l'étranger, contrairement à certains pays voisins comme l'Allemagne avec Siemens, le Danemark avec Vestas ou encore l'Espagne avec Gamesa.

L'émergence d'un marché de l'éolien terrestre et les atouts industriels dont disposait la France initialement n'ont que partiellement apporté les conditions nécessaires au développement d'une filière éolienne locale : bien qu'un écosystème ait réussi à se constituer avec des acteurs répartis sur l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur (développeurs exploitants, bureaux d'études, fabrication et réparation de divers composants), dont certains sont bien positionnés sur la scène internationale, le manque d'anticipation et l'absence d'un acteur de taille, chef de file pour la filière, n'ont pas permis un essor fort et optimisé de la filière éolienne française.

2.4. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de contrôler et limiter l'impact de l'éolien sur les populations locales, le milieu environnant et les activités économiques ?

L'implantation de parcs éoliens peut être source d'**impacts visuels et sonores** pour les populations locales, d'impacts sur le paysage, de **risques pour l'avifaune et les chiroptères** et de **conflits d'usage avec les radars** (météorologique et militaire) et **l'aviation basse altitude**. Ces impacts potentiels sont à l'origine d'une partie de l'opposition aux parcs éoliens par les populations et autres parties prenantes locales, et donc d'une partie des recours.

²⁰⁴ Annonce Alstom du 2 décembre 2014



La politique de soutien à l'éolien a donc dû très tôt intégrer des dispositifs réglementaires à même de contrôler et limiter de tels impacts, à toutes les étapes de développement et d'exploitation d'un projet éolien. En particulier, la mise en œuvre de **l'étude d'impact obligatoire et de l'enquête publique** à partir de 2003, permet d'intégrer ces problématiques dès la phase de développement d'un projet éolien, en suivant les étapes présentées en Figure 110.

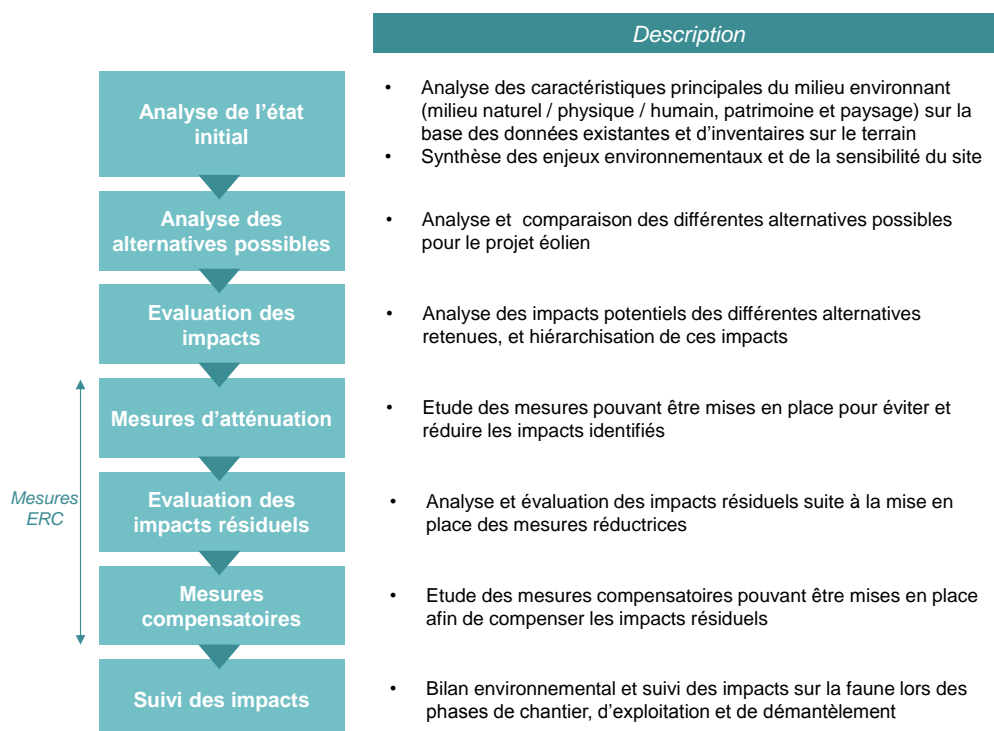


Figure 110 : Etapes à suivre pour l'étude d'impact d'un projet éolien
Source : MEEDDM, Biotope, synthèse / Care & Consult

A noter que seules les mesures compensatoires au titre de la doctrine ERC sont prises en compte par le préfet pour autoriser ou refuser un parc éolien. Les autres mesures prises par un développeur pour faciliter l'acceptation ou l'insertion du projet dans son environnement, relèvent de discussions entre le porteur de projet et les riverains et ne sont pas prises en compte dans la décision du préfet.

Les sous-sections suivantes passent en revue trois grandes catégories d'impacts :

- Impacts sur les populations dus aux gênes acoustiques et visuelles ressenties en phase d'exploitation, et impacts sur le paysage ;
- Conflits d'usage avec les radars et l'aviation basse altitude en phase d'exploitation ;
- Impacts sur la faune (avifaune et chiroptères principalement) en phase d'exploitation.

❖ Impact sur les populations

La présence d'éoliennes au voisinage d'une population peut entraîner des **gênes d'ordres acoustique et visuel** ; cette dernière catégorie peut se décomposer en gênes liées à l'impact sur le paysage, au balisage lumineux (de jour comme de nuit), au mouvement de rotation du rotor, à l'ombre projetée des pales, ou encore aux reflets lumineux sur le rotor.

L'Agence allemande de l'éolien terrestre a conduit en 2015 une étude²⁰⁵ permettant de qualifier et hiérarchiser ces différentes gênes par ordre d'importance (Figure 111) en se basant principalement sur les résultats d'enquêtes provenant de quatre études distinctes conduites en France et en Suisse. Les principales gênes occasionnées mises en évidence par l'étude sont liées à l'impact sur les paysages et à l'impact sonore des parcs éoliens.

²⁰⁵ OFAEnR, « Acceptabilité accrue grâce à des distances d'éloignement accrues ? », juin 2015



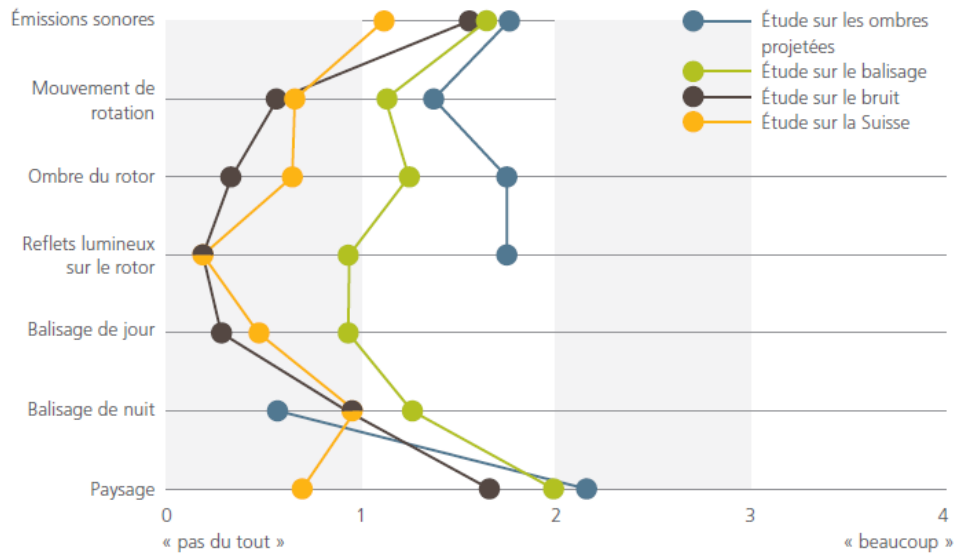


Figure 111 : Gêne occasionnée par les éoliennes
Source : OFAEnR

Plusieurs éléments ont été mis en œuvre par les pouvoirs publics pour limiter ces impacts visuel et acoustique. L'instauration de **l'étude d'impact obligatoire et de l'enquête publique** dès 2003 a permis d'assurer que les problématiques d'impacts acoustique et paysagers soient bien prises en compte dans le montage du dossier de permis de construire. Ensuite, une **obligation de distance minimale entre les éoliennes et les zones d'habitation**, fixée à 500 m par la loi Grenelle II de juillet 2010, a été mise en place. Un amendement déposé en août 2015 par le Sénat dans le cadre du projet de loi sur la Transition Énergétique pour la Croissance Verte a tenté de faire passer cette distance minimale à 1000 m pour limiter davantage encore les impacts mais cette distance n'a pas été retenue dans le texte de loi adopté en août 2015 car les études de l'ANSES ont montré que la distance minimale de 500 m était suffisante²⁰⁶. Par ailleurs, la règle des 5 mâts, introduite en 2010, avait pour objectif de limiter le mitage des paysages, avant d'être toutefois supprimée car trop contraignante pour le développement de l'éolien.

Sur le volet acoustique, le **classement des éoliennes au régime ICPE** suite à la loi Grenelle II a modifié et endurci la réglementation sur le bruit généré par les éoliennes en fixant les règles suivantes : lorsque le bruit ambiant est supérieur à 35 dB, l'émergence du bruit perturbateur dû aux éoliennes doit être inférieure à 5dB(A) pour la période de jour (7h-22h) et inférieure à 3dB(A) pour la période de nuit (22h-7h). Une étude menée par l'Afsset en mars 2008²⁰⁷ avait par ailleurs conclu que les « **émissions sonores des éoliennes ne génèrent pas de conséquences sanitaires directes**, tant au niveau de l'appareil auditif que des effets liés à l'exposition aux basses fréquences et aux infrasons ». Une étude plus récente menée par l'OFAEnR en septembre 2015²⁰⁸ et croisant des résultats d'études conduites en France, en Allemagne et à l'international, souligne l'absence de preuves quant aux éventuels dommages causés par les infrasons éoliens sur la santé humaine ; un approfondissement des recherches et des méthodes dédiées aux effets des infrasons émis par les éoliennes devenant nécessaire d'après les chercheurs du domaine. L'ANSES²⁰⁹ a également publié en mars 2017 les résultats de son **évaluation sur les effets sanitaires liés aux basses fréquences sonores et infrasons émis par les parcs éoliens** : d'après l'agence, les connaissances actuelles en matière d'effets potentiels sur la santé liés à l'exposition aux infrasons et basses fréquences sonores ne justifient ni de modifier les valeurs limites d'exposition au bruit existantes, ni d'introduire des limites spécifiques aux infrasons et basses fréquences sonores. Toutefois, afin de mieux encadrer et limiter les gênes d'ordres acoustiques, l'ANSES recommande :

²⁰⁶ A noter qu'il s'agit bien d'une distance minimale : la distance réellement appliquée est appréciée pour chaque projet au regard de l'étude d'impact et de l'étude de dangers transmises dans le dossier de demande d'autorisation et peut ainsi être supérieure à 500 m si cela est nécessaire

²⁰⁷ Agence Française de Sécurité Sanitaire de l'Environnement et du Travail (Afsset), « Impacts sanitaires du bruit généré par les éoliennes », mars 2008

²⁰⁸ OFAEnR, « Eoliennes et infrasons en France et en Allemagne », septembre 2015

²⁰⁹ Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail (ANSES) dans son rapport « Evaluation des effets sanitaires des basses fréquences sonores et infrasons dus aux parcs éoliens, publié en mars 2017.



- De renforcer l'information des riverains lors de l'implantation de parcs éoliens ;
- De renforcer la surveillance de l'exposition aux bruits en systématisant les contrôles des émissions sonores des éoliennes avant et après leur mise en service ;
- De poursuivre les recherches sur les relations entre santé et exposition aux infrasons et basses fréquences sonores.

En parallèle de ces mesures réglementaires, les développeurs/exploitants sont amenés à mettre en œuvre un certain nombre de mesures complémentaires, dans le cadre de la séquence ERC²¹⁰ notamment. Par exemple **pour réduire les gênes sonores**, un bridage des éoliennes est parfois réalisé par l'exploitant lorsque la période (pendant la nuit notamment) et les conditions météorologiques à un instant donné induisent des gênes sonores plus conséquentes.

L'enquête menée par BVA pour le SER et publiée en février 2016²¹¹ conduit à différents enseignements pertinents quant aux ressentis des riverains vivant à proximité de parcs éoliens. Ainsi, parmi l'échantillon interrogé :

- 84% des riverains considèrent que les éoliennes sont situées à la bonne distance par rapport à leur habitation, et 12% considèrent qu'elles sont trop proches (la distance réglementaire étant de 500m) ;
- 76% des personnes interrogées se déclarent favorables au développement de l'éolien, et 67 % des riverains présents dans la zone d'impact direct d'un site éolien considèrent l'éolien comme une bonne chose ;
- 4% des riverains ressentent une gêne importante liée au bruit généré par les éoliennes.

Des résultats similaires ont été obtenus via l'enquête commandée par la FEE et réalisée par CSA en 2015²¹² :

- 71% des habitants interrogés trouvent que les éoliennes sont bien implantées dans le paysage ;
- 7% des habitants vivant à proximité de parcs éoliens se disent gênés par le bruit des éoliennes (31% parmi les habitants qui entendent fonctionner les éoliennes depuis chez eux).

L'amélioration de l'acceptabilité locale et de la perception qu'ont les riverains des éoliennes ne passe pas seulement par le volet réglementaire mais également par la communication menée par les développeurs auprès des riverains tout au long du développement du projet. Ainsi, d'après une autre enquête menée par l'IFOP pour France Energie Eolienne²¹³, la perception des projets par les riverains s'améliore significativement lorsque ces derniers ont reçu de l'information en amont du projet.

❖ Conflits d'usage

Les éoliennes, du fait de leur emprise au sol, de leur taille et des perturbations engendrées par les pales sur la propagation des ondes, peuvent engendrer des conflits d'usage et avoir un impact négatif sur certaines activités régalien et économiques présentes localement.

Certaines de ces activités relèvent du service public et le règlement du conflit d'usage ne peut pas passer par une compensation financière, notamment :

- Les **radars météorologiques, les radars de l'aviation civile et les radars d'observation militaire**. Les pièces fixes (mât principalement) et mobiles (rotor) des éoliennes provoquent passivement une dégradation des performances des radars lorsqu'elles se trouvent dans leur rayon de visibilité²¹⁴. Cette dégradation est due à différents phénomènes pouvant s'additionner : l'effet d'écran provoqué par la présence d'éoliennes de grande taille (entraînant une perte d'information), l'effet d'écho lié à la réflexion du signal radar sur les surfaces de l'éoliennes, et enfin l'effet Doppler qui correspond à un décalage de fréquence dû aux réflexions sur les parties mobiles des éoliennes et qui rend complexe le traitement des données radars. L'impact de ces perturbations dépend d'un grand nombre de facteurs, notamment des facteurs géographiques

²¹⁰ Ces mesures, clairement identifiées par la réglementation, sont présentées dans le guide de l'étude d'impact sur l'environnement des parcs éoliens (2010)

²¹¹ Enquête BVA 2016 pour le SER « Vivre à proximité d'un site éolien »

²¹² FEE/CSA, « Consultation CSA/France Énergie Éolienne des Français habitant une commune à proximité d'un parc éolien », avril 2015

²¹³ Enquête IFOP 2016 pour la FEE « Etude d'opinion auprès des riverains des parcs éoliens, des élus et du grand public »

²¹⁴ Cf. « guide sur la problématique de la perturbation du fonctionnement des radars par les éoliennes », ANFR, 2007



(visibilité, distance, configuration et taille du parc, positionnement par rapport au radar), physiques (selon la forme, la structure et les matériaux des éoliennes, la vitesse de rotation des pales et leur espacement) et radioélectriques.

- **Les vols militaires à basse altitude**, pour lesquels les éoliennes peuvent représenter un véritable danger, notamment par temps couvert. L'implantation d'éoliennes sur les zones dédiées à ce type de vol, notamment dans le RTBA (Réseau Très Basse Altitude, destiné aux vols d'entraînement à très basse altitude et très grande vitesse), les zones SETBA (secteur d'entraînement à très basse altitude) et VOLTAC (secteur de vols tactiques), est contrôlée, limitant ainsi d'éventuels conflits d'usage.
- **Les télécommunications** (dans une moindre mesure) : les éoliennes peuvent induire des perturbations dans la transmission des signaux électromagnétiques, ce qui peut engendrer des conflits d'usage avec les utilisateurs de ces signaux.

Mesures de limitation de ces conflits d'usage :

Les pouvoirs publics ont introduit des contraintes d'interdiction et de limitation du déploiement de l'éolien, liées à la présence de radar ou de couloirs de vols basse altitude. Une demande de plus de transparence et de visibilité, de la part des acteurs de la filière, a conduit les pouvoirs publics à promouvoir, dans ce cadre-là, le développement d'outils partagés d'évaluation des interférences. Des obligations techniques (balisage) ou de conception des parcs (mesures de réduction tirées des études d'impact) ont également été mises en œuvre. Des programmes de recherche visant la réduction des perturbations induites ont également été financés. Ces mesures, non exhaustives, ont été rassemblées dans le tableau ci-dessous (à noter que ces mesures ne correspondent pas toutes à des mesures ERC au sens de la réglementation).

Conflits d'usage	Objectif poursuivi	Mesures prises par la politique de soutien française pour réduire ces impacts
Radar	Eviter	<p>Pour éviter les perturbations pour les radars, le choix du site reste le critère premier, avec des distances minimales définies par la politique de soutien :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les projets éoliens doivent respecter des distances minimales d'éloignement (entre 10 et 30 km selon le type de radar concerné) sauf si le développeur éolien dispose de l'accord écrit du ministère en charge de l'aviation civile et de l'établissement public chargé des missions de l'Etat en matière de sécurité météorologique des personnes et des biens²¹⁵. • A partir de novembre 2014²¹⁶, une segmentation plus fine et plus souple est adoptée pour les radars météorologiques avec une première distance dite « de protection » (distance en deçà de laquelle aucune éolienne ne peut être installée sauf avis contraire favorable) et une distance plus large dite « distance minimale d'éloignement » pour laquelle l'autorisation de Météo France ne sera plus nécessaire dès lors que l'exploitant démontre, via une méthodologie reconnue par l'Etat, que les impacts générés par son parc sur les radars respectent les critères d'acceptabilité définis dans l'arrêté. Depuis novembre 2015, une première méthodologie, développée par Qinetiq, a été reconnue et validée par l'Etat²¹⁷. En ce qui concerne les radars militaires, un outil similaire est en cours de développement par l'ONERA et la DGA. • Par ailleurs, depuis l'arrêté ICPE de 2011, afin de ne pas gêner de manière significative le fonctionnement des équipements militaires, toute installation éolienne doit être implantée selon une configuration qui fait l'objet d'un accord écrit des services concernés de la Défense³². Il s'agit d'un avis conforme, devant être pris en compte lors du traitement du dossier de permis de construire par l'administration.
	Réduire	<p>La réduction des perturbations induites par les éoliennes sur les radars a fait l'objet de travaux dans le cadre de la politique de soutien, notamment à travers le canal de la recherche et des appels à projets ADEME, principalement entre 2010 et 2011 :</p>

²¹⁵ Arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation ICPE

²¹⁶ Arrêté du 6 novembre 2014 (article 4), modifiant l'arrêté du 26 août 2011

²¹⁷ Décision du 20 novembre 2015 relative à la reconnaissance de la méthode de modélisation des perturbations générées par les aérogénérateurs sur les radars météorologiques CLOUDSIS 1.0 et de la société Qinetiq Ltd chargée de sa mise en œuvre



		<ul style="list-style-type: none"> • Un projet cofinancé en 2010 par l'ADEME, l'ONERA, Plastinov Sne et Astrium à hauteur de 3,2 M€ (dont 2,1 M€ d'aides) et visant à développer des pales d'éoliennes à signature radar réduite. • Un autre projet de 2010, cofinancé par l'ADEME, Oktal et l'ONERA à hauteur de 1,5 M€ (dont 1 M€ d'aides), ayant pour objectif de développer un outil de simulation des perturbations des radars par les éoliennes ; • Un projet mené à partir de 2011 par Ineo Defense, Astrium et l'ADEME (846 k€ dont 423 k€ d'aide) et qui fait l'étude de modules discrets pour pales d'éoliennes. <p>Ces projets de recherche n'ont pas encore conduit (en 2016) à la commercialisation de produits, mais ils sont en cours de valorisation à travers des projets de démonstrateurs.</p>
Vols basse altitude	Eviter	La politique publique a introduit des contraintes d'interdiction ou de limitation pour le développement de l'éolien sur le territoire national afin de permettre à l'activité militaire de poursuivre son activité. Ces contraintes se concentrent au niveau des zones précédemment évoquées (RTBA, SETBA et VOLTAC).
	Réduire	A partir de novembre 2009, un balisage lumineux de jour comme de nuit en conformité avec les exigences de l'aviation civile ²¹⁸ est rendu obligatoire pour tout aérogénérateur, afin de limiter le risque encouru par l'aviation civile et militaire. Toutefois, ces balisages lumineux étant également considérés comme une nuisance pour les riverains habitant proches des parcs éoliens, des méthodes d'atténuation (système W-Rot, adaptation de l'intensité du balisage avec la distance, balisage circonstanciel) ont été développées afin de concilier acceptabilité locale et sécurité de la navigation aérienne. Toutefois, la législation française n'autorise pas encore (en 2016) ces méthodes d'atténuation ²¹⁹ .
Agriculture, sylviculture,	Réduire	La bonne compréhension des enjeux et des ressources économiques locales ainsi que leur intégration dans le choix du site (parcelle à faible valeur agronomique, zone dévastée par une tempête, ...) doivent être pris en compte lors de l'étude d'impact et permettent de réduire significativement l'impact.
	Compenser	L'exploitant agricole / sylvicole, en tant que propriétaire des terrains ou personne liée au propriétaire, perçoit un loyer (en € / MW installé ou par pied d'éolienne installé généralement) qui lui permet de compenser son manque à gagner.
Télécommunication	Réduire / compenser	<ul style="list-style-type: none"> • L'impact des éoliennes sur les ondes radioélectriques doit être pris en compte lors de l'étude d'impact afin d'en minimiser l'effet. • Par ailleurs, en addition des mesures réglementaires mises en œuvre par la politique publique, la mise en place d'antennes-relais voire directement d'antennes satellite chez les particuliers impactés peut être conduite par l'exploitant afin de pallier la mauvaise réception des ondes radio (mesures jugées efficaces²²⁰).

Tableau 7 : Résumé de certaines mesures prises par la politique de soutien française pour éviter, réduire ou compenser les impacts de l'éolien sur les activités liées aux radars, aux vols basse altitude, à l'agriculture / sylviculture et aux télécommunications.

❖ Impact sur la faune

Les impacts principaux des éoliennes sur la faune concernent l'avifaune (qui désigne l'ensemble des espèces d'oiseaux d'une région donnée) et les chiroptères. Cette section se propose donc de centrer l'analyse sur ce périmètre exclusivement. L'impact sur la flore, plus marginal, ne sera étudié qu'au regard des résultats de l'enquête.

Les impacts sur la faune peuvent être multiples :

- Destruction, perte ou dégradations des habitats (chiroptères, et oiseaux nicheurs et hivernants) ;
- Collisions périodiques avec les éoliennes (trajet de chasse, migration) ou mortalité par barotraumatisme pour les chiroptères;

²¹⁸ Arrêté du 13 novembre 2009 relatif à la réalisation du balisage des éoliennes situées en dehors des zones grevées de servitudes aéronautiques

²¹⁹ Note de synthèse OFAEnR sur le balisage d'éoliennes en France et en Allemagne – état des lieux : Juillet 2013

²²⁰ Basé sur les retours de l'enquête « collectivité » menée dans le cadre de l'étude



- Effet « barrière » (déviation des couloirs de migration) ;
- Dérangeant divers (baisse de la reproduction, augmentation de la fréquentation humaine, etc.).

Le niveau de risque associé à ces impacts, et notamment le risque de collision, dépend d'un grand nombre de facteurs, parmi lesquels on peut citer :

- La nature et la densité de l'avifaune et des chiroptères présents localement (notamment leur taille, leur période d'activité et de chasse, leur cycle de reproduction, etc.) ;
- Les éventuelles spécificités du terrain pour l'avifaune : couloir de migration, zones de repos ou d'alimentation ;
- La taille, la disposition et le type de parcs éoliens installés ;
- Les conditions climatiques ;
- La topographie.

Enfin, l'impact de l'éolien sur la faune sera regardé différemment selon la nature de l'espèce touchée : il sera notamment considéré comme plus important s'il s'agit d'espèces protégées.

Evaluation de l'impact :

Le suivi de la mortalité de l'avifaune et des chiroptères au niveau des parcs éoliens est rendu obligatoire depuis 2011²²¹, ce qui permet une meilleure évaluation de l'impact réel des éoliennes sur ces populations volantes. Toutefois, la grande variété des méthodes existantes pour réaliser un tel suivi ou estimer la mortalité réelle à partir de suivis²²², alliée à un nombre important de facteurs distincts d'un parc à l'autre (cf. paragraphe précédent), conduit à des fourchettes d'impact relativement larges²²³ :

- Pour l'avifaune, l'impact se situe entre 0,95 et 11,67 décès par MW et par an d'après le NRC²²⁴.
- Pour les chiroptères, une fourchette de 0,2 à 53,3 décès par MW et par an a été proposée dans l'étude comparative conduite par Arnett²²⁵, afin de mettre, entre autres, en évidence les extrema constatés d'un site à l'autre.

En France, une étude de mortalité aviaire menée entre 2009 et 2012 à partir de différentes méthodes d'estimation (Erikson, Brinkmann, Jones, Huso) au niveau du parc éolien de Bollène (Vaucluse), conduit pour l'avifaune à une fourchette de **5,0 à 8,3 décès/MW/an**²²⁶. Pour les chiroptères, un suivi de la mortalité des chiroptères réalisé par la LPO Drôme en 2010 au niveau de deux parcs éoliens de Rhône-Alpes conduit à une fourchette de **19,1 à 37,8 décès/MW/an**²²⁷. Une autre étude, réalisée par la LPO Vendée en Vendée sur plusieurs années, conduit à une fourchette de **0,5 à 4,3 décès/MW/an** pour les chauves-souris et à une fourchette de **1,2 à 3,1 décès/MW/an** pour les oiseaux.

Ainsi, même si la transposition des résultats obtenus d'une zone à une autre (ou d'un pays à un autre) est un exercice relativement complexe, les fourchettes proposées par le NRC et Arnett semblent compatibles avec la situation française (mêmes ordres de grandeur) et une valeur moyenne basée sur ces fourchettes est retenue, ce qui conduit aux résultats extrapolés suivants pour la période 2002-2015 :

Mortalité liée aux éoliennes		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Impact moyen sur l'avifaune	<i>en milliers de décès/an</i>	1	1	2	6	11	16	23	30	38	43	48	52	59	65	390
<i>Borne min avifaune</i>	<i>en milliers de décès/an</i>	0	0	0	1	2	2	3	4	6	6	7	8	9	10	59

²²¹ Arrêté du 26 août 2011, précisant qu'un suivi environnemental de la mortalité de l'avifaune et des chiroptères est obligatoire et doit être réalisé au moins une fois au cours des trois premières années puis une fois tous les dix ans.

²²² Notamment les méthodes Winkelmann (1989), Erickson (2000), Jones (2009) et Huso (2010) détaillées puis mis en application (entre autres) dans l'étude menée par la LPO Vendée en 2013 « Retour sur 10 années de suivi de mortalité en Vendée » ou encore le rapport du Conservatoire d'espaces naturels Corse en 2013 « Suivi de la mortalité des oiseaux et des chauves-souris : parc éolien d'Ersa et de Rogliano ».

²²³ Fourchettes reprises par le GIEC dans son rapport spécial de 2011 « Renewable energy sources and climate change mitigation »

²²⁴ Synthèse réalisée par le National Research Council en 2007 sur la base d'études de mortalité réalisées principalement aux Etats-Unis avant 2007.

²²⁵ Données provenant de 21 études synthétisées par Arnett et al. en 2008. A noter que ces études ont pour la plupart été réalisées aux Etats-Unis et Canada, ce qui ne donne a priori pas nécessairement les mêmes résultats que pour la France.

²²⁶ Etude réalisée au niveau du parc de Bollène constitué de 3 éoliennes de 2,3 MW mises en service en 2008. Source : "Suivi des oiseaux et des chiroptères sur un parc éolien - Comportement et mortalité à Bollène (84) entre 2009 et 2012", 2013

²²⁷ "Suivi de la mortalité des chiroptères sur deux parcs éoliens du sud de la région Rhône-Alpes", LPO Drôme nov 2010



Borne max avifaune	en milliers de décès/an	2	3	4	10	20	29	42	55	70	79	89	96	109	120	720
Impact moyen sur les chiroptères	en milliers de décès/an	4	6	10	23	46	67	96	127	160	182	204	220	251	276	1651
Borne min	en milliers de décès/an	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	12
Borne max	en milliers de décès/an	8	12	20	47	92	134	192	252	319	363	406	437	500	549	3290

Tableau 8 : Evaluation de l'impact sur l'avifaune et sur les chiroptères dû à l'implantation d'éoliennes en France

A noter que le nombre de décès par MW a été supposé constant au cours de la période, la littérature existante ne permettant pas de proposer un facteur d'évolution (à la hausse ou à la baisse) de la mortalité au cours du temps suffisamment fiable.

Sur la base de ces hypothèses, au cours de la période 2002-2015, le développement de l'éolien en France pourrait avoir entraîné le décès d'environ **390 000 oiseaux** (avec une valeur basse à 59 000 et une valeur haute à 720 000) et **1,6 million de chauves-souris** (avec une valeur basse à 12 000 et une valeur haute à 3,3 millions). Toutefois, la littérature existante ne permet pas de faire la distinction entre les espèces qui sont protégées et celles qui ne le sont pas (en termes d'impact). Par conséquent, l'impact sur la biodiversité (sous l'angle de l'impact sur la faune) ne peut être réellement mesuré.

Mesures de limitation de l'impact sur la faune :

Différents dispositifs, instaurés ou favorisés par la politique de soutien à l'éolien, ont été mis en œuvre afin de limiter les impacts sur la faune ; cela passe en particulier par l'obligation, dès 2003, de conduire une étude d'impact lors du développement d'un projet éolien, avec application de la séquence Eviter-Réduire-Compenser :

- **Mesures d'évitement** : le bon choix du site (éviter les zones sensibles de forte densité en chiroptères et avifaune, et les couloirs de migration), la hauteur des éoliennes ainsi que leur positionnement (parallèle aux voies de déplacement de l'avifaune) sont autant de critères, précisés dans l'étude d'impact, permettant d'éviter les nuisances sur la faune. Le parc éolien des Tilleuls, en région Centre-Val de Loire, a ainsi été modifié par trois fois lors de son élaboration en 2005-2006 afin de ne pas gêner le passage d'oiseaux migrateurs ; une éolienne jugée trop proche d'un site naturel accueillant des chauves-souris a également été supprimée du projet²²⁸.
- **Mesures de réduction** : lorsqu'il n'est plus possible d'éviter un dommage, des mesures doivent être entreprises afin de réduire au maximum ce dommage. Une régulation adaptée du fonctionnement des éoliennes, en fonction des périodes d'activité des chauves-souris par exemple, peut ainsi permettre de réduire sensiblement l'impact sur la faune. Le développeur du parc des Tilleuls (cité ci-dessus) a ainsi équipé les éoliennes du parc de systèmes Chirotech permettant l'arrêt des éoliennes lors des périodes de forte activité des chauves-souris. Ce bridage permet de réduire fortement le risque de mortalité des chiroptères (jusqu'à 70 % en moyenne²²⁹) tout en induisant de faibles pertes de production électrique (estimées à moins de 1 %).
- **Mesures de compensation** : ces mesures doivent être prises en dernier recours (après avoir évité puis réduit au maximum les impacts sur la faune) et être proportionnées aux impacts résiduels. Cela peut passer par de la gestion de milieux naturels menacés ou encore l'aménagement de gîtes pour les chauves-souris. Le parc éolien de Bollène dans le Vaucluse a ainsi décidé de compenser l'impact sur les chiroptères à travers la collecte de chiffres fiables et standardisés sur le phénomène de mortalité des chiroptères afin d'améliorer les connaissances dans ce domaine²³⁰. Les parcs éoliens des Hauts Pays, en Haute-Marne, ont retenu comme mesure compensatoire l'aménagement d'un ancien tunnel ferroviaire (pour un montant d'environ 25 k€) permettant la conservation voire la restauration des populations de chiroptères à une échelle locale.

Par ailleurs, l'entrée en vigueur de l'arrêté ICPE en août 2011 introduit l'obligation de réaliser un suivi environnemental incluant un contrôle de la mortalité de l'avifaune et des chiroptères. De plus, en cas

²²⁸ Source : entretiens avec les acteurs locaux

²²⁹ D'après la fiche technique du dispositif Chirotech (présentée sur le site de l'entreprise Biotope en 2016 : http://www.biotope.fr/sites/biotope.fr/files/documents/biotope_plaquette_chirotech_bd_fr_2016.pdf)

²³⁰ LPO Drôme, « Suivi de la mortalité des chiroptères sur deux parcs éoliens du sud de la région Rhône-Alpes », 2010



de destruction potentielle d'espèces protégées, animales ou végétales, ou de leurs habitats, une demande de dérogation au titre du code de l'environnement doit être ajoutée au dossier administratif du développeur.

Enfin, plusieurs projets de recherche ont également été menés sur le territoire français entre 2007 et 2015 dans le but de fournir des outils permettant de mieux détecter, observer et protéger l'avifaune et les chiroptères, notamment :

- **Deux projets de recherche** cofinancés à hauteur de 270 k€ par l'ADEME et Biotope en 2007 et 2008 (dont 100 k€ d'aides), et visant d'une part à fournir les outils permettant de concilier développement de l'éolien et conservation des chauves-souris, d'autre part à tester un système opérationnel de régulation du fonctionnement des machines en fonction de la probabilité de présence de chiroptères sur le parc éolien de Bouin ;
- Le **projet Chiroptera**, cofinancé en 2012 à hauteur de 440 k€ par l'ADEME, ENGIE Green et le Museum National d'Histoire Naturelle (dont 278 k€ d'aides) et visant à élaborer un dispositif de détection de l'activité des chauves-souris à proximité d'une éolienne et à réduire l'impact des éoliennes sur les chiroptères.
- Le **projet Evaleol**, cofinancé par l'ADEME et la LPO à hauteur de 208 k€ (dont 135 k€ d'aides) et visant à évaluer les enjeux de l'éolien à travers l'amélioration des connaissances et des méthodologies d'impact vis-à-vis des oiseaux et des chiroptères.
- Enfin, des **thèses ont également pu être cofinancées** sur le sujet, notamment une en 2012 ayant pour but d'analyser par l'écoute les déplacements de mammifères (chiroptères et cétacés notamment) afin de les protéger face aux nuisances d'hyperstructures (littorales et terrestres) type éoliennes.

❖ **Des problématiques liées aux impacts sur les populations locales, le milieu environnant ou les activités régaliennes/économiques qui persistent malgré tout**

L'analyse précédente peut être complétée sur la base des résultats issus de l'enquête réalisée auprès des collectivités locales afin de savoir dans quelles mesures les dispositifs mis en place par la politique de soutien afin de réduire les externalités négatives ont permis de favoriser l'acceptabilité locale et de limiter le nombre de recours à l'égard des projets éoliens.

Les résultats, rassemblés dans le Tableau 9, permettent de conduire aux constats suivants :

- Malgré les mesures prises pour limiter l'impact sur les populations locales :
 - 21% des communes répondantes considèrent que les gênes visuelles représentent encore une contrainte forte au développement de l'éolien, 25% jugent la saturation de l'espace et la proximité avec les riverains comme un frein conséquent.
 - 18% des communes répondantes et 30% des groupements à fiscalité propre (GFP) jugent que les oppositions locales (riverains, associations) restent une contrainte majeure au développement de l'éolien, ce qui témoigne du fait que l'acceptabilité locale n'est pas encore un acquis.
- Malgré les mesures prises pour limiter l'impact sur le milieu environnant (faune et flore) :
 - Même si seulement 7% des communes considèrent l'impact sur la faune ou la flore comme une contrainte pour le développement de l'éolien, les associations anti-éoliennes ou certaines associations de défense de l'environnement constituent encore une source importante de recours et invoquent l'impact de l'éolien sur la faune comme problématique majeure.
- Malgré les mesures contraignantes prises pour limiter l'impact sur les activités militaires et météorologiques (radars et zones d'aviation) :
 - Près de 20% des GFP considèrent les bases militaires / stations météo / aéroport comme des obstacles au développement de l'éolien sur leur territoire



Contraintes	Communes d'implantation (204 répondants)		Groupements à fiscalité propre (96 répondants)	
	Nombre de questionnaires	Pourcentage	Nombre de questionnaires	Pourcentage
Gênes visuelles	42	21%	10	10%
Gênes sonores	18	9%	5	5%
Faiblesse des vents	1	0%	2	2%
Oppositions (riverains, associations, etc.)	37	18%	29	30%
Proximité avec les riverains/Plus d'espace	52	25%	19	20%
Site classé/zone touristique	18	9%	8	8%
Pas de recette (fiscale, foncière...)	15	7%	3	3%
Faune et/ou flore (sites naturels Natura 2000)	15	7%	12	13%
Lenteur du projet	12	6%	8	8%
Base militaire/Station météorologique/Aéroport	19	9%	19	20%
Aucune	18	9%	5	5%

Tableau 9 : Réponse à la question « Quelles sont selon vous les contraintes pesant sur le développement de l'éolien sur votre territoire ? »

Lecture : sur les 204 communes ayant répondu, 42 communes (représentant 21% du total) considèrent que les gênes visuelles ont un impact certain sur le développement de l'éolien sur leur territoire.

Favoriser une perception positive de l'éolien par les populations a été un enjeu majeur du développement de l'éolien au cours des 15 dernières années. Les premières oppositions à l'éolien sont liées à la perception de son insertion dans le paysage et aux craintes de gênes sonores. A travers, notamment, l'application de la réglementation relative aux espèces protégées, **l'impact sur le milieu environnant a constitué un autre enjeu clé pour le développement de la filière et est à l'origine de nombreux recours. La réglementation applicable au déploiement de l'éolien a dû aussi prendre en compte des problématiques de conflits d'usage avec un certain nombre d'activités régaliennes et économiques** : observation radar, vols basse altitude, et télécommunications.

Pour assurer la prise en compte de ces contraintes dans le déploiement de l'éolien, les pouvoirs publics, ont adapté la réglementation en introduisant des seuils réglementaires, des contraintes d'interdiction et de limitation, l'obligation de conduire une étude d'impacts et un suivi environnemental. Ils ont également soutenu le développement d'outils visant à une plus grande transparence dans la gestion des conflits d'usage, ainsi que les efforts de recherche visant à mieux appréhender ou limiter les impacts en question.

Les mesures mises en œuvre par la politique de soutien à l'éolien ont ainsi permis d'intégrer ces problématiques à chacune des phases de développement d'un projet. Cependant, les manifestations d'opposition locale, bien que minoritaires, restent un frein à l'installation de parcs dans certains territoires. Ce constat invite à chercher d'autres leviers, non contraignants, comme l'implication croissante des collectivités, collectifs citoyens et autres parties prenantes locales, contribuant notamment à une meilleure appropriation des projets et de leurs retombées par les acteurs du territoire où ils sont implantés, pour agir sur ces problématiques et permettre de **faire évoluer la perception qu'ont les populations locales des éoliennes**.

3. ANALYSE DE L'UTILITE DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN

3.1. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de réduire la dépendance énergétique de la France ?



Le taux d'indépendance énergétique correspond au rapport entre la production nationale d'énergies primaires et la consommation en énergie primaire, pour une année donnée²³¹.

❖ Méthodologie

Les différentes sources d'énergie prises en compte dans la production et la consommation nationales d'énergies primaires sont répertoriées dans le tableau ci-dessous et sont accompagnées de leur coefficient de conversion pour passer sous une unité unique qu'est la tonne-équivalent-pétrole (tep)²³² :

Source d'énergie	Unité physique	Equivalent en Gigajoules (GJ)	Equivalent en tep
Charbon			
Houille	1 t	26	26/42 = 0,619
Coke de houille	1 t	28	28/42 = 0,667
Agglomérés et briquettes de lignite	1 t	32	32/42 = 0,762
Lignite et produits de récupération	1 t	17	17/42 = 0,405
Pétrole brut et produits pétroliers			
Pétrole brut, gazole/fioul domestique, ...	1 t	42	1
GPL	1 t	46	46/42 = 1,095
Essence moteur et carburateur	1 t	44	44/42 = 1,048
Fioul lourd	1 t	40	40/42 = 0,952
Coke de pétrole	1 t	32	32/42 = 0,762
Electricité			
Production d'origine nucléaire	1 MWh	3,6	0,086/0,33 = 0,261
Production d'origine géothermique	1 MWh	3,6	0,086/0,10 = 0,860
Autres types de production, échanges avec l'étranger, consommation	1 MWh	3,6	3,6/42 = 0,086
Bois	1 stère	6,17	6,17/42 = 0,147
Gaz naturel et industriel	1 MWh PCS	3,24	3,24/42 = 0,077

Tableau 10 : Sources d'énergie et coefficients de conversion utilisés dans le cadre de l'analyse de l'indépendance énergétique

A noter que toutes les sources d'énergie, sauf l'électricité d'origine nucléaire et l'électricité d'origine géothermique, sont désormais comptabilisées selon la **méthode dite du « contenu énergétique »** : l'équivalent en tep se calcule directement sur la base de la quantité d'énergie (en GJ) que génère 1 unité physique d'énergie (en tonne, MWh ou stère).

L'électricité d'origine nucléaire et l'électricité d'origine géothermique sont en revanche toujours comptabilisées selon la **méthode de « l'équivalent primaire à la production »** qui consiste à évaluer la quantité de combustibles fossiles (en tep) qui aurait été nécessaire pour obtenir la même quantité d'électricité en tenant compte du rendement de production de la filière considérée (33% pour le nucléaire et 10% pour la géothermie).

Ces coefficients de conversion, portés par les organisations internationales telles que l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), Eurostat ou le Conseil Mondial de l'Energie (CME), ont été adoptés par la France en février 2002. Avant cette date, un coefficient unique de conversion de l'électricité (égal à 0,222 tep/MWh) était utilisé pour l'énergie électrique quel que soit l'origine de cette dernière (qu'elle soit d'origine nucléaire, renouvelable ou fossile). La nouvelle convention, en introduisant une différence significative entre le nucléaire et les autres filières de production d'électricité, impacte de façon conséquente les résultats de production et consommation d'énergies primaires (et par conséquent le calcul du taux d'indépendance énergétique). Ainsi, la prise en compte du rendement de production de 33% pour le nucléaire fait que, pour une même production d'électricité, **l'énergie primaire calculée pour le nucléaire (en tep) sera près de trois fois supérieure à l'énergie primaire pour une production d'électricité d'origine renouvelable** (éolien, hydraulique, photovoltaïque).

²³¹ D'après la définition de l'INSEE

²³² Méthodologie et coefficients adoptés par l'Observatoire de l'Energie et la France lors de la session du 14 février 2002



Enfin, une autre hypothèse centrale dans le calcul du taux d'indépendance énergétique, telle qu'appliquée par les institutions publiques (CGDD, SOeS, INSEE), consiste à **considérer l'électricité nucléaire comme une énergie nationale** alors que la totalité de l'uranium est importé. Ainsi, contrairement aux énergies fossiles (gaz, charbon, fuel) qui n'entrent pas dans la production brute nationale d'électricité (car le pétrole, le gaz et le fioul sont importés), le nucléaire est quant à lui comptabilisé au même titre que les énergies renouvelables (hydraulique, éolien, photovoltaïque). Ce postulat de base repose sur la combinaison de deux paramètres principaux :

- contrairement aux énergies fossiles, l'uranium représente une faible part dans le coût de production d'un kWh d'électricité : une forte valeur ajoutée est donc présente sur le territoire nationale ;
- la France dispose d'une réserve d'uranium équivalente à 30 années de consommation, à laquelle s'ajoutent des stocks stratégiques représentant entre 3 et 5 ans de consommation supplémentaire.

Ce postulat de base, allié à un mode de calcul différenciant entre le nucléaire et les autres moyens de production d'électricité, explique un taux d'indépendance énergétique relativement élevé en France (Figure 112).

❖ Résultats

A partir des données de production et de consommation nationales d'énergies primaires²³³, les taux d'indépendance énergétique de la France ont été calculés pour le scénario réel (Figure 112) et les différents mix de référence (mix de référence moyen, mix « peu émetteur » et mix « émetteur »).

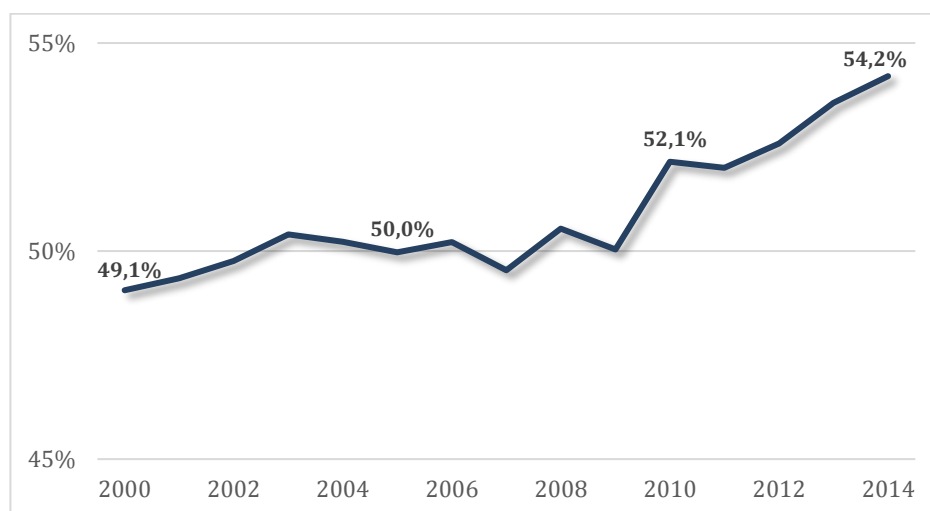


Figure 112 : taux d'indépendance énergétique de la France
Source : données SOeS, analyse I Care & Consult

La contribution de l'éolien à l'indépendance énergétique de la France a été évaluée à travers la comparaison entre le réalisé et les mix de référence (Figure 113). La politique de soutien à l'éolien aurait ainsi contribué à augmenter l'indépendance énergétique de 0,33 points de pourcentage en 2014 par rapport à 2000, sur la base du mix de référence moyen. Ce gain du taux d'indépendance énergétique se situe dans une fourchette basse à 0,18 points (variante « peu émetteur » du mix de référence) et une fourchette haute à 0,44 points (variante « émetteur » du mix de référence).

²³³ Données SOeS (périmètre métropole) et données RTE pour la production des différentes filières renouvelables.



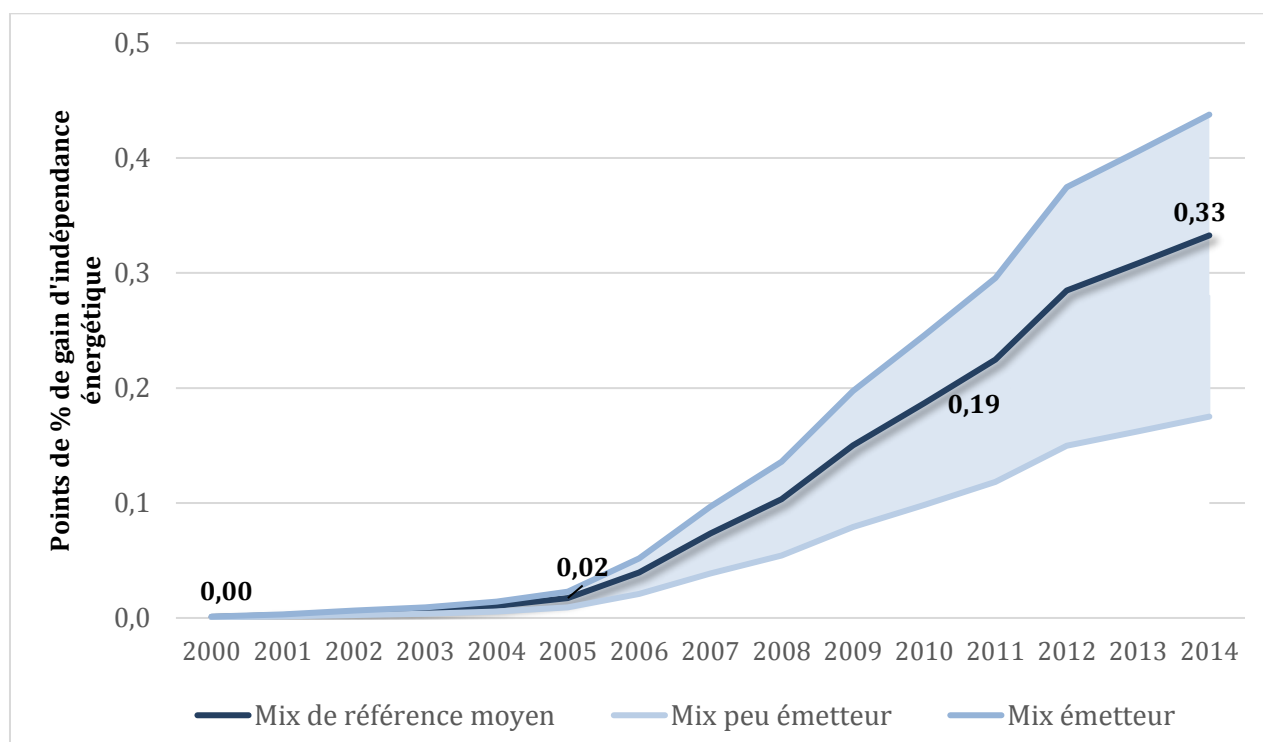


Figure 113 : Gain d'indépendance énergétique associés à la politique de soutien à l'éolien
 Source : données SOeS et RTE, modèle et analyse I Care & Consult

La politique de soutien à l'éolien a bien contribué à renforcer l'indépendance énergétique de la France. Cependant, cette contribution reste encore marginale en raison, d'une part, du poids relativement limité de l'éolien dans le mix énergétique. D'autre part, ces gains sont relativement faibles au regard d'un taux d'indépendance énergétique français déjà relativement élevé, du fait de la prise en compte de la production d'énergie primaire nucléaire dans la production nationale.

3.2. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de réduire l'impact climatique du mix électrique français ?

Les émissions de gaz à effet de serre (GES), estimées en équivalent-CO₂, de l'éolien ont été calculées à partir de la production annuelle d'électricité éolienne depuis l'année 2000 et du facteur d'émissions de l'ADEME (0,0127 kg CO₂éq/kWh)²³⁴. Celles-ci ont été comparées aux émissions des différents mix de référence (référence moyen, « peu émetteur », « émetteur ») à partir des facteurs d'émissions de la base carbone de l'ADEME²³⁵. Tous les facteurs d'émissions utilisés comprennent les émissions directes (combustion) et indirectes (ACV des centrales et étapes amonts du cycle du combustible) liées à la production d'1 kWh d'énergie électrique.

	FE Base Carbone (kgCO ₂ e/kWh)	Mix de référence moyen (%)	Mix émetteur (%)	Mix peu émetteur (%)
Electricité - centrale charbon - production	1,06	19,2%	22,2%	25,9%
Electricité - centrale fioul - production	0,73	27,5%	27,3%	9,9%
Electricité - centrale gaz - production	0,418	38,9%	42,3%	40,8%

²³⁴ Etude ADEME « Analyse du Cycle de Vie de la production d'électricité d'origine éolienne en France », décembre 2015

²³⁵ Document « Base carbone » de l'ADEME (version 11.0.0 du 18 novembre 2014) ou accessible via le lien suivant : <http://www.basecarbone.fr/>



Electricité - centrale nucléaire - production	0,006	14,4%	8,1%	23,3%
Facteur d'émissions du mix ((kgCO ₂ e/kWh)		0,568	0,612	0,519

Tableau 11 : Facteurs d'émissions et mix de production évités

L'énergie éolienne a donc permis **d'éviter de l'ordre de 500 à 600 gCO₂ eq pour chaque kWh éolien produit.**

Les résultats des calculs des émissions de GES évitées, année par année, sont présentés dans le tableau ci-dessous :

<i>Emissions en MtCO₂ eq</i>	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2002-2015
Emissions éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	1,4
Emissions mix de référence moyen	0,2	0,2	0,4	0,6	1,3	2,3	3,3	4,5	5,7	6,9	8,5	9,1	9,8	12,0	64,7
Emissions mix émetteur	0,2	0,3	0,4	0,6	1,4	2,5	3,5	4,9	6,1	7,4	9,2	9,9	10,6	12,9	69,8
Emissions mix peu émetteur	0,2	0,2	0,3	0,5	1,2	2,1	3,0	4,1	5,2	6,3	7,8	8,4	9,0	11,0	59,2
Emissions évitées mix de référence	0,2	0,2	0,3	0,5	1,2	2,3	3,2	4,4	5,5	6,7	8,3	8,9	9,6	11,7	63,3
Emissions évitée mix émetteur	0,2	0,3	0,4	0,6	1,3	2,5	3,5	4,8	6,0	7,3	9,0	9,7	10,4	12,7	68,4
Emissions évitées mix peu émetteur	0,1	0,2	0,3	0,5	1,1	2,1	2,9	4,0	5,1	6,1	7,6	8,2	8,8	10,7	57,8

Tableau 12 : Emissions de GES évitées pour les différents mix de référence (MtCO₂e)

Le graphique ci-dessous présente les émissions de GES évitées résultant du déploiement de parcs éoliens, par rapport aux mix de référence, sur la période 2002-2015.



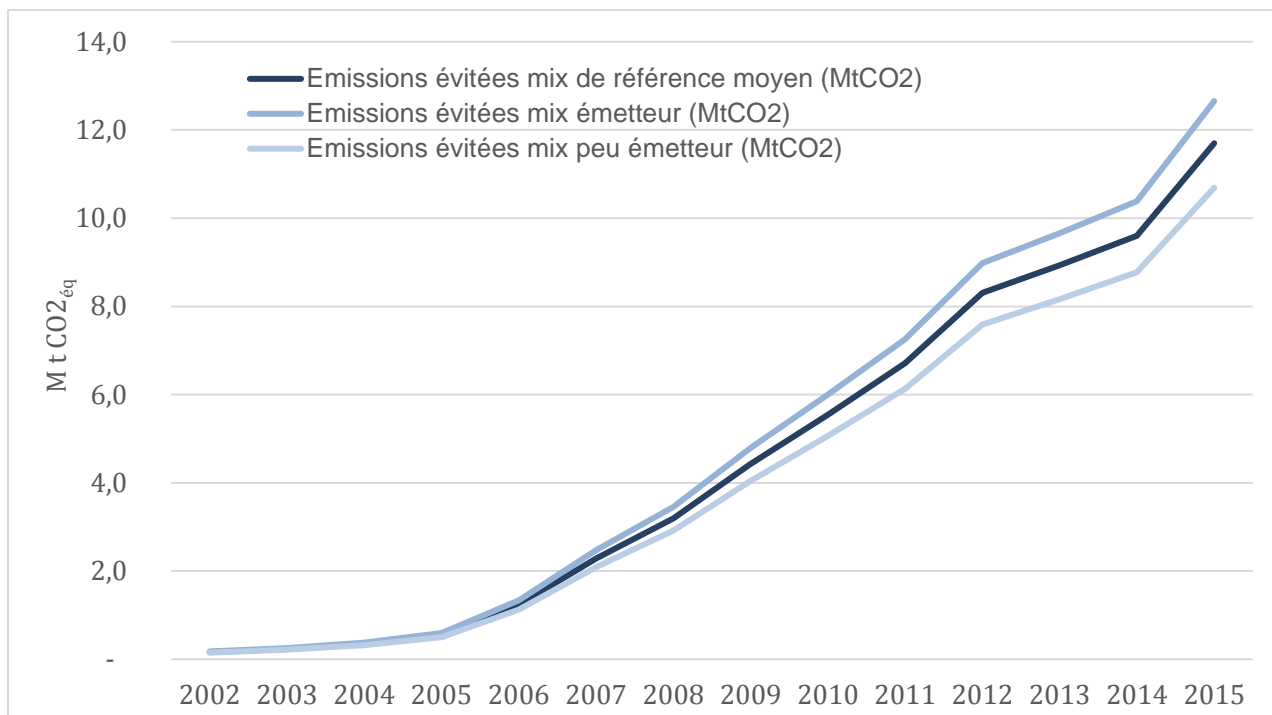


Figure 114 : Emissions de GES évitées pour les différents mix de référence (MtCO₂e)

L'énergie éolienne permet d'éviter de l'ordre de 500 à 600 gCO₂ eq pour chaque kWh éolien produit.

Entre 2002 et 2015, les émissions de GES évitées cumulées sont de l'ordre de 63 MtCO₂eq pour le mix de référence moyen, de 68 MtCO₂eq pour le mix « émetteur » et de 58 MtCO₂eq pour le mix « peu émetteur ».

En 2014, les émissions évitées grâce au développement de l'éolien (entre 8,8 et 10,4 MtCO₂eq) représentent entre 2,2% et 2,5% des émissions de GES de la France (408,3 MtCO₂eq en 2014, UTCF inclus) et 31% à 37% des émissions du secteur « production d'électricité et de chauffage urbain » (28,2 MtCO₂ pour ce secteur en 2014)²³⁶. Au total, ces émissions évitées en 2014 grâce au développement de l'éolien (9,6 MtCO₂eq), représentent près de 8,8 % de l'effort national de réduction des émissions de GES en 2014 par rapport au niveau de 1990²³⁷.

L'éolien contribue donc de manière significative à la réduction des émissions de GES du secteur électrique et donc à l'effort de la France en matière de lutte contre le changement climatique.

3.3. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de réduire en France les émissions d'autres polluants atmosphériques et d'autres impacts environnementaux ?

Dans le cadre de cette question évaluative, on s'intéresse à deux types d'impacts : les émissions des principaux polluants atmosphériques réglementés (SO₂, NO_x, PM₁₀ et PM_{2,5}) et les autres impacts environnementaux directement ou indirectement induits par la production d'électricité.

❖ Emissions directes de polluants atmosphériques évitées (SO₂, NO_x, PM₁₀ et PM_{2,5})

²³⁶ MEDDE-I4CE – « Chiffres clés du climat - Edition 2017 » (basé sur données Citepa de juin 2016). UTCF : Utilisation des terres, leur changement et la forêt

²³⁷ MEDDE-I4CE – « Chiffres clés du climat - Edition 2017 » (basé sur données Citepa de juin 2016) : les émissions de GES en France en 1990 étaient de 517,5 MtCO₂eq et de 408,3 MtCO₂eq en 2014, d'où une réduction des émissions de GES de près de 109,2 MtCO₂eq.



Seuls les principaux polluants atmosphériques règlementés du secteur de la production d'électricité sont considérés dans cette section. Par ailleurs, seules les émissions directes, pendant la phase d'exploitation des centrales, sont considérées, car nous faisons l'hypothèse que l'absence d'un déploiement de l'éolien sur la période passée n'aurait pas pour autant conduit à la construction de centrales thermiques fossiles supplémentaires.

Les émissions ont été calculées à partir des données provenant de la base OMINEA publiée par le CITEPA en 2017²³⁸. Cette base de données contient les facteurs d'émission de différents polluants atmosphériques pour les différentes filières de production d'électricité présentes en France (cf. Tableau 13).

Polluant émis	Facteur d'émission par filière (g/GJ entrant)	Années													
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
SO ₂	Charbon	325	358	349	323	319	324	278	276	259	230	292	231	208	141
	Fioul	414	374	386	387	360	369	277	246	240	198	213	196	196	175
	Gaz	0,5	0,5	0,4	1,1	1,2	0,5	0,6	0,5	0,4	0,7	1,1	0,6	0,6	0,5
NO _x	Charbon	274	246	244	268	263	259	172	181	173	144	174	164	150	111
	Fioul	186	184	189	212	228	259	210	220	229	188	203	176	155	148
	Gaz	56	57	46	41	51	55	53	88	75	35	35	30	33	29
PM 2.5	Charbon	6,5	6,9	9,2	9,9	10,4	9,7	7,2	7,1	6,2	4,6	6,1	5,7	3,7	2,8
	Fioul	8,5	8,1	8,8	9,2	9,1	8,8	6,5	5,2	5,7	6,0	6,4	5,5	4,6	4,8
	Gaz	1,0	1,0	0,9	0,5	0,5	0,6	0,6	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
PM 10	Charbon	13,0	13,7	18,5	19,9	20,8	19,4	14,4	14,1	12,4	9,1	12,1	11,5	7,4	5,5
	Fioul	12,2	11,6	12,6	13,1	12,9	12,6	9,3	7,5	8,2	8,6	9,2	7,8	6,6	6,8
	Gaz	1,0	1,0	0,9	0,5	0,5	0,6	0,6	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8

Tableau 13 : Facteurs d'émissions de différents polluants atmosphériques pour différentes filières de production d'électricité en France

Source : CITEPA, base de données OMINEA, 2017

Les différentes hypothèses retenues pour passer de ces facteurs d'émissions à des émissions évitées grâce au déploiement de l'éolien, sont les suivantes :

- En phase d'exploitation, l'éolien n'émet pas de polluants atmosphériques ;
- Les facteurs d'émission utilisés correspondent aux chaudières ayant une puissance supérieure à 300 MW pour les raisons suivantes :
 - Pour le gaz, la production à partir de turbines à combustion (TAC) reste très limitée voire marginale sur les dernières années, en comparaison avec les centrales combinées gaz (CCG) ;
 - Pour le charbon, les centrales les plus récentes du parc et encore en fonctionnement en 2016 sont toutes des centrales de 595 et 600 MW. Même si avant 2015, le parc de centrales à charbon comptait également des unités de 250 MW (affectées dans la base de données OMINEA au segment 50-300 MW), il a été supposé, en l'absence de données détaillées, que les centrales de 600 MW, plus récentes (et donc plus performantes), étaient majoritaires dans la production d'électricité à partir de charbon. Par ailleurs, le choix de cette approche « chaudière > 300 MW » entraîne des volumes de polluants atmosphériques émis globalement plus faibles que l'approche « chaudières 50-300 MW », ce qui conduit à des résultats globalement plus conservateurs ;
 - Pour le fioul, les données n'existent pas pour les autres tranches de puissance (faute de données existantes sur les autres sous-filières).

²³⁸ CITEPA, base de données OMINEA édition 2017 : <http://www.citepa.org/fr/activites/inventaires-des-emissions/ominea>

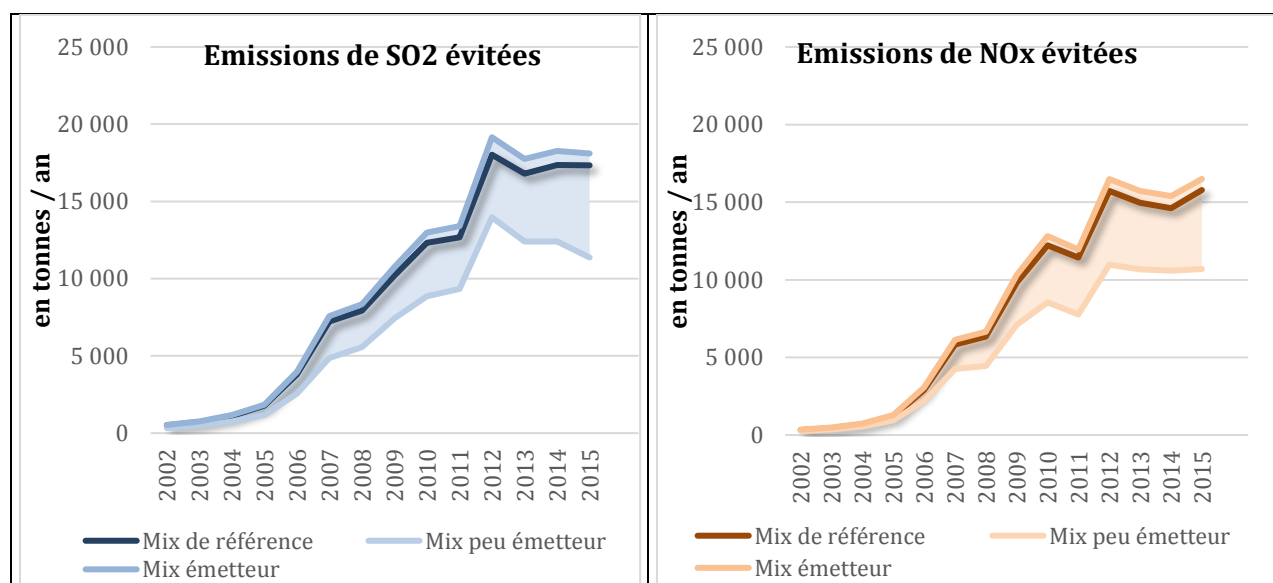


- Les rendements des moyens de production d'électricité retenus sont les suivants : 40% pour les centrales à charbon, 30% pour les centrales au fuel et 60% pour les centrales combinées gaz (CCGT) ; basés sur les données de l'AIE pour la France²³⁹.

Les résultats du calcul des émissions évitées de SO₂, NOx et particules fines sont rassemblés dans le tableau ci-dessous (Tableau 14) et représentés en

		Tonnes évitées																2002-2015
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015			
Mix de référence	SO2 évitées	509	714	1 108	1 757	3 773	7 189	7 887	10 150	12 253	12 616	17 940	16 715	17 252	17 228	127 091		
	NOx évitées	322	449	682	1 206	2 882	5 788	6 308	9 780	12 162	11 371	15 635	14 877	14 539	15 693	111 697		
	PM 2.5 évitées	11	16	28	46	106	192	200	247	312	352	494	472	402	468	3 346		
	PM 10 évitées	17	25	45	75	173	310	323	402	500	549	785	754	624	709	5 290		
Mix émetteur	SO2 évitées	534	754	1 168	1 848	3 973	7 569	8 338	10 767	12 984	13 399	19 155	17 759	18 269	18 095	134 611		
	NOx évitées	345	480	728	1 286	3 066	6 131	6 650	10 329	12 809	11 957	16 488	15 723	15 385	16 497	117 874		
	PM 2.5 évitées	12	17	30	49	113	203	212	263	331	370	522	500	423	489	3 534		
	PM 10 évitées	18	26	48	81	186	332	346	434	535	582	837	807	663	746	5 642		
Mix peu émetteur	SO2 évitées	332	497	757	1 172	2 563	4 869	5 572	7 422	8 865	9 336	13 969	12 411	12 405	11 370	91 541		
	NOx évitées	265	361	540	942	2 207	4 259	4 444	7 111	8 552	7 764	10 969	10 664	10 594	10 686	79 356		
	PM 2.5 évitées	7	11	20	34	79	141	148	195	232	236	351	346	277	297	2 374		
	PM 10 évitées	13	19	36	61	142	251	263	347	405	401	611	605	466	484	4 104		

Tableau 14 : Résultats des émissions de polluants atmosphériques évitées par l'éolien dans les différentes variantes de mix électrique



²³⁹ AIE, « Projected cost of generating electricity », 2015



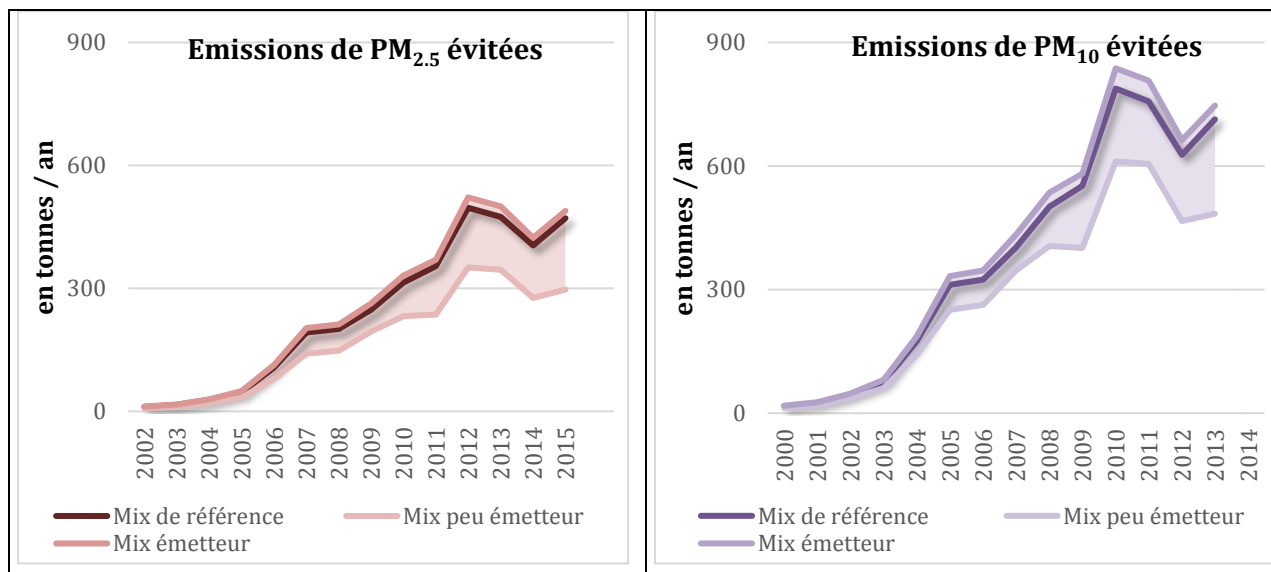


Figure 115 : Résultats des émissions de polluants atmosphériques évitées par l'éolien

Entre 2002 et 2015, les émissions évitées cumulées se situent ainsi :

- entre 91 000 et 135 000 tonnes pour le SO₂ ;
- entre 79 000 et 118 000 tonnes pour le NO_x ;
- entre 2 400 et 3 500 tonnes de particules fines PM_{2.5} ;
- entre 4 100 et 5 600 tonnes de particules fines PM₁₀.

En 2013, les émissions évitées représentent entre 25% (mix « peu émetteur ») et 37% (mix « émetteur ») des émissions totales de SO₂ du secteur de production d'électricité (48 900 tonnes de SO₂ en 2013²⁴⁰). Celles de NO_x représentent entre 22% (mix peu émetteur) et 30% (mix émetteur) des émissions totales de NO_x de ce secteur (40 700 tonnes en 2013). En ce concerne les particules fines, leur réduction représente entre 8 et 10% des émissions totales du secteur de la transformation d'énergie pour les PM_{2.5} (4 400 tonnes en 2013, incluant le secteur de production d'électricité), et entre 21 et 24% des émissions de PM₁₀ de ce secteur.

La production éolienne contribue donc fortement à la réduction des émissions de SO₂, NO_x et particules fines associées à la production d'énergie en France.

❖ Autres impacts environnementaux (en analyse de cycle de vie)

Outre les émissions de gaz à effet de serre et de polluants, une comparaison simplifiée de l'impact environnemental associé au déploiement de la filière éolienne, en différentiel aux 3 variantes du mix de référence a été réalisée. La méthodologie utilisée est l'Analyse du Cycle de Vie (ACV) : les résultats présentés comprennent donc l'impact environnemental de l'activité de production d'électricité, ainsi que des phases amont d'investissement dans les moyens de production électriques et d'extraction, de transport et de distribution des combustibles. Les résultats sont présentés pour 4 indicateurs d'impacts : utilisation des ressources en eau, eutrophisation eau douce et marine, grâce à la méthode ReCiPe et acidification grâce à la méthode CML 2001.

Cette modélisation simplifiée utilise la base de données générique Ecoinvent V3.2 fournissant des données moyennes pour la France pour les différents modes de production d'électricité (éolien, nucléaire, charbon, gaz et fioul). Pour comparaison, l'ACV de la production éolienne en France (ADEME 2015) a fourni les impacts environnementaux correspondant au parc effectivement installé à fin 2013 : les valeurs sont proches des données de la base Ecoinvent pour la plupart des indicateurs analysés (différences de l'ordre de 20%), sauf pour l'indicateur d'eutrophisation en milieu marin qui diffère de près de 55% (dû au fait que l'ACV du parc éolien par l'ADEME regroupe les éoliennes effectivement

²⁴⁰ CITEPA, "Inventaire des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre en France – Séries sectorielles et analyses étendues (format SECTEN)", avril 2015



installées, en moyenne d'une puissance de 2 MW, alors qu'Ecoinvent se restreint à un modèle de 800 kW). Par souci de cohérence entre les méthodes de caractérisation pour les différentes filières, seule la base de données Ecoinvent sera utilisée par la suite (ce qui a posteriori ne changera pas la conclusion qualitative).

Le Tableau 15 présente les modules utilisés et les hypothèses et paramètres appliqués pour la réalisation de la comparaison.

Mode de production d'énergie	Scénario éolien	Mix de référence			
	Eolien	Nucléaire	Charbon	Gaz	Fioul
Module Ecoinvent utilisé	electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, FR	electricity production, nuclear, pressure water reactor, FR	electricity production, hard coal, FR,	electricity production, natural gas, conventional power plant, FR	electricity production, oil, FR (heavy fuel Oil)
Périmètre du module	Du berceau au kWh produit	Du berceau au kWh produit	Du berceau au kWh produit	Du berceau au kWh produit	Du berceau au kWh produit
Représentativité dans le mix moyen		14,4%	19,2%	38,9%	27,5%
Représentativité dans le mix « émetteur »		8,1%	22,2%	42,3%	27,3%
Représentativité dans le mix « peu émetteur »		23,3%	25,9%	40,8%	9,9%
Utilisation des ressources en eau (m3 (Water depletion – Recipe) / kWh produit)	4,14.10 ⁻⁵	3,10.10 ⁻³	2,60.10 ⁻³	2,77.10 ⁻³	9,99.10 ⁻⁴
Acidification (kg SO ₂ e (CML 2001) / kWh produit)	7,91.10 ⁻⁵	7,07.10 ⁻⁵	5,91.10 ⁻³	1,26.10 ⁻³	9,20.10 ⁻³
Eutrophisation, eau douce (kg P équivalent (Recipe) / kWh produit)	1,02.10 ⁻⁵	8,60.10 ⁻⁶	1,57.10 ⁻⁴	4,03.10 ⁻⁵	1,99.10 ⁻⁵
Eutrophisation, marine (kg N équivalent (Recipe) / kWh produit)	1,74.10 ⁻⁵	5,98.10 ⁻⁵	7,88.10 ⁻⁴	3,31.10 ⁻⁴	1,77.10 ⁻³

Tableau 15 : Hypothèses et paramètres appliqués pour la comparaison en analyse de cycle de vie entre l'éolien et les différentes filières composant le mix de référence

Le tableau suivant présente les différences par kWh produit entre les 3 mix de référence et le scénario éolien.

Impacts environnementaux	Unité (/kWh produit)	Mix de référence			Eolien	Différence éolien / référence		
		Référence	Emetteur	Peu émetteur		Référence	Emetteur	Peu émetteur
Utilisation des ressources en eau	m ³ (Water depletion – Recipe)	2,30E-03	2,28E-03	2,63E-03	4,14E-05	-98%	-98%	-98%
Acidification	kg SO ₂ e (CML 2001)	4,16E-03	4,37E-03	2,98E-03	7,91E-05	-98%	-98%	-97%
Eutrophisation, eau douce	kg P équivalent (Recipe)	5,25E-05	5,80E-05	6,11E-05	1,02E-05	-81%	-82%	-83%
Eutrophisation, marine	kg N équivalent (Recipe)	7,76E-04	8,05E-04	5,29E-04	1,74E-05	-98%	-98%	-97%

Tableau 16 : Résultats et comparaison, en analyse de cycle de vie, entre les impacts environnementaux dus à l'éolien et ceux dus au mix de référence

Les résultats présentés ici sont issus d'une démarche simplifiée qui n'a pas la complétude d'une étude ACV selon la norme ISO 14044. Toutefois, cette approche permet de faire une évaluation de l'impact relatif du scénario éolien par rapport aux mix de référence sur les indicateurs environnementaux étudiés. Cependant, ces réductions d'impact ne sont pas mises en regard avec les impacts environnementaux agrégés du secteur, car nous ne disposons pas de données agrégées sur le secteur de la production d'électricité.



L'évaluation des impacts environnementaux évités montre que l'éolien permet de réduire très fortement voire presque totalement les impacts en termes d'utilisation des ressources en eau, d'acidification et d'eutrophisation en milieu marin par rapport au mix de référence. La réduction de l'eutrophisation en eau douce est aussi importante (plus de 80%). Les différents mix de référence ont peu d'influence sur l'amplitude des bénéfices environnementaux évités par l'éolien.

L'éolien a donc un impact important sur la réduction des impacts environnementaux du système électrique. Dans la mesure où il n'existe pas de quantification agrégée de ces impacts environnementaux, il n'est pas possible de mettre les impacts évités grâce au déploiement de l'éolien en regard des impacts agrégés (actuel ou historique) associés à la production d'électricité/énergie ou l'économie française dans son ensemble.

3.4. La politique de soutien à l'éolien a-t-elle permis de rendre la filière compétitive face aux autres moyens de production nationaux ?

La compétitivité est un des objectifs activement recherchés par la politique énergétique. Pour répondre à cette question, il faut pouvoir comparer l'efficacité de chaque filière, et analyser le lien avec la politique énergétique.

Premièrement, établir un point de référence pour évaluer la compétitivité relative de l'éolien nécessiterait une analyse qu'il est trop complexe de mener dans le cadre de la présente étude :

- **La valeur apportée au système par un moyen de production donné.** La notion de compétitivité dépend effectivement de l'objectif que l'on recherche à travers nos moyens de production. Si l'objectif que l'on retient est simplement de produire des kWh d'électricité, l'éolien devrait être comparé à l'ensemble des moyens de production français (renouvelable, fossile, fissile). Si l'objectif est de produire des kWh d'électricité décarbonés, l'éolien ne peut être comparé qu'aux moyens de production renouvelables et fissiles. Si l'objectif est de produire des kWh renouvelables, l'éolien ne pourra être comparé qu'aux autres énergies renouvelables, etc. D'autres variables pourraient encore être utilisées comme base de comparaison, comme par exemple la flexibilité du moyen de production ou encore sa capacité à couvrir les pointes de consommation. Ainsi, chaque moyen de production ayant une utilité qui lui est propre (au-delà de la seule production d'électricité), il sera toujours délicat de comparer ces moyens simplement sur la base d'une comparaison de leur coût du MWh.
- **L'approche considérée en termes de temporalité.** La compétitivité peut être regardée soit par rapport aux moyens de production déjà présents au sein du système électrique (cf. Figure 116) et donc potentiellement déjà en partie amortis (comme c'est le cas pour le nucléaire historique), soit par rapport aux nouveaux moyens de production pouvant potentiellement être ajoutés au système électrique (cf. Figure 117). Selon l'approche retenue, l'analyse de compétitivité peut donner des résultats sensiblement différents : le coût de production de l'éolien peut ainsi paraître élevé si on le compare au coût de production du nucléaire historique ; en revanche, si on le compare au coût du nucléaire post-grand carénage ou au coût de nouvelles centrales, l'éolien peut devenir tout à fait compétitif.

Parc actuel

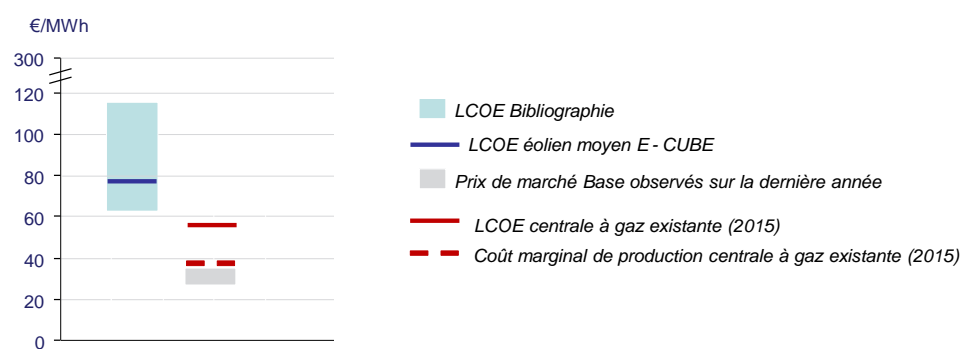


Figure 116 : Comparaison du coût de production de l'éolien avec le coût de production classique du parc actuel
Source : partie 1 section IV « Synthèse du benchmark international » de la présente étude

Futurs moyens de production

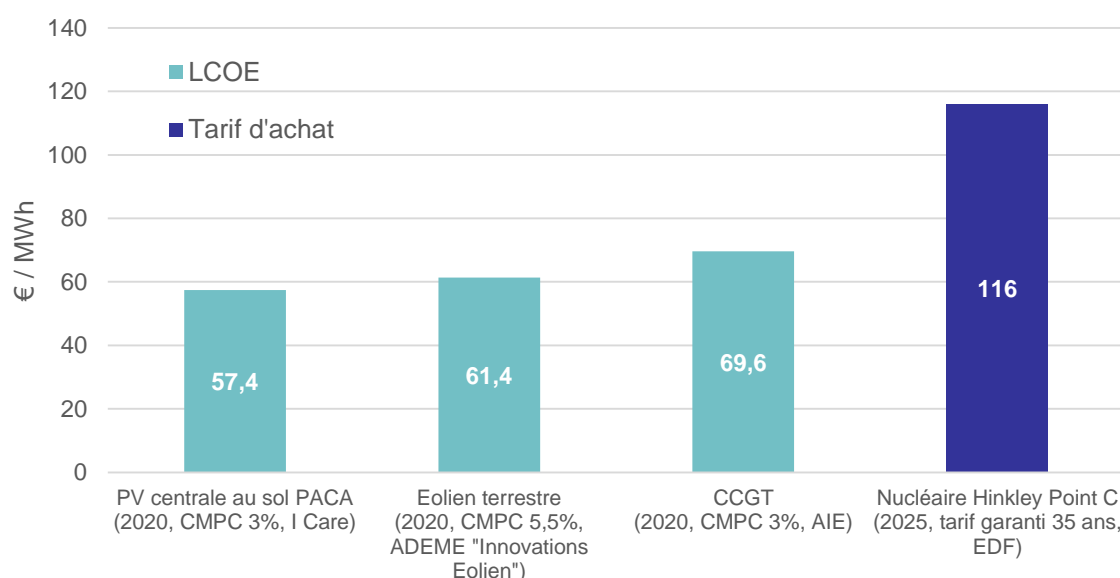


Figure 117 : Comparaison du coût de production (ou du tarif d'achat pour le nucléaire) de nouveaux moyens de production²⁴¹

Source : ADEME, Enerplan, AIE, EDF²⁴²

Deuxièmement, l'établissement d'un lien de causalité entre les baisses de coûts de l'éolien et la politique de soutien mise en place nécessite également une analyse dont le degré de complexité est trop élevé pour avoir sa place dans cette étude.

- **Le rôle imputable à la politique de soutien dans la compétitivité de la filière.** Ce rôle, pour la filière éolienne notamment, est très complexe à déterminer. D'un côté, la politique de soutien a joué un rôle essentiel en soutenant la demande domestique (via la mise en œuvre d'un tarif d'achat dédié) et l'offre (via des aides à la R&D et un soutien à l'export). D'un autre côté, le coût de production de l'éolien est grandement dépendant du coût des aérogénérateurs qui a, quant à lui, principalement baissé par des effets de concurrence sur les marchés européen et mondial, avec d'importants investissements privés investis en R&D par les grands turbineurs (donc sans lien direct avec la politique de soutien française).

²⁴¹ CMPC correspond au coût moyen pondéré du capital. CCGT correspond aux centrales combinées gaz.

²⁴² Le LCOE photovoltaïque provient de l'étude Enerplan/ADEME « Compétitivité et retombées socio-économiques de la filière solaire française » de 2017. Le LCOE éolien provient de l'étude ADEME « Innovations dans l'éolien » de 2017. Le LCOE des centrales à gaz (CCGT) provient du rapport AIE « Projected costs of generating electricity » de 2015.



La multitude des paramètres à prendre en compte pour traiter de façon objective la question de la compétitivité, nous invite, pour cette présente étude, à ne pas apporter de réponse tranchée sur la question. Des analyses supplémentaires seraient nécessaires pour appréhender ce sujet de façon objective.

3.5. La politique de soutien a-t-elle permis de maintenir un prix de l'énergie abordable ?

Le développement de l'éolien sur le territoire français a impacté le prix de l'électricité pour le consommateur à la hausse, avec une **augmentation de la facture électrique due au financement de la politique de soutien à l'éolien** à travers la contribution au service public de l'électricité (CSPE), acquittée par l'ensemble des consommateurs d'électricité au prorata de leur consommation (à noter que l'éolien ne constitue qu'un des postes de coûts couverts par la CSPE, à hauteur de 15% environ en 2015)²⁴³.

Les charges associées à la CSPE sont détaillées en section 5.1.2.1. (« Coûts liés à la l'obligation d'achat »). La CRE, en charge du calcul de ces charges, établit pour chaque année le montant de la contribution unitaire nécessaire pour couvrir les charges de service public. La contribution unitaire réellement appliquée sur la facture d'électricité des consommateurs est ensuite déterminée, par arrêté du ministre chargé de l'énergie (ou à défaut, par la CRE) (Figure 118). En pratique, entre 2009 et 2015, d'importants écarts entre les contributions unitaires théorique et réelle ont été constatés, représentant un défaut de recouvrement pour le fournisseur obligé EDF. Toutefois, ce défaut de recouvrement a vocation à être intégré au fur et à mesure dans les futures charges de CSPE pour la période 2016-2020.

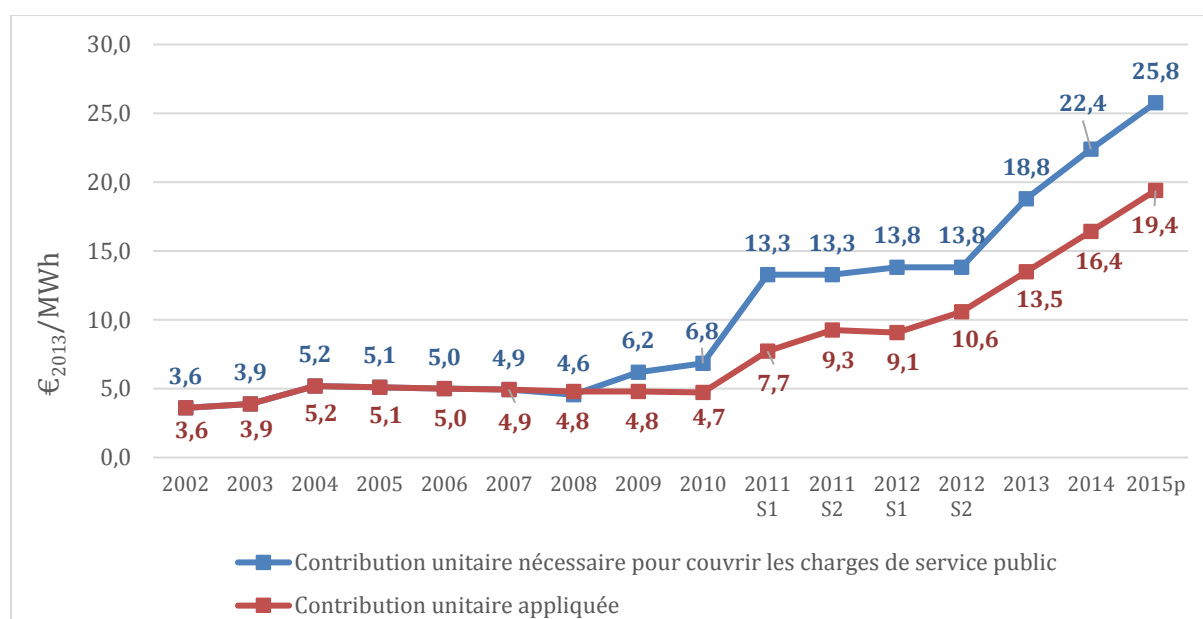


Figure 118 : Contribution unitaire au service public de l'électricité (en € constants de 2013)
Sources : Données CRE

En 2015, les consommateurs d'électricité contribuent donc au service public d'électricité à hauteur de 19,5 €/MWh (19,4 €₂₀₁₃/MWh), toutefois, le coût réel du service public de l'électricité tel que constaté par la CRE s'élève à 25,8 €₂₀₁₃/MWh. L'éolien ne représente qu'un des volets de la CSPE ; la part qui lui est attribuable est représentée en Figure 119.

²⁴³ Les autres postes de coûts couverts par la CSPE sont détaillés en section 5.1.2.1. (« Coûts liés à la l'obligation d'achat »).



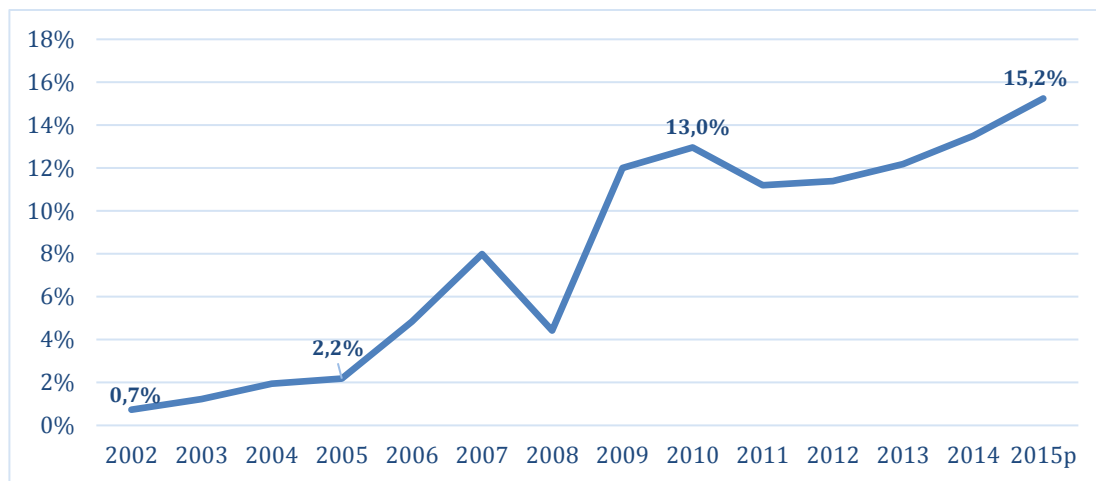


Figure 119 : Part de l'éolien dans la CSPE

Source : données CRE, analyse I Care & Consult

NB : la baisse du surcoût compensé par la CSPE en 2008 s'explique par la hausse des prix de marché cette même année.

Sur la base d'une consommation d'électricité moyenne annuelle de 6140 kWh et une facture d'électricité moyenne annuelle de 818 €₂₀₁₃ pour une résidence principale en métropole française, un calcul de la part occupée par l'éolien, via la CSPE, dans la facture d'électricité des ménages résidentiels a été réalisé (Figure 120)²⁴⁴.

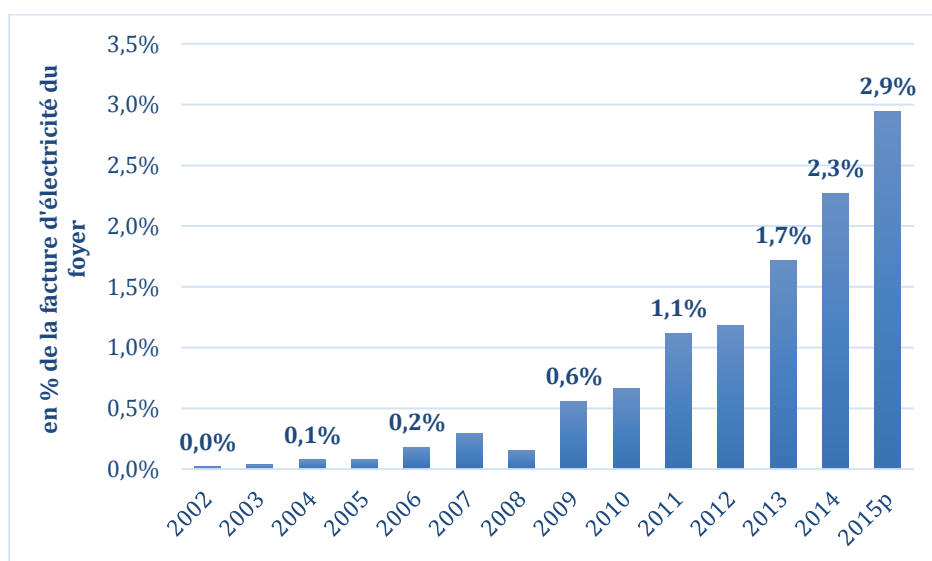


Figure 120 : Part de la CSPE « théorique » attribuable à l'éolien dans la facture totale d'électricité d'un ménage moyen²⁴⁵

Source : données CRE et SOeS, analyse I Care & Consult (NB : les données pour 2015 sont prévisionnelles)

D'abord négligeable sur les années 2000-2010, l'impact de la politique de soutien à l'éolien sur la facture d'électricité des ménages devient de plus en plus notable à partir de 2011 : sur la période 2010-2015, la part payée par le consommateur pour soutenir le développement de l'éolien a augmenté chaque année, pour atteindre en 2015 près de 3,93 €₂₀₁₃/MWh représentant 2,9% de la facture d'électricité du consommateur résidentiel.

²⁴⁴ Source : SOeS, « Consommations énergétiques des ménages en 2012 », juin 2015. En 2012, la consommation annuelle moyenne d'électricité d'un ménage s'élève à 0,528 tep, soit 6140 MWh, pour un coût de 811 €, soit 818 € en euros constants de 2013. Le calcul de la part de CSPE éolien payée par le consommateur prend en compte la contribution unitaire nécessaire pour couvrir les charges de l'éolien (telle que calculée par la CRE) et non la contribution unitaire réellement appliquée sur la facture des consommateurs, cela permettant d'inclure l'intégration future des défauts de recouvrement dans le montant de la contribution.

²⁴⁵ La CSPE « théorique » correspondant à la contribution unitaire nécessaire pour couvrir les charges de l'éolien (telle que calculée par la CRE).



3.6. Dans quelle mesure la politique de soutien à l'éolien a-t-elle permis de réduire pour la collectivité un certain nombre de risques liés à l'activité de production d'énergie ?

L'activité de production d'électricité fait supporter deux principaux types de risques à la collectivité :

- **Risques d'accidents industriels liés à l'exploitation de centrales thermiques conventionnelles (fossiles et nucléaire).** Les accidents pouvant être dus à des défauts matériels (défaut d'origine ou dû au vieillissement des équipements), à des erreurs humaines ou encore à des événements climatiques (inondations, tempête, tornade, feu de forêt, ...). La plupart du temps, ces accidents industriels n'entraînent qu'un simple arrêt de la production et n'ont aucun impact sur la santé humaine. Dans ce cas de figure, le risque n'est alors porté que par l'exploitant qui se couvre à travers sa police d'assurance. Lorsqu'il s'agit de risques liés à des accidents majeurs, entraînant un dommage pour la santé humaine ou l'environnement, un risque est alors porté par la collectivité.
- **Risques financiers, liés aux incertitudes portant sur le niveau des prix des combustibles et leur volatilité** (eux-mêmes liés aux risques géopolitiques et à l'ensemble des risques pesant sur l'évolution de l'équilibre offre-demande sur ces marchés). Ces risques financiers, en impactant le prix final de l'électricité payé par le consommateur, concernent la collectivité dans son ensemble. La diversification du mix énergétique et électrique est une des réponses à ce risque.

L'éolien est très peu sujet à des accidents industriels majeurs. Les seuls risques pour la santé humaine sont dus aux éventuels bris de machines, aux incendies et aux projections de glace, ce qui n'entraîne selon l'IPCC, qu'environ 1,9 décès/TW_{électrique}.an. A contrario, les moyens de production conventionnels (nucléaire, gaz, charbon) peuvent présenter des risques d'accidents industriels significatifs, avec un impact potentiellement fort sur les populations (pollution atmosphérique, radioactivité, explosion) et/ou l'environnement (pollution et/ou contamination de l'eau / des sols). Les risques pour l'homme s'échelonnent de 7,3 décès/TW_{électrique}.an pour le nucléaire et à 120 décès/TW_{électrique}.an pour les centrales à charbon dans l'Europe à 27²⁴⁶. Ces résultats ne constituent toutefois que de simples estimations, basées sur les risques pour la santé humaine associés à différents moyens de production existants et en phase d'exploitation seulement.

Pour le cas de la France, les données existantes ne permettent pas de mener une analyse quantitative robuste des risques associés aux moyens de production électrique. En effet :

- Les données sur la mortalité liée aux accidents du travail et accidents industriels ne sont pas agrégées au niveau français ;
- Une estimation du risque financier est complexe à évaluer, en particulier dans un contexte de marché des matières premières mondialisées.

Ainsi, la comparaison entre le scénario éolien réalisé et les mix de référence permet d'émettre les constats suivants :

- Avec un risque de bris d'équipement non négligeable pour l'éolien mais avec un impact sur la santé humaine et le milieu environnant très limité, l'éolien permet globalement une réduction du risque d'accident industriel associé à l'activité de production d'électricité ;
- Sur le volet du risque financier, l'éolien est beaucoup moins sensible à la volatilité des prix du carbone et des énergies fossiles que les moyens de production conventionnels (soumis notamment à un risque géopolitique fort), ce qui en fait un moyen de production au coût d'approvisionnement en électricité relativement stable sur le moyen/long terme, malgré une production de type intermittente.

Par conséquent, et bien qu'une quantification précise soit impossible à ce stade, la politique de soutien à l'éolien, en permettant la pénétration d'éolien en lieu et place des moyens de production

²⁴⁶ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), "Renewable Energy in the Context of Sustainable Development" - chapter 7 "Wind Energy".



fossiles et fissiles, a permis d'amorcer progressivement la réduction pour la collectivité d'un certain nombre de risques liés à l'activité de production d'électricité.

3.7. La politique de soutien a-t-elle permis la création ou le maintien d'emplois français ?

❖ Quels leviers pour l'emploi ?

Pour la filière éolienne, l'objectif affiché de création d'emplois est arrivé tardivement en France à partir des premiers appels d'offres offshore en 2010-2011 puis il a été concrétisé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte. Ainsi, l'évaluation de la politique de soutien au regard de cet objectif met un accent particulier sur la période 2011-2015.

Deux leviers principaux sont générateurs d'emplois pour la filière éolienne en France :

- **La structuration d'une filière industrielle française**, notamment sur les maillons de la fabrication et de l'assemblage qui captent à eux-seuls près de 60-80% du chiffre d'affaires global d'un projet éolien et constituent la principale source d'emplois²⁴⁷. La présence d'une filière industrielle forte permet non seulement d'approvisionner son marché domestique, mais permet également de se positionner à l'export et de pénétrer les marchés internationaux. L'existence d'une filière industrielle forte permet également de localiser les emplois de recherche et développement, ainsi que les sièges sociaux sur le territoire national. Comme présenté dans les sections 2.3.1 et 3.3, l'objectif de structuration de filière est arrivé tardivement dans la politique de soutien.
- **La croissance du marché de l'emploi via l'installation de parcs éoliens en France**. Le déploiement de l'éolien sur le territoire national est source d'emplois, indépendamment de l'existence ou non d'une filière industrielle française. Ce déploiement fait en effet appel aux activités de développement de projets, d'installation (assemblage, génie civil et raccordement) et d'exploitation/maintenance. Ces activités ont généralement un fort ancrage local et constituent une source d'emplois non-délocalisables.
 - Les activités de développement et d'installation sont fortement dépendantes du rythme annuel d'installation et la pérennité de ces activités est par conséquent très liée au niveau de soutien et au cadre réglementaire en vigueur. Si l'activité d'installation est souvent très locale (sauf pour les projets d'éolien en mer qui peuvent requérir des expertises spécifiques), l'activité de développement peut également s'exporter et porter sur des marchés étrangers, générant des emplois en France.
 - L'activité d'exploitation/maintenance est quant à elle directement liée à la taille et à la croissance du parc installé ; la pérennité de ces emplois n'est pas conditionnée à la stabilité de la politique de soutien, car ils sont garantis tout au long de la durée d'exploitation des parcs (visibilité à 15-20 ans).

❖ Des gains bruts en emplois ?

Le tableau ci-dessous présente pour chaque maillon de la chaîne de valeur, les dynamiques amenées par la politique de soutien pour favoriser l'emploi, ainsi que les résultats d'emplois associés (pour le marché terrestre domestique et le marché à l'export) :

Maillon de la chaîne de valeur	Dynamique de la politique de soutien et bilan en 2015	Résultat marché terrestre	Résultat à l'export ⁷⁰	A favorisé l'emploi ?
--------------------------------	---	---------------------------	-----------------------------------	-----------------------

²⁴⁷ Partie 1 de l'étude "Bilan, Prospective et Stratégie de la filière éolienne française", ADEME, 2017



		français ²⁴⁸		
Développement / étude	La mise en œuvre d'une politique de soutien à l'éolien en France a permis à une centaine d'acteurs de se positionner dans le développement de projets éoliens pour approvisionner le marché domestique. La montée en compétence de ces acteurs (et notamment des plus gros) a également permis de prendre des parts de marché à l'international, maximisant le nombre d'emplois créés en France : en 2015, les développeurs français réalisent ainsi plus de 50% de leur activité à l'étranger. Le rythme limité d'installations (en comparaison des objectifs fixés par la France et des volumes installés dans les pays voisins comme l'Allemagne ou l'Espagne) a toutefois contraint les volumes d'emplois.	1550 ETP directs en 2015 (23%)	1480 ETP directs en 2015 (37%)	
Fabrication de composants et de turbines	Comme analysé en section 3.3, le soutien tardif au développement et à la structuration de la filière éolienne française a fortement limité la taille de l'industrie éolienne française qui n'a globalement pas réussi à se positionner sur les maillons les plus riches en valeur et en emplois (activité de turbinier et de fabrication des gros composants). Peu positionnés sur le marché domestique, les maillons de la fabrication ont toutefois réussi à s'aménager une place à l'export, apportant ainsi des emplois en France. De plus, la fabrication des turbines destinées à équiper les parcs éoliens en mer au large des côtes françaises, devraient apporter un regain d'emplois sur le territoire national. La pérennité de ces emplois dépendra des futurs calendriers d'appels d'offres en France et en Europe.	1150 ETP directs en 2015 (17%)	2200 ETP directs en 2015 (55%)	
Génie civil et raccordement	Les emplois dans le génie civil et le raccordement, étant fortement liés au rythme d'installation, ces emplois restent très dépendants de la visibilité apportée par la politique de soutien aux acteurs. Ces emplois sont souvent locaux, proches des lieux où ont été implantés les parcs, et sont non délocalisables. Les entreprises de génie civil ne sont en revanche généralement pas spécialisées dans l'éolien, limitant ainsi le risque associé à un rythme de déploiement fluctuant.	1600 ETP directs en 2015 (24%)	Export très limité (>150 ETP directs)	
Exploitation / maintenance	Le rythme de déploiement d'environ 1GW/an sur la période 2008-2015 a permis à l'activité d'exploitation / maintenance de croître de manière continue entre 2005 et 2015 (proportionnellement à la taille du parc installé), en passant de moins de 400 ETP en 2006, à plus de 2400 ETP en 2015. Ces emplois, garantis tout au long de la durée de vie des parcs (20 ans), sont pérennes et non délocalisables (seule la maintenance lourde, réalisée directement par les grands turbiniers, peut nécessiter une intervention extérieure).	2450 ETP directs en 2015 (36 %)	Export très limité (>150 ETP directs)	

Tableau 17 : Dynamiques de la politique de soutien pour favoriser l'emploi dans l'éolien en France, et résultats d'emplois associés

Par ailleurs, au-delà des emplois dédiés au marché domestique français et ceux dédiés à l'export, la France compte environ 300 emplois pour le marché éolien en mer domestique (ces emplois ne figurent pas dans le tableau ci-dessus).

Au total, l'émergence d'une filière éolienne française a permis de générer près de 11 000 ETP directs sur le territoire. En comptant les emplois indirects, la filière éolienne française compte près de 18 000 ETP en 2015.

❖ Evolution de ces emplois bruts par MW installés et comparaison avec les pays voisins

²⁴⁸ Résultats emplois issus de la partie 1 de la présente étude "Bilan, Prospective et Stratégie de la filière éolienne française", ADEME, 2017



Si les ratios d'emplois directs par MW installés annuellement peuvent fluctuer grandement d'une année sur l'autre en fonction des volumes installés sur ces années, des signes encourageants quant au contenu emplois associé au développement de l'éolien en France ont pu être notés : en moyenne de 7 ETP/MW_{installé} sur la période 2007-2010, ce ratio a dépassé les 11 ETP/MW_{installé} sur la période 2013-2015²⁴⁹. Cette croissance peut s'expliquer par une plus forte structuration de la filière éolienne française (depuis le lancement des grands projets d'éolien en mer) et par une progression continue de la part exportée.

Toutefois, en comparaison avec les pays voisins historiquement positionnés sur l'éolien, la France ne compte qu'environ 19 ETP_{directs et indirects} / MW_{installé} en 2015 contre près de 30 ETP / MW_{installé} en Allemagne en 2014²⁵⁰.

❖ Des gains nets en emplois ?

Le chiffrage de l'impact de l'éolien sur les emplois nets n'a pas été réalisé. Un tel chiffrage impliquerait de tenir compte de la transformation complète du système productif suite au changement du mix électrique et de faire une modélisation macro-économique pour voir l'impact sur l'économie dans son ensemble (en comparaison avec un scénario de référence sans éolien). Etant donné le poids limité de la filière éolienne dans l'économie française (production totale de la filière estimée à presque 1,8 Md€ soit moins d'un millième du PIB français), une telle analyse serait difficilement en mesure de produire des résultats exploitables.

Toutefois, si l'on se réfère à l'étude ADEME « Mix Electrique 100% renouvelable à 2050 - Evaluation macro-économique » qui réalise une telle simulation pour les horizons 2020, 2030 et 2050, la réduction de la demande énergétique (via des mesures d'efficacité et de sobriété énergétique) et le remplacement des énergies fossiles et fissiles par les filières renouvelables ont des conséquences positives sur l'emploi.

Les différents mix électriques proposés dans les modélisations incluent une part importante d'éolien (entre 40% et 50% des énergies renouvelables électriques). En outre, le scénario « Visions + 100% EnRE », qui présente une pénétration de l'éolien dans le mix plus importante que le scénario « Visions + 80% EnRE », aboutirait à une création nette d'emplois supérieure à celui-ci. Bien que n'ayant pas réalisé d'évaluation macro-économique rétrospective, ces résultats fournissent une indication de tendance : la politique historique de soutien à l'éolien a possiblement permis la création nette d'emplois. Une analyse plus complète sur ce point serait nécessaire.

Emploi - Rapport au tendanciel en milliers d'emplois
source ThreeME 2016

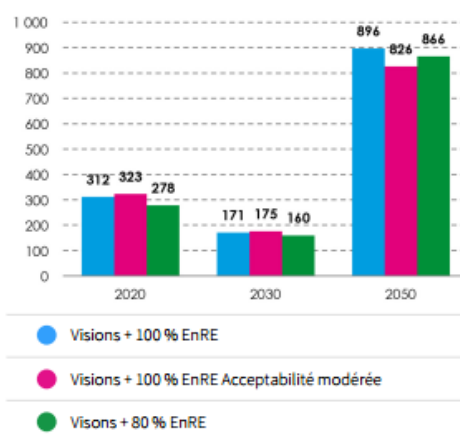


Figure 121 : Evolution des emplois nets dans les scénarios de prospective ADEME

²⁴⁹ Chiffres de l'étude ADEME « marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux EnR », 2017

²⁵⁰ Ratios basés pour la France sur les chiffres emplois issus de la partie 1 de l'étude, et pour l'Allemagne sur les rapports annuels de l'IRENA « Renewable Energy and Jobs - annual review ».



La croissance du marché domestique, quoiqu'en deçà des objectifs fixés par la France (cf. section 3.1), a permis, sur la période 2000-2015, de **générer des emplois bruts et non délocalisables en France sur les segments du développement, du génie civil et de l'exploitation/maintenance**. Toutefois, le faible positionnement historique sur les maillons riches en emplois²⁵¹ (fabrication des composants et des turbines) et l'absence d'un grand turbinier national, **n'a pas permis à la France de maximiser le nombre d'emplois sur son territoire**. La France compte ainsi environ 19 ETP / MW installé contre 31 en Allemagne. L'essor de l'éolien en mer, via les grands appels d'offres de 2011, 2013 et 2016, devrait toutefois permettre de relancer l'activité industrielle et l'emploi au niveau des zones côtières (via la construction d'usines de fabrication à Saint-Nazaire, Saint-Brieuc et Cherbourg).

3.8. La politique de soutien à l'éolien a-t-elle permis d'améliorer la balance commerciale ?

Une balance commerciale de la filière éolienne qui s'améliore mais reste négative en 2015...

Selon l'étude « Marchés et emplois liés aux EnR et à l'EE » de l'ADEME, en 2006, la filière éolienne française importait pour 779 M€ et exportait pour environ 400 M€ (soit un déficit de 380 M€). En 2015, la situation s'est légèrement améliorée, avec environ 951 M€ d'importations et 663 M€ d'exportations (soit un déficit de 290 M€), mais la balance reste encore négative. La valeur des exportations seraient ainsi passées de 51% de celles des importations, en 2006, à 70% en 2015.

Une plus forte structuration de la filière éolienne au cours de la période a permis le développement d'un savoir-faire national à l'exportation. En 2015, la fabrication de composants est une composante majeure des exportations, composants électriques principalement (LEROY-SOMER, NEXANS, SCHNEIDER Electric, MERSEN, COBHAM), mais également la métallurgie et les composants mécaniques, avec des entreprises telles que GKM (système de freinage) et Les Bronzes d'Industrie. Certains fabricants sont spécialisés sur des composants spécifiques destinés à l'exportation, comme ROLLIX DEFONTAINE ou ROMOWIND. Les exportations de composants se font souvent à destination de nos voisins allemands, premier marché européen.

Par ailleurs, en 2015, des exportations sont réalisées également par les développeurs exploitants et les bureaux d'études. Le soutien à l'éolien terrestre a fourni aux grands opérateurs d'énergie tels qu'EDF-EN ou ENGIE une expérience leur permettant de monter des projets au niveau international. Même s'il ne s'agit pas d'exportations, les filiales étrangères d'EDF-EN réalisent près d'un milliard de chiffres d'affaires hors de France.

... et une tendance à la réduction du déficit qui devrait être soutenue par le développement de l'éolien en mer

A partir de 2011, le lancement des appels d'offres éoliens offshore, demandant une production importante avec des critères visant à soutenir le développement d'une industrie nationale, a favorisé l'émergence de nouvelles usines, dont les productions sont destinées à la fois aux parcs français et aux exportations, comme ANEMOS à Saint-Nazaire et la diversification des activités d'Eiffage Metal à Fos sur Mer. Toutefois, les grandes usines de fabrication des composants majeurs (turbines, nacelles,

²⁵¹ Le maillon de la fabrication est riche en emploi du fait des volumes importants de chiffres d'affaires (CA) générés sur cette activité (en comparaison notamment avec le maillon de l'installation qui est plus dense en emploi rapporté à une unité de CA mais qui va générer moins de CA par projet).



pales) sont encore pour la plupart en cours de construction, ne permettant pas encore de voir, en 2015, l'impact du développement de l'éolien en mer sur la balance commerciale de la filière.

Une politique de soutien qui contribue à la réduction du déficit commercial, mais de façon plus limitée que dans certains pays voisins.

La comparaison avec d'autres pays matures dans l'éolien, témoigne des résultats relativement limités de la France. Dans les autres pays européens, les premiers arrivés sur le marché de l'éolien, comme l'Allemagne et l'Espagne, ont en effet bénéficié de l'avance de leurs systèmes productifs, ce qui leur a permis d'exporter une part importante de leur production, lorsque leurs voisins ont fixé à leur tour des objectifs de déploiement éolien. En Allemagne, sur la période 2007-2012, entre 60% et 70% de la production des fabricants est exportée, pour un chiffre d'affaires à l'export fluctuant entre 3 et 5 milliards d'euros²⁵². En Espagne, malgré l'arrêt du soutien de l'éolien, les fabricants, bien implantés à l'étranger, avec un acteur majeur, Gamesa, ont maintenu leur activité grâce aux exportations (cf. Figure 122). Enfin, aux Etats-Unis où le déploiement rapide des éoliennes s'est appuyé initialement sur de fortes importations, la tendance s'est inversée et les importations ont été divisées par 5 entre 2008 et 2014, alors que les exportations progressaient légèrement (cf. Figure 123).

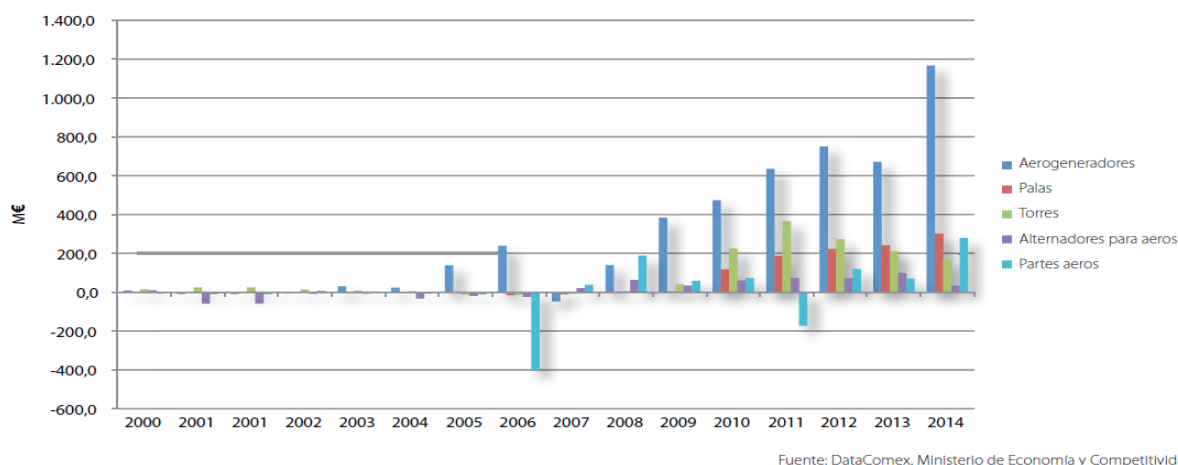


Figure 122 : Evolution de la valeur des échanges commerciaux internationaux dans le secteur de l'éolien en Espagne (période 2000-2014)



Figure 123 : Evolution de la valeur des échanges commerciaux internationaux dans le secteur éolien aux Etats-Unis [G\$]

Une politique pro-EnR qui a un impact net positif sur la balance commerciale

Le chiffrage de l'impact net du déploiement de l'éolien, au cours des 15 dernières années, sur la balance commerciale nécessitant une évaluation macroéconomique, n'a pas été réalisé, et ce pour les mêmes raisons que celles précisées en section 3.7. En outre, les résultats tirés de l'étude « Mix Electrique 100% renouvelable à 2050 - Evaluation macro-économique », ne permettent pas de conclure non plus sur ce

²⁵² Résultats issus du benchmark mené en partie 1.A - annexe 2 de la présente étude



point, car la différence de gains de points de PIB en termes de balance commerciale, entre les trajectoires « Visions + 100% EnRE » et « Visions + 80% EnRE » est trop faible pour être conclusive.

Malgré l'absence de filière industrielle forte structurée autour d'un grand turbinier, la prise en compte des importations et exportations sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la filière montre que la politique de soutien à l'éolien n'a pas sensiblement aggravé le déficit de la balance commerciale, car une offre française a été capable d'émerger, pour répondre au marché domestique mais aussi à l'exportation. La valeur des exportations serait ainsi passée de 51% de celle des importations, en 2006, à 70% en 2015. La montée en charge de la filière, via notamment la mise en place d'un écosystème industriel local pour l'éolien en mer, permet au contraire d'envisager un équilibre dans les prochaines années.

3.9. Dans quelle mesure la politique de soutien a-t-elle permis de redynamiser les territoires ruraux ?

Le développement de l'éolien peut, sous certaines conditions, générer d'importantes retombées pour les territoires d'implantation : recettes fiscales, revenus fonciers, mobilisation de l'épargne locale dans des circuits courts, activité et emplois, sensibilisation aux enjeux de la transition énergétique, et montée en compétences des acteurs locaux sur les aspects techniques, juridiques, et financiers des projets éoliens. Si certains leviers de redynamisation peuvent être actionnés par la politique de soutien (comme la fiscalité), d'autres vont davantage dépendre de la capacité de mobilisation des acteurs locaux (collectivités et citoyens) et de la stratégie des développeurs-exploitants.

Implication des collectivités dans l'implantation des parcs

Les collectivités locales peuvent jouer de diverses façons un rôle dans les projets éoliens qui se développent sur leur territoire :

- **en s'impliquant dans la planification éolienne sur leur territoire.** L'instauration des Zones de Développement de l'Eolien (ZDE) à partir de 2007 visait précisément à redonner du pouvoir de décision aux collectivités locales dans le choix des lieux d'implantation de l'éolien. A plus grande échelle, les SRCAE constituent également des outils mis dans les mains des régions pour planifier l'éolien sur leur territoire.
- **en s'impliquant dans le suivi et le montage du projet auprès du développeur** (via l'implication dans la recherche des sites et la prise en compte des impacts potentiels sur le milieu environnant). Depuis 2003 et l'instauration de l'enquête publique, les collectivités locales sont systématiquement sollicitées au moins ponctuellement sur le projet ;
- **en communiquant auprès des habitants** sur l'avancement du projet et les retombées pour le territoire ;
- **en s'impliquant financièrement dans les sociétés de projets.** La loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 crée un nouveau cadre incitatif en ce sens, en permettant aux communes et leurs intercommunalités de participer au capital d'une société anonyme dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables.
- **en favorisant les projets citoyens.**

Historiquement, les projets éoliens sont quasi-exclusivement développés et détenus par des sociétés privées, mais la tendance est à une plus forte implication des collectivités et des citoyens dans les projets. Ainsi l'enquête menée auprès des collectivités dans le cadre de la présente étude, témoigne d'une implication relativement forte des communes d'implantation :

- Un quart a participé au portage ou au financement du projet présent sur leur territoire : 12% au portage directement ou indirectement, 4% au financement par le biais d'une société intermédiaire, 5% au contrat de maîtrise foncière ;
- 30% ont participé d'une autre manière, en choisissant le développeur, ou en choisissant le site, plus rarement en élaborant une charte éolienne.

Malgré cette forte implication des collectivités, les développeurs privés restent à l'initiative des projets dans les trois-quarts des cas.



Comme en témoigne le graphique ci-dessous (Figure 124)²⁵³, les motivations des collectivités locales pour s'impliquer dans des projets éoliens peuvent être diverses, avec toutefois comme principales sources de motivation invoquées : la recherche de ressources financières complémentaires, l'environnement et l'opportunité de développement économique local.

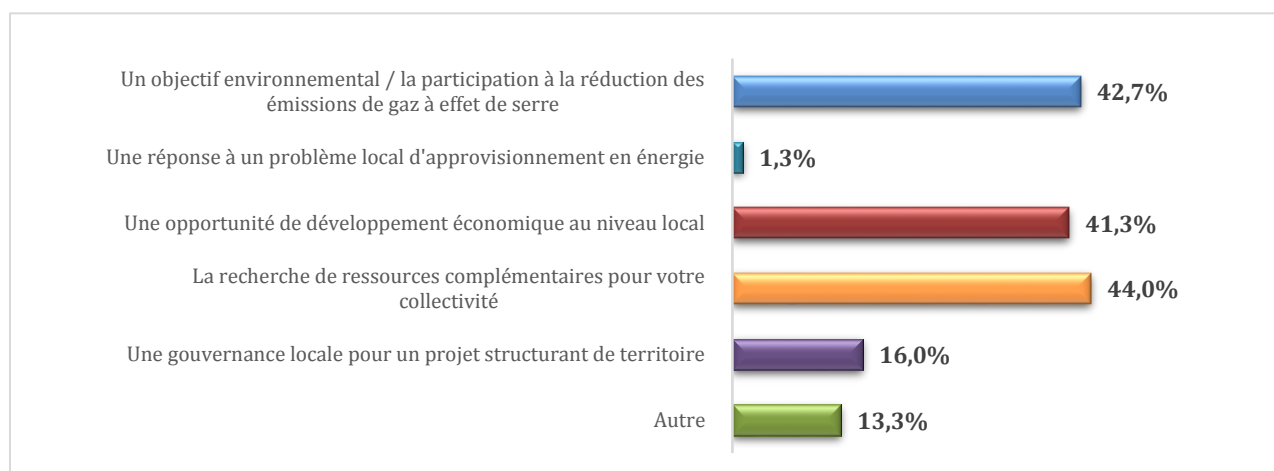


Figure 124 : Réponse à la question de l'enquête "Quelle a été la principale motivation de votre collectivité à s'impliquer dans ce projet ?" réalisée auprès des communes et ECPI

Fiscalité perçue par les collectivités locales

En fonction des caractéristiques d'un parc éolien et des taux de fiscalité votés localement, les retombées fiscales annuelles de l'implantation de parcs éoliens pour les collectivités locales se situent généralement entre 10k€ et 12 k€/MW_{installé} répartis entre la commune d'implantation, l'intercommunalité à fiscalité propre, le département et la région²⁵⁴. Ces recettes sont perçues via l'IFER, la CFE, la CVAE et les taxes foncières (cf. section 6.3.1. sur les retombées budgétaires). Cette fiscalité représente une ressource non négligeable, que les élus interrogés estiment à environ 10% de leur budget, mais qui peut représenter davantage, jusqu'à la moitié d'un budget communal²⁵⁵.

Le niveau de fiscalité perçue est toutefois fortement dépendant du statut fiscal de l'EPCI : une commune présente au sein d'un EPCI à fiscalité professionnelle unique (FPU) touchera ainsi près de 5 fois moins de recettes fiscales directes qu'une commune intégrée à un EPCI à fiscalité additionnelle (FA).

Ces ressources complémentaires sont majoritairement investies dans les équipements de la commune, qu'il s'agisse d'améliorer les équipements ou d'en construire de nouveaux. Ces investissements contribuent ainsi à redynamiser le territoire.

Les projets citoyens

Les collectifs d'habitants et les associations ne sont que très rarement à l'origine des projets. Néanmoins, la participation des habitants au financement des projets est une pratique en augmentation. Les citoyens ont ainsi participé au financement, sous forme de participation au capital de la société de projet, dans 7% des projets éoliens analysés au travers de l'enquête, et au financement sous forme de participation à la dette dans près de 4 % des projets²⁵⁶.

Cette participation citoyenne est généralement favorisée comme facteur potentiel d'une meilleure intégration locale des projets. En donnant aux personnes qui s'impliquent un meilleur accès à l'information et la possibilité d'une participation aux choix techniques, les projets citoyens garantissent une meilleure maîtrise des projets par les populations locales.

²⁵³ Résultats issus de l'enquête « collectivité » menée dans le cadre de la présente étude.

²⁵⁴ Chiffrage issu du « Simulateur de la fiscalité éolienne » développé par AMORCE en partenariat avec ADEME et FEE.

²⁵⁵ Source : enquête « collectivité » réalisée dans le cadre de la présente étude.

²⁵⁶ Source : enquête « collectivité » réalisée dans le cadre de la présente étude. Réponse à la question « Des habitants de votre collectivité ont-ils participé au financement de ce parc éolien (le plus récent) ? en tant que prêteur / en tant qu'actionnaire »



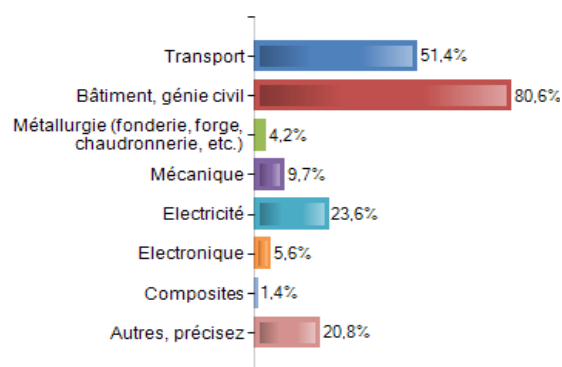
Ce n'est que très récemment que les pouvoirs publics ont décidé de favoriser ces initiatives : une volonté politique nationale de soutenir les investissements participatifs dans les projets EnR a été inscrite dans la LTECV et un certain nombre de textes réglementaires qui ont suivi :

- Introduction dans le droit français de la notion d'investissement participatif dans les EnR
- Facilitation du financement par les collectivités territoriales et les citoyens de sociétés commerciales porteuses de projets EnR²⁵⁷
- Redéfinition des critères applicables aux appels d'offres, dans l'objectif de valoriser les investissements participatifs mentionnés ci-dessus²⁵⁸
- Création d'un label « Financement participatif pour la croissance verte »

Des emplois autour des parcs éoliens

L'implantation de parcs éoliens dans les territoires ruraux, au travers des phases d'installation et de maintenance du parc, fait appel au moins partiellement à des entreprises locales. Dans 40% des communes où des parcs ont été implantés, des entreprises locales sont intervenues au moment de l'installation. Une dizaine d'entreprises locales ont pu être sollicitées dans les cas les plus favorables. De plus, les entreprises du BTP qui interviennent sur les chantiers d'installation de parcs éoliens font souvent appel à de la main d'œuvre locale.

Entreprises locales sollicitées pour l'installation



Entreprises locales sollicitées pour la maintenance

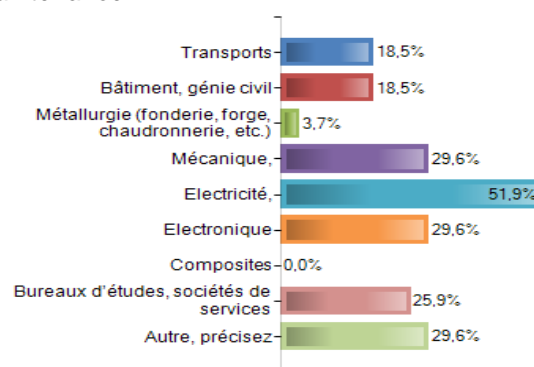


Figure 125 : Part des communes où des entreprises locales d'un secteur d'activité donné ont été sollicitées pour les travaux d'installation et pour la maintenance

Source : Enquête In Numeri réalisée en 2015 auprès des collectivités territoriales

Certaines entreprises situées dans les territoires ruraux bénéficient chaque année de la présence des parcs éoliens par le biais des activités d'exploitation et de maintenance :

- 13% des communes interrogées et 27% des communautés de communes déclarent que des entreprises locales interviennent dans la maintenance des parcs.
- Si l'on extrapole à l'ensemble du parc, la maintenance est réalisée par des entreprises locales dans 180 communes et 125 communautés de communes.

Pour l'installation des parcs, les entreprises locales interviennent pour le génie civil et le transport. En ce qui concerne la maintenance, les activités sont variées : électricité, électronique, mécanique, bureaux d'études, génie civil. Cette diversité favorise le dynamisme des territoires concernés. Toutefois,

²⁵⁷ On peut en particulier citer les articles 109, 110 et 111 de la LTECV du 17 août 2015 qui facilitent la participation des collectivités et des citoyens au capital de sociétés de projets EnR sur leur territoire. L'annexe 5.1 détaille des possibilités offertes aux citoyens et aux collectivités pour entrer au capital de sociétés de projets ENR, et précise les avancées permises par les articles 109, 110 et 111 de la LTECV.

²⁵⁸ Un bonus de 3€/MWh prévu dans les appels d'offre CRE 4 pour les projets photovoltaïques et biomasse dont 40% du capital ou du financement total est détenu, distinctement ou conjointement, par au moins vingt personnes, une ou plusieurs collectivités territoriales ou encore des groupements de collectivités. Ainsi, en 2016, parmi les 72 projets retenus dans le cadre de la première partie de l'appel d'offres pour développer les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation (100 à 500 kilowatts), 28 se sont engagés à l'investissement participatif et verront leur prime majorée de 3€/MWh. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Laureats-de-l-appel-d-offres.html>



la politique de soutien n'a qu'une marge de manœuvre limitée pour encourager/maximiser ces emplois locaux.

Des impacts économiques positifs dans les communes

Dans les communes d'implantation, l'arrivée de parcs éoliens a eu globalement des conséquences positives, même si ces impacts positifs concernent une minorité de communes : environ 10% des communes ont vu arriver des nouveaux acteurs économiques, 20% des communes ont constaté de nouveaux emplois sur leur territoire et 15% une augmentation de la fréquence touristique.

Les communautés de communes, au territoire plus large, constatent plus souvent ces retombées positives : environ 30% estiment que de nouveaux acteurs et de nouveaux emplois se sont développés depuis l'implantation des parcs.

L'implantation de parcs éoliens a eu des effets plutôt positifs sur la dynamique sociale et économique locale, avec des collectivités et des populations qui s'impliquent de plus en plus dans le montage et le financement de projets, avec des retombées fiscales qui permettent d'engager de nouveaux projets sociaux et environnementaux, et avec des emplois créés localement dans les activités d'exploitation et de maintenance. Par la mise en place d'un niveau élevé de fiscalité éolienne, par l'apport d'outils de planification pour les collectivités locales (ZDE, SRCAE) et par la mise en œuvre, en 2015, de mesures favorisant la participation des citoyens et des collectivités locales dans les projets éoliens.

4. ANALYSE DE L'EFFICIENCE DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN

Les résultats obtenus par la politique de soutien l'ont-ils été à un coût raisonnable ?

L'analyse de l'efficacité d'une politique de soutien dépend en premier lieu des résultats attendus par la dite politique de soutien (résultats dépendant eux-mêmes des objectifs préalablement fixés). L'objectif premier de la politique de soutien à l'éolien est d'installer des MW éoliens et de produire des MWh éolien tout en tenant compte des autres contraintes inhérentes au développement de l'éolien (limiter les impacts sur le milieu environnant et les gênes ressenties par les populations, gérer les conflits d'usage de manière optimale). Par conséquent, analyser l'efficacité de la politique de soutien revient à regarder si, à résultats fixés (c'est-à-dire à volume d'éolien installé fixé), il aurait été possible de conduire une politique moins coûteuse pour la collectivité.

Si l'analyse de l'efficacité avait porté sur la politique bas carbone de la France, les principaux résultats recherchés auraient été de produire une énergie décarbonée et par conséquent de réduire les émissions de gaz à effet de serre du mix électrique. Une telle analyse consisterait alors à regarder, à résultats fixés, le coût, pour la collectivité, associé au déploiement des différents moyens de production décarbonés, et de positionner ainsi l'éolien par rapport aux autres moyens.

Analyse de l'efficacité de la politique de soutien à l'éolien :

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) étant de loin le premier poste de surcoût de la politique de soutien (cf. section 6.2 sur le chiffrage des coûts de la politique de soutien pour plus de détails), l'efficacité peut, en première approximation, être mesurée sur la base de la seule CSPE.

D'après les différents avis rendus par la CRE (17 novembre 2008, 17 avril 2014), la rentabilité des projets peut largement varier suivant les parcs. Cette variabilité rend compte de la diversité des sites, des investissements et des productivités des machines, alors que le tarif d'achat n'est paramétré que par le nombre d'heures équivalent-pleine-puissance (Nh). Deux constats peuvent ainsi être portés :

- Le tarif d'achat a été robuste pour donner au premier ordre le bon signal prix pour l'installation des éoliennes sur l'ensemble du territoire métropolitain ;



- Pour corriger le biais du second ordre sur la productivité des machines, il serait plus efficient de paramétrer la rémunération de la production sur la base du nombre d'heures équivalent-pleine-puissance (Nh) et du toilage de l'éolienne (Su)²⁵⁹ selon un ratio Nh/Su²⁶⁰.

Par ailleurs, l'efficience de la politique de soutien à l'éolien pourrait également être évaluée, en principe, par comparaison avec d'autres pays ayant également agi en faveur du déploiement de l'éolien. Une telle analyse reposerait alors sur la comparaison entre les volumes installés dans ledit pays (rapporté à la population) et les coûts du soutien apportés pour atteindre ces volumes. Toutefois, une telle comparaison est en pratique rendue complexe par la très grande diversité des situations d'un pays à l'autre (mises en avant en partie dans le benchmark international réalisé dans le cadre de la présente étude). Ces différences ont notamment trait :

- **aux gisements de vent qui sont très différents d'un pays à l'autre**, ce qui a un impact fort sur le productible et donc sur le niveau de soutien nécessaire pour rentabiliser les installations (le Brésil a un facteur de charge proche de 50%, soit le double de la France qui a un facteur de charge plus proche de 24-25%).
- **à la maturité de la technologie dans le pays visé** : le lancement d'une nouvelle filière de production induit toujours des coûts supplémentaires (par MW installé) dus à la nécessaire montée en compétence des acteurs du territoire et de l'administration qui l'encadre.
- **au niveau de revenu du pays visé**, qui a notamment un impact sur les coûts de la main d'œuvre et donc sur le coût final d'un projet ;
- **à l'existence ou non de problématiques d'acceptabilité locale** : l'impact de l'éolien sur le milieu environnant est perçu différemment d'un pays à l'autre (par exemple entre la France et l'Allemagne), ce qui peut avoir des conséquences fortes sur les temps de développement.

Ces différents facteurs rendent ainsi peu pertinente la comparaison entre les différents niveaux de soutien mis en œuvre dans les autres pays.

Ainsi, en l'absence d'analyse détaillée sur le sujet, il n'est à ce stade pas possible d'apporter de réponse univoque quant à l'efficience de la politique de soutien à l'éolien.

Si le soutien à l'éolien terrestre sur la période 2002-2016 était couvert par l'obligation d'achat en guichet ouvert, le passage aux appels d'offres devrait permettre de limiter le risque de sur-rentabilité en favorisant la concurrence et en amenant les développeurs à davantage révéler leur structure de coût.

5. ANALYSE COÛTS-BENEFICES DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN

L'objectif de cette analyse est de pouvoir évaluer dans quelle mesure les bénéfices de la politique de soutien à l'éolien peuvent justifier les coûts de cette même politique.

5.1. Périmètre de l'analyse coûts-bénéfices

Le périmètre pris en compte dans le cadre de l'analyse coûts-bénéfices est le suivant :

- Période : 2002-2013
- Périmètre géographique : France métropolitaine (sauf mention contraire)
- Technologie : grand éolien (terrestre et en mer). Toutefois, seul l'éolien terrestre étant installé en France en 2016, la quasi-totalité des coûts et bénéfices quantifiés portent sur cette filière, mis à part les coûts de recherche et développement qui portent sur éolien terrestre et en mer (posé et flottant).
- Le périmètre des coûts et bénéfices pris en compte dans l'analyse est résumé dans le schéma ci-dessous :

²⁵⁹ Le toilage de l'éolienne (Su) étant défini par le rapport entre la surface balayée par le rotor et la puissance nominale

²⁶⁰ « Note sur la rémunération des projets éoliens terrestres et son adéquation aux évolutions des technologies », ADEME 2015. Disponible sur : <http://www.ademe.fr/note-remuneration-projets-eoliens-terrestres-adequation-evolutions-technologies>



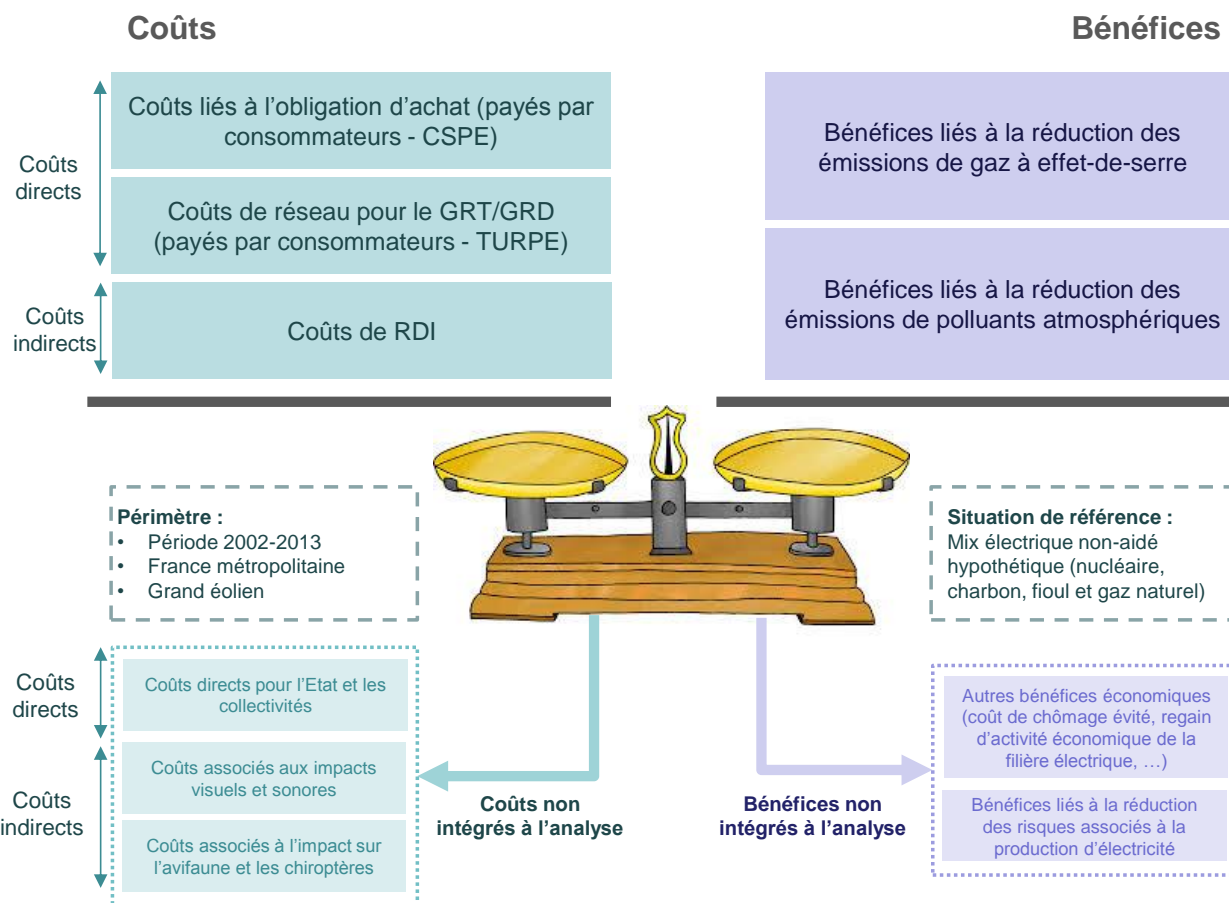


Figure 126 : Visualisation de l'analyse coûts-bénéfices et des chiffres réalisés

Comme toute analyse coûts-bénéfices (ACB), le périmètre retenu ici est partiel, en raison des difficultés méthodologiques inhérentes à un tel exercice : sur certains postes qui n'ont pu être intégrés, les données disponibles n'étaient pas suffisamment crédibles et/ou les méthodes existantes d'évaluation et de monétarisation des impacts potentiels n'étaient pas suffisamment robustes.

Il ne s'agit pas non plus ici de conduire une évaluation macroéconomique de la politique de soutien à l'éolien. Le développement de la filière éolienne sur la période 2000-2015 a généré de la valeur ajoutée au sein de chacun des maillons de la chaîne de valeur éolien. Toutefois, l'estimation des retombées économiques nettes, c'est-à-dire les bénéfices économiques générés par la politique de soutien à l'éolien, moins les pertes économiques associées à cette même politique, dans l'ensemble des secteurs de l'économie nécessitent le recours à un bouclage macro-économique qui n'a pas été réalisé dans le cas de la présente étude. Un tel exercice de modélisation évaluerait, en différentiel par rapport à un scénario de référence sans éolien, les bénéfices nets du déploiement de l'éolien. Etant donné le poids limité de la filière éolienne dans l'économie française (production totale de la filière estimée à presque 1,8 Mds€ soit moins d'un millième du PIB français), il n'a pas été jugé pertinent de mener une telle analyse.

Enfin, l'intégration des données de coûts et de bénéfices sur la période 2002-2013 est réalisée en euros constants de 2013 afin de corriger l'impact de l'inflation sur cette même période (tableau ci-dessous).

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Taux d'inflation (%)	1,9 %	2,1 %	2,1 %	1,8 %	1,6 %	1,5 %	2,8 %	0,1 %	1,5 %	2,1 %	2,0 %	0,9 %
Facteur multiplicatif (base 2013)	1,20	1,18	1,15	1,13	1,11	1,10	1,07	1,07	1,05	1,03	1,01	1

Tableau 18 : Taux et facteurs d'inflation utilisés dans le cadre de l'étude
Source : Données INSEE



5.2. Chiffrage des coûts

5.2.1. Coûts liés à l'obligation d'achat (CSPE)

La contribution au service public de l'électricité (CSPE), en compensant à l'acheteur obligé (fournisseurs historiques) le surcoût engendré par l'obligation d'achat, constitue la source principale de financement du dispositif de soutien au développement de l'éolien en France. Introduite par la loi de modernisation du 10 février 2000, gérée par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) depuis 2003 et supportée financièrement par les consommateurs via une part prélevée sur leur facture d'électricité, la CSPE vise, entre autres, à rétribuer les fournisseurs d'électricité pour les surcoûts liés à leur mission de service public. Elle permet notamment de :

- Compenser les surcoûts dus aux politiques de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération (tarifs d'achat et appels d'offre) ;
- Compenser les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain (ZNI) ;
- Compenser les coûts dus aux dispositions sociales : tarif de 1^{ère} nécessité et versements aux fonds de solidarité²⁶¹.

Dans le cas du financement des énergies renouvelables, le surcoût compensé par la CSPE correspond à la différence entre le coût d'achat de l'électricité produite (qui se base sur le montant du tarif d'achat) et le coût évité grâce à l'utilisation par l'acheteur obligé de cette même électricité. Ce coût évité se calcule via différentes méthodes basées sur les prix de marché à terme et les prix SPOT²⁶².

Pour la filière éolienne, la CSPE s'applique plus précisément aux parcs ayant bénéficié :

- des **contrats « éolien simplifié »** mis en place à titre expérimental dans les années 1990 ;
- des appels à projets lancés entre 1996 et 1999 dans le cadre du programme **Eole 2005** ;
- du premier **arrêté tarifaire de juin 2001** qui fixe une rémunération de 83,8 €/MWh sur les 5 premières années du contrat d'achat puis, sur les 10 années suivantes, une rémunération dégressive (entre 30,5 et 83,8 €/MWh) en fonction de la durée de fonctionnement moyenne sur les 5 premières années ;
- des **appels d'offres lancés en 2004** pour l'éolien terrestre et en mer, mais avec au final seulement 52 MW d'éolien terrestre installé ;
- de **l'arrêté tarifaire de juillet 2006** qui fixe une rémunération de 82 €/MWh sur 10 ans puis une rémunération dégressive sur les 5 dernières années (entre 28 et 82 €/MWh) ;
- de **l'arrêté tarifaire de novembre 2008**, qui vient remplacer celui de 2006 (suite à l'annulation de ce dernier par le Conseil d'Etat) tout en appliquant les mêmes conditions de rémunération ;
- de **l'arrêté tarifaire de juin 2014** qui vient remplacer celui de 2008 (avec les mêmes conditions de rémunération), annulé par le Conseil d'Etat le 28 mai 2014 au motif qu'il instituait une aide d'Etat qui aurait dû être notifiée à la Commission européenne.

L'évolution du parc bénéficiant de l'obligation d'achat, déclinée par type de contrat éolien, est présentée en Figure 127. Le rythme des installations ayant significativement augmenté entre 2008 et 2013, les parcs soumis à l'arrêté tarifaire de 2008 deviennent majoritaires dès 2009.

²⁶¹ La CSPE permet également de financer les frais financiers des opérateurs supportant les charges de service public, les frais de gestion de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), le budget du médiateur national de l'énergie et le versement de la prime aux opérateurs d'effacement.

²⁶² Les méthodes employées pour les coûts évités sont détaillées dans le rapport de la CRE d'octobre 2014 « La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective »



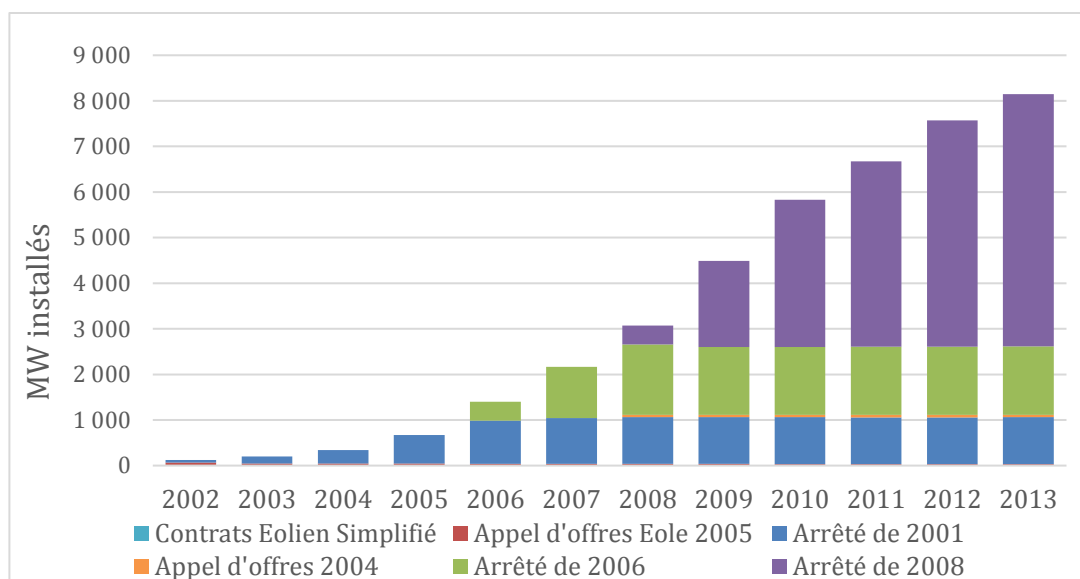


Figure 127 : Evolution du parc éolien terrestre sous obligation d'achat par type de contrat
Source : données CRE pour la métropole

L'évolution du coût d'achat moyen de la filière éolienne terrestre est représentée en Figure 128 (en euros constants de 2013) pour les différents types de contrats éoliens. Ce coût d'achat correspond à la rémunération effectivement perçue par les producteurs éoliens et peut se calculer²⁶³, pour chaque année, sur la base du tarif d'achat éolien défini par arrêté, auquel est appliqué préalablement :

- d'une part, un coefficient de dégressivité annuel (égal à 0,98), à partir de l'année d'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire, censé tenir compte de la baisse dans le temps du coût de production de l'éolien (i.e. une baisse du LCOE),
- et d'autre part une indexation des tarifs, au moment de la demande de tarif d'achat, prenant en compte l'évolution du coût horaire du travail dans les industries mécaniques et électriques en comparaison de l'évolution de ce coût pour l'ensemble de l'industrie française²⁶⁴.

La prise en compte de ces coefficients et indexations conduit à un coût d'achat globalement supérieur au tarif d'achat de référence fixé par arrêté : le tarif appliqué aux parcs installés à fin 2013 atteint ainsi 88 €/MWh (pour un tarif d'achat de 82 €/MWh) et devrait encore être amené à progresser dans les prochaines années (estimé à 90,6 €/MWh pour 2015²⁶⁵). En outre, l'indexation ayant globalement compensé le coefficient de dégressivité sur la période 2000-2015, le coût d'achat moyen n'a que peu diminué au cours du temps (seulement 3% de baisse en 10 ans, entre 2003 et 2013).

Par ailleurs la figure permet également de comparer les niveaux de rémunérations apportés par les principaux arrêtés tarifaires ainsi que par l'appel d'offres de 2004 ; les contrats d'achat réalisés avant les années 2000 (contrats éoliens simplifiés et appel d'offres Eole 2005) n'ont ainsi pas été représentés. On constate que les conditions d'achat des différents arrêtés tarifaires et de l'appel d'offres de 2004 offrent un **niveau de rémunération quasi-identique, compris entre 80 et 90 €/MWh**. A noter que la baisse du coût d'achat à partir de 2010 pour l'arrêté tarifaire de 2001 s'explique par l'arrivée progressive des parcs éoliens dans la 2nde phase de leur contrat d'achat (après 5 ans d'exploitation, lorsque le tarif d'achat devient dégressif en fonction du niveau de vent du site d'implantation).

²⁶³ Pour le détail des coefficients, se référer à l'arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre

²⁶⁴ Indices publiés annuellement par l'INSEE

²⁶⁵ Délibération de la CRE du 15 octobre 2015



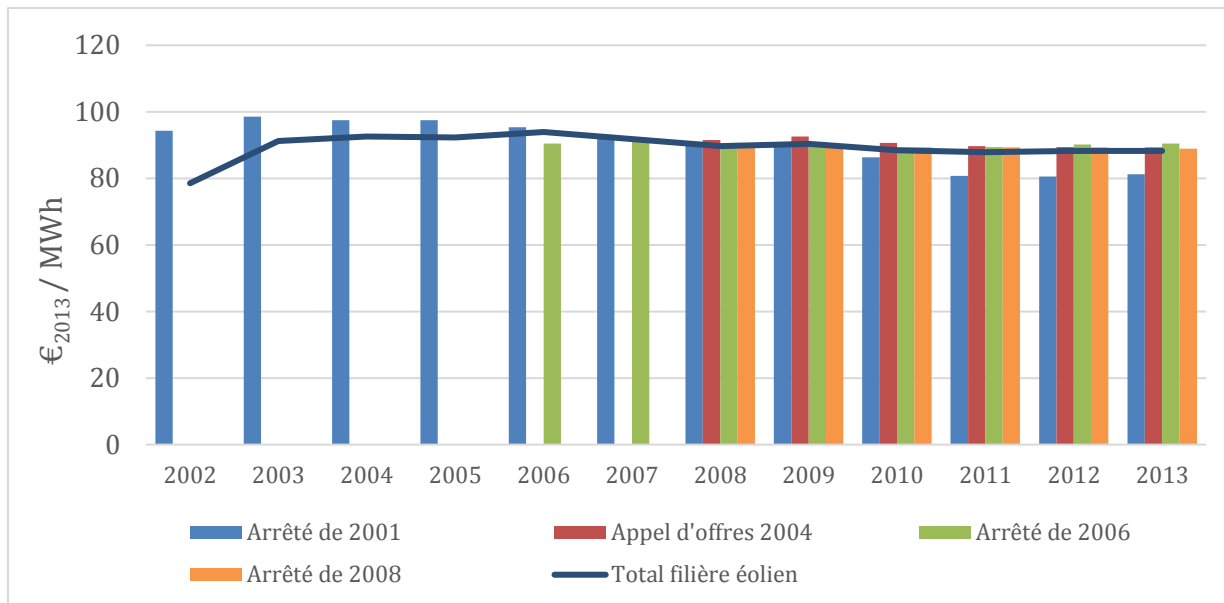


Figure 128 : Coût d'achat moyen de l'électricité d'origine éolienne

Source : données CRE pour la métropole

NB : l'appel d'offres 2004 n'a donné lieu qu'à une seule installation d'une puissance de 52 MW, qui n'a fonctionné qu'à partir de 2008 (d'où un décalage dans le graphique).

Sur la base des résultats précédents et des coûts évités pour l'acheteur obligé, l'évolution des surcoûts de l'éolien terrestre, compensés par la CSPE, peut être analysée. Ces surcoûts, décomposés par type de contrats d'achat, sont présentés en Figure 129.

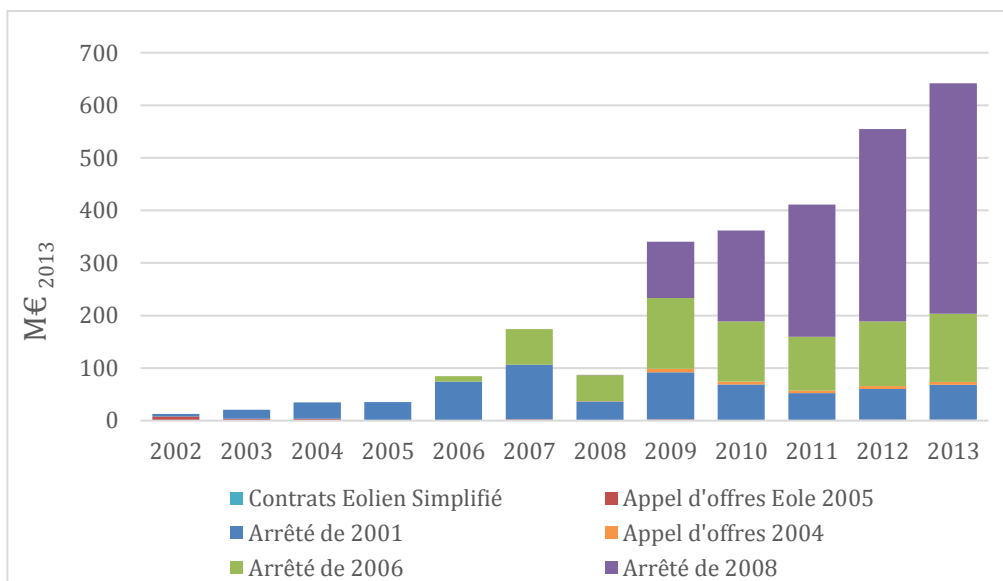


Figure 129 : Surcoût d'achat éolien compensé par la CSPE (par arrêté tarifaire)²⁶⁶

Source : données CRE pour la métropole

La grande stabilité du tarif d'achat entre 2002 et 2013, associée à une durée de 15 ans pour l'obligation d'achat, entraîne une croissance annuelle importante du surcoût éolien (croissance globalement²⁶⁷ corrélée à l'évolution du parc installé), avec en **2013 un surcoût de 642 M€₂₀₁₃**. Ce surcoût compensé par la CSPE atteint 811 M€₂₀₁₃ en 2014 (+ 26%) et est estimé à 962 M€₂₀₁₃ pour 2015 (+ 50% / 2013).

²⁶⁶ Ce surcoût annuel correspond aux charges de service public constatées par la CRE et non pas aux charges réellement payées par les consommateurs à travers la CSPE. En effet, des écarts ont été constatés entre les contributions unitaires théoriques (constatées par la CRE) et réelles (mises en vigueur par le ministère de l'énergie), représentant un défaut de recouvrement pour le fournisseur obligé EDF. Toutefois, ce défaut de recouvrement ayant vocation à être intégré aux futures charges de CSPE (afin de rembourser l'acheteur obligé), nous jugeons plus représentatif de prendre comme surcoût les charges constatées par la CRE.

²⁶⁷ NB : La baisse du surcoût en 2008 s'explique par une hausse importante des prix du marché de l'électricité sur cette même année.



Ce surcoût est encore amené à croître sur les prochaines années en raison de l'âge encore jeune du parc éolien français (encore très peu de parcs éoliens arriveront en fin de contrat sur la période 2015-2020) puis il atteindra naturellement un plafond lorsque les volumes des parcs sortants se stabiliseront.

Ainsi, sur l'ensemble de la période 2002-2013, le surcoût financé par la CSPE représente environ **2,76 Mds€**.

5.2.2. Coûts directs pour l'Etat et les collectivités

Différents coûts directs de la politique de soutien pour l'Etat et les collectivités peuvent être recensés :

- **Les coûts associés à la mise en œuvre des dispositifs de soutien**, correspondant majoritairement à des coûts humains, que ce soit au niveau :
 - des services centraux de l'Etat : MEDDE, DGEC, DGPR, CGDD, ADEME, ... en charge de la préparation, du vote et du suivi des mesures réglementaires ;
 - ou des collectivités locales chargées de mettre en application les dispositifs (notamment les mesures de planification type ZDE ou SRE).
- **Les coûts associés à l'instruction des dossiers** (permis de construire, autorisation ICPE, autorisation de raccordement, CODOA, etc.), qui se répartissent entre différents services de l'Etat dont notamment les DDT, les DREAL, la DGAC, l'Armée de l'Air, Météo France, et les communes d'implantation.
- **Les coûts associés aux contentieux** déposés suite au dépôt des dossiers de demande d'autorisation. Ces contentieux éoliens, très fréquents, nécessitent des moyens humains supplémentaires au niveau des services de l'Etat, des Tribunaux administratifs et des Cours d'Appel.
- **Les coûts associés aux aides directes apportées à la filière** sous forme de subventions. Ces aides peuvent contribuer :
 - Au financement de projets éoliens. Les fonds FEDER ont par exemple contribué à hauteur de 1M€ dans le parc éolien de Montdidier.
 - Au financement de clusters et pôles de compétitivité (Your Energy Solution, Wind4Future, Capenergie), ou de Windustry France, pour aider à la structuration industrielle de la filière.

Ces données de coûts n'étant toutefois pas disponibles, aucun chiffrage n'a pu être réalisé.

5.2.3. Coûts de réseau supportés par les gestionnaires de réseau

Le réseau électrique français a été conçu dans une logique de production centralisée. L'électricité est acheminée à l'ensemble des consommateurs via un réseau de transmission à haute tension reliant l'ensemble du territoire sur lequel se connectent les réseaux de distribution locaux qui distribuent, via un maillage plus fin, l'électricité aux consommateurs finaux. Or la production d'électricité d'origine éolienne (et photovoltaïque) s'inscrit dans une logique de production décentralisée : 95% des énergies renouvelables sont connectées directement au réseau de distribution.

Ce changement de paradigme implique une modification des infrastructures de transport et de distribution de l'électricité et génère inévitablement des coûts. Ce sont les coûts de ces changements, pour les gestionnaires de réseau, qui sont visés dans cette partie. Les gestionnaires de réseau ne portent pas l'ensemble des coûts liés à l'intégration des centrales de production d'énergie renouvelable, ils ne sont responsables que des **coûts de renforcement** de leur réseau, nécessaires à l'accueil de celles-ci. Les **coûts d'extension** de lignes sont mutualisés entre les producteurs d'une même région (ce qui permet de ne pas faire porter ces coûts uniquement sur les premiers développeurs installant leurs centrales) et les **coûts de branchement** de chaque installation sont à la charge de chaque producteur. Seuls les coûts de renforcement à la charge des opérateurs de réseau sont considérés ici.



Les « **Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables** » (**S3REnR**), produits par RTE, ont été mis en place afin d'anticiper et d'organiser le déploiement des énergies renouvelables au niveau régional. La publication par RTE sur son site de l'ensemble des S3REnR permet de réaliser le bilan des investissements à réaliser par les opérateurs de réseau de distribution et de transport de l'électricité en France métropolitaine pour accueillir la production d'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2020.

RTE identifie 3 types de coûts de réseau :

- Les coûts d'« Etat Initial » qui correspondent aux investissements déjà réalisés dans les régions par les opérateurs de réseau pour accueillir les capacités d'énergies renouvelables installées, et aux coûts nécessaires pour développer les capacités d'accueil nécessaires pour les projets sur liste d'attente.
- Les coûts de travaux de développement nécessaires à l'atteinte des objectifs des SRCAE à horizon 2020, qui se subdivisent en :
 - Coûts pour les « travaux de création d'ouvrage » qui sont pris en charge par les producteurs de la région en fonction d'une quote-part au prorata de leur puissance à raccorder. Ces coûts sont par conséquent couverts par la CSPE ;
 - Coûts pour les « travaux de renforcement » du réseau qui sont uniquement supportés par les opérateurs de réseau (GRD et GRT).

Cette analyse s'intéresse aux coûts portés par les acteurs publics et elle se focalise donc sur les coûts d'« Etat initial » et sur les coûts pour les « travaux de renforcement ». Afin de répartir ces coûts entre les différentes sources d'énergies renouvelables et d'estimer la part imputable à l'énergie éolienne sur la période 2002-2013, un coût par MW installé (basé sur les totaux des objectifs des SRCAE qui ont été utilisés dans les S3REnR) a été calculé.

	Objectif SRCAE à horizon 2020 (MW)	Etat initial à la charge des gestionnaires de réseau (M€)	Coûts des travaux de création d'ouvrage à la charge des producteurs (M€)	Coûts des travaux de renforcement à la charge des gestionnaires de réseau (M€)
Bourgogne	2168	43	32	7
Franche-Comté	1331	44	7,8	0,6
Rhône-Alpes	4201	177,3	31	25,6
Auvergne	2224	205	28,4	15
Nord-Pas-de-Calais	1966	27,6	9,8	
Picardie	3000	82	57,2	6,8
Haute-Normandie	1438	42	11	
Basse-Normandie	1061	19,8	7,3	
Bretagne	2575	143,5	12	3
Pays de la Loire	2490	35,7	17,9	7,8
Poitou-Charentes	3292	94,9	81,9	7,5
Aquitaine	2705	67,31	23,84	4,76
Midi-Pyrénées	3025	350	126	27
Languedoc Roussillon	4105	186	81,52	41,11
PACA	3095	290	35,71	34,06
Limousin	978	20	14,82	4,13
Centre	3070	43	33,5	7,1
Lorraine	2056	6	16	15
Alsace	640	130	0	
Champagne-Ardenne	4284	110	92,7	13,6
Ile-de-France	1295	14,5	1485	0



Total	51 000	2 132	2 206	220
--------------	---------------	--------------	--------------	------------

Tableau 19 : Bilan des coûts de réseau des S3REnR par région à l'horizon 2020

Les coûts portés par les gestionnaires de réseau pour accueillir les capacités d'énergies renouvelables à horizon 2020 s'élèvent donc à environ à 2,35 milliards d'euros (en prenant en compte les coûts d'Etat initial), selon les estimations des S3REnR. Cela représente un coût moyen d'environ 46 k€ / MW d'énergie renouvelable installé jusqu'à 2020. Appliqué à la capacité d'énergie éolienne installée en 2013 (8,15 GW), cela représente un coût total de **376 million d'euros sur la période 2002 à 2013** (inclus les coûts de transport et de distribution).

A noter que ce travail de cumul au niveau national des S3REnR, établis au niveau régional, présente des risques de double comptage dans la mesure où certains coûts peuvent être comptabilisés sur plusieurs régions à la fois. Un tel phénomène est signalé dans le S3REnR²⁶⁸ de la région Rhône-Alpes. Faute d'autres informations sur les risques de double comptage dans l'ensemble des autres régions, il a été décidé d'enlever celui qui est signalé dans ce S3REnR.

5.2.4. Dépenses publiques en Recherche, Développement et Innovation (RDI)

Les financements publics de la recherche, du développement et de l'innovation (RDI) pour la filière éolienne française proviennent de différentes sources :

- Les financements européens via principalement
 - Le programme H2020 ;
 - Le programme NER 300 ;
 - Le programme Interreg.
- Les financements et aides d'Etat, via notamment :
 - Les appels à projet ADEME ;
 - Les appels à projet ANR ;
 - Le Programme d'Investissement d'Avenir (PIA) de l'ADEME ;
 - Les financements d'OSEO / BPI France sous forme d'entrée au capital de sociétés ;
 - Le Fonds Unique Interministériel (FUI) en association avec les pôles de compétitivité ;
 - Les centres de recherche type CNRS, ONERA, CEA, IFPEN, etc..
- Les financements et aides régionales.

La figure ci-dessous présente la typologie des acteurs intervenant dans le financement de la recherche publique en fonction du type de projet de recherche.

²⁶⁸ Page 10 du S3REnR de la région Rhône-Alpes http://www.rte-france.com/sites/default/files/synthese_consultation.pdf



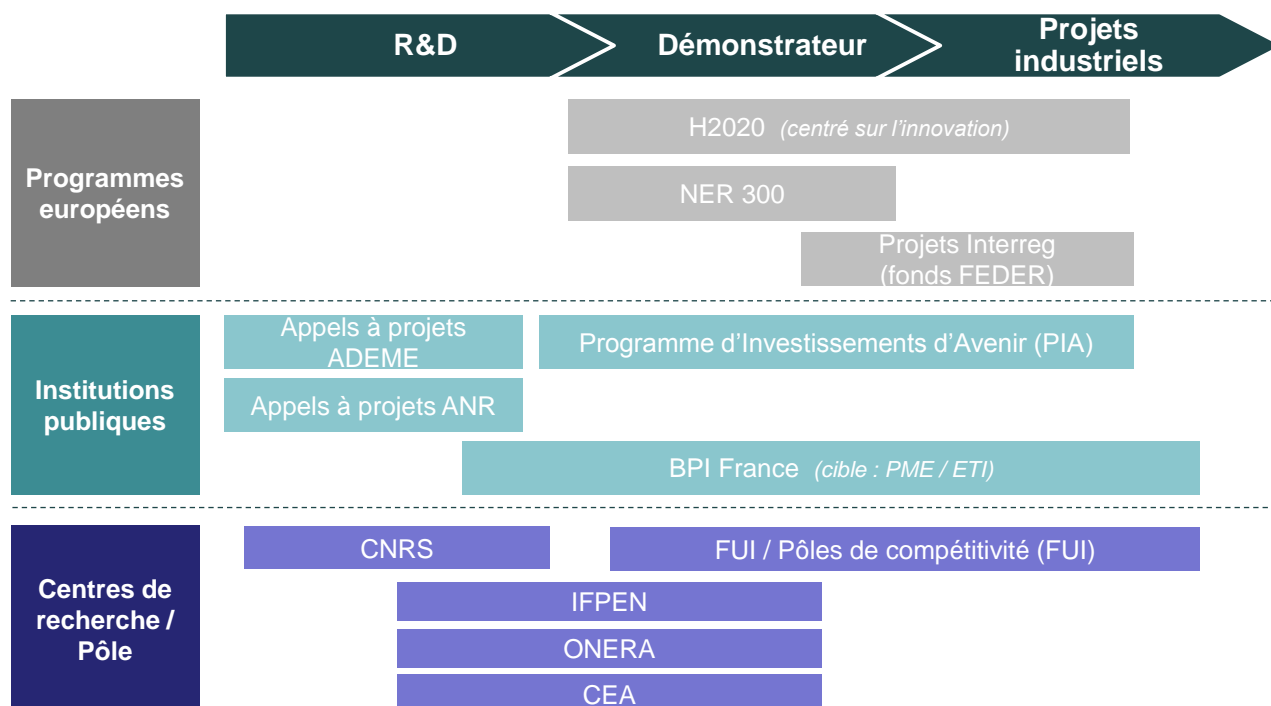


Figure 130 : Typologie des acteurs intervenant dans le financement de la recherche publique en fonction du type de projet de recherche (R&D, démonstrateur, industrialisation)

Le détail des coûts dépensés dans chacune des catégories mentionnées précédemment n'étant souvent pas disponible, le chiffrage se basera principalement sur les données communiquées, de façon agrégées, par certaines entités publiques (DGRI, ADEME et AIE principalement). Par ailleurs, la liste des projets de R&D dressée dans la suite du document ne recherche pas l'exhaustivité ; certains projets peuvent ainsi ne pas figurer dans la présente analyse.

5.2.4.1. Financements européens

La première source de financement européen pour la RDI éolien est portée par le **Programme Européen pour la Recherche et le Développement** :

- Pour la période **2002-2006**, le programme pour la recherche et le développement technologique s'intitulait « **6^{ème} programme-cadre** » (**FP6**) et était géré par la Commission européenne. Il a notamment cofinancé, avec l'ADEME, le projet éolien **UpWind** qui visait à concevoir des turbines de forte puissance (8-10 MW) pour l'éolien terrestre et en mer (mais sans acteur français au sein du consortium).
- Pour la période **2007-2013**, le « **7^{ème} programme-cadre** » (**FP7**) a pris le relais avec plus de 25 000 projets financés tous secteurs confondus et un budget total alloué de 45 Mds€. La France a quant à elle reçu une contribution à hauteur de 5,1 Mds€ dont 158 M€ pour le secteur de l'énergie (9,3% des contributions totales)²⁶⁹, mais avec toutefois un nombre limité d'acteurs français positionnés sur les projets soutenus.
- Pour la période **2014-2020**, le **programme horizon H2020** (H2020) est instauré et bénéficie d'un budget total de 80Mds€. En 2 ans (2014-2015), la France a perçu près de 112 M€ pour des projets orientés « énergie » dont une part a été dédiée au financement de projets de recherche éoliens en France dont :
 - Le **projet Floatgen**
 - But : démontrer la faisabilité technique et économique des systèmes d'éoliennes flottantes multimégawatts en mer profonde
 - Objectif intermédiaire : déployer un démonstrateur d'éolienne flottante de 2MW dans l'océan Atlantique au large de Le Croisic.
 - Coût total : 18,2 M€

²⁶⁹ Site Horizon2020



- Dont aide de l'Union Européenne : 10 M€
- Le **projet Inflow**
 - But : Développer des solutions innovantes pour le marché de l'éolien en mer
 - Coût total : 21,5 M€
 - Dont aide de l'Union Européenne : 12 M€

La filière éolienne française a également pu recevoir des financements de la part du programme européen **NER 300**²⁷⁰ créé en 2009 dans le cadre du paquet climat-énergie adopté par l'Union Européenne. Ce programme est doté de 300 millions de quotas d'émissions de la réserve des nouveaux entrants pour financer des démonstrateurs d'énergies renouvelables innovants et de captage et stockage du CO₂ (CCS). Le fonds de 2,1 Mds€ a permis le financement de 39 projets européens parmi lesquels figurent 4 projets français dont 1 pour l'éolien : le **projet Vertimed** qui vise à installer un démonstrateur de 13 éoliennes flottantes à axe vertical de 2,3 MW en mer méditerranée. Le projet recevra 34,3 M€ sur 5 ans (2016-2021) par le biais du programme NER300.

Enfin, la filière éolienne a également pu par le passé bénéficier du **programme Interreg**, financé par les fonds européens FEDER, et qui vise à promouvoir la coopération entre les régions européennes et le développement de solutions communes dans les domaines du développement urbain, rural et côtier, du développement économique et de la gestion de l'environnement. Des **projets Interreg Transmanche** pour l'éolien, entre la France et la Grande Bretagne, ont ainsi pu être soutenus par les fonds FEDER.

5.2.4.2. *Financements nationaux*

❖ **Financement ADEME**

L'Agence de l'Environnement et de Maîtrise de l'Energie (ADEME) est l'organisme public apportant le plus de financement pour la RDI éolienne française à travers deux canaux principaux :

- Les **appels à projets ADEME** (cf. Figure 131) qui permettent de lever certains obstacles rencontrés par la filière éolienne et/ou d'atténuer certaines externalités négatives associées à son déploiement, notamment :
 - La **problématique de l'impact sur l'avifaune et les chiroptères** avec des projets visant à fournir des outils pour détecter, observer et protéger les chauves-souris :
 - Projet mené par Biotope en 2007 avec un financement ADEME de 80 k€
 - Projet Chiroptera en 2012 avec un montant d'aides de 278 k€
 - Projet Evaleol en 2014 pour un montant d'aides de 135 k€
 - La **problématique du conflit d'usage avec les radars**, qui a fait l'objet, entre autres, de deux appels à projets ADEME en 2010 pour un montant d'aides total de 3,1 M€. Ces projets, portés entre autres par l'ONERA, visaient le développement de pales d'éoliennes à signature radar réduite ainsi que le développement d'un outil de simulation permettant de mieux comprendre les perturbations générées par les éoliennes sur les radars.
 - La **problématique de la prédictibilité de la production éolienne**, qui a conduit au montage du projet Upwind, financé en 2010 à hauteur de 495 k€ par l'ADEME, et du projet Modeol en 2013 pour un montant d'aides de 150 k€.

²⁷⁰ MEDDE. Panorama Energies-Climat, 2015



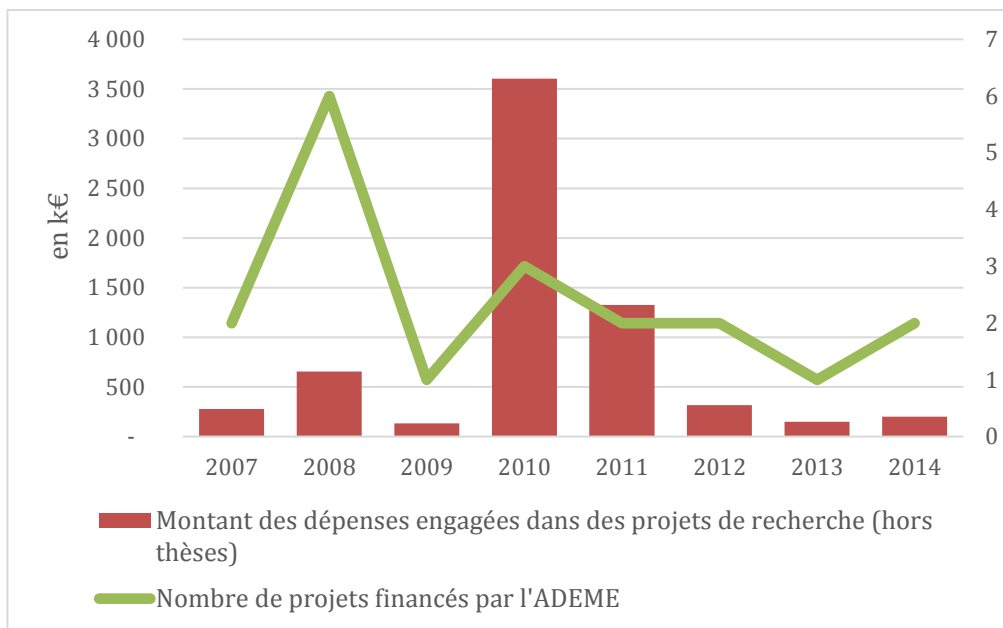


Figure 131 : Appels à projets ADEME (dépenses et nombre de projets)

Source : ADEME

NB : La baisse des volumes d'aides ADEME sur la période 2011-2015 est due à la montée en charge du Programme d'Investissements d'Avenir.

- Le Programme d'Investissements d'Avenir (PIA)** lancé en 2010 par le gouvernement et confié en partie à l'ADEME avec un budget d'1 Md€ dédié aux énergies renouvelables, a permis de soutenir massivement la RDI éolienne à travers notamment l'appel à manifestations d'intérêt (AMI) « Grand Eolien » en 2011 et l'AMI « Energies marines renouvelables : briques et démonstrateurs » en 2013 pour un montant total de **48 M€ sur la période 2011-2015** (cf. Figure 132). Par ailleurs, de nouveaux AMI ont été lancés en 2015 dans le cadre de la 2^{ème} tranche du PIA : l'Appel à projets Energies Renouvelables et l'Appel à projets Fermes pilotes éoliennes flottantes (EoIFlo).

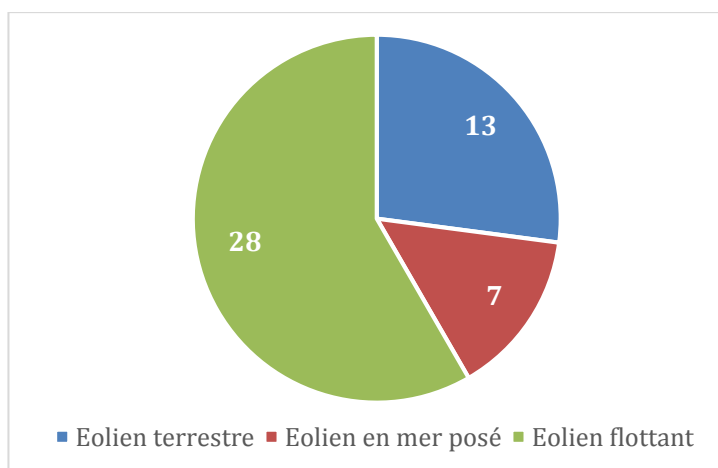


Figure 132 : Montant des dépenses (M€) engagées dans l'AMI Grand Eolien et Energies marines (PIA)

Le tableau suivant présente une liste des principaux projets financés par le PIA :

Eolien terrestre	Projet Eolift <ul style="list-style-type: none"> • But : Réaliser des tours éoliennes terrestres en béton de grande taille via une méthode de levage innovante • Durée : 2 ans • Démarrage : septembre 2013 • Montant total projet : 6,8 M€ • Dont aide PIA : 3,3M€
	Jeolis

	<ul style="list-style-type: none"> • But : Concevoir un alternateur hybride à rotor bobiné et aimants permanents pour applications éoliennes • Durée : 3,5 ans • Démarrage : mars 2013 • Montant total projet : 4,4 M€ • Dont aide PIA : 1,9 M€
	<p>Wind process</p> <ul style="list-style-type: none"> • But : Concevoir une plateforme pilote pour le développement de solutions de roulements pour l'éolien terrestre et l'éolien en mer • Durée : 5 ans • Démarrage : janvier 2012 • Montant total projet : 13,3 M€ • Dont aide PIA : 3,8 M€
	<p>Biodiv-Wind</p> <ul style="list-style-type: none"> • But : Concevoir un dispositif innovant de détection des chiroptères par imagerie thermique dans le but d'optimiser conjointement le productible éolien et la protection de la biodiversité (réduction de la mortalité des chiroptères). • Durée : 2 ans • Démarrage : 2015 • Montant total projet : 256 k€ • Dont aide PIA : 128 k€
Eolien en mer posé	<p>Projet Effwind</p> <ul style="list-style-type: none"> • Objectif : Mettre en œuvre des composites à base de polymère thermoplastiques acryliques pour la fabrication des pièces de grandes dimensions (pales et capots de nacelle pour éolien en mer) • Durée 4,5 ans • Démarrage : Mars 2014 • Montant total projet : 10,6 M€ • Dont aide PIA : 3,7 M€
	<p>Navalis</p> <ul style="list-style-type: none"> • Objectif : Concevoir et développer un crewboat innovant dédié à l'éolien offshore • Durée 5 ans • Démarrage : février 2012 • Montant total projet : 6,7 M€ • Dont aide PIA : 2,5 M€
	<p>Windkeeper</p> <ul style="list-style-type: none"> • Objectif : Proposer sur le marché un nouveau concept de navire spécialisé, économe et éco-conçu pour une maintenance optimisée des parcs en mer. • Durée 4 ans • Démarrage : septembre 2013 • Montant total projet : 30,6 M€ • Dont aide PIA : 7,6 M€
Eolien flottant	<p>Oceagen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Objectif : Tester la technologie d'ancrage IDEOL pour les démonstrateurs d'éoliennes flottantes • Durée : 2 ans • Démarrage : novembre 2013 • Montant total projet : 21,5 M€ • Dont aide PIA : 7,3 M€
	<p>Sea reed</p> <ul style="list-style-type: none"> • Objectif : Tester une solution de flotteur semi-submersible léger équipée d'une turbine multimégawatt • Durée : 3 ans • Démarrage : novembre 2013 • Montant total projet : 18,9 M€ • Dont aide PIA : 6,0 M€
	<p>Vertiwind</p> <ul style="list-style-type: none"> • Objectif : Développer et tester la technologie éolienne flottante à axe vertical de la société Nenuphar • Durée : 4 ans • Démarrage : septembre 2011 • Montant total projet : 16,8 M€ • Dont aide PIA : 7,1 M€
	<p>Winflo</p>



	<ul style="list-style-type: none"> • Objectif : Concevoir et développer une éolienne flottante économiquement compétitive, adaptée à des fonds d'une profondeur de 50 à 200 m • Durée : 6 ans • Démarrage : octobre 2009 • Montant total projet : 37,4 M€ • Dont aide PIA : 13,4 M€
--	--

Tableau 20 : Liste des principaux projets financés par le Programme des Investissements d'Avenir (PIA)

Par ailleurs, l'ADEME peut également apporter un soutien à l'offre éolienne française via une prise de capital, comme cela a été réalisé avec l'entreprise Alstom Offshore France dans le cadre du projet d'industrialisation de la production d'éoliennes marines de grande puissance, toutefois cela ne constitue pas en soi une « aide d'Etat ».

❖ Financement ANR

L'Agence National pour la Recherche (ANR) a également lancé quelques appels à projets dédiés à l'éolien même si les projets de l'ANR revêtent souvent une dimension plus transversale, non spécifique à la filière éolienne. Parmi ces projets, peuvent être cités :

- **SmartEole**, lancé dans le cadre de l'appel à projets « Rotors intelligents au service de l'efficacité énergétique et de la durabilité de la ressource éolienne » (DS0205).
 - But : améliorer l'efficacité de la production d'énergie éolienne en proposant des solutions de contrôle innovantes
 - Démarrage : octobre 2014
 - Durée : 4,5 ans
 - Aide ANR : 792 k€
 - Consortium : 3 laboratoires de recherche (LML, PRISME, LAAS), 2 entreprises (Maia Eolis et Avent Lidar Technology), un EPIC (IFPEN)
- **Eolink** lancé en 2015 par l'ANR et France Energies Marines dans le cadre l'appel à projets « Energies Marines renouvelables » et doté d'un budget de 4 M€²⁷¹. Eolink vise à développer un nouveau concept d'éolienne flottante (sans mât).

❖ Financement OSEO / BPI

Le soutien des acteurs de la filière éolienne française se fait également à travers le financement d'Oseo (avant 2013) et de la BPI France (depuis 2013). Ce financement est notamment rendu possible par le concours du fonds Ecotechnologies créé dans le cadre de la mise en œuvre du Programme d'Investissements d'Avenir, géré par Bpifrance et doté de 150 M€. Le fonds Ecotechnologies est par exemple entré au capital de l'entreprise française Nénuphar (conception d'éoliennes flottantes à axe vertical) à hauteur de 5 M€ en avril 2014. Toutefois, les financements sous forme de prises de participation dans des entreprises ou des projets n'entrent pas dans le périmètre du présent chiffrage de RDI étant donné que ces entrées au capital vont générer des revenus pour leurs investisseurs et peuvent être revendues par la suite.

❖ Financement via le Fonds unique interministériel (FUI)

Le FUI finance des projets de recherche et de développement (R&D) collaboratifs labellisés par les **pôles de compétitivité**. Il a vocation à soutenir des projets de recherche appliquée portant sur le développement de produits, procédés ou services susceptibles d'être mis sur le marché à court ou moyen terme (en moins de 5 ans généralement). Ce fonds a par exemple permis de cofinancer, via le pôle de compétitivité « Pôle Mer Bretagne Atlantique et Derbi », le **projet BLIDAR** qui vise à concevoir et fabriquer un système flottant de mesure du vent en mer pour le montage de projets éoliens en mer.

❖ Les centres de recherche

²⁷¹ Les résultats de l'appel à projets ont été annoncés le 22 décembre 2015



Enfin, plusieurs centres de recherche, tels que le CNRS, l'IFPE ou l'ONERA, participent et apportent leur soutien financier à des projets de recherche éoliens ; les sommes allouées étant toutefois difficiles à reconstituer.

5.2.4.3. Les aides régionales

Les régions ayant un intérêt dans le développement de l'éolien sur leur territoire ou l'ayant défini comme un axe stratégique de leur politique, sont également sources de financement de la RDI éolienne française. En guise d'exemple, trois cas particuliers, correspondants à trois régions ayant aidé la recherche dans l'éolien, sont proposés ci-après. Ils ne représentent en aucun cas l'ensemble des financements apportés à la RDI éolien par les régions.

❖ Région Nord-Pas-de-Calais²⁷² :

La région Nord-Pas-de-Calais s'est engagée dans le soutien à la recherche et au développement de la filière éolienne avec un objectif clair : « réduire les coûts du kilowatt installé et du kilowatt heure produit ». La R&D, comme moyen de mettre au point des solutions techniques innovantes à travers l'ensemble de la chaîne de valeur de l'éolien, est vue comme une priorité pour atteindre cet objectif.

La participation de la Région à la R&D éolienne se fait principalement via deux canaux :

- **L'apport de compétences :**
 - Compétences académiques en génie électrique via ses laboratoires de recherche (L2EP, LSEE, DIA et LAMIH-UVHC) ;
 - Compétences académiques en mécanique des fluides et en aérodynamique via le laboratoire LML ;
 - Compétences liées aux entreprises présentes sur le territoire : Jeumont Electric, Maïa Eolis, Nenuphar.
- **L'apport de financement** à travers notamment les projets Etat-Région-FEDER. Le Nord-Pas-de-Calais a ainsi apporté près de **574 000 euros sur la période 2007-2013 pour co-financer 9 dossiers FEDER en lien avec l'éolien** (à noter toutefois que les montants dédiés spécifiquement à l'éolien ne représentent qu'une partie de ce montant total car les opérations de recherche ne concernent pas toutes l'éolien). Ces 9 dossiers ont été conduits dans le cadre des trois projets suivants :
 - Le projet MEDEE 6 qui vise le pilotage de centrales de production électrique multi-sources à base d'énergies renouvelables
 - Le projet MEDEE 4 qui vise l'organisation et la gestion intelligente des systèmes électriques dans une dynamique d'accroissement des énergies renouvelables.
 - Le projet MEDEE 3 qui cherche à évaluer et à accroître les performances énergétiques d'une nouvelle génération d'éoliennes en mer.

❖ Région Picardie²⁷³ :

Sur la période 2011-2016, la région Picardie a co-financé 7 projets (a minima) de recherche en lien avec l'éolien pour un montant d'aide régionale de **1,673 M€**. Les projets aidés ont été rassemblés dans le tableau ci-dessous, avec le niveau des montants alloués.

Nom projet	Thématique projet	Porteur / partenaires	Montant du financement régional
Surmain Eole	Surveillance et maintenance prédictive des parcs éoliens	UPJV La compagnie du Vent Alstom/Ecotecnia	100 000 €

²⁷² Source : Document transmis par la région Nord-Pas-de-Calais (relayé par CEVEO Cluster - Energies Normandie)

²⁷³ Source : Document transmis par la région Picardie (relayé par CEVEO Cluster - Energies Normandie)



EolReg	Etude du fonctionnement concret des régulations complexes qui encadrent le développement de l'éolien et permettent ou non la fabrication d'un intérêt général territorialisé	UPJV	289 000 €
Geomed	Définir, concevoir, piloter et surveiller des génératrices électriques de nouvelle génération à haut rendement énergétique et tolérantes aux défauts	UPJV ESIEE UTC	1 000 000 €
Optimisation de la gestion de la maintenance éolienne	Le projet consiste à développer de nouveaux outils (ou améliorer des outils existants) d'optimisation de la maintenance des parcs éolien	UPJV MAIA EOLIS	85 710 €
Windsignal	Outil de diagnostic des systèmes de transfert des signaux de communication sur site éolien	UPJV MERSEN	34 600 €
Phyleas	Saut technologique du système de transfert de signaux: vers le sans contact	UPJV-ESIEE MERSEN	72 300 €
Tribal	Projet visant à optimiser les phénomènes de contacts et frottements dans les systèmes de transferts de signaux.	UPJV MERSEN	90 785 €
		Total	1 672 395 €

Tableau 21 : Financement de la région Picardie pour la RDI en lien avec l'éolien

❖ Région Haute-Normandie²⁷⁴ :

Sur la période 2011-2016, la région Haute-Normandie a co-financé 8 projets (a minima) de recherche en lien avec l'éolien pour un montant d'aide régionale de **2,729 M€**. Les projets aidés ont été rassemblés dans le tableau ci-dessous, avec le niveau des montants alloués.

Nom et thématique du projet	Bénéficiaire / Labo	Montant du financement régional
CRERA : éolien-hydrolien, conception et développement de systèmes de production d'énergie électrique innovants pour l'intégration de l'éolien et de l'hydrolien off-shore	Université du Havre - GREAH	140 000 €
CRERA : OFF SHORE INNO Développement de structures innovantes d'aérogénérateurs et d'hydrogénérateurs. Intégration de la production de parcs au réseau électrique	Université du Havre - GREAH	68 000 €
Preuve de concept pour la fabrication de pales éoliennes offshore à partir d'un procédé d'infusion en une seule étape	FDKOMPOSITES	40 000 €
SINBAD - outil numérique de visualisation 3D et d'aide à la décision pour la maintenance et le soutien logistique des parcs éoliens offshore	ACTE INDUSTRIES	34 000 €
	UNIVERSITE DU HAVRE	85 400 €
Fondations gravitaires innovante pour éolien en mer	Eoliennes Offshore des Hautes Falaises	1 000 000 €
Fédérer les professionnels du secteur éolien (terrestre et offshore) et promouvoir la recherche dans ce domaine	CEVEO	300 000 €
INWIT - Développer un centre de R&D et d'ingénierie dédié à l'éolien en mer	ADWEN	625 000 €
	INSA ROUEN	210 000 €
BLIDAR - Bouée Lidar pour la mesure du mer en mer	IRSEEM	226 276 €

²⁷⁴ Source : Document transmis par la région Haute-Normandie (relayé par CEVEO Cluster - Energies Normandie)



	Total	2 728 676 €
--	--------------	--------------------

Tableau 22 : Financement de la région Haute-Normandie pour la RDI en lien avec l'éolien

5.2.4.4. Des aides qui peuvent s'additionner

Certains projets peuvent ainsi recevoir des aides et financements à travers de multiples canaux, comme l'illustre le cas du projet d'éoliennes flottantes porté par la société Nénuphar qui reçoit :

- Des subventions ADEME à travers le projet Vertiwind ;
- Un financement de la BPI via le fonds Ecotechnologies ;
- Des aides européennes à travers le programme H2020 (projet Inflow) et le programme NER300 pour le déploiement des prototypes en Méditerranée ;
- Des subventions de la région PACA.

5.2.4.5. Bilan des dépenses de RDI

❖ Bilan brut

Dans le cadre de l'analyse coût-bénéfice, le chiffrage global des dépenses de RDI éolien engagées pendant la période 2002-2013 a été réalisé sur la base des hypothèses suivantes :

- Pour la période 2002-2010 : les données utilisées sont celles de la Cour de Comptes²⁷⁵. Le périmètre des dépenses RDI collectées par l'AIE²⁷⁶ est élargi et prend également en compte les dépenses européennes engagées via le Programme Cadre de Recherche et Développement (PCRD) et celles engagées par OSEO (sous forme de subventions).
- Pour la période 2011-2013, le périmètre est celui de l'AIE⁷⁴ auquel ont été ajoutées les dépenses liées au Programme d'Investissement d'Avenir (projets de démonstrateurs) et auquel ont été retranchées les dépenses publiques en démonstrateurs pour les années 2012-2013 (pour éviter les doubles comptes avec les projets de démonstrateurs du Programme des Investissement d'Avenir). Ce périmètre n'inclut toutefois pas les dépenses européennes engagées en France dans le cadre du programme cadre de recherche et développement (PCRD) ; il s'agit donc d'une fourchette basse des aides publiques apportées dans la recherche éolienne.

Les dépenses annuelles engagées (pour le périmètre RDI décrit précédemment) sont rassemblées dans le tableau ci-dessous en euros constants 2013 :

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Dépenses françaises de RDI éolien (M€ ₂₀₁₃)	1,6	1,8	1,8	1,2	2,0	2,9	2,2	1,1	5,8	14,7	15,3	15,0	65,3

²⁷⁵ Cour des comptes. La politique de développement des énergies renouvelables, Juil. 2013

²⁷⁶ IEA Energy Technology RD&D Statistics



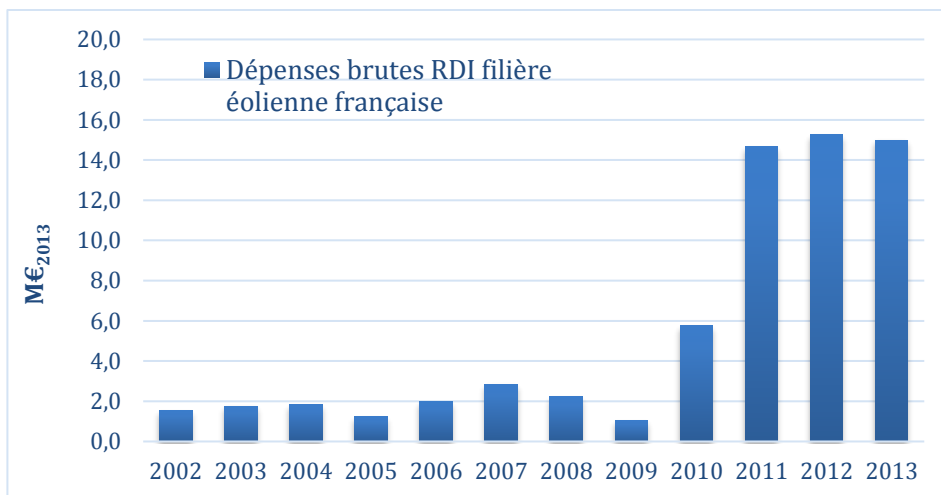


Figure 133 : Dépenses brutes en RDI de la filière éolienne française (en M€₂₀₁₃)
 Source : données Cour des Comptes, AIE, ADEME, analyse I Care & Consult

Entre 2002 et 2009, la politique française de soutien à l'éolien a investi moins de 15 M€₂₀₁₃ dans la RDI, ce qui s'explique par la présence d'une filière industrielle très limitée en taille. Notamment très faible sur le maillon principal de la chaîne de valeur de l'éolien, la fabrication des aérogénérateurs, la RDI s'est très vite orientée sur les briques annexes (outils de simulation et d'étude de gisements, capteurs innovants, ...).

A partir de 2010, la mise en place du Programme d'Investissements d'Avenir, alliée à une volonté politique de structurer une filière pour l'éolien en mer (posé comme flottant), a permis d'augmenter significativement les investissements en RDI éolien, avec des recherches orientées principalement vers les technologies marines.

Toutefois, en comparaison, ces trois principaux voisins européens (Allemagne, Espagne et Royaume-Unis) ont investi respectivement **5 fois plus, 2 fois plus et 4 fois plus que la France** sur la période 2002-2013 (dépenses publiques uniquement). Ces écarts sont principalement dus à deux facteurs interdépendants : une exploitation du gisement éolien qui a débuté plus tôt dans ces 3 pays (notamment l'Allemagne qui avait déjà plus d'un GW d'éolien installé en 1995) et la présence d'une industrie éolienne nationale plus forte, notamment pour l'Allemagne et l'Espagne.

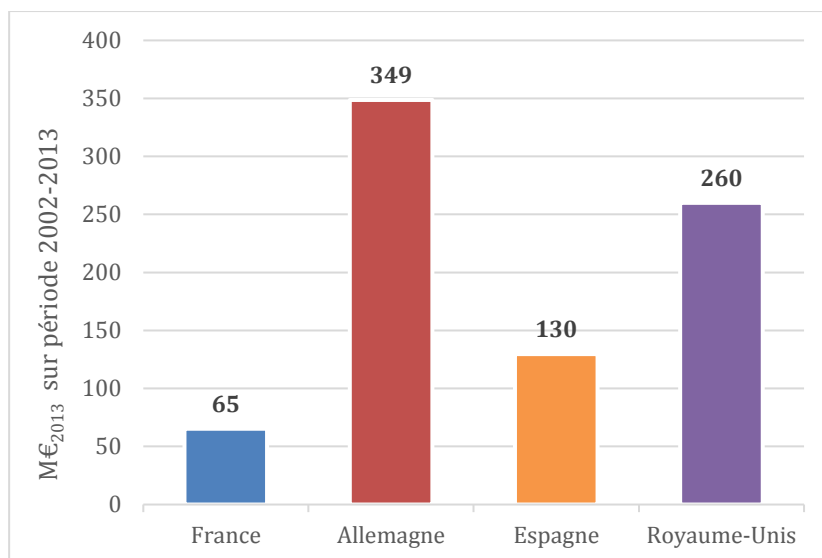


Figure 134 : Comparaison dépenses RDI éolien sur la période 2002-2013 avec pays voisins (M€₂₀₁₃)
 Source : données AIE, analyse I Care & Consult

Sur l'ensemble de la période 2002-2013, les dépenses de RDI engagées par la France dans le cadre de sa politique de soutien à l'éolien **représentent environ 65 M€₂₀₁₃ a minima**. Il s'agit d'un chiffre *a minima* car les différents financements de RDI présentés dans la section précédente n'ont pas tous pu

être intégrés au périmètre d'analyse (notamment les dépenses européennes engagées dans des projets éoliens français). Ces 65 M€₂₀₁₃ représentent :

- **5,7 %** des dépenses publiques de RDI engagées sur la même période (2002-2013) dans le domaine des énergies renouvelables en France (1 143 M€₂₀₁₃²⁷⁷) ;
- et seulement **0,5 %** des dépenses publiques de RDI engagées sur l'ensemble du secteur énergétique français (12 000 M€₂₀₁₃ au total).

❖ Bilan net

Afin d'arriver à un chiffrage net des dépenses de RDI engagées, il est nécessaire d'étudier également le budget de RDI alloué aux filières conventionnelles composant le mix de référence. En effet, si dans une première approche, ces dépenses peuvent être négligées pour les filières au fioul, gaz et charbon (système de capture et stockage du carbone (CCS) non compris), ce n'est pas le cas du nucléaire qui bénéficie encore de financement public en R&D relativement conséquents, via notamment le CEA, l'IRSN, le CNRS et l'ANDRA. Le montant de ces dépenses, ramené à la production de chacune des filières fossiles/fissiles composant le mix de référence (afin de rendre les grandeurs comparables) est représenté pour chaque année dans le tableau ci-dessous.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Dépenses brutes RDI éolien	1,6	1,8	1,8	1,2	2,0	2,9	2,2	1,1	5,8	14,7	15,3	15,0	65,3
Dépenses brutes RDI mix de référence	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,7	0,9	1,4	1,4	1,8	2,8	4,2	14,0
- dont fission nucléaire	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,7	0,9	1,3	1,4	1,8	2,6	2,6	12,0
- dont fioul-gaz-charbon (hors CCS)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	1,5	1,9
Dépenses nettes RDI Eolien	1,5	1,7	1,7	1,1	1,6	2,2	1,3	-0,3	4,4	12,9	12,5	10,8	51,3

Tableau 23 : Dépenses de RDI brutes (pour scénarios avec et sans éolien) et dépenses nettes

Les dépenses nettes en RDI dues à la politique de soutien à l'éolien s'élève donc à près de **51 M€₂₀₁₃** sur la période **2002-2013**, ce qui représente, pour le périmètre considéré, moins de **2 %** du surcoût compensé par la CSPE pour soutenir le déploiement de l'éolien sur le territoire français.

5.2.5. Coûts associés aux impacts sur le milieu environnant et aux conflits d'usage

Les impacts de l'éolien sur le milieu environnant (population, faune) ainsi que les conflits d'usage potentiels font l'objet d'une littérature relativement fournie et ont ainsi pu être décrits et analysés en section 3.4. Toutefois, la monétarisation de ces impacts reste un exercice difficile. En l'absence de valeur de référence fiable et adaptable en fonction des territoires, des ordres de grandeur et des fourchettes de valeurs sont donc privilégiés.

❖ Impacts sonores et visuels

Concernant la monétarisation des impacts visuels et acoustiques, quelques études (encore peu nombreuses) ont permis de produire de première études de cas sur le coût pouvant être associés à ces impacts. Trois méthodes principales coexistent :

- La **méthode du consentement à recevoir (CAR)** qui consiste à proposer, via une enquête, un dédommagement à la population locale pour l'installation d'un parc éolien à proximité de leur lieu d'habitation. Ce dédommagement pouvant prendre la forme d'un versement unique ou à échéances régulières (sous forme de réduction annuelle d'impôts locaux par exemple).
- La **méthode du consentement à payer (CAP)** qui consiste à évaluer, à travers une enquête, le montant que seraient prêts à payer les individus pour ne pas subir les éventuelles gênes

²⁷⁷ Source : données AIE



causées par les éoliennes. Le versement peut également être réalisé en une fois ou bien de façon régulière (annuellement par exemple).

- La **méthode de l'impact sur le prix du foncier**, qui consiste à étudier l'évolution dans le temps de la valeur des biens immobiliers suite à l'installation à proximité de parcs éoliens.

Une étude anglaise datant de juin 2012²⁷⁸ propose, sur la base de résultats extraits de différentes publications, une fourchette de coûts pour les gênes causées par les éoliennes sur la population locale : **entre 4 et 50 €/MWh produit.**

En France, une autre étude menée en 2001 pour le compte du MEDD²³ a permis de mettre en application les deux méthodes du CAR et du CAP sur un échantillon de 2003 personnes se trouvant à proximité du parc éolien de Sigean / Port-la-Nouvelle. Le consentement à payer moyen a notamment été évalué grâce à l'enquête dans le cadre d'un scénario fictif correspondant à une contribution volontaire versée par les habitants afin d'orienter le choix vers une implantation offshore plutôt que terrestre sur un emplacement situé à un kilomètre du lieu d'habitation de la personne interrogée. Ce scénario conduit à un coût pour la collectivité compris entre 580 k€ (valeur minimale) et 1730 k€ (valeur haute)²⁷⁹, ce qui, ramené à la production du parc de Sigean/Port-la-Nouvelle (500 GWh/an), conduit à un **coût compris entre 1,2 €/MWh et 3,5 €/MWh**. Toutefois, le parc éolien de Sigean ayant été construit en 1991, il n'est en aucun cas représentatif des projets éoliens construits depuis (en termes de hauteur d'éoliennes et de gênes sonores notamment).

Par ailleurs, une étude menée par la London School of Economics et le Spatial Economics Research Centre²⁸⁰ pendant 12 ans (entre 2000 et 2012) sur un panel de logements situés en Angleterre et au Pays de Galles mettent en avant une baisse moyenne de 5-6 % de la valeur immobilière pour les logements en covisibilité avec un parc éolien situé dans un rayon inférieur à 2 km, une baisse de 2% entre 2 et 4 km, et inférieur à 1% dans un rayon de 14km (toujours lorsqu'il y a covisibilité). Ces résultats sont par ailleurs fortement dépendants de la taille du parc éolien considéré. En revanche, l'étude montre qu'une augmentation de la valeur immobilière peut statistiquement être observée pour les logements situés entre 4 et 8 km de distance d'un parc éolien et sans covisibilité directe avec celui-ci.

Les incertitudes et les différences observées sur ce type d'exercice de monétarisation s'expliquent par une perception des gênes qui est fortement dépendante du milieu considéré et d'un certain nombre de critères associés :

- **La typologie de paysages** : selon leur lieu d'implantation (champs, forêt, montagne, littoral, ...), les éoliennes n'auront pas le même impact paysager.
- **La taille des éoliennes** : le parc de Sigean ne compte que des systèmes de moyenne puissance, compris entre 200 et 660 kW, et de taille limitée (mâts de 30 à 40m), ce qui rend complexe la comparaison avec un parc de 2015 composé d'aérogénérateurs de 2,5 MW et de plus de 100m de haut.
- **La disposition du parc** : entre une formation en ordre dispersée ou regroupée par exemple.
- **La nature de la population locale** : l'acceptabilité de la population et son ressenti face aux gênes occasionnées par les projets éoliens est dépendante du pays et de la zone d'implantation du parc ainsi que des caractéristiques socio-économiques de la population.
- **La concentration de population** : selon le projet et son emplacement, le nombre d'habitants potentiellement exposés aux gênes générées par les éoliennes est amené à varier ;
- **La dimension historique et sociale du lieu** : au-delà des différents critères descriptifs susmentionnés, la perception que les populations locales ont d'un paysage (et des éoliennes qui y sont éventuellement incorporées) dépend des significations rattachées aux différents composants d'un paysage. Ces significations, elles-mêmes issues de constructions sociales et historiques, évoluent au cours du temps, au gré des générations, et modifient à leur tour la perception qu'ont les populations des éléments qui composent leurs paysages.

Ainsi, la forte hétérogénéité des situations ne permet pas de conduire à un consensus quant à un ordre de grandeur fiable pouvant être utilisé pour quantifier l'impact sur les populations. Aucune étude n'est

²⁷⁸ Grantham Research Institute, Centre for Climate Change Economics and Policy, "The case for and against onshore wind energy in the UK", juin 2012

²⁷⁹ La différence entre les valeurs haute et basse correspond à la prise en compte ou non des faux zéros et des non-réponses.

²⁸⁰ Stephen Gibbons (LSE & SERC), "Gone with the wind : valuing the local impacts of wind turbines through house prices", avril 2014



à ce jour suffisamment représentative du parc français pour permettre une quantification robuste de ces impacts. Il est toutefois important de signaler que l'absence de quantification ne signifie pas pour autant que ce coût (lié à l'impact visuel et sonore) porté par la collectivité est faible ou négligeable.

❖ Impact sur la faune

Si l'impact de l'éolien sur la faune a pu être quantifié en termes de nombre de décès (cf. section 3.4), sa monétarisation est plus problématique et ne conduit pas à l'heure actuelle à un consensus. Cette monétarisation peut dépendre de plusieurs facteurs tels que :

- La valeur patrimoniale de l'espèce : des espèces protégées telles que les vautours fauves auront une valeur par tête plus élevée que d'autres espèces plus communes.
- L'utilité apportée à l'homme par l'espèce, tel que la consommation d'insectes nuisibles à l'agriculture ou encore la dissémination des graines pour la reforestation et pollinisation des plantes, etc.

Différentes méthodes de quantification peuvent exister tels que la méthode du consentement à payer (CAP) ou la méthode d'évaluation des pertes ou gains apportés aux activités humaines.

Toutefois, l'absence à l'heure actuelle de consensus quant à la valeur à donner à l'avifaune et aux chiroptères **ne permet pas de réaliser une estimation monétaire pertinente de l'impact de l'éolien sur la faune.**

❖ Impact sur les activités économiques (conflits d'usage)

En ce qui concerne l'impact de l'éolien sur les activités agricole et sylvicole, celui-ci est a priori compensé par le loyer versé aux propriétaires des terrains (cf. section 5.1.3.1). Le niveau du loyer sera a priori établi de manière à être au moins égal à la perte de revenu éventuellement générée par l'implantation d'éolienne. Reste le cas, d'exploitant subissant des pertes de rendements en raison d'éoliennes installées sur les terres voisines. Dans une première approche, l'externalité négative potentiellement occasionnée est jugée marginale (et difficilement quantifiable) et **sera négligé dans le cadre de cette analyse.**

5.3. Chiffrage des bénéfiques

5.3.1. Retombées budgétaires

Comme toute activité économique présente sur un territoire, un parc éolien entraîne des retombées budgétaires pour l'Etat, les collectivités locales et le régime de protection sociale (Figure 135).

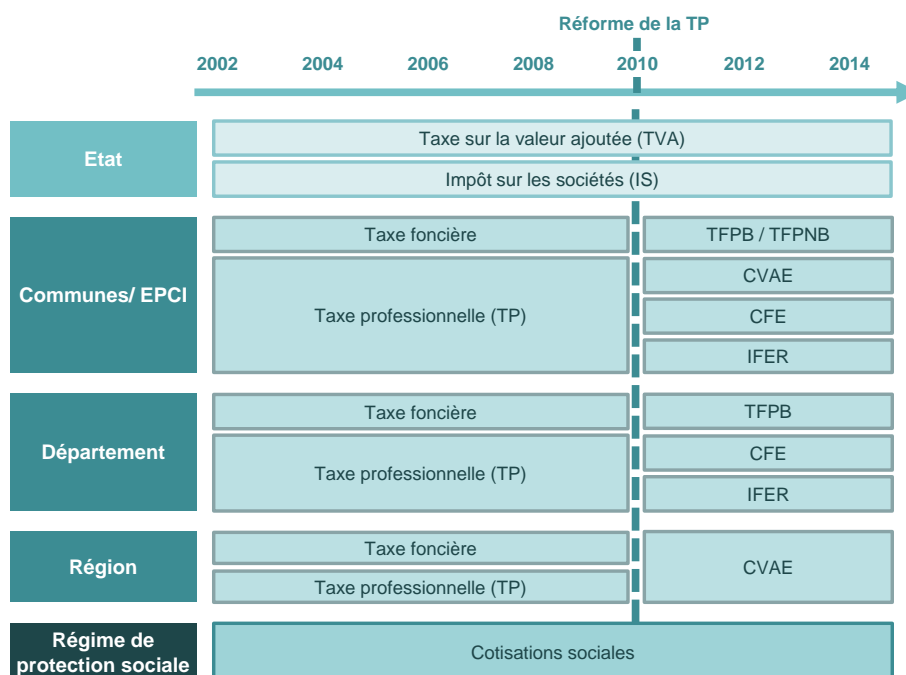


Figure 135 : redevances brutes pour l'Etat et les collectivités locales

Retombées pour l'Etat

Les redevances pour l'Etat reposent principalement sur :

- La taxe sur la valeur ajoutée (**TVA**)
- L'impôt sur les sociétés (**IS**)

Ces redevances, non spécifiques à la filière éolienne, n'ont pas été évaluées dans le cadre de la présente étude.

Retombées pour les collectivités locales

Les redevances pour les collectivités locales reposent principalement sur les taxes versées par les sociétés propriétaires des parcs éoliens. Ces redevances se répartissent entre les différents niveaux de collectivités : commune, EPCI²⁸¹, département et région. Avant 2010 et la réforme de la taxe professionnelle, les parcs éoliens n'étaient soumis qu'à 2 taxes distinctes :

- La **taxe foncière** sur les propriétés bâties (**TFPB**) ou sur les propriétés non bâties (**TFPNB**) ;
- La **taxe professionnelle (TP)**

En 2010, la taxe professionnelle²⁸² est remplacée par deux nouvelles taxes :

- La **contribution économique territoriale (CET)** qui est plafonnée à 3 % de la valeur ajoutée du parc et qui est elle-même composée de :
 - La cotisation foncière des entreprises (CFE) ;
 - La cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) ;
- L'**imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)**, qui, contrairement aux autres taxes, ne s'applique qu'aux activités de l'énergie, du transport ferroviaire et des télécommunications. Cette taxe est venue s'ajouter à la CET afin de limiter la perte de recettes pour les collectivités locales due à la suppression de la taxe professionnelle. L'IFER est versée au prorata des MW installés sur le territoire. Initialement à 2913 €/MW, au même niveau que les autres moyens de production d'électricité (y compris nucléaire et thermique à flamme), l'IFER éolien a été augmenté à 7000 €/MW en 2011 afin d'apporter de plus fortes redevances locales pour les collectivités acceptant d'accueillir des parcs éoliens. Elle s'élève en 2016, à 7 340 €/MW_{installé} pour l'éolien²⁸³.

²⁸¹ EPCI : Etablissement Public de Coopération Intercommunal

²⁸² Loi de finance pour 2010

²⁸³ Source : Site BOFIP du ministère de l'économie et des finances



A ces différentes recettes fiscales perçues chaque année par les collectivités s'ajoute une **taxe d'aménagement** versée en une seule fois par le développeur lors de la délivrance du permis de construire.

Le niveau de fiscalité et la répartition de ces différentes taxes entre les collectivités dépendent fortement :

- du **statut fiscal de l'EPCI** qui peut être à fiscalité additionnelle (FA), à fiscalité professionnelle de zone (FPZ), à fiscalité éolienne unique (FEU) ou encore à fiscalité professionnelle unique (FPU) ;
- de **la nature de la zone d'implantation** : des exonérations de taxes peuvent être accordées (pour les zones en revitalisation rurale par exemple) ;
- de **la clé de répartition** des taxes entre l'EPCI et les communes d'implantation : ce sont par exemples les collectivités locales (communes et EPCI notamment) qui fixent les taux d'imposition pour les taxes foncières et la CFE ;
- **des modalités de reversement des revenus éoliens** mises en place entre l'EPCI et les communes qui le composent afin de redistribuer les recettes liées à l'implantation d'un parc éolien et de compenser en partie les gênes subies par les communes (gênes visuelles notamment). Cette redistribution, depuis les EPCI vers les communes, passe essentiellement par deux mécanismes : la dotation de solidarité communautaire (DCS) et l'attribution de compensation (AC).

En plus de ces ressources fiscales, certaines collectivités ayant accueilli un parc avant la réforme de la taxe professionnelle de 2010 peuvent bénéficier de mécanismes de compensation mis en place par l'Etat :

- La **dotation de compensation de la réforme de la taxe professionnelle** (DCRTP) ;
- Le **fonds national de garantie individuelle des ressources** (FNGIR).

Une diminution des recettes fiscales éoliennes perçues par les collectivités locales aurait toutefois été constatée suite à la réforme de la taxe professionnelle, malgré les nouveaux dispositifs fiscaux mis en place (CET et IFER)²⁸⁴.

Un autre constat, remonté grâce à l'enquête « collectivité », fait l'état de retards conséquents dans le versement de la fiscalité éolienne aux communes d'implantation, entraînant des mécontentements de la part des élus et de la population.

Chiffrage des retombées budgétaires pour les collectivités :

En fonction des caractéristiques d'un parc éolien et des taux de fiscalité votés localement, les retombées fiscales annuelles de l'implantation de parcs éoliens pour les collectivités locales se situent généralement entre 10k€ et 12 k€/MW_{installé} répartis entre la commune d'implantation, l'intercommunalité à fiscalité propre, le département et la région²⁸⁵ Comme représenté à travers l'exemple en Figure 136, **l'IFER est de loin la taxe la plus significative et représente près de 60% des revenus fiscaux totaux d'un parc éolien**. Les autres taxes (CFE, CVAE et taxes foncières) se répartissent ensuite à peu près équitablement.

²⁸⁴ Constat remonté par les membres du Club des collectivités éoliennes et exposé dans le rapport AMORCE « L'Elu et l'Eolien » de 2015

²⁸⁵ Chiffrage issu du « Simulateur de la fiscalité éolienne » développé par AMORCE en partenariat avec ADEME et FEE.



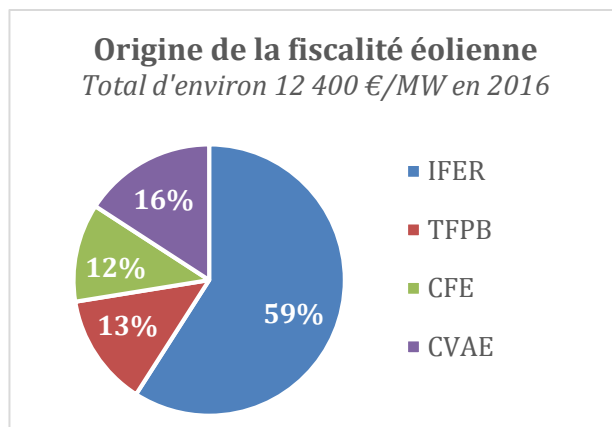


Figure 136 : Poids de chaque taxe dans la fiscalité totale perçue par les territoires
 Source : Simulateur de fiscalité développé par AMORCE en partenariat avec ADEME et FEE.

La répartition de ces retombées fiscales dépend ensuite fortement du statut fiscal de l'EPCI concerné, comme représenté en Figure 137. Dans un EPCI à fiscalité professionnelle unique (PFU), les communes d'implantation percevront de façon directe (c'est-à-dire sans compter les éventuels reversements de l'EPCI) une part plus limitée de la fiscalité (principalement via les taxes foncières) : 624 €/MW en moyenne contre plus de 3250 €/MW pour une commune dans un EPCI à fiscalité additionnelle.

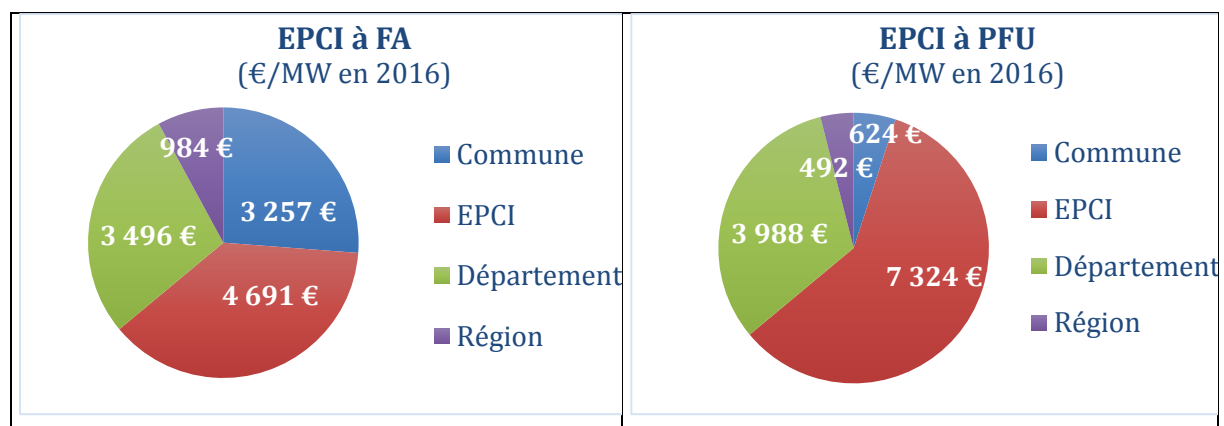


Figure 137 : Répartition et montant moyen par MW des retombées fiscales en 2016 en fonction du statut fiscal de l'EPCI : fiscalité additionnelle (FA) ou à fiscalité professionnelle unique (PFU).
 Source : Simulateur de fiscalité développé par AMORCE en partenariat avec ADEME et FEE.

Comme présenté en Figure 138, en moyenne pondérée par rapport aux différents statuts fiscaux, la fiscalité éolienne apporte ainsi près de 6 070 €/MW aux EPCI (soit près de **50% des revenus fiscaux totaux**), environ 1 880 €/MW aux communes (15%), 3 500 €/MW aux départements (28%) et moins de 1 000 €/MW aux régions (8%), pour un total d'environ 12 400 €/MW toute collectivité confondue.



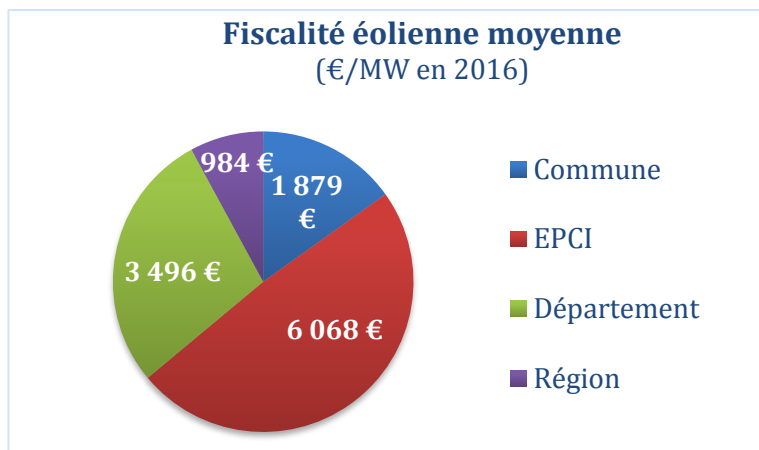


Figure 138 : Retombées fiscales moyennes perçues par les collectivités locales en 2016 et poids de chacune des recettes dans le volume perçu

Source : Simulateur de fiscalité développé par AMORCE en partenariat avec ADEME et FEE, pour la fiscalité perçue par les EPCI à FA et à FPU. La répartition moyenne des communes et EPCI en fonction de leur statut fiscal est issu de l'enquête réalisée dans le cadre de la présente étude : 39,5% de communes dans un EPCI à FA, 8,1% dans EPCI à FPZ, 3,5% dans EPCI à FEU et 48,8% dans EPCI à FPU (basé sur 86 communes répondantes). Analyse I Care & Consult.

Pour 2015, les retombées budgétaires perçues par les collectivités locales par le biais des parcs installés en France sont estimées **proches de 127 M€** (Figure 139). A partir de 2011, la hausse de ces retombées d'une année sur l'autre est principalement due à la croissance du parc installé. L'écart significatif entre 2010 et 2011 s'explique quant à la lui par la très forte hausse de l'IFER en 2011.

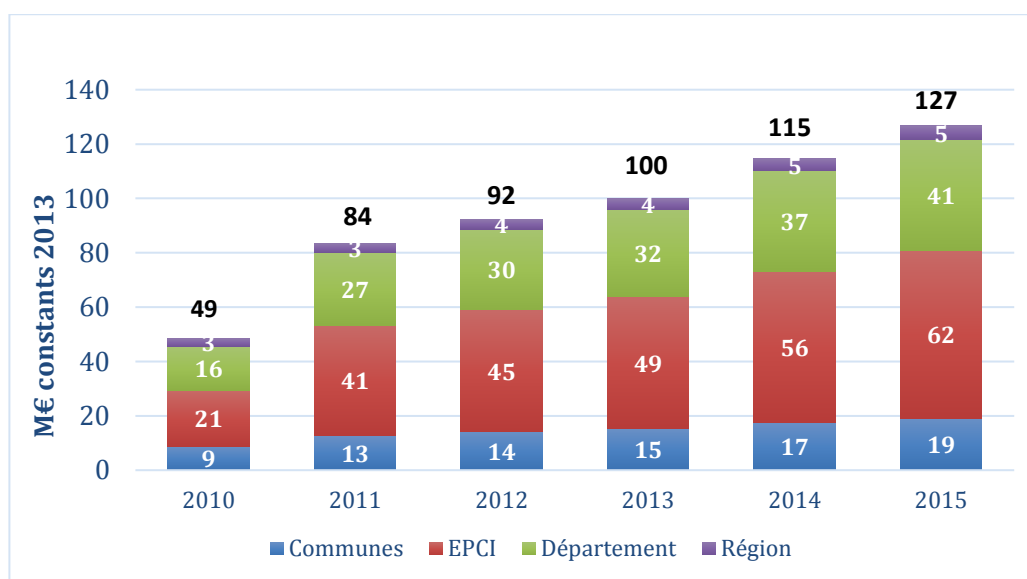


Figure 139 : Evolution des retombées budgétaires perçues par les collectivités locales

Hypothèse : Les taxes prises en compte dans le chiffrage sont l'IFER, la CVAE, la CFE et les taxes foncières. Toutefois, seul l'IFER a été actualisé chaque année en fonction du montant fixé par l'Etat. Les autres, faute d'information robuste sur leur évolution, ont été supposées constantes dans le temps par MW installé (avant correction de l'inflation).

Sources : Site du ministère des finances et des comptes publics pour l'évolution dans le temps du montant de l'IFER. Analyse I Care & Consult.

L'extrapolation des retombées fiscales sur les années précédant la réforme de la taxe professionnelle de 2010 n'a pas été menée faute de données suffisamment robustes quant à la fiscalité perçue par les collectivités locales sur cette période.

❖ Retombées budgétaires nettes pour les collectivités locales



Etant donné la complexité méthodologique de l'exercice, les retombées budgétaires nettes pour différentes catégories de collectivités territoriales n'ont pas été chiffrées dans le cadre de la présente étude.

Retombées pour le régime de protection social

Ces retombées reposent sur les cotisations sociales (salariales et patronales) prélevées sur la valeur ajoutée des entreprises de la filière éolienne française. Elles n'ont pas été chiffrées dans le cadre de la présente étude.

5.3.2. Retombées environnementales

Les bénéfices environnementaux associés au développement de l'énergie éolienne qui ont été étudiés dans le cadre de cette étude sont les suivants :

- Emissions de gaz à effet de serre évitées (en tonnes équivalent CO₂) ;
- Emissions de polluants atmosphériques évitées (NO_x, SO₂) ;
- Autres impacts environnementaux évités (analyse découlant de l'analyse de cycle de vie de la filière éolienne).

Toutefois, en ce qui concerne le chiffrage des bénéfices économiques associés à ces retombées (en M€/an), la monétarisation s'est focalisée sur les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques évitées. Les autres retombées environnementales, plus mineures, n'ont pas été chiffrées du fait de l'absence de données fiables permettant leur monétarisation.

Emissions de gaz à effet de serre

Une valeur monétaire a été associée aux émissions de CO₂ évitées à partir du rapport Quinet sur la valeur tutélaire du carbone.

Valeurs tutélaires du carbone	2010	2020	2030	2050
Valeur recommandée (€2008/tCO ₂)	32	56	100	200
Valeur recommandée (€2013/tCO ₂)	34	60	107	214

Le tableau suivant présente la monétarisation, année par année des tonnes de CO₂ évitées du scénario éolien par rapport aux 3 mix de référence.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Valeur tutélaire du carbone (€2013/tCO ₂)	29,9	30,4	31,0	31,5	32	32,6	33,1	33,6	34,2	36,7	39,3	41,9	
Valeur des tCO ₂ évitées – mix moyen (M€2013)	5	7	11	17	40	75	106	149	190	247	327	374	1 546
Valeur des tCO ₂ évitées – mix émetteur (M€2013)	5	8	12	19	43	81	114	161	205	267	353	404	1 671
Valeur des tCO ₂ évitées – mix peu émetteur (M€2013)	4	6	10	16	36	68	97	136	173	225	298	342	1 411

Tableau 24 : Monétarisation des bénéfices liés aux émissions de GES évitées²⁸⁶

En conclusion, sur la période 2002-2013, les émissions évitées représenteraient un bénéfice économique de l'ordre de **1,41 à 1,67 milliard d'euros, pour une valeur moyenne de 1,55 G€.**

Emissions de polluants atmosphériques (SO₂, NO_x, PM₁₀ et PM_{2,5})

Les émissions évitées de SO₂, NO_x, PM₁₀ et PM_{2,5} ont été calculées en section 4.3 à partir de la base de données Ominea du CITEPA.

²⁸⁶ Les valeurs tutélaires du carbone pour la période 2002-2013 ont été construites par linéarisation entre trois dates charnières : 2000 (valeur de 27 €/tCO₂ proposée par le rapport Boiteux), 2010 (valeur de 32€/tCO₂ proposée par le rapport Quinet) et 2020 (valeur de 56 €/tCO₂ proposée par le rapport Quinet). Les valeurs ont ensuite été corrigées de l'inflation afin d'avoir les données en € constant de 2013.



Une monétarisation des bénéfices résultant de la réduction de ces émissions a ensuite été réalisée. Cette monétarisation est basée sur une valeur monétaire correspondant à l'impact estimé d'une tonne de polluant émise. Après conversion en euros constants de 2013, les valeurs qui ont été choisies pour le SO₂, le NO_x, PM₁₀ et PM_{2,5} sont les suivantes :

Coût (€2013/t)	Estimation basse	Estimation haute
SO ₂	17 967	51 960
NO _x	6 183	15 790
PM _{2,5}	38 199	109 691
PM ₁₀	24 806	71 228

Ces valeurs sont tirées du rapport « Costs of air pollution from European industrial facilities 2008–2012 » (valeurs pour la France) publié par l'Agence européenne pour l'Environnement. Les valeurs présentées dans le rapport prennent en compte les effets des polluants :

- sur la santé humaine : effets chroniques (bronchites notamment) ou crises aiguës (admissions pour des problèmes respiratoires ou cardiaques entraînant des coûts médicaux et des journées d'absences au travail) ayant un impact sur la mortalité ou la morbidité humaine ;
- sur les bâtiments : dégradation de la pierre et des métaux à cause du SO₂ (liés aux pluies acides notamment).

Elles n'incluent cependant pas, du fait du manque de données disponibles, les dommages causés aux écosystèmes (comme les impacts sur la biodiversité) qui peuvent parfois être significatifs. Les estimations basse et haute employées pour la monétarisation se basent respectivement sur les méthodologies VOLY (« Value of a life year ») et VSL (« Value of statistical life »), pour les impacts relatifs à la santé humaine. Le tableau ci-dessous rassemble les coûts évités grâce à l'éolien pour le mix de référence moyen :

	Coût évité (M€)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total 2002-2013
Hypothèse basse	SO ₂	9	13	20	32	68	130	143	183	221	228	324	302	1673
	NO _x	2	3	4	7	18	36	39	61	76	71	97	92	506
	PM 2.5	0	1	1	2	4	7	8	9	12	14	19	18	95
	PM 10	0	1	1	2	4	8	8	10	12	14	20	19	99
	Total	12	17	26	43	94	181	197	264	321	326	460	431	2373
Hypothèse haute	SO ₂	27	37	58	92	197	376	412	530	640	659	937	873	4838
	NO _x	5	7	11	19	46	92	100	155	193	181	248	236	1293
	PM 2.5	1	2	3	5	12	21	22	27	34	39	54	52	273
	PM 10	1	2	3	5	12	22	23	29	36	39	56	54	283
	Total	34	48	75	122	267	511	557	741	903	918	1295	1215	6687

Tableau 25 : Monétarisation des émissions de polluants atmosphériques évitées sur la période 2002-2015 pour le mix de référence moyen (et agrégation sur la période 2002-2013)

Pour les deux variantes du mix de référence (mix « émetteur » et mix « peu émetteur »), les résultats sont synthétisés, de façon agrégée, dans les tableaux ci-dessous :

Variante mix "émetteur"													
Coût évité (M€)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total 2002-2013
Total - estimations basses	13	18	28	45	99	190	208	278	338	343	487	455	2502
Total – estimations hautes	36	50	79	127	280	536	586	782	951	967	1373	1283	7052

Tableau 26 : Monétarisation des émissions de polluants atmosphériques évitées sur la période 2002-2015 pour la variante mix « émetteur »



Variante mix "peu émetteur"													
Coût évité (M€)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total 2002-2013
Total - estimations basses	8	12	19	30	66	125	140	193	231	235	347	317	1724
Total – estimations hautes	23	34	53	84	187	354	395	544	650	662	981	894	4860

Tableau 27 : Monétarisation des émissions de polluants atmosphériques évitées sur la période 2002-2015 pour la variante mix « peu émetteur »

A partir des calculs ci-dessus, les bénéfices liés aux émissions de polluants atmosphériques évitées sur la période 2002 à 2013 sont de l'ordre de **1,7 à 7,1 milliards d'euros**. A titre comparatif, le rapport du Sénat de 2015 sur le coût économique et financier de la pollution de l'air met en évidence un coût lié à la pollution atmosphérique en France de l'ordre de 68 à 97 Mds€/an²⁸⁷. Les bénéfices découlant du déploiement de l'éolien en 2013 (entre 320 et 1 280 M€ si on ne prend en compte que NO_x, SO₂, PM₁₀, et PM_{2,5}) pourraient ainsi représenter ainsi entre 0,3% et 1,9 % du coût total annuel lié à la pollution de l'air.

5.3.3. Bénéfices associés à une réduction des risques

Comme présenté en section 4.7, le développement de la filière éolienne peut induire des bénéfices liés à la réduction de certains risques (risques industriels, géopolitiques et financiers notamment).

Cette présente section traite spécifiquement des bénéfices associés à une réduction des risques supportés par les pouvoirs publics. En effet, on considère que les coûts associés à des risques d'accident industriel liés aux centrales thermiques d'une part, et aux centrales éoliennes d'autres parts sont déjà en grande partie internalisés par le biais de polices d'assurance et ne constituent donc pas un coût supplémentaire pour la collectivité. D'autres coûts, liés notamment aux rejets de polluants atmosphériques, ont déjà été pris en compte précédemment.

Le cas des centrales nucléaires est traité différemment. En effet, du fait de la faible occurrence des accidents, de leur ampleur potentielle et de la difficulté à évaluer les coûts en cas d'accident majeur, les techniques habituelles d'évaluation du coût d'une police d'assurance ne sont pas applicables. En vertu des conventions internationales signées par la France²⁸⁸, l'exploitant d'une centrale nucléaire n'est responsable des dommages causés que jusqu'à un certain seuil (à hauteur de 700 M€²⁸⁹) pour les dommages qui peuvent être causés par un accident nucléaire. Bien en dessous des 70 Mds€ estimés par l'Institut de Radioprotection et de Sureté Nucléaire pour les coûts résultant d'un accident nucléaire majeur. Au-delà de ce 1^{er} plafond de 700 M€, deux autres tranches d'indemnisations, portées respectivement par l'Etat de l'exploitant et par les Etat-signataires, entrent en jeu pour un montant supplémentaire total de 800 M€. Dans le cas où les trois seuils ne suffisent pas (ce qui est quasiment inévitable dans le cadre d'un accident grave type Fukushima), l'Etat pourrait être conduit à indemniser au-delà de son niveau de responsabilité (indemnisations des dommages corporels notamment).

Dans son rapport sur les coûts de la filière électronucléaire de 2012, la Cour des Comptes a fait l'exercice de calculer combien coûterait à l'Etat de provisionner l'argent nécessaire pour couvrir un accident nucléaire majeur dans 40 ans, en se basant sur le chiffrage d'une telle catastrophe par l'Institut de Radioprotection et de Sureté Nucléaire qui l'estime à 70 Mds€²⁹⁰. La production du parc nucléaire sur une telle période permet d'obtenir un coût du risque de **1,41 €/MWh**. Si cette analyse apporte un ordre de grandeur intéressant pour estimer le coût du risque, cette valeur reste sujette à discussion car hautement dépendante des hypothèses utilisées et elle ne se fonde pas sur une évaluation de la probabilité d'occurrence d'un accident nucléaire²⁹¹. Par conséquent, un chiffrage de la réduction du risque apportée par l'éolien sur la période 2002-2013, semble peu robuste et ne sera pas proposé ici. Toutefois, en première approche et dans la mesure où la pénétration de l'éolien dans le mix électrique

²⁸⁷ Chiffrage basé sur les résultats du programme européen « Air pur pour l'Europe ». Ces chiffrages intègrent également d'autres polluants (autres que le SO₂ et le NO_x), tels que l'ozone ou les particules fines.

²⁸⁸ Convention de Paris de 1960, complétée par la convention de Bruxelles du 31 janvier 2016

²⁸⁹ Suite aux protocoles additionnels de 2004 qui viennent remonter les plafonds de responsabilité pour les exploitants et les Etats (passage de 91,5 M€ à 700 M€ pour l'exploitant).

²⁹⁰ Fourchette basse de l'IRSN correspondant à un accident modéré sur un réacteur (exemple de Three Mile Island) ; la fourchette haute, pour un accident très grave type Tchernobyl ou Fukushima avoisine davantage les 600-1000 Mds€. Une note plus récente de l'IRSN date de mars 2013 propose une fourchette de 50 – 240 Mds€ pour un accident grave.

²⁹¹ En effet, l'analyse réalisée par la Cour des Comptes se place dans l'hypothèse d'un accident majeur qui interviendrait dans les 40 prochaines années, ce qui ne correspond pas à la probabilité d'occurrence d'un tel accident sur une période de 40 ans.



français est encore très limité sur la période étudiée, on peut supposer que cette pénétration d'éolien n'a pas induit de modifications substantielles du parc nucléaire français (pas de fermeture de centrale notamment) ce qui n'introduit donc pas en soi une baisse du risque d'accidents nucléaires et n'introduirait donc pas a priori de coût significatif associé à une réduction du risque.

5.4. Bilan de l'analyse coûts-bénéfices : les bénéfices de la politique de soutien justifient-ils ses coûts ?

Comme vu dans les sections précédentes, la politique de soutien à l'éolien a engendré, en différentiel par rapport à un scénario de référence sans éolien, un certain nombre de surcoûts et un certain nombre de bénéfices. Comme toute analyse coûts-bénéfices (ACB), le périmètre d'analyse est forcément partiel, en raison des difficultés méthodologiques d'un tel exercice (disponibilités de données crédibles et/ou méthodes robustes pour évaluer puis monétariser l'ensemble des impacts potentiels).

Nous retenons donc une approche nette (coûts et bénéfices de la politique de soutien, en différentiel par rapport à un scénario ou l'absence de déploiement éolien aurait abouti à une production électrique « non-aidée » correspondant au mix de référence défini en section 1.5 ci-dessus) sur le périmètre des postes de coûts et bénéfices suivants :

- **Coûts intégrés** : coûts de développement du parc éolien et de son raccordement payés par les consommateurs via la CSPE, coûts d'extension et de renforcement des réseaux payés par les consommateurs via le TURPE, soutien à la RDI payé par les contribuables ;
- **Bénéfices intégrés** : bénéfices environnementaux liés à la réduction des émissions de GES et de polluants atmosphériques

D'autres postes de coûts et bénéfices ne sont pas pris en compte, en raison des difficultés méthodologiques décrites à travers l'ensemble de la section 0 :

- **Coûts non intégrés** : coûts associés aux impacts sur les populations (gênes visuelles et sonores notamment) ou sur l'avifaune et les chiroptères ; coûts pour l'Etat et les collectivités de la mise en œuvre des dispositifs de soutien, pour l'instruction des dossiers, pour la gestion des contentieux et pour le soutien direct aux clusters, pôles de compétitivité ;
- **Bénéfices non intégrés** : bénéfices associés à la réduction des risques d'accidents industriels ou risques géopolitiques et financiers associés à une dépendance vis-à-vis de combustibles importés. Les éventuels bénéfices économiques liés au regain d'activité économique dans le secteur de la filière électrique française grâce au développement de l'éolien (avec notamment des coûts de chômage évité, etc.) n'ont également pas été pris en compte.

La non-prise en compte de ces externalités, parfois très impactante pour la collectivité, ne permet pas de rendre compte des coûts et bénéfices complets apportés par l'éolien. Les travaux devront être poursuivis dans le sens d'une évaluation plus exhaustive de ces impacts et d'une monétarisation de ceux-ci, là où ce sera pertinent.

Au regard d'un des objectifs centraux de la politique énergétique, à savoir la **réduction des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques**, l'ACB partielle ainsi conduite, permet néanmoins de comparer les bénéfices environnementaux qui découlent de la politique de soutien aux principaux postes de coûts (CSPE, coûts réseau et de RDI). Pour la période 2002-2013, on voit ainsi que les bénéfices environnementaux cumulés générés grâce au développement de l'éolien, pour la collectivité, **sont estimés entre 3,1 et 8,8 Mds€₂₀₁₃ pour des surcoûts du soutien** évalués, sur la même période, à **3,2 Mds€₂₀₁₃** (Figure 140).



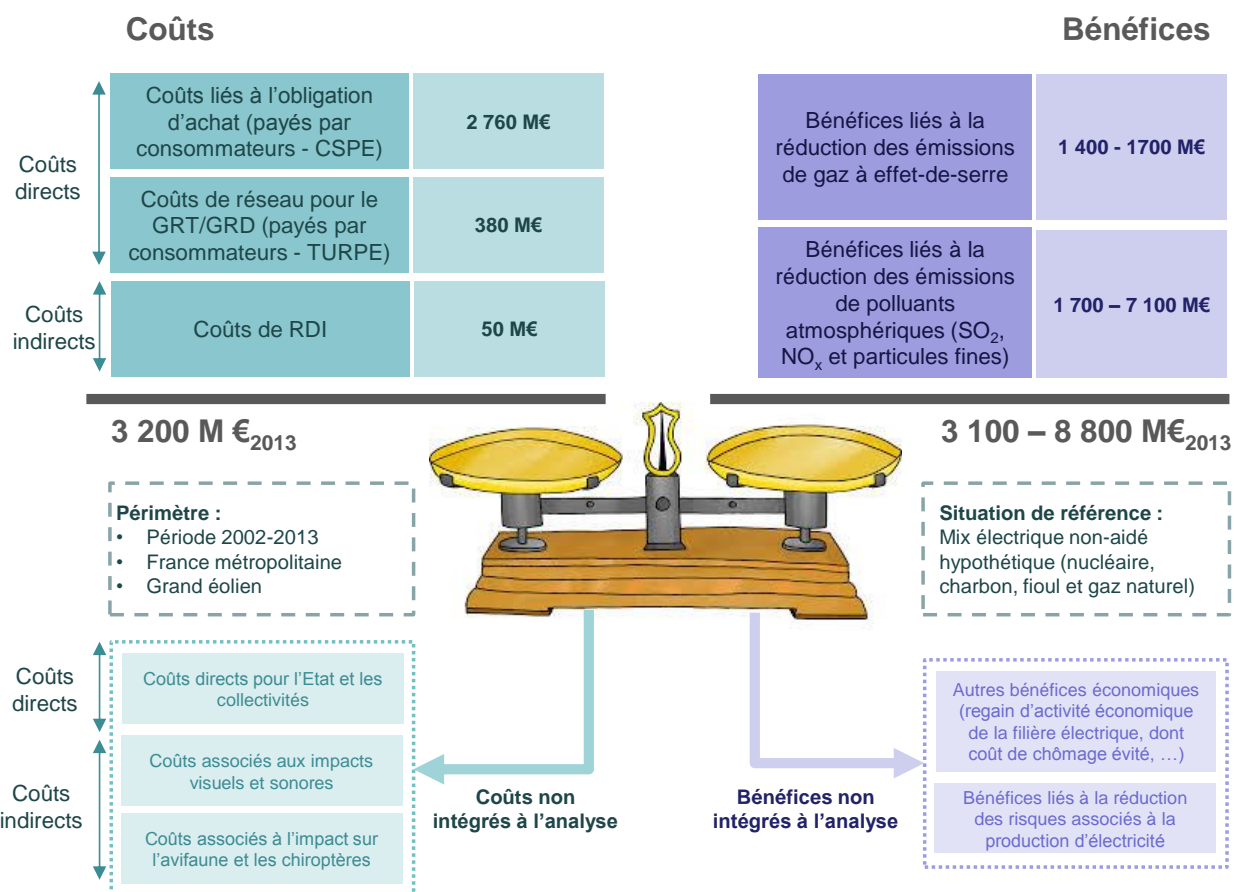


Figure 140 : Visualisation des résultats de l'analyse des coûts et bénéfices de la politique de soutien à l'éolien pour la période 2002-2013

Tout au long de la période 2002-2013, les bénéfices environnementaux apportés par l'éolien ont augmenté au rythme des installations, mais, le mécanisme de tarif d'achat garanti sur 15 ans, a également contribué à une hausse continue du coût de soutien annuel. Toutefois, en 2013 (fin de la période étudiée), **les bénéfices environnementaux sont estimés entre 660 et 1680 M€₂₀₁₃ et couvriraient voire dépasseraient donc les coûts de la politique de soutien** (évalués à 680 M€₂₀₁₃), composés à plus de 90% des coûts de CSPE (Figure 141).

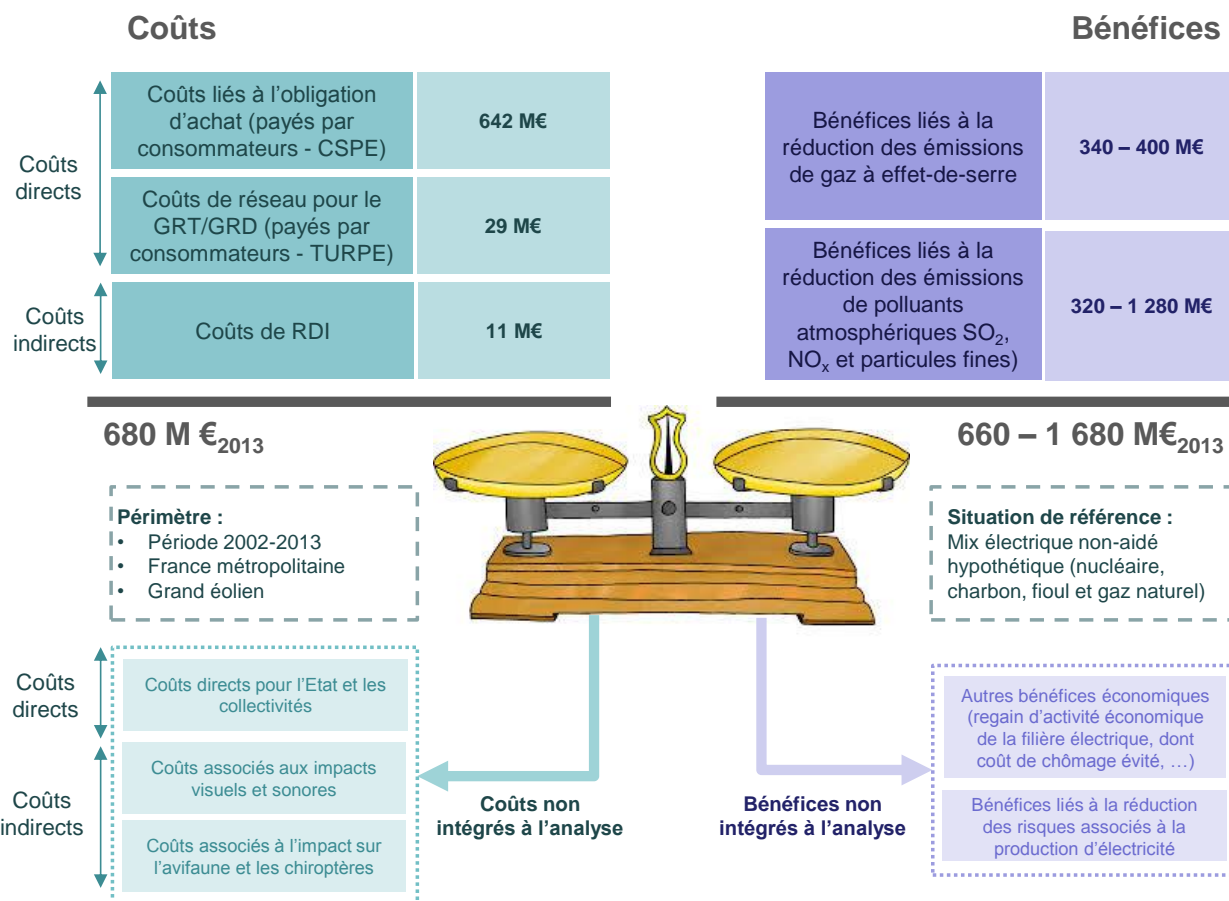


Figure 141 : Visualisation des résultats de l'analyse des coûts et bénéfices de la politique de soutien à l'éolien pour l'année 2013

Ainsi, malgré un coût du soutien qui n'a cessé d'augmenter sur la période passée, la prise en compte dans l'équation économique des bénéfices environnementaux générés grâce à l'éolien, conduit d'ores-et-déjà à un bilan positif de l'éolien sur la période 2002-2013, avec des coûts qui tombent dans la fourchette des bénéfices (dans le périmètre considéré et avec les hypothèses retenues).

Partie 2.A – Perspectives d'évolutions de la filière

INTRODUCTION

L'année 2015 a été une année record pour le secteur éolien, à la fois en termes de nouvelles capacités installées et d'investissements à travers le monde. Les différents scénarios mondiaux d'évolution du mix électrique montrent que cette croissance devrait se maintenir dans les prochaines années, sous l'effet croisé de la baisse des coûts et d'efforts de décarbonation des mix énergétiques à travers le monde, en ligne avec l'Accord de Paris de décembre 2015.

L'objectif de ce livrable est d'apporter des éclairages sur ces perspectives à moyen terme : les marchés les plus porteurs, les innovations technologiques en cours et à venir, l'évolution des coûts et les solutions pour que les acteurs s'adaptent à ces changements.

Ces éclairages s'appuient à la fois :

- sur l'analyse des données publiques disponibles sur les marchés mondiaux et européens (perspectives de croissance par région de l'AIE et du GWEC, perspectives technologiques de l'European Wind Energy Technology Platform ou de la NREL),
- et sur des témoignages recueillis lors d'entretiens menés avec des acteurs français, à la fois privés (développeurs, fabricants, bureaux d'études) et publics (chambres de commerce, clusters, fédérations, syndicats, ministères).

Dans cette partie, nous étudierons dans un premier temps les évolutions attendues sur le marché éolien, à la fois en termes de marchés, de technologies, et de coûts. Nous analyserons ensuite les différents freins identifiés en France au déploiement d'une filière plus compétitive et des pistes de solutions, dont certaines sont d'ores et déjà envisagées et pourraient être intensifiées. Enfin, nous proposerons plusieurs pistes de réflexion de stratégies industrielles visant à augmenter la compétitivité et le contenu en emplois de la filière éolienne française. Ces pistes de réflexion seront étayées dans la partie de l'étude dédiée aux recommandations stratégiques pour les pouvoirs publics.

Le scénario repris pour les perspectives de croissance du parc éolien mondial est le « New Policies Scenario » de l'AIE, scénario central utilisé dans le World Energy Outlook 2016, prenant en compte les choix politiques validés à mi-2016 par les gouvernements en place, notamment dans le cadre de la COP 21.

1. CARACTERISATION DES EVOLUTIONS DE MARCHÉ

1.1. Evolution à long terme du marché éolien mondial

La croissance du parc mondial de l'éolien devrait rester forte sur le moyen terme : avec un rythme annuel d'ajout de nouvelles puissances de quasiment 50 GW (hors repowering), l'éolien pourrait représenter un parc d'environ 1320 GW installés en 2035.²⁹²

²⁹² AIE. World Energy Outlook 2016. Chiffre tire du "New policies scenario", scénario central de l'AIE.



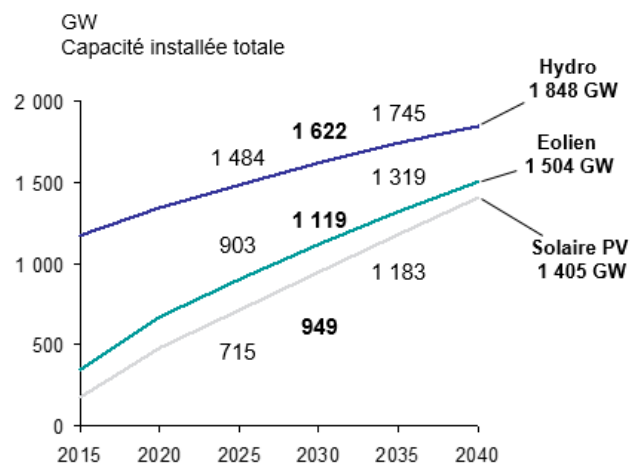
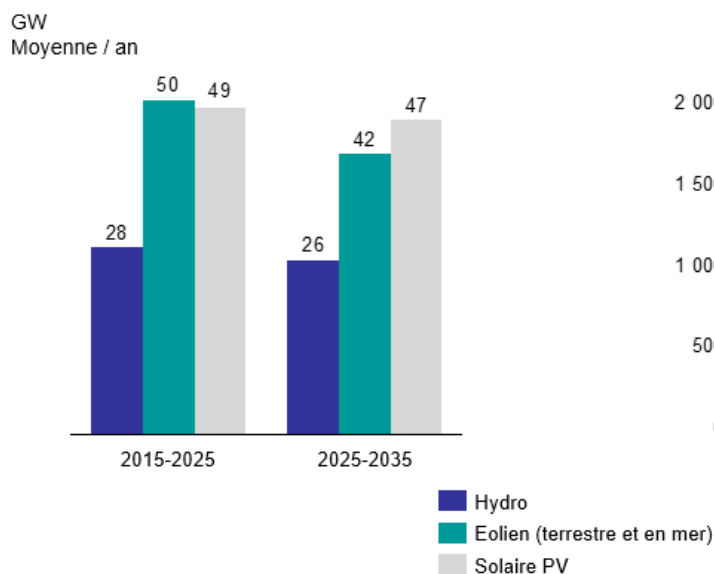


Figure 142 : Nouvelles puissances (en GW) installées par an en moyenne dans l'éolien, le solaire photovoltaïque et l'hydraulique entre 2015 et 2025 puis entre 2025 et 2035²⁹³

Figure 143 : Evolution des capacités mondiales dans l'éolien, le solaire PV et l'hydroélectricité entre 2015 et 2040²⁹³

Cette croissance ne sera plus concentrée dans les pays historiquement moteurs ayant porté les premières phases du marché (Europe, Etats-Unis notamment), mais dans les zones géographiques plus dynamiques : la Chine, l'Inde, le Brésil et le Mexique en particulier, mais également de nombreux pays tant en Asie qu'en Afrique (Philippines, Vietnam, Thaïlande, Afrique du Sud, Maroc ou Egypte par exemple) voient leur capacité installée se développer.

Ces nouveaux marchés devraient être portés principalement par l'éolien terrestre, qui continuerait à représenter la majorité de leurs développements à venir : la croissance de l'éolien en mer, bien que plus dynamique à l'échelle mondiale (13% de croissance annuelle moyenne d'ici 2030²⁹⁴), devrait se concentrer dans les pays européens et en Chine. Les marchés de l'éolien flottant et du petit et moyen éolien²⁹⁵ devraient constituer pour leur part des marchés plus restreints, dont la croissance sera concentrée dans les pays ayant les conditions les plus favorables à ces technologies (eaux plus profondes pour le flottant ou certaines zones cycloniques pour le moyen éolien par exemple). Enfin, le *repowering* (reconfiguration complète et optimisée d'un site en fonctionnement) devrait représenter une part de plus en plus importante des projets terrestres, dans la mesure où les parcs installés, dont une partie est implantée dans les zones les mieux ventées, arriveront en fin de vie.

1.2. Perspectives de localisation de la demande

En 2015, pour la première fois, les investissements dans les énergies renouvelables (hors hydro) ont été plus importants dans les pays émergents que dans les pays développés²⁹⁶. Les prévisions d'évolution à moyen terme de l'AIE montrent la montée en puissance des marchés éoliens asiatiques

²⁹³ AIE, World Energy Outlook 2016

²⁹⁴ AIE, Mid Term Renewable Energy Market Report 2014

²⁹⁵ Moyen éolien : puissance <350kW (typologie ADEME)

²⁹⁶ FS-UNEP, Global Trends in Renewable Energy Investment 2016



(principalement Inde et Chine) et d'Amérique du Sud. Plusieurs facteurs expliquent des taux de croissance annuels moyens importants dans ces régions :

- Une **croissance de la demande énergétique plus dynamique que dans les pays de l'OCDE**. En Chine par exemple, la croissance économique est estimée à 5% par an jusqu'en 2035, entraînant une croissance de la demande énergétique de 2% par an sur la même période, alors que sur la même période la demande d'énergie est attendue en baisse dans les pays de l'OCDE²⁹⁷.
- Une **volonté marquée des gouvernements** de soutenir les filières renouvelables, synonymes pour ces pays à la fois de décarbonation du mix énergétique, de source de croissance, et de sécurité accrue de l'approvisionnement énergétique (notamment vis-à-vis des ressources hydrauliques, comme au Brésil ou en Uruguay)²⁹⁸. Suite aux différents accords internationaux sur le climat, certains pays se sont ainsi engagés sur des objectifs importants de diminution des gaz à effet de serre et de déploiement des énergies renouvelables (objectif de 250 GW installés en 2020 en Chine et de 9 GW en 2030 en Afrique du Sud par exemple²⁹⁹).
- La **mise en place de mécanismes internationaux proposant des conditions de financement particulières pour les projets d'énergies renouvelables dans les pays en développement**, dans lesquels les risques sont élevés et le retour d'expérience plus faible³⁰⁰ : la Banque Mondiale et la Banque Africaine de Développement (BAD) financent des projets à des taux inférieurs aux taux de marché en vigueur (autour de 3%, voire 0%³⁰⁰).
- **Des coûts d'investissement relativement bas**³⁰¹, sur certains de ces marchés, grâce au fait que les turbiniers y localisent des capacités de production et que des sous-traitants compétitifs y émergent, **bénéficiant des coûts de main-d'œuvre avantageux**. C'est notamment le cas en Inde, où les coûts de fabrication s'alignent progressivement avec les coûts observés en Chine³⁰².

Ainsi, des projets extrêmement performants du point de vue des coûts sont aujourd'hui proposés dans des pays où, il y a encore quelques années, l'éolien était inexistant. Au Maroc, par exemple, l'appel d'offres de janvier 2016 pour l'éolien terrestre a attribué des projets pour des prix autour de 30 €/MWh, reflétant des conditions de vent particulièrement favorables (le facteur de charge y est supérieur à 30%), et des niveaux préférentiels de financement proposés par la Banque Européenne d'Investissement, la Banque Africaine de Développement et la KfW allemande.

1.2.1. Taux de croissance attendus dans les différentes régions

Grâce à ces dynamiques, un fort taux de croissance des installations est attendu en Asie (autour de 12% par an jusqu'en 2025), en Afrique (18% par an), ainsi qu'en Amérique du Sud (13%)³⁰³.

Au Brésil, l'objectif de raccordement fixé par le régulateur est de 18 GW à fin 2019 pour 10 GW installés à fin 2016 ; le Mexique s'est fixé un objectif de 9,5 GW à 2018, et l'Uruguay un objectif de produire 38% de son énergie grâce au vent en 2017. Ces pays sont particulièrement dépendants de l'énergie hydraulique, et bénéficient de régimes de vent favorables (avec des facteurs de charge pouvant atteindre jusqu'à 50% en Uruguay et au Brésil, 35% en moyenne au Mexique).

Le marché africain, quant à lui, est caractérisé par des coûts de production de l'énergie éolienne faibles (jusqu'à 30 €/MWh dans les derniers appels d'offres en Afrique du Sud, Egypte et Maroc³⁰⁴), et par de bonnes ressources de vent près des côtes. Si l'Afrique du Sud est le premier marché africain à avoir dépassé 1 000 MW de puissance installée à fin 2015, sept autres pays ont commencé à développer leur capacité installée, dont la Tunisie (245 MW à fin 2015), l'Éthiopie (324 MW), le Kenya (19 MW) et l'Algérie (10 MW³⁰⁴). Cependant, la capacité installée en Afrique ne devrait pas dépasser 70 GW en 2030, soit 4% de capacité mondiale (scénario haut du GWEC³⁰⁵).

²⁹⁷ Sources BP 2016 Energy Outlook, EIA 2016

²⁹⁸ GWEC Global Wind Report 2015

²⁹⁹ GWEC 2015

³⁰⁰ IRENA Financing Renewable Energy in Developing Countries, 2012, AIE 2016

³⁰¹ Ce qui est le cas pour d'autres actifs de production électriques

³⁰² IRENA 2016, Wind Cost Reduction Potential to 2025.

³⁰³ AIE World Energy Outlook 2016, hors repowering

³⁰⁴ GWEC 2015 Global Wind report

³⁰⁵ Global Wind Energy Outlook 2016



Enfin, le marché asiatique sera majoritairement porté par la Chine, qui devrait encore représenter plus de 80% de la capacité installée de la région en 2030 si elle respecte les objectifs ambitieux qu'elle s'est fixés (250 GW en 2020 dans le 13^e plan quinquennal). L'Inde, ainsi que le Japon (objectif de 36,2 GW installés à 2030, contre 3 GW installés à fin 2015) sont les deux autres marchés majeurs de cette région. D'autres pays ont des objectifs moins ambitieux mais consolident tout de même leur parc éolien, comme la Corée du Sud et Taiwan, qui ont installé chacun plus de 600 MW à fin 2015.

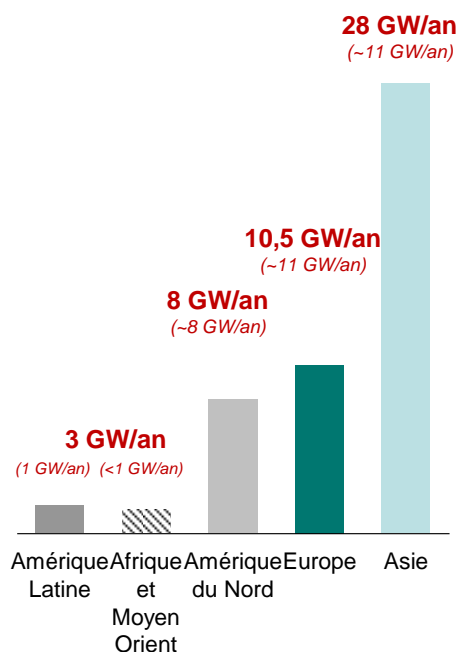


Figure 144 : Croissance annuelle des capacités régionales, toutes technologies confondues 2015-2020 (rythme observé 2007-2014)³⁰⁶

Les prévisions à moyen et long terme confirment cette tendance, et l'écart de base installée devrait se stabiliser entre l'Amérique du Nord (16% de la part mondiale en 2035), l'Europe (26%) et l'Asie (plus de 51%), avec des taux de croissance annuels autour de 5% entre 2014 et 2035 pour l'Amérique et l'Europe et 8% pour l'Asie, tandis que des régions comme l'Amérique Latine, l'Afrique et le Moyen Orient devraient connaître des taux de croissance annuels autour de 9% sur cette période.

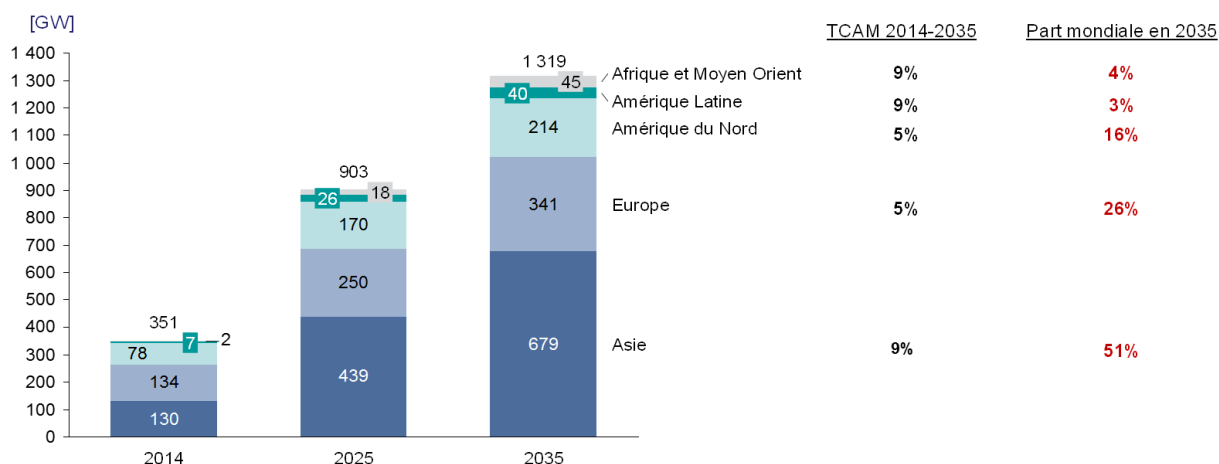


Figure 145 : Prévisions 2025 et 2035 de la répartition de la capacité éolienne (terrestre et en mer) dans les différentes régions³⁰⁷

³⁰⁶ AIE. World Energy Outlook 2014 et GWEC, Wind Energy Outlook 2016

³⁰⁷ AIE World Energy Outlook 2016



Ce rattrapage s'effectue principalement dans le secteur de l'éolien terrestre : l'Amérique Latine ne connaît à ce jour aucune perspective d'installation d'éolien en mer, et la croissance de la base installée en Asie est principalement liée au développement de l'éolien terrestre chinois.

1.2.2. Les marchés de l'OCDE restent leaders pour l'éolien en mer posé

L'Europe devrait rester le marché le plus dynamique de l'éolien en mer avec un taux de croissance annuel anticipé de 20% à l'horizon 2020, et une capacité installée qui pourrait atteindre 66 GW en 2030³⁰⁸. La croissance européenne devrait rester portée par les pays leaders dans ce domaine : Royaume-Uni (23 GW installés à 2030 dans le scénario central de Wind Europe), Allemagne (17,5 GW), France (9 GW), Pays-Bas (6,5 GW), Belgique (3 GW). Cependant, d'autres marchés seront amenés à croître d'après les scénarios de WindEurope, notamment en mer Baltique, comme l'Estonie (750 MW installés à 2030 dans le scénario central), la Suède (1 GW) et la Pologne (1,3 GW).

La Chine est le pays d'Asie qui devrait connaître le plus fort développement du secteur éolien en mer : le pays a dépassé le GW installé en 2015. Le Japon (53 MW installés à fin 2015 et 1 GW de projets prévus pour une mise en service à 2020) et la Corée du Sud (600 MW installés à 2015) suivent sur ce marché. Cependant, ces marchés asiatiques ne devraient pas dépasser 16% de la part mondial du parc en mer installé à 2020.

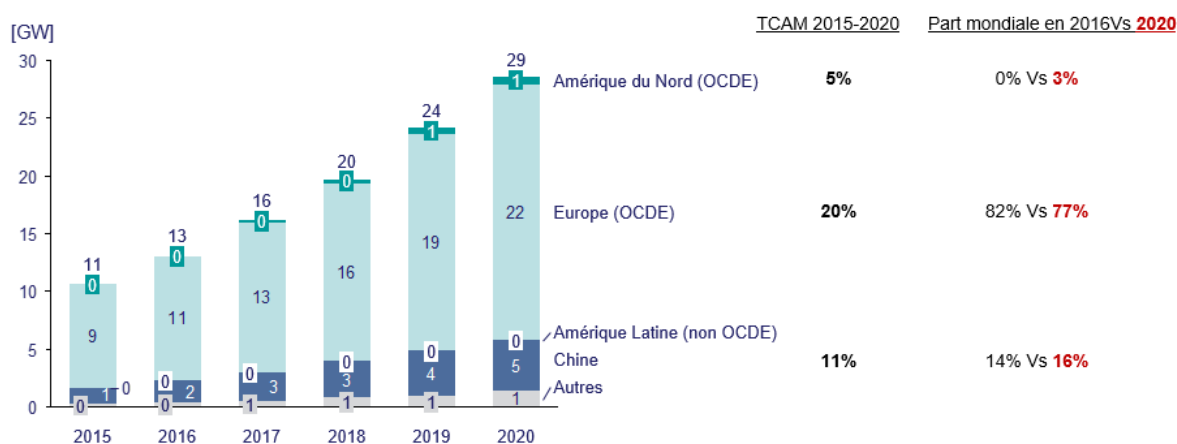


Figure 146 : Prévisions 2020 de la répartition de la capacité éolienne en mer posé dans les différentes régions³⁰⁹
D'après l'IRENA, le développement de l'éolien en mer posé devrait se poursuivre à un rythme soutenu au-delà de 2020, avec une montée en puissance graduelle du marché asiatique qui pourrait représenter 33% du parc mondial installé cumulé en 2040. L'Europe resterait alors en tête avec encore 49% du parc installé cumulé, soit plus de 120 GW.

³⁰⁸ Wind Europe Wind Energy Scenarios 2030 (2014) – central scenario

³⁰⁹ AIE Middle Term Market Review 2014. TCAM: Taux de Croissance Annuel Moyen



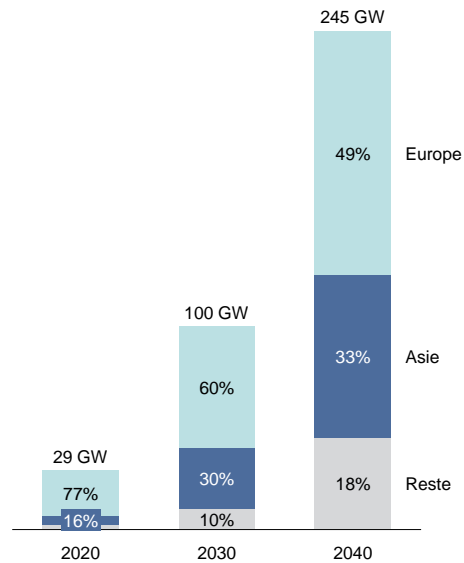


Figure 147 : Estimation de l'évolution du marché éolien en mer posé entre 2020 et 2040 [GW]³¹⁰

1.2.3. Le marché de l'éolien flottant est réparti entre l'Europe, les Etats-Unis et l'Asie

Par ailleurs les premiers développements liés à l'éolien flottant sont en cours aux Etats-Unis, en Europe et en Asie. De manière générale, l'Europe est leader en termes de nombre de projets en développement (2 tiers des projets existants en 2015) avec des projets concernant la France, l'Ecosse, la Norvège et le Portugal³¹¹.

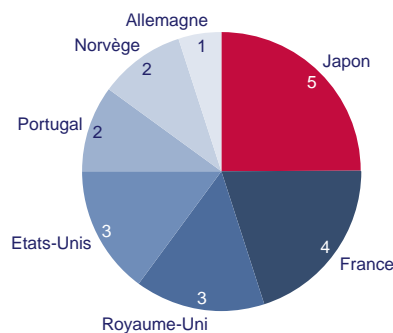


Figure 148 : Nombre de projets démonstrateurs d'éolien flottant opérationnels à 2015 ou en projet à échéance 2018 par pays³¹²

Cette technologie connaît également un développement dynamique en Asie. Au Japon, six projets de recherche ont déjà été lancés depuis 20 ans, portés notamment par le ministère de l'économie et le ministère de l'environnement. **Taiwan** a également mis en place un système permettant d'envisager le déploiement d'un parc flottant dans les prochaines années : un tarif d'achat spécifique à l'éolien flottant avec un système à « guichet ouvert » a été mis en place, permettant aux acteurs de lancer les études sur certaines zones sans attendre la validation par l'Etat.

L'intérêt pour l'éolien flottant tient à la conjonction de deux facteurs qui en font une option technico-économique potentiellement avantageuse : (1) la volonté d'atteindre des objectifs de déploiement des EnR ambitieux (ces objectifs pouvant eux-mêmes découler de différents axes de la politique publique énergétique : lutte contre le changement climatique, sécurisation de l'approvisionnement énergétique, diminution de la facture énergétique, etc.) et (2) les contraintes topologiques inhérentes à certaines zones maritimes fortement ventées qui rendent plus complexes l'installation de parcs éoliens posés. La volonté de diminuer la dépendance à la technologie nucléaire est ainsi particulièrement forte dans

³¹⁰ IRENA Offshore Innovation Outlook 2016

³¹¹ Carbon Trust 2015, Floating Offshore Wind Market and Technology Review

³¹² Carbon Trust 2015, Floating Offshore Wind Market and Technology Review



certaines pays d'Asie, notamment après les événements de Fukushima en 2011 au Japon et la suspension de projets nucléaires à Taïwan. La diminution du coût des fondations permises par les structures flottantes, ainsi que la capacité d'utiliser des technologies éoliennes déjà existantes, et donc de capitaliser sur le savoir-faire des entreprises locales déjà positionnées sur le secteur, permettent d'espérer une certaine compétitivité de cette solution à terme.

De plus, le développement de l'éolien flottant permet de valoriser des sites en zone maritime plus profonde (à partir de 40 mètres, jusqu'à plusieurs centaines de mètres, dans les zones proches des côtes), dans des pays où les zones proches des côtes sont moins favorables au développement de l'éolien posé.

1.2.4. Particularités des marchés du petit et moyen éolien

Les marchés du petit et du moyen éolien devraient continuer à se concentrer à la fois dans les pays développés déjà favorables au développement de l'énergie distribuée (Etats-Unis notamment), et dans des pays en développement dans lesquels les conditions sont favorables à cette technologie (Les tarifs d'achat pour le petit et moyen éolien ayant été supprimés au Royaume-Uni et en Italie).

Le petit éolien est une solution particulièrement adaptée dans 3 types de cas :

- Dans des pays ou zones où les réseaux de transport sont peu développés ou en mauvais état, rendant difficile l'acheminement de grandes structures vers les zones les mieux ventées,
- Dans des pays ou des zones où les réseaux électriques sont partiels, rendant nécessaires la création de réseaux décentralisés en régions rurales par exemple,
- Dans des conditions climatiques difficiles (cycloniques par exemple), pour lesquelles les grandes éoliennes classiques ne sont pas adaptées.

Des projets de petit et moyen éolien voient ainsi notamment le jour dans des pays africains (Ethiopie, Mauritanie), en Amérique du Sud (Chili), portés par l'amélioration des technologies proposées par les fabricants en termes de fiabilité et de coûts.

En France, la dynamique du petit éolien est limitée (2 500 petites éoliennes ont installées entre 2010 et 2012³¹³). Cette technologie est en effet confrontée à un certain nombre de freins techniques, notamment liés :

- au fait qu'il n'existe pas de standard technologique sur les modèles existants, ce qui entraîne des différences importantes de performance entre les modèles,
- à leur capacité à atteindre un facteur de charge suffisant du fait de leur faible hauteur³¹⁴.

Les éoliennes « sur pignon », installées sur les toits des habitations, ont notamment été écartées par plusieurs études (dont une étude 2013 de l'Association Française des Professionnels du Petit Eolien) à cause de leur dangerosité et incapacité à capter les meilleures ressources de vent (notamment en zone urbaine).

1.3. Perspectives du marché français

1.3.1. Eolien terrestre

La croissance du marché éolien français devrait évoluer dans les prochaines années, en vue d'atteindre les objectifs de développement fixés par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) de 2016. **Pour l'éolien terrestre, la PPE suppose, à partir d'un parc installé de 11 800 MW fin 2016, la mise en service de 1400 à 2000 MW supplémentaires par an entre 2017 et 2023, contre un rythme de 1150 MW en moyenne sur les trois dernières années.** Pour garantir ce rythme soutenu, un appel d'offres pour 3 GW appelés d'ici à 2020, à raison d'une tranche de 500 MW appelés par semestre à

³¹³ Association des Professionnels de Petit Eolien pour l'ADEME en 2012

³¹⁴ ADEME – Fiche technique petit éolien - 2015



partir de mi 2017 a été lancé par la CRE³¹⁵. Cet appel d'offres ne concerne que les installations de minimum 7 aérogénérateurs ou celles dont au moins un aérogénérateur a une puissance nominale supérieure à 3 MW. Les installations en deçà de ces spécifications pourront bénéficier d'un guichet ouvert et d'un complément de rémunération adapté dont les conditions sont fixées par l'arrêté du 6 mai 2017.

Un rythme annuel de 2000 MW permettrait au parc français d'atteindre 26 GW en 2023 (objectifs du « scénario haut » de la PPE) puis, s'il se poursuivait, d'atteindre 40 GW en 2030.

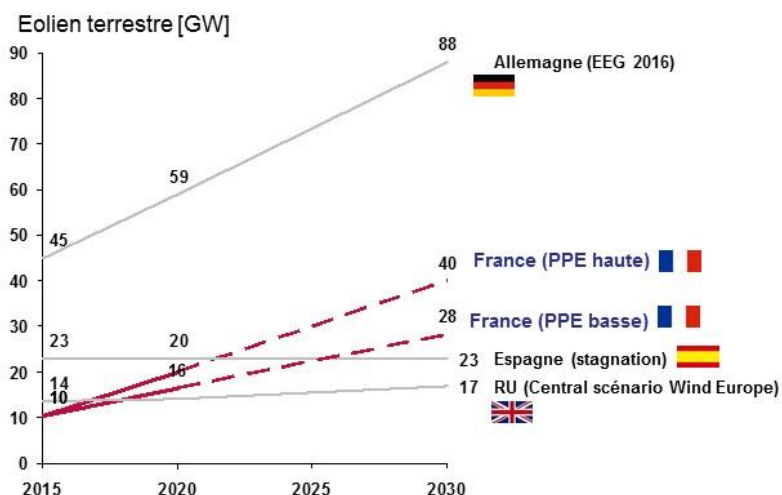


Figure 149 : Perspectives de croissance du parc éolien terrestre français et des principaux autres parcs européens (GW) selon le scénario Wind Europe et la PPE³¹⁶

Au niveau régional, les objectifs de croissance du parc éolien sont fixés dans les Schémas Régionaux du Climat, de l'Air et de l'Énergie (SRCAE) à horizon 2020. Si certaines régions dépassent déjà ou sont en passe de dépasser les objectifs de leur SRCAE, au risque d'arriver à saturation de leur réseau électrique (Grand Est, Bretagne, Hauts de France, Normandie, Pays de la Loire), d'autres ont encore un potentiel de croissance important, et devront rester dynamiques pour remplir leurs objectifs 2020 : la Nouvelle Aquitaine et le Centre Val de Loire pourraient ainsi s'approcher des 3 GW de puissance installée en 2020. Ces perspectives de croissance sont néanmoins conditionnées par le soutien de chaque région : s'ils ne sont pas directement décisionnaires dans le processus d'autorisation des projets, les gouvernements régionaux peuvent plus ou moins encourager le développement de l'éolien en accompagnant les entreprises lors de certaines phases des projets (la région Nord Pas de Calais, par exemple, propose des financements ainsi qu'un appui technique aux porteurs de projets), ou encore en communiquant positivement sur le sujet à l'ensemble des élus locaux. La définition des futurs SRADDET (Schémas Régionaux d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité du Territoire), qui devront être publiés d'ici juillet 2019, devront confirmer ou non les objectifs de croissance de l'éolien dans les régions.

³¹⁵ Site de la CRE. « Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre. » 5 mai 2017.

³¹⁶ Les données 2030 pour la PPE sont basées sur un rythme d'installation équivalent à celui par la PPE pour la période 2018-2023 (de l'ordre de 2000 MW par an)



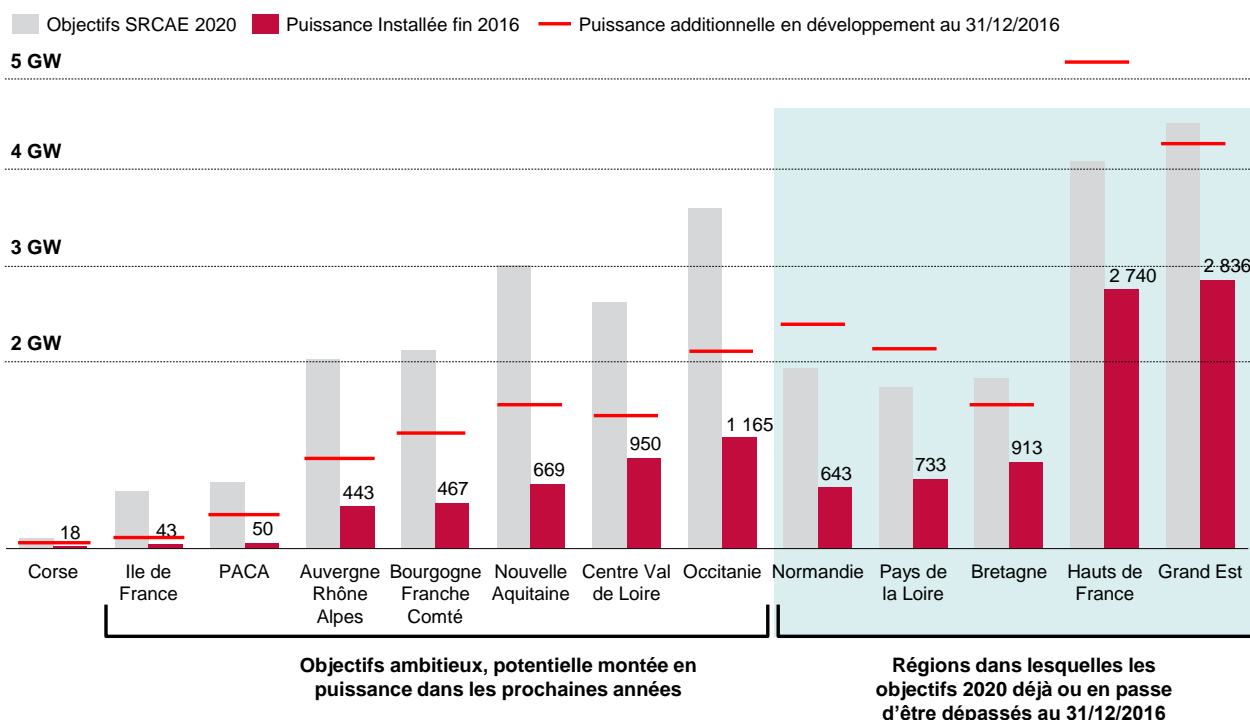


Figure 150 : Objectifs SRCAE 2020, puissance installée au 31/12/2016 et puissance additionnelle en développement dans chaque région française³¹⁷

1.3.2. Eolien en mer

La Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) prévoit l'installation de 3 GW d'éolien en mer posé à échéance 2023 et l'attribution de 6 GW supplémentaires à cette date. Ces 3 GW correspondent aux six parcs déjà en cours de développement en France actuellement après les trois premiers appels d'offres³¹⁸. Les parcs attribués dans le cadre de ces appels d'offres connaissent des retards importants : alors que les premiers raccordements était initialement annoncés pour 2018, ceux-ci ne devraient *in fine* pas intervenir avant 2021³¹⁹. Les pouvoirs publics ont fait évoluer le cadre réglementaire et la procédure applicable à l'appel d'offres (AO), actuellement en cours, pour la réalisation d'un parc au large de Dunkerque. L'objectif est de raccourcir les délais de développement des parcs éoliens en mer posé et *in fine* une baisse des coûts au MWh (se référer à la section 2 du présent rapport pour plus de détail sur les évolutions en question). Si le rythme d'ici à 2023 est maintenu sur la période 2023-2030, le parc éolien en mer posé français pourrait s'élever à 7 GW en 2030. Pour atteindre cet objectif, la France devrait encore déployer 6 projets de 500 MW chacun avant 2025 (en tenant compte des durées de développement actuelles supérieures à 6 ans). Ce rythme de déploiement permettrait à la France de prendre la 3^e place européenne en termes de taille du parc éolien en mer, d'ici 2030, derrière l'Allemagne et le Royaume-Uni.

³¹⁷ RTE, Panorama des Energies renouvelables au 31/12/2016

³¹⁸ Sans compter le projet de l'île d'Oléron

³¹⁹ Projet de Fécamp, publication 2013 et calendrier public en décembre 2016



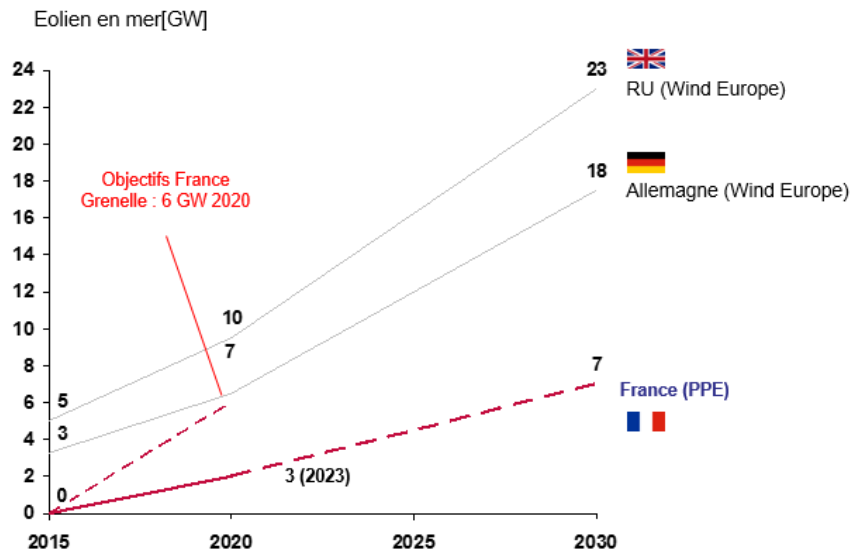


Figure 151 : Perspectives de croissance du parc éolien en mer français (GW) selon le scénario Wind Europe et la PPE. **Aucun déploiement de parc éolien flottant à échelle commerciale n'est encore en cours, bien que les entreprises françaises soient positionnées favorablement** sur un certain nombre de projets de démonstrateur ou pilotes, en France ou à l'étranger (voir Partie 1 de cette étude pour une description détaillée des acteurs français sur les différents maillons de la chaîne de valeur). Des entreprises françaises sont lauréates de l'appel à projets ADEME « Eolien flottant et énergies marines », pour chacun des quatre sites pilotes attribués (voir Figure 152 ci-dessous). Les objectifs de la PPE pour l'éolien flottant sont couplés à ceux de l'hydrolien, et s'élèvent pour 2023 à 100 MW en service et 0,2 à 2 GW supplémentaires attribués. Le gisement théorique total de la France pour l'éolien flottant est évalué à 50 GW³²⁰.

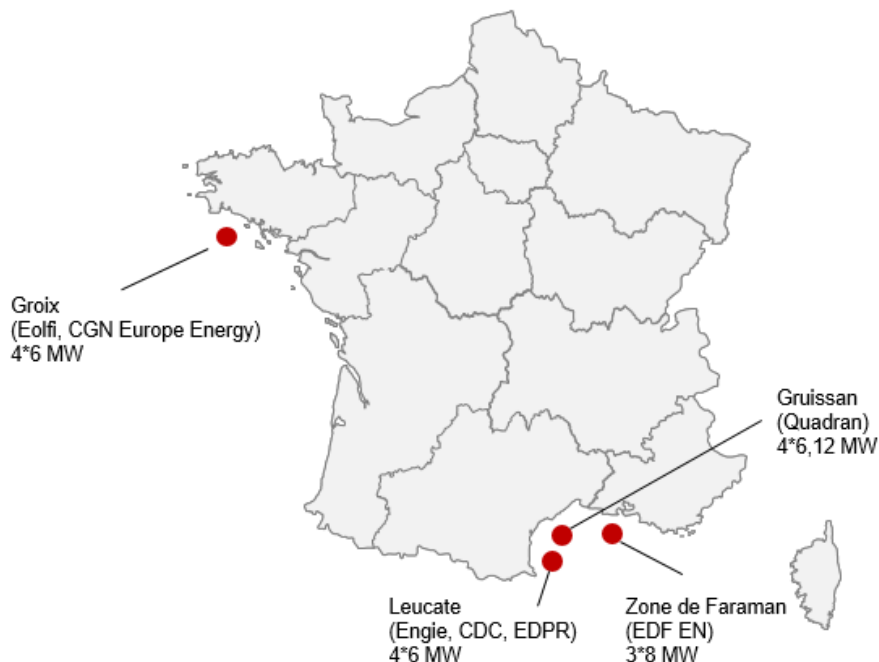


Figure 152 : Projets pilotes d'éolien flottant en France à fin 2016 (Zones, exploitants et nombre d'éoliennes installées). Enfin, la puissance éolienne installée dans les départements d'outre-mer est relativement faible et exclusivement terrestre : 39 MW au 31 mars 2016, dont 23 MW en Guadeloupe, 1 MW en Martinique et 15 MW à la Réunion, développés notamment grâce à un appel d'offres lancé en 2012 qui prévoyait

³²⁰ Synthèse d'expertise ADEME 2016



à l'origine 95 MW à horizon 2013³²¹. Outre 2 MW en Guadeloupe, aucune nouvelle installation n'a vu le jour en 2016³²². Ces localités ont néanmoins annoncé des perspectives de déploiement éolien dans le cadre de leurs Programmations Pluriannuelles de l'Energie publiées en 2016 de façon autonome dans chaque département : la puissance installée pourrait y passer ainsi à 140 MW à 2018 et plus de 160 MW en 2023. Les projets d'éolien en mer ne sont aujourd'hui pas développés dans les départements d'outre-mer. En effet, leur gisement potentiel n'a pas été identifié, les fonds marins sont peu adaptés à l'éolien en mer posé, et leur réseau électrique n'est pas à même d'intégrer des projets de grande puissance³²³.

1.4. Evolution de la structure des acteurs sur les marchés

La migration de la demande vers de nouvelles régions ainsi que la croissance globale du marché éolien impactent la stratégie des acteurs en place sur la chaîne de valeur de l'éolien. Différentes évolutions pourront être attendues sur chaque maillon de la chaîne de valeur.

1.4.1. Internationalisation et financiarisation des développeurs de projets

1.4.1.1. Internationalisation et consolidation des développeurs dans le terrestre

Les développeurs de projets, qu'ils soient de grands énergéticiens d'ampleur internationale, des « *pure players* » de taille plus limitée ou encore des acteurs financiers, cherchent à la fois à se positionner dans les pays les plus dynamiques ou les plus prometteurs (Neoen en Australie, EDF EN en Inde) et à se consolider en rachetant des concurrents ou des projets installés ou en cours de développement (Boralex en Ecosse, Neoen et Juwi en France).

Les perspectives de croissance des marchés en développement permettent d'anticiper la continuité de l'internationalisation des développeurs. Après les grands marchés les plus dynamiques (Chine, Inde, Brésil), les acteurs cherchent à se positionner dans des pays moins avancés mais prometteurs. Le Mexique, le Chili, l'Iran ou les Philippines, en raison du positionnement de leurs gouvernements en faveur de l'éolien et des taux de croissance du parc attendu, pourraient ainsi attirer de plus en plus de développeurs issus des pays plus matures³²⁴. Selon les particularités de ces marchés (accessibilité du marché, critère d'attribution des appels d'offres) les développeurs s'implantent dans ces pays soit via l'acquisition de filiales locales soit en développant leur propre filiale.

L'internationalisation des développeurs européens pourrait donc expliquer leur consolidation, qui devrait se poursuivre dans les prochaines années. Au-delà d'un objectif d'implantation dans un nouveau pays, la consolidation potentielle des développeurs pourrait à l'avenir s'expliquer par la volonté de limiter les risques liés aux appels d'offres (à la fois en mer et dans le terrestre) ou aux incertitudes réglementaires dans certains pays (en Espagne par exemple). Enfin, augmenter leur taille pourrait permettre aux développeurs de mieux bénéficier d'effets d'échelle sur l'achat de composants auprès des sous-traitants.

Dans le terrestre, cette relative consolidation ne devrait pas remettre en question l'importante atomisation du marché des développeurs, parfois concentrés sur des marchés très locaux (une centaine d'acteurs existent en France). Cependant, elle pourrait être plus importante dans le secteur de l'éolien en mer du fait de la complexité industrielle et du niveau des investissements requis par les projets (le coût du projet éolien de Fécamp, dont la mise en fonctionnement est prévue en 2018, s'élève à 2 Mds€ pour 480 MW³²⁵). En effet, les développeurs de taille limitée ne devraient avoir que peu d'accès à ce marché, en dehors de la participation à un consortium avec des acteurs mondiaux dans le cas où ils bénéficient d'une expérience ou d'un savoir-faire particulier (comme Neoen avec Neoen Marine Développement par exemple, qui permet à la CDC, investisseur sur les projets en mer, de bénéficier de son expérience dans le développement de projet au large des côtes de la région de St Nazaire).

³²¹ Communiqué de presse du ministère de l'écologie, février 2012

³²² Commissariat général au développement durable, Tableau de bord éolien quatrième trimestre 2016

³²³ PPE 2016 des Départements d'Outre-mer

³²⁴ GWEC 2016 Wind Energy Outlook

³²⁵ Projet Fécamp, montant total de l'investissement prenant en compte le raccordement électrique)



1.4.1.2. Les acteurs financiers s'impliquent de plus en plus dans les phases de développement, à la fois dans le terrestre et dans l'éolien en mer

Grâce à la courbe d'apprentissage réalisée dans le développement des projets éoliens terrestres, **les actifs éoliens deviennent de plus en plus attractifs pour des acteurs financiers** (faible risque, revenus garantis sur le long terme grâce aux mécanismes de rémunération, alors que d'autres actifs, comme les dettes souveraines, perdent de leur attractivité), qui se lancent dans le développement ou l'acquisition de projets en cours d'exploitation, et sous-traitent les tâches techniques à des acteurs spécialisés. L'éolien est ainsi intégré à leur portefeuille, diversifié par ailleurs avec plusieurs énergies renouvelables. En France, en 2014, 6 acteurs financiers étaient positionnés parmi les 15 premiers exploitants de parcs éoliens terrestres, dont le Crédit Agricole Assurances, Allianz, Kallista/Ardian et KKR (voir Figure 153). Plusieurs modèles coexistent :

- soit le fonds a investi dans un acteur spécialisé dans le développement de projets, ce qui lui permet d'intégrer un certain savoir-faire technique (Ardian et Kallista, Maquarie/KKR et Sorgenia Green),
- soit le fonds se contente d'investir en participations dans un portefeuille d'actifs (modèle d'Allianz),
- soit le fonds s'associe avec un grand énergéticien pour gérer certains actifs (ex : EDF et le Fonds Allemand MEAG, Engie Green, filiale d'Engie, et le Crédit Agricole).

Malgré cette montée en puissance des acteurs financiers, l'expérience du secteur énergétique des énergéticiens devrait leur permettre de rester prépondérants sur ce marché, que ce soit à court terme (avec l'activité d'agrégation) comme à long terme (capacité à gérer et à faire évoluer un portefeuille de production dans le temps).

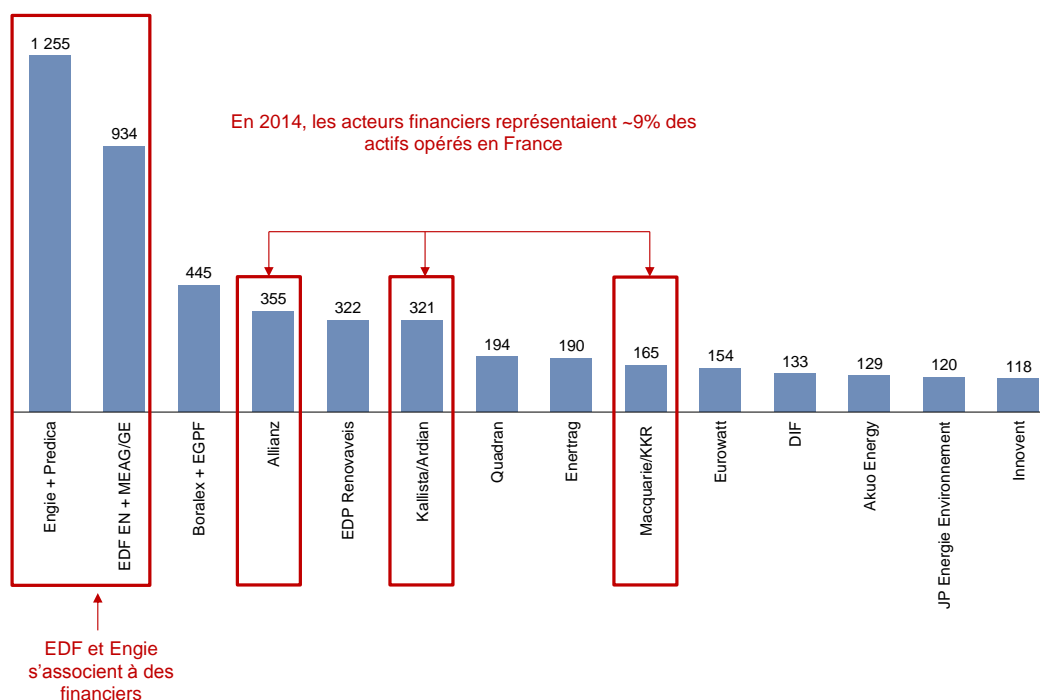


Figure 153 : Top 15 des producteurs d'électricité éolienne à fin 2014 [MW]³²⁶

La dynamique du financement est très différente dans l'éolien en mer, au vu des risques et incertitudes encore importantes dans ce secteur, alors que les projets sont d'un ordre de grandeur différent de l'éolien terrestre. Au niveau européen, les énergéticiens représentent 70% du financement en fonds propres des projets en 2015³²⁷ mais cette part diminue au profit de celle des acteurs financiers, institutionnels ou privés. Ceux-ci représentaient 9% du financement des projets en mer en 2013, et 20% en 2015. Cette évolution s'explique notamment par le fait que les développeurs de ces projets de grande ampleur sont à la recherche de sources diversifiées de financement pour compléter leurs apports en fonds propres.

³²⁶ Boralex 2015

³²⁷ WindEurope European Offshore Statistics 2013 et 2015



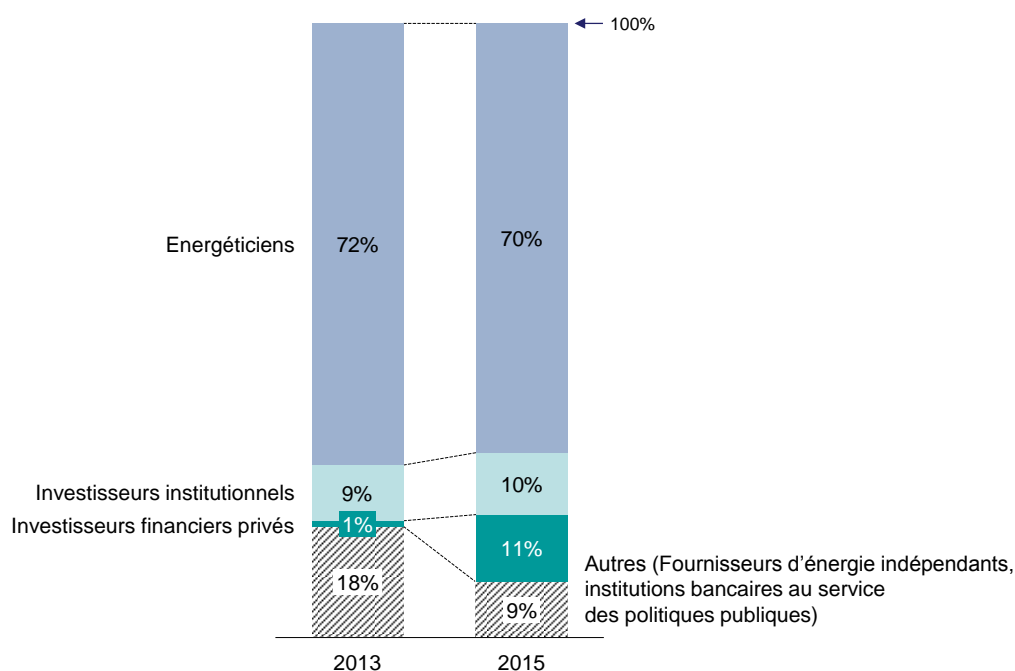


Figure 154 : Part de financement des projets en mer par les différents acteurs en juin 2013 et juin 2015 en Europe³²⁷
 La part des énergéticiens dans l'investissement devrait néanmoins rester importante, dans la mesure où leurs connaissances des marchés et des technologies leur permettent de mieux évaluer les risques liés à ces projets de grande ampleur et complexes et d'anticiper les évolutions des éléments ayant un levier sur les coûts, les risques et les revenus tout au long de la vie d'un parc.

1.4.2. Structuration des turbiniers

1.4.2.1. Concentration et verticalisation des turbiniers historiques

Les turbiniers considérés ici sont les grands acteurs industriels issus des pays développés historiquement leaders sur le marché de l'éolien : l'américain General Electric, les allemands Enercon et Siemens, le danois Vestas ont représenté à eux seuls 40,7% du marché des nouvelles installations mondiales en 2015³²⁸. De manière plus marquée que sur le segment du développement, les turbiniers ont fait d'importants efforts de consolidation ces dernières années, concentrant le marché autour d'un nombre limité d'acteurs de grande taille. A l'avenir, cette concentration pourrait se poursuivre, du fait de la croissance attendue des marchés, des effets d'échelle à l'achat auprès des fabricants de composants qui découlent du regroupement de commandes, mais également du fait d'un besoin de maîtrise des risques associés aux appels d'offres, tant dans le terrestre que dans l'éolien en mer.

Les grands turbiniers historiques actifs dans les pays en développement n'échappent pas à cette dynamique, et sont incités à se concentrer en raison des facteurs suivants :

- La taille des parcs éoliens en mer et terrestres augmente : le plus grand projet en mer en développement au Royaume-Uni rassemblera 170 éoliennes, un projet terrestre est en développement en Roumanie pour 240 éoliennes, et les parcs éoliens chinois en rassemblent en moyenne une centaine.
- Les éoliennes construites sont de plus en plus puissantes, à la fois sur terre et en mer, en vue d'augmenter le productible par mât.

Cette concentration pourrait renforcer le pouvoir de négociation des turbiniers : sur le marché éolien aujourd'hui, le fabricant de turbine peut en effet contrôler la majeure partie de la chaîne de valeur de ses fournisseurs, et vendre son éolienne « clé en main » directement au développeur, tout en y associant, dans la plupart des cas, un contrat de maintenance. Cela pourrait également permettre de

³²⁸ Cf. Tâche 2, considérant Siemens et Gamesa comme un seul acteur



répondre à la demande d'investisseurs ou de développeurs au profil financier, qui peuvent chercher un approvisionnement clé en main des projets.

Cependant, avec le développement de l'éolien dans des pays aux caractéristiques variées, la demande de turbines se diversifie. Si les grands turbiniers concentrent leurs ventes et leurs projets de recherche et développement sur les turbines hautes et puissantes, **d'autres acteurs pourraient se positionner sur des marchés dits « de niche »**, sur des modèles moins puissants, ou moins hauts pour s'adapter, entre autres, aux contraintes paysagères, ou adaptés aux zones cycloniques par exemple (à l'instar de POMA qui se spécialise sur ces segments et qui a investi dans une usine de fabrication d'éoliennes terrestres en France).

Pour s'adapter et suivre la hausse de la demande de certaines régions mondiales et respecter certaines contraintes de contenu local intégrées aux appels d'offres, les turbiniers devraient continuer à implanter des usines dans les différentes régions du monde ayant un fort potentiel de croissance.

Par ailleurs, les turbiniers intègrent ou sous-traitent la production de leurs composants et ce, en fonction des caractéristiques des marchés où ils sont implantés et de l'impact potentiel sur les coûts de production. Selon le contenu des composants en valeur ajoutée, les turbiniers pourront soit chercher à internaliser la production en s'intégrant verticalement (la consolidation permettant alors de maîtriser les coûts de développement de ces composants) et implantant des usines régionalement pour répondre aux dynamiques de marché (stratégie préférable pour les composants à forte valeur ajoutée, comme les pales), **soit sous-traiter les composants à des fournisseurs mondiaux**, afin de bénéficier des effets d'échelle et de la concurrence sur les prix, **phénomène qui est renforcé par la consolidation** (ce qui pourra notamment être le cas pour les composants à plus faible valeur ajoutée, comme les composants électriques).

1.4.2.2. Positionnement des turbiniers chinois et indiens à l'international

Les principaux turbiniers des pays en développement (Suzlon en Inde et Goldwind en Chine, cf. Tâche 2), ont représenté 17% des nouvelles installations mondiales en 2015³²⁹.

Ces turbiniers ont su se positionner progressivement dans leurs pays face aux acteurs occidentaux à l'origine des premiers parcs installés (Vensys, Siemens et Nordex en Chine, et Enercon en Inde), grâce au fait que les marchés sont régionalisés. Cependant, ils sont de plus en plus présents sur les marchés internationaux, en utilisant plusieurs stratégies qui pourraient cohabiter dans le futur :

- **Le partenariat international.** Depuis juillet 2015, l'entreprise chinoise Sinovel vend ses éoliennes via le fabricant français Vergnet. Goldwind, autre acteur chinois, est l'actionnaire majoritaire de l'entreprise allemande Vensys depuis 2008. Suzlon, fabricant indien, a établi une joint-venture en Chine en 2006. Cette stratégie permet de bénéficier de la présence et du réseau d'un acteur déjà implanté pour mettre en avant ses produits et emporter la confiance des développeurs.
-
- **L'implantation locale.** Suzlon a implanté une usine de production aux Etats-Unis, et possède des établissements au Brésil et en Australie. Cette stratégie permet de s'intégrer aux marchés locaux et de se rapprocher des différents partenaires des projets éoliens, tout en permettant aux développeurs d'intégrer une part locale à leurs projets.

Les turbiniers issus des pays en développement peuvent également se positionner face aux acteurs des pays plus matures en s'adaptant aux particularités locales des pays où le secteur éolien est encore peu développé : Goldwind s'est positionné sur des projets en Ethiopie, en Equateur, à Cuba ou encore en Roumanie³³⁰. Suzlon est présent en Bulgarie, en Turquie, en Uruguay. Ces pays ne font pas partie des cibles prioritaires des grands fabricants mondiaux, et offrent donc encore à des acteurs émergents l'opportunité de remporter des marchés importants. Ils ont également une forte demande pour des modèles bons marchés et adaptés à des profils de vent moyen, ce qui correspond aux particularités des modèles développés par Goldwind ou Suzlon (autour de 1,5 à 2 MW, les facteurs de charges locaux étant autour de 25%).

³²⁹ Données publiques des acteurs pour 2015, GWEC 2016

³³⁰ Financial Times février 2016

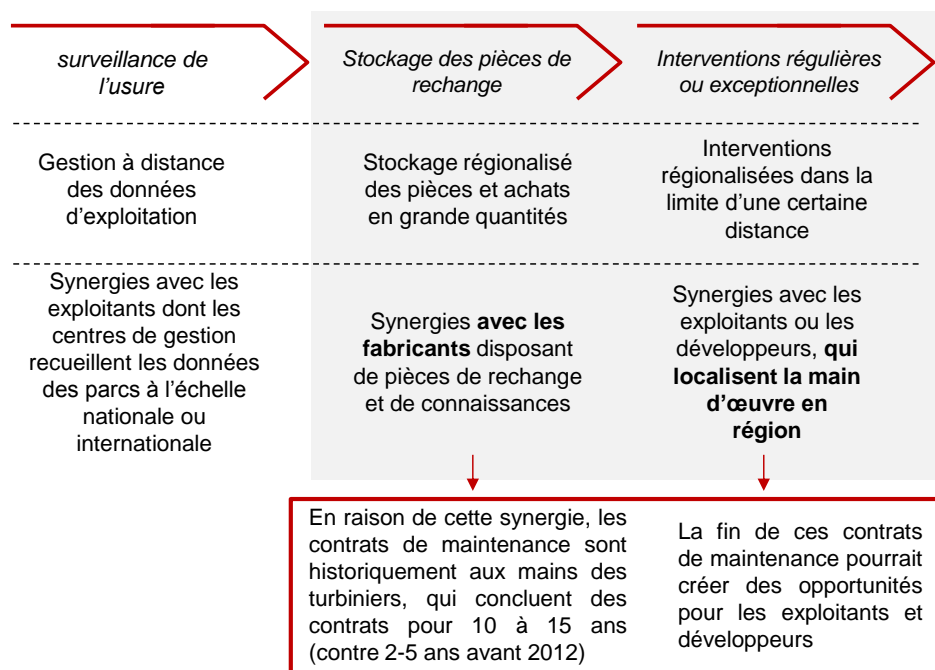


Cependant, il est à noter qu'un nombre très limité d'acteurs des pays émergents parvient à bénéficier de telles stratégies : au-delà des exemples de Goldwind et Sinovel, **aucun autre fabricant chinois n'a de présence aussi globalisée, et ce malgré une capacité de développement rapide démontrée en Chine** (plus de 2 GW de nouvelles capacités installées en 2015 pour les 5 premiers acteurs chinois). Suzlon demeure le seul turbinier indien présent sur les marchés étrangers.

1.4.3. Verticalisation et consolidation dans l'exploitation et maintenance

Parmi les activités réalisées par les prestataires d'exploitation et maintenance, certaines nécessitent une implantation très locale des acteurs (à l'échelle d'une région française par exemple). Ainsi, le stockage des pièces de rechange et les centres d'interventions peuvent être optimisés localement afin de limiter le temps d'attente lors d'une commande ou d'un besoin d'intervention. Par conséquent, les grands acteurs présents sur les activités de maintenance pourraient avoir intérêt à se consolider localement et à rassembler le plus de ressources (humaines et matérielles) dans une zone donnée. **On pourrait ainsi aboutir à une structuration des acteurs sur le territoire par grande région de développement éolien**, comme le laisse pressentir le rapprochement de Siemens et Duke Energy en Amérique du Nord (novembre 2016), leur permettant de proposer aux exploitants de la région un guichet unique sur un nombre varié de technologies. Cette concentration pourrait cependant être limitée par la diversité des modèles installés, nécessitant l'intervention de techniciens spécialisés.

Une autre question est de savoir quel type d'acteur pourrait s'imposer sur le marché de la maintenance. Du fait de leur présence locale, les développeurs et les exploitants pourraient avoir les ressources nécessaires pour proposer de la maintenance dans les régions où ils sont présents. Les fabricants, eux, bénéficient de la maîtrise de leurs machines et de la disponibilité de leurs pièces. Du fait de l'acquisition de savoir-faire lié à l'exploitation des machines, **les exploitants indépendants pourraient prétendre maîtriser jusqu'à des opérations de maintenance de niveaux 2³³¹**, jusqu'ici effectuées par les turbiniers. L'arrivée à échéance des contrats de maintenance signés sur 10 années pourrait permettre à ces acteurs de se positionner comme alternative. Un exemple type est CSO Energy, entité affiliée au développeur italien ERG, qui propose depuis 2016 à ses clients de réaliser directement les opérations de maintenance sur les machines Vestas. Des acteurs d'envergure internationale bénéficiant de nombreuses expériences sur les multiples modèles de machines, comme EDF EN Services, pourraient également continuer à développer leur offre de prestations de maintenance de plus en plus poussées, jusqu'au remplacement des composants majeurs.



³³¹ Niveau 1 : opération à même d'être réalisée par le prestataire de maintenance sans intervention du turbinier. Niveau 2 : réparations demandant l'expertise des turbiniers. Niveau 3 : interventions protégées par la propriété intellectuelle du turbinier



Figure 155 : Activités d'exploitation et maintenance potentiellement concernés par la régionalisation

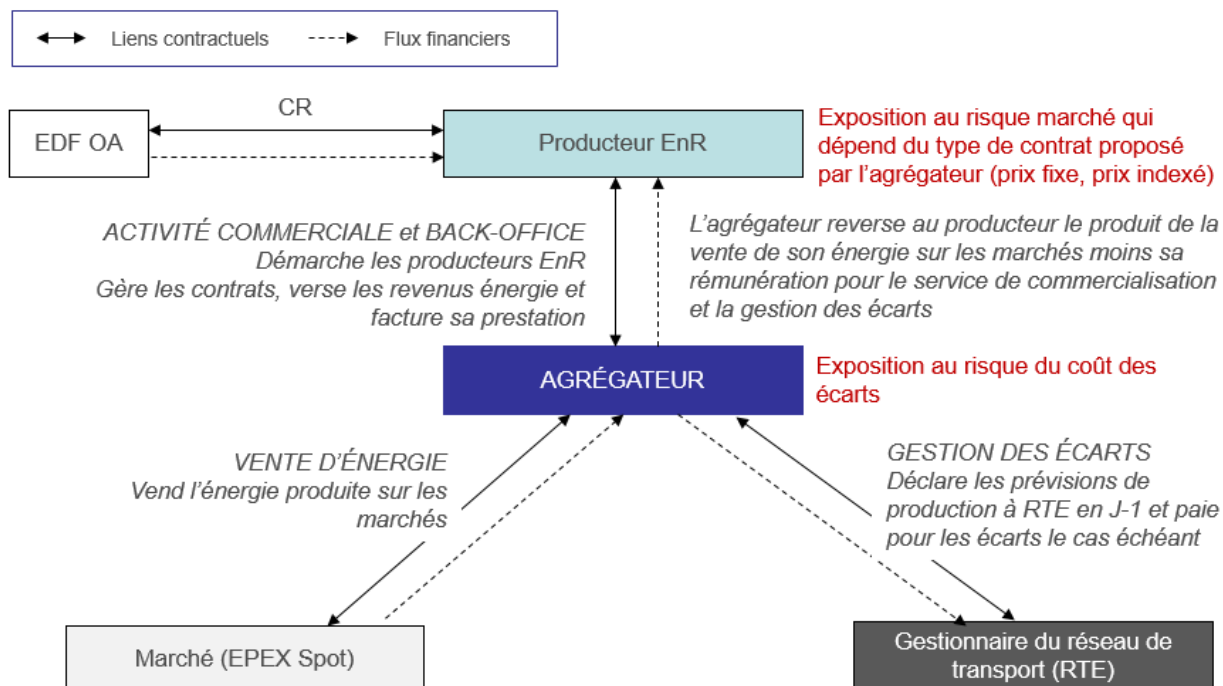
1.5. Nouveaux marchés

La création de nouveaux marchés dans le secteur de l'éolien est liée à sa maturité, à sa meilleure intégration sur les marchés de l'électricité et à la volonté de dépasser les contraintes techniques et économiques auxquelles il est soumis. On peut identifier :

- Le marché de l'agrégation,
- Les marchés de la flexibilité électrique,
- L'autoconsommation,
- Le développement de PPA entre les producteurs et les gros consommateurs industriels ou tertiaires,
- La gestion de la fin de vie,
- Les services annexes à la production d'énergie.

1.5.1. L'agrégation

La sortie d'obligation d'achat des premiers parcs éoliens français d'une part, et l'évolution de la réglementation vers un mécanisme de soutien basé sur le complément de rémunération d'autre part, sont les deux leviers principaux de développement de l'agrégation à court terme. Il s'agit de l'activité d'intermédiation entre les producteurs et le marché. Cette activité fait naître un nouvel acteur : l'agrégateur, qui est à la jonction entre le marché, le producteur éolien et le gestionnaire du réseau de transport (voir Figure 156). L'agrégateur est responsable de la vente de l'électricité sur les marchés, de la prévision de la production, et de la gestion des écarts. Ces écarts sont la différence entre ce qui a été vendu, et ce qui a été réellement produit (mesuré). Si le périmètre de l'agrégateur n'est pas équilibré (surproduction ou sous-production), il paie le « coût des écarts » qui permet d'inciter les acteurs à avoir une position équilibrée.



Source : analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 156 : Flux du modèle d'agrégation

Certains exploitants de parcs éoliens peuvent ainsi se poser la question de l'intégration de l'agrégation au sein de leur périmètre d'activité. En effet, lorsqu'ils devront valoriser l'énergie qu'ils produiront sur les marchés, plusieurs options seront possibles (directement ou via un agrégateur) :

- **Vendre l'électricité sur la durée de vie de l'actif** à un prix fixé à l'avance (contrat de type *PPA : Power Purchasing Agreement*) – l'exploitant couvre son risque prix, et ne supporte alors que le risque volume, c'est-à-dire combien il produira ;
- **Vendre l'électricité à un agrégateur dont la rémunération est indexée à un indicateur de marché** donné (prix spot et/ou prix de contrats futures). A moins de recevoir un complément de rémunération lui-même indexé sur ce même indicateur de marché, l'exploitant supporte alors un risque prix de marché en plus du risque volume ;
- **Vendre l'électricité soi-même**, selon les décisions de l'exploitant (en volume et en produits de marché) – l'exploitant supporte en plus le risque sur les écarts, et les risques opérationnels sur l'activité de commercialisation.

La plupart des exploitants éoliens actuels concentrent peu de facteurs clés de succès sur l'activité de l'agrégation (Figure 157) : malgré le fait qu'ils aient un accès privilégié au producteur, les exploitants :

- ne possèdent pas de structure de *trading*, ni de prévisionnistes court terme de la production,
- n'ont pas un portefeuille de production permettant de foisonner avec d'autres actifs, qui pourrait leur permettre de mitiger les risques de prévision d'une part, et d'avoir un profil moins spécifique (à un ou deux types d'actifs) d'autre part ;
- ne peuvent pas foisonner avec un portefeuille aval, comme pourrait le faire un fournisseur d'électricité : un fournisseur d'électricité qui serait agrégateur dispose d'un portefeuille varié de consommation et de production, ce qui lui permet de se couvrir lui-même partiellement (1), et de mutualiser au sein d'un périmètre d'équilibre plus large ses erreurs de prévisions.

Seuls certains exploitants (comme EDF, E.ON, Engie) possèdent ces caractéristiques, aux côtés de certains agrégateurs de production déjà existants (ex : Hydronext).

POSITIONNEMENT DES ACTEURS POTENTIELS PAR RAPPORT AUX FACTEURS CLEFS DE SUCCÈS INTRINSÈQUES AU MÉTIER D'AGRÉGATEUR

TYPE D'ACTEUR	STRUCTURE DE TRADING EXISTANTE	FOISONNEMENT ¹⁾ AVEC DES ACTIFS DE PRODUCTION ²⁾	FOISONNEMENT ¹⁾ GRÂCE À UN PORTEFEUILLE AVAL	ACCÈS AUX PRODUCTEURS EN CR
EDF / ELD ⁴⁾	[Barre pleine]			
Autres énergéticiens en France (ex.: E.ON, Engie, ELD)	[Barre pleine]	[Barre hachurée]	[Barre hachurée]	Pour leurs propres actifs
Solvay Energy Services	[Barre pleine]	[Barre hachurée]	[Barre hachurée]	Partenariat avec Green Access
Exploitants (ex.: Dalkia)	[Barre pleine]	[Barre hachurée]	[Barre hachurée]	Pour leurs propres actifs
Exploitants (ex.: Traders / Energéticiens - Statkraft, Axpo)	[Barre pleine]	Selon le portefeuille d'actifs géré		Relation avec les développeurs / producteurs pour les actifs hors OA / sortis d'OA
Pure players – marché de gros (ex. Hydronext)	[Barre pleine]			
Pure players – propriétaires d'actifs (ex.: Novawatt)	[Barre pleine]			
Développeurs / producteurs ENR	À condition de développer sa propre plateforme	Selon le portefeuille de production		[Barre pleine]

1) Liée à la taille du portefeuille d'actifs et de clients finaux

2) Hors OA / sortie d'OA (ex. groupes diesel et autres actifs thermiques modulables, cogénérations sorties d'OA, hydro-électricité sortie d'OA)

3) Le contrat de CR peut être conclu avec EDF, une ELD ou un organisme agréé (à définir)

4) Versement des OA et du CR³⁾ pour les actifs subventionnés

Sources: Sites des sociétés, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 157 : facteurs clés de succès de l'activité d'agrégation

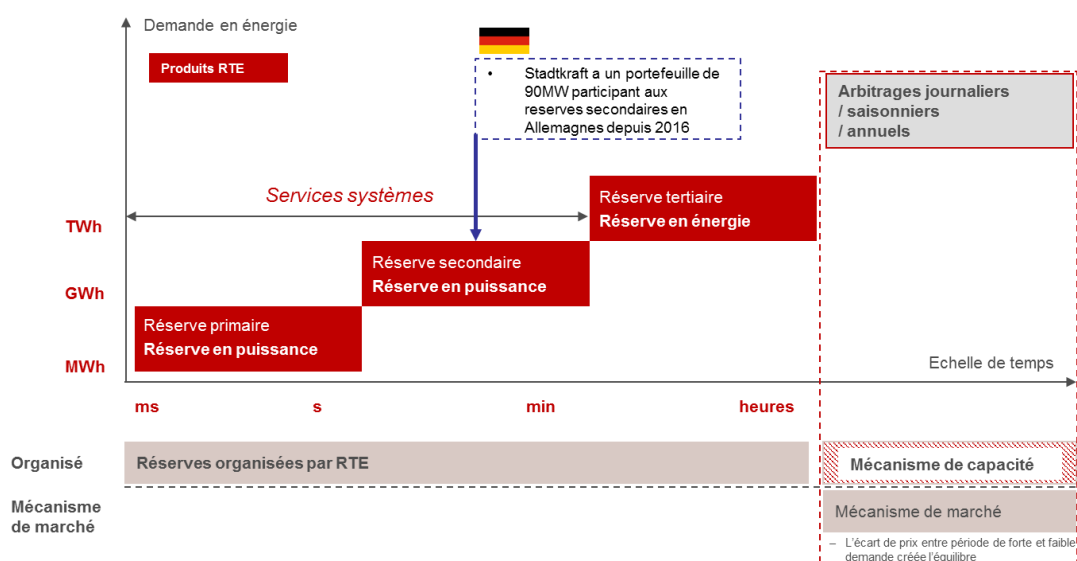
Par ailleurs, face aux exploitants, certains agrégateurs d'effacement pourraient s'intéresser à l'agrégation de production : ils possèdent d'ores et déjà un accès marché, et une technologie de pilotage d'actifs, ce qui peut leur permettre de gérer au mieux le parc. Néanmoins, si l'objectif (agréger de nombreuses unités pour les placer face au marché) est le même, les modèles d'affaires divergent : les agrégateurs d'effacement ciblent prioritairement les marchés des réserves (la flexibilité), tandis que les agrégateurs de production ciblent prioritairement les marchés énergie.



1.5.2. Réalisation de services de flexibilité et de capacité pour le système électrique

Avec le développement de l'agrégation, la production éolienne pourra réaliser plus facilement de la flexibilité, que ce soit au niveau national ou au niveau local. Les agrégateurs seront alors les intermédiaires entre les actifs éoliens et les marchés des réserves³³², permettant de générer de la valeur sur ces marchés qui demandent d'augmenter ou de diminuer la production/consommation dans un délai donné.

Au niveau national, les parcs éoliens pourraient fournir des services de flexibilité dits « à la baisse », c'est-à-dire en réduisant la production momentanément pour soulager le système électrique. Ces activités sont déjà réalisées en Allemagne pour les réserves secondaires par Stadtkraft, pour un portefeuille de 90 MW. Cela est rendu possible dans la mesure où en Allemagne, ces réserves sont soumises à appel d'offres spécifiquement pour les actifs pouvant s'activer uniquement à la baisse. De plus, des méthodes spécifiques de contrôle du réalisé ont été mises en place pour les éoliennes. Au niveau européen, les nouveaux codes, notamment le « *Requirements for Generators* » devrait généraliser la capacité technique à rendre des services au réseau par les unités de production de plus d'un mégawatt de puissance installée.



Sources : RTE, E-CUBE Strategy Consultants

Figure 158 : mécanismes d'équilibrages nationaux de l'offre et de la demande

Par ailleurs, les centrales éoliennes sont déjà incluses dans le mécanisme de capacité (ou tout actif de production doit participer). Ce mécanisme vise à assurer une capacité de production suffisante pour répondre à la pointe de consommation. Les règles de ce mécanisme laissent deux méthodes d'évaluation de la capacité pour les fermes éoliennes : le régime normal et le régime dérogatoire, dédié aux actifs intermittents. Cette dernière option donne une évaluation de l'apport de capacité fournie par la filière éolienne : les règles du mécanisme de RTE indiquent que le taux de disponibilité de la capacité est statistiquement de 70%³³³ de la production moyenne lors des heures de pointes. Pour un parc produisant en moyenne à un facteur de charge de 23% lors de ces heures, le montant des garanties de capacité est alors de 160 kW pour chaque mégawatt de puissance installée.

Au niveau local, en France, les gestionnaires de réseaux de distribution travaillent actuellement à des offres qui permettraient aux centrales éoliennes de diminuer leur coût de raccordement, en échange d'une flexibilité qui serait indiquée dans le contrat de raccordement. Ces offres spécifiques devraient être disponibles à horizon 2019 (cf. 2.2.2).

³³² Marchés qui permettent au responsable du système électrique (en France, RTE), d'assurer l'équilibre offre/demande en tout instant sur une zone d'équilibrage donnée

³³³ RTE, règles de mécanisme de capacité



1.5.3. Autoconsommation

L'autoconsommation consiste à consommer, sur un site donné, la production réalisée sur ce même site. Ce mécanisme permet de valoriser l'énergie autoconsommée au prix de détail, et non au prix de gros, au niveau de l'obligation d'achat ou du niveau de référence du complément de rémunération.

Le cadre de l'autoconsommation a récemment évolué en 2016 en France, avec la publication de l'ordonnance autoconsommation. Cette ordonnance vise à :

- clarifier les déclarations nécessaires à l'autoconsommation ;
- définir l'autoconsommation individuelle et collective (comme de l'autoconsommation sur un même poste de transformation de moyenne et basse tension) ;
- mettre en place un TURPE (Tarifs d'Utilisation des Réseaux de Publics d'Electricité) prenant en compte spécifiquement l'autoconsommation ;
- permettre de ne pas se rattacher à un périmètre d'équilibre pour les petites installations.

Le TURPE 5 HTA/BT, approuvé par la CRE en 17 novembre 2016, prend ainsi en compte de manière spécifique les installations en autoconsommation, en mettant en place une composante de gestion du tarif particulière. La CRE a aussi annoncé qu'elle engagerait une concertation pour améliorer la prise en compte de l'autoconsommation par le tarif dans les prochains mois. A date, deux appels d'offres à l'autoconsommation ont été lancés :

- Le premier, publié courant 2016, a principalement abouti au soutien de toitures photovoltaïques (40 MWh appelés sur deux périodes) ;
- Le second, publié en mars 2017, a appelé au total 450 MWh de puissance sur 9 périodes de dépôt d'offres échelonnées entre septembre 2017 et mai 2020.

Cependant, l'autoconsommation n'est pas adaptée à tous les secteurs de l'éolien :

- **Les sites présentant un potentiel d'autoconsommation ne sont pas nécessairement adaptés à l'installation d'éoliennes de grande puissance.** Les machines de plus de 1 MW s'installent majoritairement sur les terrains agricoles, mais la consommation d'électricité locale n'est en général pas suffisante pour absorber l'intégralité de leur production ;
- **En petit éolien, le LCOE oscille de 150 à 300 €/MWh selon les sites³³⁴, alors que le prix de détail est de l'ordre de 130 à 160 €/MWh en 2016 (tarif résidentiel).** L'autoconsommation n'est donc pas intéressante, hors cas exceptionnel. La diminution du LCOE de 12% d'ici à 2030 ne devrait pas changer la donne. Une forte hausse du prix de détail pourrait rendre l'autoconsommation plus intéressante, mais le cas de l'Allemagne montre que les particuliers privilégient l'autoconsommation photovoltaïque dans ce cas, plus simple à mettre en œuvre, et moins onéreuse (notamment s'il s'agit de photovoltaïque surimposé) ;
- Sur le moyen éolien, le LCOE est de l'ordre de 70 à 100 €/MWh³³⁴, tandis que les prix de l'électricité sont de 80 à 100 €/MWh. **La parité réseau peut donc être atteinte sur certains cas favorable.** Pour que l'autoconsommation soit intéressante cependant, les conditions suivantes devront être réunies sur le projet :
 - o **Une installation raccordée en moyenne tension (20 kV)**, qui consomme un minimum en continu de manière suffisante pour consommer une production variable d'éolien ;
 - o **Une ressource en vent et un espace suffisamment dégagé** pour assurer un productible suffisant.

L'éolien autoconsommé est donc principalement réservé au **contexte rural**, avec des besoins en électricité continus.

Ainsi, la baisse du LCOE de l'éolien de 12% ne permettra pas de changer la donne en autoconsommation éolien, à l'inverse de ce qui peut se produire sur le photovoltaïque actuellement. Cela transparait par les résultats du premier lot d'AO autoconsommation réalisé par la CRE, où la majorité des projets sont des toitures PV, alors que l'AO est technologiquement neutre.

1.5.4. Le développement de PPA entre producteurs et consommateurs industriels/tertiaires

³³⁴ Estimations ECUBE développées en tâche 2



Les contrats d'achat d'électricité de long terme entre les producteurs éoliens et des consommateurs industriels ou tertiaires pourraient se développer en France ainsi qu'en Europe, sur le modèle des PPA américains (cf. Etude Benchmark de ce rapport). Plusieurs raisons pourront pousser les gros consommateurs à prendre en main leur approvisionnement en électricité renouvelable sans passer par les fournisseurs classiques :

- La volonté de participer directement au financement des énergies renouvelables, et d'en faire bénéficier l'image de l'entreprise ;
- La volonté de limiter les risques à l'achat d'électricité sur le marché en sécurisant un approvisionnement sur le long terme et à prix fixé, basé sur les coûts de production ;

Pour les producteurs, la signature de PPA privés constituerait soit une source de revenu se substituant à l'obligation d'achat, ou au complément de rémunération (CR), soit en complément du CR. Par ailleurs, les PPA pourrait sécuriser une source de revenus permettant aux actifs sortant d'OA **de financer le retrofit ou repowering de leurs parcs sortant du complément de rémunération.**

Sur ce marché, les actifs éoliens seront cependant en compétition avec les autres actifs renouvelables, notamment photovoltaïques, potentiellement moins chères en investissement et en entretien à moyen terme, (surtout dans les régions ensoleillées du Sud de la France), et subissant moins de contraintes à l'installation sur le territoire. Néanmoins, l'éolien aurait pour avantage d'apporter une valeur capacitaire plus élevée, ainsi qu'une production nocturne.

1.5.5. Les marchés liés au vieillissement des parcs

Le vieillissement du parc installé crée des opportunités à la fois dans la revalorisation de ces parcs moins performants car plus anciens, historiquement implantés dans les zones les mieux ventées (*repowering*), mais également dans la gestion des composants à démanteler et recycler. 64% des développeurs ayant répondu à l'enquête réalisée pour cette étude ont ainsi déclaré comme « très importante » la capacité des turbiniers à garantir une gestion optimisée de la fin de vie des parcs et du *repowering*³³⁵.

1.5.5.1. Repowering

Le *repowering* est une opportunité pour les exploitants de renforcer le potentiel de leurs parcs les plus anciens grâce aux nouvelles technologies du marché. Le *repowering* permet, en utilisant les technologies nouvelles, d'augmenter le productible de parcs existants sans nécessairement augmenter le nombre, ni la taille des éoliennes, et par conséquent sans augmenter leur impact sur les paysages, les activités aériennes et l'environnement. L'utilisation de technologies plus récentes permet également de réduire les impacts sonores.

Avec l'arrivée des premiers parcs en fin de vie, le marché du repowering devrait compléter le marché des nouvelles installations dans les prochaines années et porter une partie de la croissance du secteur éolien en Europe à partir de 2025. La capacité annuelle du repowering pourrait, à cette échéance, dépasser les 5 GW par an. Les pays leaders dans ce domaine sont l'Allemagne et le Danemark, dont les parcs installés sont les plus anciens : ces deux pays renouvellent déjà entre 10 et 100 MW chaque année³³⁶.

Toutes les installations cependant ne devraient pas avoir recours au *repowering* : selon le NREL, et dans le contexte des Etats-Unis³³⁶, 25% des turbines auraient recours au *repowering* au bout de 20 ans de vie, et 50% au bout de 25 ans, dans la mesure où les nouveaux modèles et l'optimisation de la maintenance permettent une meilleure résistance des composants. En revanche, les 25% restants seraient conservés au-delà de 25 ans ou bien directement démantelés. La montée en puissance du marché du *repowering* et son impact positif sur la filière éolienne (augmentation du productible de parc installé, nouvelle demande de composants, meilleurs services système pour le réseau, maintien d'une ressource fiscale pour les collectivités, diminution potentielle des impacts des éoliennes) sera fonction de la mise en place d'un cadre réglementaire et d'un système de rémunération rendant cette opération économiquement intéressante pour les exploitants (voir 2.3.3), et d'une logistique efficace de démantèlement des parcs (voir 1.5.5.2).

³³⁵ Enquête InNumeri sur 36 réponses de développeurs

³³⁶ NREL Wind Power Project *Repowering* 2015



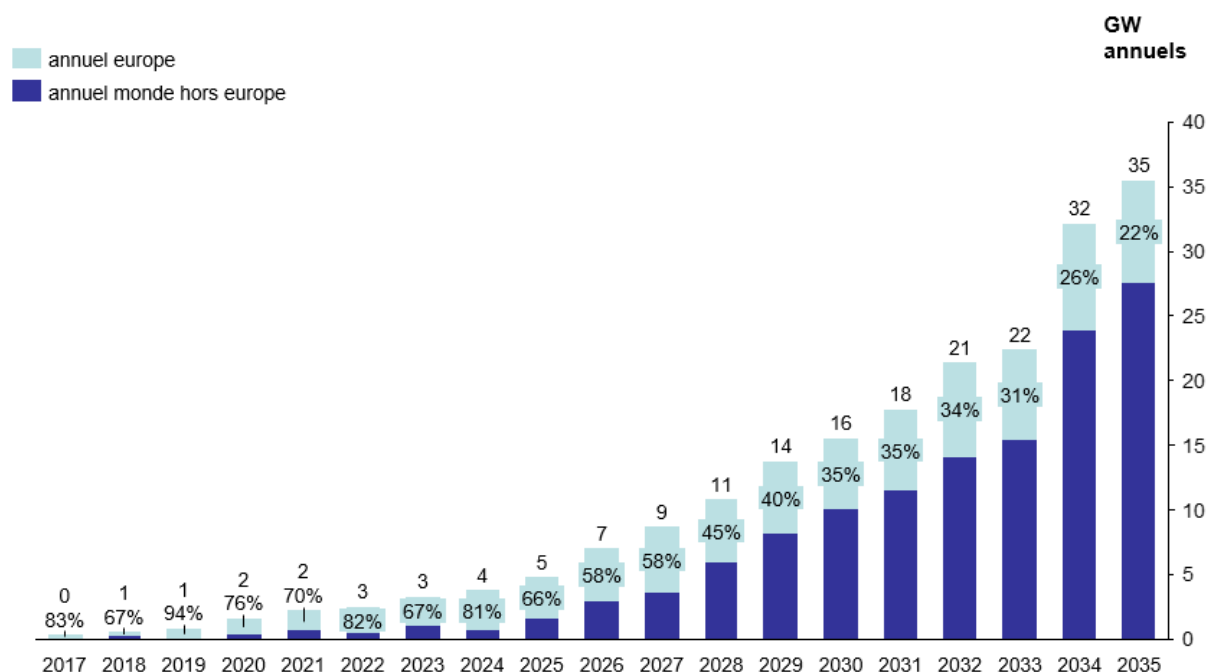


Figure 159 : Capacités mondiales potentielles de *repowering* entre 2015 et 2035 selon les estimations NREL et part de l'Europe

Pour augmenter la durée de vie des installations sans avoir recours à un démantèlement complet, des actions de *retrofit* (remplacement des principaux composants sans modification des caractéristiques de l'éolienne) ou de *revamping* (changement des principaux composants avec modification de caractéristiques techniques importantes comme la puissance de la machine, qui peut nécessiter des autorisations particulières) sont aussi envisagées par les professionnels de la filière.

1.5.5.2. Démantèlement et recyclage

La nécessité de prendre en charge les parcs arrivés en fin de vie et de maintenir durables les installations éoliennes sur l'ensemble de leur cycle de vie ouvre le potentiel à la création de nouvelles activités de valorisation des déchets. **~85% de la masse des éoliennes est recyclable et valorisable**³³⁷: acier, cuivre, béton, ou aluminium sont par exemple 100% recyclables. Seules les résines plastiques de certains composants de structure ainsi que le caoutchouc et les composants en fibre de verre ne sont pas recyclables.

Comme dans le secteur aéronautique (Airbus, Suez et Safran ont créé en 2009 Tarmac Aérosave, qui propose à ses clients non seulement le démantèlement, mais également le stockage des éléments démantelés), **la prise en charge du démantèlement de l'ensemble des composants jusqu'à leur revalorisation nécessitera la mise en place d'une logistique spécifique** pour les composants qui sont difficilement recyclables, permettant d'assurer le transport, le stockage et la transformation de composants de grande taille en quantité importante.

Des entreprises de gestion des déchets industriels ont les infrastructures et matériels nécessaires pour transporter et entreposer les composants démantelés, ainsi que la connaissance des méthodes et filières de transformation des pièces. L'entreprise allemande Remondis, spécialisée dans la prise en charge de déchets industriels, possède ainsi sa propre filiale de transformation de métaux. En France, seule l'entreprise Eoleclean est clairement identifiée dans le recyclage des déchets issus des énergies renouvelables (démantèlement, collecte, traitement et revente des déchets). Dans les faits, d'autres entreprises sont d'ores et déjà actives dans ce domaine, notamment les entreprises de développement et d'exploitation de parcs (comme Valorem ou Quadran

³³⁷ Etude Vestas sur le cycle de vie des éoliennes



en France), qui prennent en charge la fin de vie de leurs parcs, ou des entreprises du BTP, comme Vinci.

Se positionner de manière marquée sur la filière recyclage d'éolienne nécessite une taille suffisante en vue de pouvoir prendre en charge les dépenses de transport et transformation nécessaires à la prise en charge des installations. Un positionnement national pour un grand nombre de clients pourrait également permettre de réaliser des économies d'échelles et de rentabiliser un investissement dans une grande centrale de traitement, démantèlement et stockage par exemple. Parmi les potentielles pistes de développement de cette activité figure le développement de partenariats entre plusieurs grands acteurs du secteur du retraitement/ recyclage, et des fabricants d'éoliennes.

1.5.6. Offre de services annexes à la production d'énergie par les exploitants

Au-delà de la vente d'énergie, les installations éoliennes pourraient bénéficier de revenus annexes liés à des services potentiels permis par ces infrastructures : des services liés aux télécommunications (antennes-relais), à l'observation météo ou à la surveillance aérienne ont ainsi été identifiés. 55% des développeurs interrogés dans le cadre de l'enquête réalisée pour cette étude estiment que les services liés à l'observation météo constitueraient une source de revenus potentiels, et 49% ont le même avis concernant les télécommunications³³⁸. Aucun développeur à ce jour ne propose ces services à des tiers.

³³⁸ Enquête InNumeri 2016, sur 29 réponses de développeurs



2. EVOLUTIONS DES CONTRAINTES AU DEPLOIEMENT EN FRANCE

Comme mentionné dans la Partie de 1.B de cette étude, la politique de soutien à l'éolien a dû très tôt intégrer un certain nombre de contraintes découlant elles-mêmes d'autres politiques publiques (défense, santé, prévention des risques et protection de l'environnement), cherchant ensuite à trouver le bon point d'équilibre entre, d'une part, la nécessaire prise en compte de ces contraintes et, d'autre part, un besoin de rationalisation du cadre réglementaire pour réduire les temps de développement des parcs. En lien à ces contraintes, cinq leviers sont identifiés comme source potentielle d'accélération du rythme de déploiement :

- Poursuivre les efforts en matière de R&D pour le développement d'éoliennes furtives, de réduction des périmètres d'interdiction et de transparence des méthode d'évaluation des interférences radars ;
- Contribuer à l'amélioration de la perception sociale de l'éolien notamment en promouvant une meilleure communication locale sur les projets ;
- Poursuivre la rationalisation des procédures d'autorisation et de traitement des recours, grâce à la mise en œuvre de l'autorisation environnementale et à l'encadrement des recours ;
- Anticiper les coûts et rythmes de développement du réseau électrique, pour l'adapter à la production distribuée et au déploiement de parcs éoliens en mer.
- Poursuivre les efforts en matière de visibilité sur les volumes et de stabilité des mécanismes de soutien ;
- Poursuivre la mise en cohérence de la politique énergétique française avec des objectifs EnR ambitieux : la PPE donne de la visibilité aux différentes filières énergétiques tout en tendant vers l'équilibre technico-économique, mais n'a pas permis de lever toutes les incertitudes sur l'évolution du parc de production électrique français à long terme.

Ces contraintes sont évoquées par les acteurs interrogés par In Numeri lors de l'enquête réalisée pour cette étude : 92% d'entre eux identifient les associations anti-éoliennes comme les principaux opposants aux projets étudiés. Les limitations liées aux conflits d'usage avec les acteurs de la Défense, de l'aviation civile et des opérateurs de radars météorologiques ont été identifiées comme majeures pour, respectivement, 31%, 23% et 15% d'entre eux³³⁹.

Des progrès ont été réalisés très récemment : la visibilité sur les modalités et la stabilité du soutien s'améliore grâce à la publication des arrêtés tarifaires et l'annonce du rythme des appels d'offres dédiés à l'éolien terrestre. L'autorisation environnementale (AE), entrée en vigueur le 1er mars 2017, permet de simplifier le cadre réglementaire en vigueur et de diminuer les délais d'instruction des projets (le délai-cible d'instruction que les services décentralisés doivent à terme respecter est de 10 mois), sans diminuer le niveau de protection offert aux populations et à l'environnement contre les éventuels impacts des parcs. Des solutions se développent pour évaluer plus précisément l'impact des éoliennes sur les radars et pour limiter les restrictions. Enfin, le cadre réglementaire applicable au raccordement de l'éolien en mer ainsi que la procédure d'appel d'offres ont connu des évolutions importantes, visant à réduire les délais de développement et les coûts des projets.

2.1. Les contraintes intervenant lors de l'étape de développement de projet

2.1.1. Conflits d'usages

Par rapport à certains pays en développement, notamment ceux bénéficiant de territoires particulièrement étendus, la France est un pays densément peuplé où **les contraintes territoriales pesant sur le déploiement de l'éolien terrestre sont multiples et importantes. Des conflits d'usage** existent sur certains sites (à terre ou en mer), du fait de la présence de radars (civils, militaires ou météorologiques), de couloirs de vol à faible altitude ou de zones d'entraînement militaires. Ces conflits d'usage ont tendance à s'intensifier avec l'augmentation de la taille des parcs et des éoliennes elles-mêmes.

³³⁹ Enquête InNumeri 2016 sur 26 réponses de développeurs



Plusieurs actions ont récemment été mises en œuvre ou sont en cours, dans le but de faciliter le déploiement de l'éolien tout en maintenant la protection environnementale, le fonctionnement des installations d'observation militaires et météorologique et l'espace aérien disponible pour la Défense à des niveaux satisfaisants:

- Premièrement, **des solutions technologiques spécifiques peuvent être développées par la profession.** Les éoliennes furtives, développées par Vestas grâce à la technologie de l'entreprise Qinetiq et utilisées par EDF, permettent ainsi de faire cohabiter éoliennes et radars sans que le fonctionnement de ces derniers soit altéré. Les Directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREALs) ont reçu les premières demandes de raccordement.
- La Défense a parallèlement **consenti à la réduction de certains périmètres** :
 - o réduction de 18% du réseau très basse altitude (RTBA) ;
 - o suppression de 46 zones de mises à terre (ZMT) sur les 348 existantes soit une réduction de 14 % ;
 - o réduction de 11% des secteurs d'entraînements à basse altitude VOLTAC (vol tactiques) ;
 - o avis favorables de l'armée dans les zones SETBA déjà impactées.
- La mise au point d'outils d'évaluation des interférences radars qui soient partagés par les acteurs de l'éolien et les autres usagers permet **l'orchestration d'un dialogue plus transparent.** Depuis novembre 2015, une première méthodologie, développée par Qinetiq, a été reconnue et validée par l'Etat concernant les interférences avec radars météorologiques. En ce qui concerne les radars militaires, un outil similaire est à en cours de développement par l'ONERA et la Direction générale de l'armement.

Comme l'éolien terrestre, l'éolien en mer fait face à certains conflits d'usages sur les zones dans lesquelles il est implanté. Les principaux conflits concernent les zones faisant partie du périmètre de défense national et les zones exploitées par les pêcheurs.

2.1.2. Perception locale négative de l'éolien

Une opposition à l'éolien s'est structurée en France, dans une démarche de rejet systématique de tout nouveau parc, celle-ci invoque des gênes sonores ou visuelles et les impacts environnementaux. **Néanmoins, cette opposition serait globalement minoritaire, à l'échelle nationale, selon l'analyse de récentes enquêtes qui montrent une perception qui s'améliore. En outre, les perceptions parfois négatives ne découleraient pas de la technologie éolienne en soi mais de craintes associées³⁴⁰ à des gênes visuelles et sonores, et aux impacts potentiels sur la biodiversité, qu'il est néanmoins possible d'amoindrir. Ces perceptions s'expliquent aussi parfois par un manque de communication en amont auprès de la population locale de la part de certains porteurs de projets.**

L'enquête réalisée par l'IFOP pour France Energie Eolienne en mai 2016 a ainsi montré que l'éolien bénéficie d'une bonne image dans le cadre de l'action pour un développement plus durable, notamment porté par les nouvelles générations : parmi les riverains autant qu'auprès du grand public, l'éolien aurait une image positive pour 76% de la population, et serait une source de revenu économique et d'engagement écologique pour 80% d'entre eux. Les résultats de l'enquête de la BVA pour le SER réalisée en mai 2015 montre des résultats similaires, avec 78% de ressenti positif, dont 10% d'amélioration par rapport à 2013. Malgré ces résultats positifs, le retrait de projets éoliens suite à des enquêtes publiques défavorables est toujours observé dans certains cas (projet Pihem dans le Grand Nord en mars 2017 par exemple), ce qui doit pousser les acteurs à rester proactifs dans leurs démarches de communication et d'information aux riverains.

En effet, le constat est fait que les riverains regrettent un manque de transparence et d'informations sur les premières phases de développement des parcs : *via* une communication de la part des développeurs ou des démarches de la part des pouvoirs publics par exemple. La perception des projets par les riverains s'améliore ainsi lorsque des informations ont été partagées en amont³⁴¹.

³⁴⁰ L'enquête BVA réalisée pour le SER en juin 2015 montre que, paradoxalement, et alors que sur l'échantillon interrogé total, 4% des personnes vivant à proximité de parcs éoliens déclarent être gênés, ils sont 7% parmi le tiers de l'échantillon habitant le moins proche des parcs.

³⁴¹ Enquête BVA 2016 pour le SER



Certaines études sont menées pour pouvoir objectiver les impacts sanitaires potentiels des parcs éoliens : le rapport de l'ANSES publié en mars 2017³⁴² conclue ainsi qu'aucun dépassement des seuils d'audibilité par les éoliennes ne se manifeste dans les domaines des infrasons et des basses fréquences sonores (< 50 Hz) lorsque la distance minimale par rapport aux habitations (500m) est respectée. L'ANSES poursuit : le lien de causalité entre des situations de réel mal-être vécues par des riverains des installations éoliennes et « l'exposition aux infrasons et basses fréquences sonores produits par les éoliennes ne peut pas être établie. »

Un récent rapport de l'Académie nationale de médecine conclut également que, dans les rares situations « d'ombre portée » associées à la rotation des pales, dans des « conditions météorologiques et horaires exceptionnellement réunies », il n'y a pas de lien de causalité entre l'effet et le risque d'épilepsie dite photosensible³⁴³. Le rapport conclut par ailleurs que l'impact paysager, lorsqu'il est perçu par les riverains comme inesthétique génère des sentiments de contrariété et de stress avec « toutes les conséquences psycho-somatiques qui en résultent ». Ceci est cohérent avec les conclusions de l'ANSES, qui souligne que « l'état de santé de la population dépend en partie de son degré d'information et de participation dans la mise en place d'un projet d'aménagement dans son environnement proche. » La meilleure information doit permettre d'éviter l'apparition d'effet *nocebo*³⁴⁴. La plus grande participation de la population locale doit quant à elle permettre de limiter la perception négative de l'impact paysager en l'associant à la définition du projet.

Enfin, l'ANSES recommande que soient renforcées « les connaissances relatives aux expositions des riverains » (notamment : recours à des « méthodes normalisées de mesure des infrasons et basses fréquences sonores des éoliennes » et « une méthode de calcul unique de prévision du bruit d'éolienne »), que soit systématisé le contrôle des émissions sonores des parcs éoliens et que soient améliorées les « connaissances concernant les relations entre santé et exposition aux infrasons et basses fréquences sonores ».

Par conséquent, certaines mesures sont prises pour améliorer cette perception, notamment via l'information du public sur les caractéristiques économiques, techniques et environnementales des projets et leur impact sur le territoire. La charte publiée en 2014 par AMORCE et le Club des Collectivités éoliennes (Cléo)³⁴⁵ engage ainsi les développeurs et les collectivités locales à mieux prendre en compte les attentes de la collectivité et les besoins de communication en amont, dans la phase de développement et dans la phase d'exploitation du projet : publication d'un calendrier et des résultats des études, ouverture du site, transmission d'un rapport d'activité par exemple³⁴⁶.

Enfin, l'encouragement des projets participatifs³⁴⁷ et citoyens³⁴⁸ impliquant des collectivités territoriales et des particuliers contribue également à une meilleure intégration territoriale des projets EnR et l'appropriation de la transition énergétique par le plus grand nombre, à condition que les projets participatifs soient également exemplaires en matière de prise en compte des intérêts du territoire (concertation avec l'ensemble des parties prenantes, prise en compte des enjeux locaux, etc.). Une multiplicité de modèles participatifs existe, allant d'une participation à la dette (obligation, ou plateforme de crowdlending) ou en fonds propres, directe à travers des prises de participation dans les sociétés de projet, ou indirecte, via Energie Partagée Investissement ou des clubs d'investisseurs. Plusieurs plateformes privées de financement participatif ont d'ailleurs vu le jour : Enerfip, Lumo, ou Lendosphere. Le label « Financement participatif pour la croissance verte » annoncé par le ministère

³⁴² Agence Nationale de Sécurité Sanitaire alimentation, environnement, travail. « Evaluation des effets sanitaires des basses fréquences sonores et infrasons dus aux parcs éoliens. » 2017

³⁴³ Académie nationale de médecine. « Nuisances sanitaires des éoliennes terrestres. »

³⁴⁴ D'après l'ANSES : « Plusieurs études expérimentales, de très bonne qualité scientifique, effectuées en double aveugle et répétées, démontrent l'existence d'effets et de ressentis négatifs chez des personnes pensant être exposées à des infrasons inaudibles alors qu'elles ne le sont pas forcément. Ces effets ou ressentis négatifs seraient causés par les seules attentes d'effets délétères associés à ces expositions. »

³⁴⁵ « Charte des collectivités et des professionnels en faveur d'un développement de projets éoliens territoriaux et concertés » téléchargeable sur le site web AMORCE

³⁴⁶ AMORCE Cléo – Charte des collectivités et des professionnels en faveur d'un développement de projets éoliens territoriaux et concertés

³⁴⁷ Définis par l'ADEME, dans son guide « Projets participatifs et citoyens d'énergies renouvelables » de 2016, comme un « projet pour lequel des particuliers ont pu s'investir de manière très large : dans son financement, son montage et/ou dans sa gouvernance en cours de fonctionnement. Les projets peuvent avoir été initiés par des citoyens, des développeurs professionnels et/ou des collectivités. »

³⁴⁸ Définis dans ce même guide comme les projets qui se « caractérisent par une participation directe des habitants et des collectivités aux décisions sur toute la durée d'exploitation du projet » grâce à une participation en fonds propres et donc à la gouvernance du projet.



de l'Environnement à l'occasion de l'ouverture de la Semaine de la finance responsable devrait contribuer à cette harmonisation. Au niveau régional, plusieurs réseaux associatifs d'animation, coordonnés au niveau national, se sont mis en place afin de mutualiser les outils et compétences entre projets. Le droit des sociétés et celui des marchés financiers ont tous deux été aménagés, ces dernières années, en vue de faciliter le financement participatif et citoyen. Il reste cependant à clarifier le cadre d'intervention des collectivités dans les sociétés de projets et en particulier à sécuriser la responsabilité juridique de l'élu qui y siègera. Une prime pour les projets ayant recours à un certain niveau de financement participatif (a priori 40%) est envisagé dans les prochains appels d'offres d'énergie renouvelable, ce qui favoriserait le développement des plus petits projets, plus fragiles face aux appels d'offres.

Les pouvoirs publics, et en particulier l'ADEME, agissent aujourd'hui en faveur de cette dynamique, **en accompagnant les réseaux d'animation indispensables à la montée en compétence des porteurs de projets et en mettant à la disposition des collectivités des outils pour les aider à monter en compétence et à s'impliquer** plus fortement. Enfin, l'ADEME travaille actuellement à la demande du ministère, avec la Caisse des Dépôts et Consignations et d'autres partenaires, pour aboutir à la mise en **place d'un fonds d'investissement dont la mission serait de cofinancer les projets dits « citoyens » dans les étapes amont du développement.**

2.1.3. Les délais de développement

2.1.3.1. Démarches générales

Les délais relativement longs de développement de la filière éolienne en France sont dus à **la complexité des dossiers à monter dans le cadre des projets, au temps d'analyse liés aux autorisations, et enfin au temps de traitement des recours juridiques déposés par les opposants aux projets. Cette complexité s'explique par la multiplicité d'acteurs différents impliqués dans les étapes de validation du projet :**

- Les propriétaires fonciers et les exploitants agricoles le cas échéant,
- Les associations locales (riverains, protection de l'environnement, etc.),
- Les riverains (en particulier lors de l'enquête publique),
- Les conseils municipaux de la commune d'implantation et des communes situées dans un rayon de 6km autour du projet, appelés à donner leur avis sur la demande d'autorisation dès l'ouverture de l'enquête publique,
- Les services de l'Etat déconcentrés (DREAL) et le Préfet qui délivre l'autorisation d'exploiter,
- Les gestionnaires de réseaux (RTE, ENEDIS, etc. selon les cas),
- Les commissions départementales de la nature des sites et des paysages (CDNPS), qui rendent un avis au préfet sur chaque parc éolien,
- Les bureaux de contrôles et de certification indépendants (pour l'attestation de conformité),
- EDF Obligation d'Achat (EDF OA) pour l'obtention du contrat d'achat de l'électricité, aujourd'hui contrat de complément de rémunération,
- Le tribunal administratif en cas de recours contentieux (à interpréter au regard des objectifs 100% de recours de certaines associations d'opposants à la filière).

Ces délais ont pour conséquence à la fois d'augmenter les coûts des projets (le développement ne représente que 2% des CAPEX en Espagne, contre 8%³⁴⁹ à 11%³⁵⁰ en France par exemple) et de ralentir le rythme de croissance du parc éolien français.

Les freins rencontrés lors du développement interviennent non seulement lors du choix de la localisation (voir Erreur ! Source du renvoi introuvable.), mais également lors des études de faisabilité et du processus d'autorisation. Les acteurs interrogés dans le cadre de l'enquête réalisée pour cette étude ont indiqué des délais d'attribution des autorisations administratives de 18 mois pour le permis de construire (pour les éoliennes de plus de 12 mètres), 14 mois pour l'autorisation ICPE, 16 mois pour l'autorisation de raccordement, 4 mois pour l'autorisation d'exploitation, 3 mois pour le certificat donnant droit à l'autorisation d'achat, et 3 mois pour obtenir le contrat d'achat d'électricité³⁵¹.

³⁴⁹ CRE 2014

³⁵⁰ Enquête InNumeri 2016 pour un échantillon de 63 projets

³⁵¹ Enquête InNumeri 2016 sur 17 à 25 réponses selon les autorisations



L'autorisation environnementale (AE), entrée en vigueur le 1^{er} mars 2017, permet de simplifier le cadre réglementaire en vigueur sans diminuer la protection des populations et de l'environnement, tout en réduisant les délais d'instruction des projets qui entraînent jusqu'à présent dans le cadre des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) et de la loi sur l'eau (IOTA). Ce dispositif a été mis en place en plusieurs étapes :

- Déploiement du dispositif autorisation unique (AU) expérimental dans 7 régions pilotes en 2014 ;
- Généralisation de l'autorisation unique à l'ensemble des régions françaises en octobre 2015 ;
- Entrée en vigueur de l'autorisation environnementale le 1^{er} mars 2017.

L'autorisation environnementale prend le relais de jusqu'à 12 autorisations administratives selon les filières renouvelables. Concernant la filière éolienne, l'autorisation environnementale acte la suppression du permis, et permet ainsi d'éviter toute redondance dans les autorisations accordées par le Préfet.

Une fois les pièces du dossier rassemblées, l'autorisation environnementale permet de le déposer auprès d'un guichet unique administratif. Un inspecteur ICPE prend ensuite le relais et instruit le dossier, dans un délai maximal de 10 à 12 mois. Il a la charge de faire le lien entre les différents services de la DREAL chargés de se prononcer sur le dossier. Un guide permettant aux acteurs d'appréhender l'ensemble des contraintes propres aux projets éoliens est par ailleurs mis à disposition par la DGPR.

2.1.3.2. **Recours**

Les recours ont un double impact sur les projets éoliens : d'une part, **ils augmentent le temps de développement nécessaire au projet**, dans la mesure où une procédure de recours, selon le nombre d'instructions et de rappels auprès des tribunaux administratifs, des cours d'appel et du conseil d'état, peut durer plus de 3 ans³⁵². **D'autre part, ils peuvent limiter l'accès au financement des développeurs**, dans la mesure où les établissements financiers prêteurs souhaitent s'assurer que l'ensemble des recours relatifs à un projet sont purgés avant d'engager des financements. Ces recours peuvent-être engagés à la fois par des tiers directement impactés par le développement du projet (riverains, associations, propriétaires), et par des acteurs économiques remettant en cause la conformité du projet (autres développeurs éoliens par exemple).

Si 31% des projets ayant obtenu un permis avaient fait l'objet d'un recours en 2012³⁵³, cette part augmente aujourd'hui du fait de la systématisation des recours de la part d'organisations opposées au déploiement de l'éolien s'étant fixé des objectifs de « 100% de recours »³⁵⁴ sur les projets éoliens. Plus de 50% des projets feraient aujourd'hui l'objet de recours³⁵⁵. Aux recours adressés directement aux porteurs de projets pour cause d'impact paysager ou de dévaluation d'un bien immobilier par exemple, s'ajoutent les attaques en justice adressées aux élus des communes ayant un lien avec les propriétaires des terrains sur lesquels s'implantent les parcs dans leur juridiction pour prise illégale d'intérêt³⁵⁶.

L'enquête réalisée dans le cadre de cette étude fait ainsi apparaître un taux de 58% de projets ayant fait face à des recours³⁵⁷. Les principales causes de recours évoquées concernent l'impact des parcs sur le paysage et l'environnement (42% des réponses), avant l'impact sonore (29% des réponses) et les risques d'accident (11%). Pour 60% des projets étudiés, ces recours ont occasionné des retards de plus de 2 ans³⁵⁸, dont plus de 30% ont connu des retards de plus de 5 ans.

De manière générale, on observe depuis 2011 une légère diminution des délais constatés pour le jugement des affaires ordinaires, qui sont passées en moyenne de 4,7 à 4 ans entre 2011 et 2015³⁵⁹.

³⁵² Source OFATE

³⁵³ Enquête SER 2011 sur les permis de construire (pré autorisation unique)

³⁵⁴ Association Ulysse 29/10/2014, Stop éolien 02 02/02/2016

³⁵⁵ Source ADEME, FEE, In Numeri

³⁵⁶ Challenges 20/12/2014 « Eolien : les recours judiciaires font souffler un vent de panique »

³⁵⁷ Enquête InNumeri 2016 sur 38 réponses de développeurs

³⁵⁸ Enquête InNumeri 2016 sur 21 réponses

³⁵⁹ Rapport Public 2016 du conseil d'Etat



La mise en place de l'autorisation environnementale permet de regrouper les possibilités de recours à un document unique, et d'encadrer les délais pour déposer un recours à 4 mois.

Dans le secteur de l'éolien en mer, le traitement des recours est d'ores et déjà encadré par un décret de janvier 2016, qui supprime l'étage des tribunaux administratifs dans les procédures de recours contre les parcs éoliens en mer et attribue à la cour administrative d'appel de Nantes la compétence relative au traitement des recours dirigés contre ces projets.

2.2. Développement du réseau électrique

2.2.1. Un réseau à adapter

Le réseau électrique est historiquement construit pour distribuer l'électricité produite par des centrales raccordées au réseau de transport. Il est donc conçu pour absorber les pointes de consommation, qui sont lors des périodes de froid en hiver en France. Avec le développement des énergies renouvelables, le réseau public de distribution doit s'adapter à la multiplication des points d'injection sur son réseau. Cette adaptation doit permettre au réseau d'absorber aussi les pointes de production locales, qui sont généralement désynchronisées des pointes de consommation.

2.2.2. Gestion des délais sur le réseau terrestre

Les S3REN (Schémas de Raccordement Régional au Réseau des Energies Renouvelables) développés par le gestionnaire du réseau de transport RTE, ont pour objectif d'anticiper le rythme de déploiement des énergies renouvelables dans chaque région pour établir un plan de développement du réseau électrique adapté aux objectifs de chaque schéma régional du climat de l'air et de l'énergie (SRCAE). A l'échelle d'une région administrative, les coûts liés aux travaux de création d'ouvrages électriques, à la charge des producteurs, sont répartis au prorata entre tous les parcs EnR en fonction de leur puissance sous la forme d'une quote-part, plus ou moins élevée selon les régions et leurs besoins en nouveaux travaux (entre 0 et 70 000 €/MW selon les S3REN, moyenne nationale 25 000 €/MW).

Néanmoins, selon la profession en 2014, il fallait compter 30 mois en moyenne entre la signature de la proposition technique et financière et la mise à disposition du raccordement³⁶⁰. Le raccordement représente une part non négligeable des coûts (6% des CAPEX en France³⁶¹, 5% au Royaume-Uni et en Allemagne³⁶²). Dans certaines régions, les projets éoliens développés ont déjà dépassé les puissances prévues initialement par les schémas de raccordements, par exemple dans les Hauts de France. La mise à jour des S3REN pourrait donc devenir plus fluide pour permettre une meilleure intégration des énergies renouvelables.

Des mesures ont été prises pour diminuer les délais de raccordement : la LTECV inscrit un délai maximum de 18 mois entre la signature de la convention de raccordement et la finalisation des travaux, au-delà duquel des indemnités pourront être perçues par le développeur. Le décret n°2016-399 relatif aux délais de raccordement prévoit de surcroît de rendre plus efficace et plus flexible la mise à jour du schéma, en fixant à 66% le seuil d'occupation du réseau à partir duquel le schéma peut être revu, et en permettant le transfert de capacité d'un poste à l'autre en cas de saturation. La loi n°2017-227 du 24 février 2017 **permet de diminuer les coûts de raccordement**, en réintroduisant la réfaction, qui permet de faire porter par la collectivité, via le tarif de distribution, une partie des coûts de raccordement.

Des solutions alternatives peuvent permettre à certains projets d'être raccordés plus rapidement et à moindre coût, en contrepartie d'une limitation de la puissance évacuée. Si la réglementation interdit aujourd'hui à Enedis de proposer aux développeurs des capacités d'évacuation inférieures aux capacités de production des parcs, des offres de raccordement alternatives sont à l'étude permettant à certains parcs de se connecter au réseau de transport ou de distribution existant à condition d'écrêter

³⁶⁰ France Energie Eolienne, enquête réalisée en janvier 2015 sur 2,1 GW de projets

³⁶¹ Enquête InNumeri 2016

³⁶² Deutsche Windguard 2014



leur production au niveau de la capacité disponible. Cette offre peut concerner des parcs dont le raccordement est soumis à d'importants travaux, qui pourraient se connecter à d'autres réseaux le temps qu'ils soient réalisés. D'autres parcs pourraient se connecter au réseau existant de manière « modulable », c'est-à-dire flexible en fonction des contraintes du réseau, ce qui permettrait de compléter l'utilisation du réseau existant et de limiter les coûts de raccordement (éviter le développement d'une ligne électrique dédiée au parc éolien). Par ailleurs, les règles de fourniture et l'absorption d'énergie réactive, obligatoire pour les producteurs d'électricité raccordée en moyenne tension, ont été modifiées pour permettre d'améliorer la capacité des réseaux en utilisant au mieux les capacités des installations de production.

A terme, la proposition d'offres d'écrêtement et le développement de moyen d'observabilité du réseau pourraient permettre à la fois de limiter les travaux nécessaires sur le réseau électrique pour intégrer les parcs éoliens avec un optimum économique coûts-revenus. Ces offres pourront faire varier soit le nombre d'heures d'évacuation garanties pour le producteur en fonction des capacités du réseau local, soit la puissance disponible sur le réseau pour le parc mais pour un nombre d'heures fixées. Elles pourraient être disponibles aux acteurs dès 2019³⁶³.

2.2.3. Réseau en mer : gestion des risques liés au raccordement

En ce qui concerne l'éolien en mer, le raccordement des 1^{ers} projets a connu des délais importants (5 ans au total pour le parc de Fécamp par exemple, soit 3 ans de plus que les délais initialement prévus pour les travaux de raccordement). Au-delà de la phase d'apprentissage nécessaire aux acteurs dans le cadre de ces premiers AOs, les retards rencontrés s'expliquent largement par une allocation sous-optimale des risques. En effet, le financement du raccordement étant à la charge du développeur du parc éolien, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) ne démarre les travaux qu'une fois la proposition technique et financière (PTF) signée. Le GRT n'a donc aucun intérêt à décorrélérer la réalisation du raccordement de celle du parc, pour ainsi de limiter les risques de retard, car il n'a pas de garanti de pouvoir couvrir ses coûts en cas de non-réalisation du parc éolien. **Les travaux de raccordement ne commencent donc qu'une fois que le projet est autorisé et financé. Un cadre plus propice à la maîtrise des coûts et des risques sur le raccordement, incitant le GRT à anticiper sur les travaux de raccordement dès le lancement de procédure d'AO, apparaît donc comme crucial.**

D'autre part, cette répartition des responsabilités entre développeur et GRT, en augmentant la probabilité d'un retard du raccordement, a eu pour effet de renchérir les projets, via des coûts de financement intégrant ce risque. **Le décret n°2017-628 du 26 avril 2017 fixe le barème d'indemnisation en cas de retard du raccordement au réseau de transport d'électricité d'une installation d'énergie renouvelable en mer. Une modification législative est à l'étude pour étendre la couverture tarifaire des indemnités versées au cas d'avarie des infrastructures de transports en phase d'exploitation.** Cette mesure doit permettre une baisse du coût du MWh pour la collectivité, via notamment une baisse des coûts de financement des projets. En effet, cette évolution réglementaire permettra une meilleure allocation des risques (risques de retard du raccordement et d'avarie portés par l'entité compétente en la matière, à savoir le GRT).

2.3. Mécanismes de soutien

Le système de soutien mis en place pour les acteurs de l'éolien doit poursuivre trois objectifs :

1. **Offrir de la visibilité aux entreprises**, à la fois en termes de rémunération et de rythme de déploiement, avec des objectifs de croissance du parc,
2. **Permettre aux acteurs d'évaluer les risques** liés à leurs projets, afin qu'ils gagnent en expérience et optimisent leurs offres,
3. **Offrir un cadre simplifié, stable et transparent.**

³⁶³ Source : entretien Enedis



ATTENTES DES ACTEURS	OBSERVATIONS DES ACTEURS	IMPACTS DU FREIN	SOLUTIONS
VISIBILITE	<ul style="list-style-type: none"> - Changements nombreux ces dernières années - Incertitudes sur le calendrier des appels d'offres en mer 	<ul style="list-style-type: none"> - Limitation de la croissance du parc installé 	<ul style="list-style-type: none"> - Un engagement calendaire pluriannuel permettrait d'assurer une visibilité sur les volumes éolien en mer
DIMINUTION DES RISQUES	<ul style="list-style-type: none"> - En mer, pas d'engagement de l'Etat dans la prise de risque - Le passage aux AO augmente le risque de non réalisation des projets 	<ul style="list-style-type: none"> - Augmentation des coûts de financement et des provisions en prévision des risques 	<ul style="list-style-type: none"> - En mer, le dérisquage par l'Etat nécessite des moyens humains, financiers et de compétences
OPTIMISATION DU RENOUELEMENT DES PARCS	<ul style="list-style-type: none"> - Pas de mécanisme adapté aux différentes options de renouvellement possibles 	<ul style="list-style-type: none"> - Mise en œuvre non-optimisée des travaux de renouvellement 	<ul style="list-style-type: none"> - Réviser le mécanisme de soutien pour prendre en compte la montée en puissance prochaine du marché du renouvellement

Figure 160 : Synthèse des attentes d'un système de soutien et des freins et solutions en France

2.3.1. Appels d'offres en mer

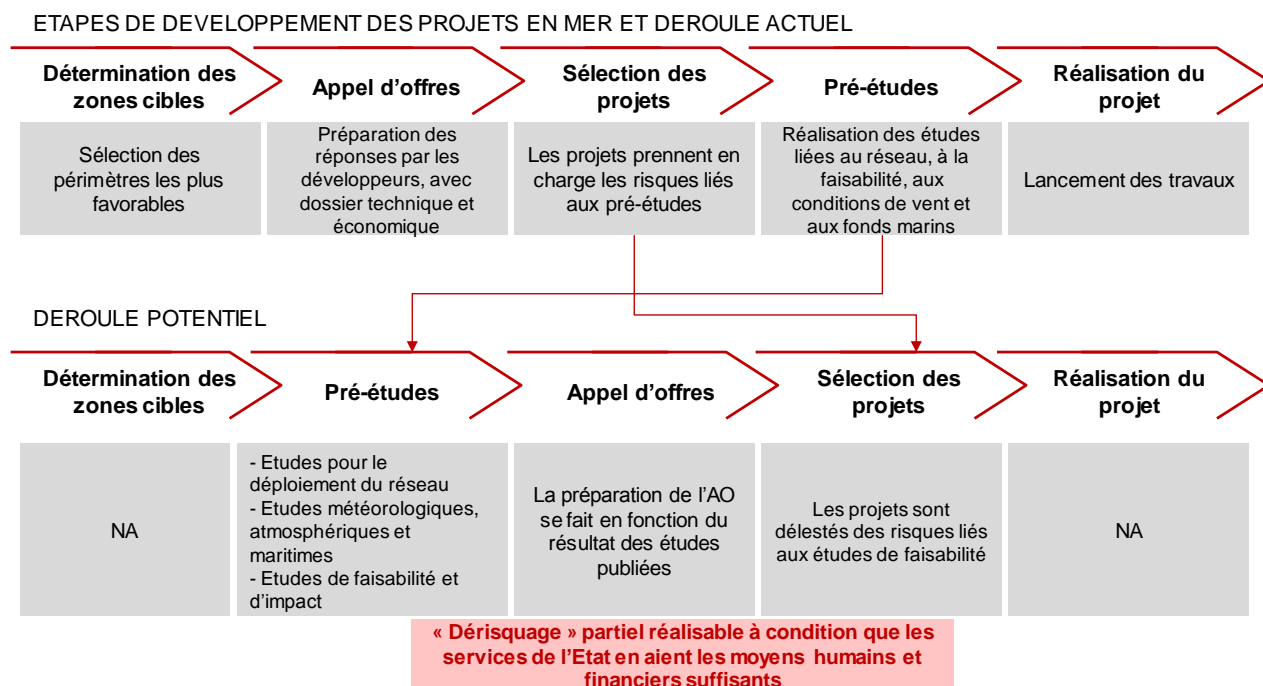
La mise en place d'appels d'offres pour les projets d'éolien en mer a plusieurs avantages. Ils permettent :

- d'encadrer le rythme de déploiement du parc installé, permettant à la filière de se structurer ; et
- de fixer un prix compétitif de production grâce au système d'enchères.

Cependant, les deux premiers appels d'offres français n'ont pas abouti au déploiement de MW éoliens en mer escompté et le prix du MWh reste élevé comparativement aux performances réalisés dans d'autres pays européens. **Plusieurs évolutions du cadre réglementaire et de la procédure d'appel d'offres sont en cours pour pallier ces insuffisances, notamment dans le cadre de l'AO de Dunkerque.**

D'une part, les pouvoirs publics ont entrepris un dérisquage des sites par la réalisation, en amont de l'appel d'offres, de certaines études. Cette mesure permet de diminuer les incertitudes en termes de performance et de faisabilité technique et environnementale des parcs, pour les développeurs de projets. Les résultats des études sont ainsi rendus disponibles pour les développeurs, leur permettant de construire leur offre en fonction. **Dans le cadre du 3^{ème} appel d'offres pour la zone au large de Dunkerque, l'Etat a ainsi mandaté Météo France** pour les études de vent et l'Agence Nationale de la Biodiversité (ex- AAMP) pour les études liées à l'environnement, ainsi que le Service hydrographique et océanographique de la Marine (SHOM) pour des études concernant la géophysique, la houle et le courant. Afin d'aller plus loin dans cette voie, il pourrait être envisagé de réaliser également les études géotechniques ainsi qu'une estimation des coûts de raccordement, en amont des AOs.

D'autre part, les pouvoirs publics ont inauguré, dans le cadre de l'AO de Dunkerque, une **nouvelle procédure, dite du « dialogue concurrentiel », qui vise également à faire baisser les coûts et à sécuriser les projets.** Dans un premier temps, un appel à candidature a permis au ministère de présélectionner des candidats sur la base de leurs capacités techniques et financières. Les candidats retenus sont ensuite invités échanger avec la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) sur la base d'un projet de cahier des charges. Les conditions de réalisation du raccordement et l'allocation des risques font partie des sujets qui feront l'objet de discussions entre l'Etat et les candidats. A partir de ces échanges, le cahier des charges définitif sera finalisé puis transmis aux candidats.



Source: entretien SER, analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 161 : Illustration des différentes modalités d'appels d'offres dans l'éolien en mer

2.3.2. Stabilité des mécanismes de soutien et visibilité sur le rythme de déploiement

La visibilité est le premier critère cité par les acteurs pour définir les conditions favorables au développement de l'éolien. Elle est de plus un élément déterminant pour la fixation des taux de financement par les institutions bancaires. **Les critères de visibilité concernent à la fois la stabilité du système réglementaire et des conditions de soutien aux producteurs et les prévisions de croissance du parc en lien avec les objectifs énoncés par les acteurs publics.** En France, la Programmation Pluriannuelle de l'Energie a fortement contribué à améliorer cette visibilité en présentant des objectifs de développement éoliens clairs à moyen terme tandis que la LTECV a posé les bases de nouveaux mécanismes de soutien.

De plus, concernant l'éolien terrestre, l'arrêté tarifaire du 6 mai 2017 fixe les conditions du complément de rémunération accordé aux futurs parcs de 6 éoliennes ou moins et le cahier des charges de l'appel d'offre pluriannuel de 3 GW publié par la CRE fixe un cap clair d'appel de 500 MW par semestre entre mi-2017 et fin 2020. **La clarification d'un tel calendrier pour les appels d'offres éolien en mer serait de nature à accroître la visibilité de la filière éolienne.**

Pour les plus petits porteurs de projets, notamment les porteurs de projets territoriaux (collectivités, collectifs citoyens), ce passage aux appels d'offre offre moins de visibilité sur le financement de projets qu'un dispositif à guichet ouvert. Néanmoins, l'exemple de l'Allemagne montre qu'il est possible d'obtenir d'être compétitif dans le cadre d'Aos même pour des projets portés par des groupements de citoyens et collectivités : dans le premier AO terrestre outre-Rhin, 96% des offres retenues sont des projets de parcs participatifs.

La filière a connu de nombreux changements réglementaires ces dernières années (passage au complément de rémunération, aux appels d'offre, ZDE, ICPE par exemple), et certains acteurs soulignent une difficulté à suivre les évolutions.

Notamment, les acteurs du financement de projet en France, peu familiers avec les mécanismes de complément de rémunération et les évolutions de marché qui pourraient en découler (notamment

l'agrégation), pourraient réagir en limitant le ratio de dette disponible pour les développeurs (qui pourrait passer de 80-88% à 75%³⁶⁴),

Dans l'éolien en mer, les retards pris sur les premiers projets et l'instabilité des objectifs annoncés successivement pour l'éolien en mer depuis le Grenelle de l'environnement (voir 1.3) rendent les acteurs prudents dans ce domaine,

2.3.3. Cadre réglementaire du renouvellement

Alors que le marché du renouvellement (retrofit, revamping et repowering) est appelé à croître dans les pays européens, des discussions sont en cours sur l'évolution potentielle du cadre réglementaire et économique français, en vue de favoriser le recours aux différentes options possibles dans les conditions viables techniquement et économiquement.

En ce qui concerne la procédure d'autorisation des parcs, le code de l'environnement prévoit déjà des dispositions pour encadrer les modifications apportées aux installations soumises à autorisation environnementale, dont font partie les parcs éoliens. Les demandes associées au renouvellement de parcs sont donc traitées par les services de l'État comme le prévoit la réglementation et aucun projet n'est bloqué à ce jour. Des modifications du cadre réglementaire pourraient être proposées, en fonction des éventuelles problématiques identifiées lors de l'instruction des dossiers de renouvellement dans le cadre de la nouvelle procédure d'autorisation environnementale.

En ce qui concerne le mécanisme de soutien, des discussions doivent être menées sur la forme et le niveau de rémunération dont les projets ayant subi *retrofit*, *revamping* ou *repowering* pourraient bénéficier. Ce niveau de rémunération devrait dépendre du niveau d'amortissement et de réinvestissement du projet, pour éviter une rémunération trop faible ou excessive. Ces réflexions doivent intégrer la question de **la participation aux coûts de réseau (quote-part)**.

2.3.4. Mise en cohérence des politiques concourant au développement de l'éolien

Le système électrique français repose sur un équilibre technico-économique : **les capacités nationales de production électrique doivent être suffisantes pour assurer, avec l'aide des imports, la sécurité d'approvisionnement en électricité ; au-delà, un excès de capacité de production entraînerait des pertes économiques pour les actifs.**

Dans un contexte d'évolution de la consommation d'électricité en croissance très faible, voire négative, **le développement de nouvelles capacités, renouvelables ou non, nécessite de fermer d'autres centrales** de production.

En France, le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, publiée le 28 octobre 2016 permet de programmer les capacités de production d'énergie selon les objectifs de la loi de transition énergétique d'août 2015. **En matière d'énergies renouvelables, les objectifs de ce texte sont cohérents avec les objectifs de la loi. Il constitue par ailleurs un gage de visibilité en fixant des volumes ambitieux et réalistes, notamment pour l'éolien avec un objectif de développement de plus entre 1400 et 2000 MW/an en moyenne sur la période 2017-2023, en fonction de l'objectif PPE (haut ou bas) visé.** Cependant, la PPE n'a pas permis de lever toutes les incertitudes sur l'évolution du parc nucléaire français à long terme, elles-mêmes liées aux incertitudes sur les délais et coûts associés au démantèlement du parc nucléaire. Les décisions qui seront prises dans le futur, et notamment la mise à jour de la PPE, dépendront entre autres de la trajectoire industrielle et de déploiement éolien sur laquelle la France aura réussi à se positionner dans les années à venir.

2.3.5. La formation et les compétences

³⁶⁴ Source entretien



L'enquête réalisée auprès des acteurs de la filière éolienne française montre que les difficultés à recruter du personnel suffisamment qualifié sont limitées et restent cantonnées à des activités spécifiques. Du côté des développeurs, ce sont les activités de maintenance qui d'après 75% d'entre eux présentent des difficultés de recrutement³⁶⁵. Dans ce contexte, ce sont avant tout les qualifications liées aux interventions en mer, à la maintenance des systèmes de pilotage et aux interventions de réparations sur les pales qui sont citées comme manquantes. En revanche, seuls 20% des fabricants évoquent des difficultés à trouver du personnel aux qualifications adaptées³⁶⁶, notamment en plasturgie et usinage des pièces mécaniques. Enfin, les bureaux d'études citent en particulier des besoins de recrutement dans le domaine de la géotechnique et des études pour l'éolien en mer en général, bien que le recrutement ne représente pas de problématique particulière pour 75% des bureaux d'études interrogés.

2.4. Synthèse et évolution par rapport aux verrous de la Feuille de Route 2012 l'ADEME

Les verrous à caractère juridique, organisationnel, règlementaires et socio-économique relevés par la feuille de route de l'ADEME en 2012 ont été en partie adressés par la mise en place d'un cadre juridique permettant de mieux anticiper le développement des projets éoliens, à la fois face aux recours et aux éventuels retards de raccordement. Cette amélioration du cadre va de pair avec l'amélioration de la perception générale de l'éolien par les citoyens. Toutefois, le nombre important de recours portés par les associations anti-éolien montrent que les efforts en ce sens doivent être maintenus, à la fois par les développeurs éoliens et par les institutions responsables de sensibiliser et d'informer les citoyens.

Typologie	Freins	Réponses possibles/en cours
1 Démarches de développement de projet et contraintes territoriales	<ul style="list-style-type: none"> - Les dossiers à monter sont complexes et les démarches administratives longues - Les recours sont nombreux, parfois systématiques et multiples sur un même projet (<i>déjà identifié par la Feuille de route ADEME 2012</i>) - Dans certaines régions, les populations sont défavorables aux parcs - Certaines zones présentent des contraintes liées aux radars et aux zones de survol - En mer, les zones favorables sont limitées par des conflits d'usages liés à la pêche et à la navigation notamment 	<ul style="list-style-type: none"> - Simplification et harmonisation (moins d'instances décisionnelles) - Régulation des modalités de recours - Dialogue entre les parties prenantes, étude sur les facteurs de mauvaise acceptation (<i>déjà identifié par la Feuille de Route ADEME 2012</i>). - Adaptation des machines (pales furtives)
2 Raccordement	<ul style="list-style-type: none"> - Le raccordement des projets représente un coût important pour les développeurs et les exploitants, - Et certains retards sur les schémas en cours causent des délais dans la gestion des projets - En mer, les travaux de raccordement interviennent trop tard dans le process d'AO, et les délais sont aujourd'hui importants (<i>déjà identifié par la Feuille de route ADEME 2012</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> - Dériskage - Anticipation des schémas - Transparence de l'état d'avancement des schémas - Développer de nouveaux modèles: publics/privés, écrêtage
3 Système de soutien	<ul style="list-style-type: none"> - Les acteurs sont dans l'attente également d'un cadre économique adapté pour le repowering - Les risques supportés par les développeurs français augmentent les coûts estimés des projets en mer par rapport à d'autres pays 	<ul style="list-style-type: none"> - Visibilité réglementaire et sur les volumes - Cadre pour le repowering - Prise en charge de certains risques par l'Etat
4 Choix politiques	<ul style="list-style-type: none"> - Les risques supportés par les développeurs français augmentent les coûts estimés des projets par rapport à d'autres pays 	<ul style="list-style-type: none"> - Prise en charge de certains risques par l'Etat - Procédure de dialogue concurrentiel (Dunkerque)

Source: entretiens, notamment avec le SER et RTE, analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 162 : Synthèse contraintes et solutions tirées de la Feuille de route ADEME 2012

³⁶⁵ Enquête InNumeri sur la base de 79 réponses parmi les développeurs

³⁶⁶ Enquête InNumeri 2016 sur 31 réponses



3. STRATEGIES DE DEPLOIEMENT DE LA FILIERE INDUSTRIELLE FRANÇAISE

Les stratégies industrielles visent avant tout à générer un maximum d'emplois et de valeur ajoutée sur le territoire national en accompagnant les entreprises dans la compétition internationale. Elles se structurent autour de différents avantages compétitifs potentiels, que sont :

- une compétitivité forte sur les coûts,
- une excellence dans la production industrielle (qualité et fiabilité des équipements),
- une capacité d'innovation et
- une forte spécialisation (par exemple sur des marchés de niche, ou sur une technologie particulière).

Dans l'éolien, les stratégies industrielles « gagnantes » ont souvent reposé sur l'émergence d'un turbinier national qui a bénéficié de la dynamique de son marché domestique et a pu s'appuyer sur un tissu industriel local pour développer une véritable filière nationale, structurée autour des trois premiers avantages compétitifs (coûts, excellence dans la production et innovation) et génératrice d'emplois. C'est le cas de l'Allemagne avec Siemens, du Danemark avec Vestas et Siemens (pour l'éolien en mer), de l'Espagne avec Gamesa mais également de l'Inde avec Suzlon ou de la Chine avec Goldwind.

Pour l'industrie française, les perspectives d'émergence d'un turbinier national, qui puisse se positionner comme leader de la filière nationale et soit en capacité d'intégrer le top 10 des plus grands turbiniers mondiaux, sur le principal segment du marché terrestre (turbines de 3MW et plus) ou sur le marché des turbines en mer de forte puissance, sont *a priori* limitées. Deux des conditions permettant d'envisager la possibilité qu'un nouvel entrant se hisse à terme parmi les plus grands turbiniers mondiaux ne sont *a priori* pas réunies : (1) les innovations technologiques à venir – dans les équipements eux-mêmes ou dans la chaîne de production – ne sont pas des innovations de rupture et (2) les effets d'échelle attendus dans la production d'équipements sont aujourd'hui marginaux (la situation est différente de ce qui s'est passé dans le solaire PV avec les acteurs chinois à la fin des années 2000, quand ces derniers ont bousculé les acteurs allemands en place). **En revanche, il semble plus probable que de nouveaux entrants puissent se positionner sur des segments secondaires, délaissés par les plus grands turbiniers. C'est notamment le pari fait par un industriel comme POMA, visant le marché des turbines comprises entre 1 et 3 MW, plus adaptés aux sites sous-contraintes, qui espère à terme se forger une place à l'international sur ce marché de niche, notamment dans les pays en développement (Leitwind, appartenant à la même entreprise mère que Poma, a déjà installé plus de 300 éoliennes dont une majorité en Inde) et les pays connaissant des contraintes importantes sur la taille des éoliennes.**

La stratégie industrielle française pour l'éolien doit donc s'appuyer sur d'autres moteurs. Parmi les alternatives à envisager, plusieurs approches pourraient être mises en œuvre :

- **Renforcer la démarche de structuration industrielle de la filière en France *via* les différents groupements d'entreprises**, afin de valoriser le savoir-faire français sur la scène internationale et d'accroître le recours aux fournisseurs français auprès des turbiniers internationaux, à la fois pour l'éolien terrestre et l'éolien en mer. Des approches spécifiques sur les marchés les plus dynamiques (Chine, Inde, Brésil) pourraient notamment être approfondies.
-
- **Encourager les marchés de niche afin de créer des industries leaders** : éoliennes pour géographie faiblement ventée et sites sous contraintes (technologie à entraînement direct de POMA), éoliennes pour énergie distribuée (éoliennes de taille moyenne de Vergnet), éoliennes flottantes (Nenuphar), démantèlement d'éolienne terrestre. Il s'agit dès lors de favoriser le développement de l'offre en dynamisant la recherche et les partenariats industriels et d'accompagner ces acteurs dans la conquête commerciale en France et à l'international.
-
- **La poursuite de la stratégie de localisation en France de capacités de production de fabricants internationaux, notamment de nouvelles usines de fabrication de turbines, pour l'éolien en mer. Dans le terrestre**, une telle stratégie sera plus difficile à poursuivre car la croissance modérée du marché d'ici 2040 ne permettra sans doute pas de générer un besoin d'ajustement significatif à la hausse des capacités de production de turbines en Europe (vs. en Asie).

•
Cette partie a pour objectif de proposer des pistes possibles de réflexion : des recommandations stratégiques plus précises seront formulées dans les tâches 6 et 7 de cette étude.

3.1. Renforcement des groupements d'entreprises pour les nouveaux challenges de marché

L'initiative Windustry France, créé en 2011 à l'initiative du Syndicat des énergies renouvelables en partenariat avec le ministère de l'économie, des finances et de l'industrie et soutenu par le Programme d'investissements d'avenir *via* BPI France, a pour objectif de structurer le tissu industriel français autour des principaux acteurs industriels de l'éolien terrestre et en mer. Déployé à l'échelle nationale, avec le concours des régions volontaires, ce plan de développement industriel articule son action autour de deux volets principaux :

- L'accompagnement de 70 entreprises, non actives, ou très peu actives dans la filière éolienne, afin qu'elles s'y diversifient. Cet accompagnement est mis en place en fonction des besoins de l'entreprise et peut prendre des formes très diverses (déploiement de certifications qualité/soudures, accompagnement stratégique et positionnement sur un marché en rang 2 ou inférieur, mise en contact avec les donneurs d'ordres de la filière éolienne)
- La promotion de l'ensemble des entreprises françaises en France et à l'export, *via* notamment l'organisation de rencontres d'affaires ou d'évènements en partenariats avec entreprises ou clusters étrangers.

D'autre part, les fédérations professionnelles ainsi que les Chambres de Commerces et d'industrie (CCI) et des clusters dans la plupart des régions françaises, sont également en place pour encourager et accompagner les entreprises souhaitant s'impliquer dans le secteur éolien et pour accompagner les petites structures auprès des donneurs d'ordres. Ces clusters facilitent notamment les groupements d'entreprises, particulièrement nécessaires sur les marchés à l'export.

En vue d'améliorer leur soutien aux entreprises françaises dans un marché mondial connaissant de fortes évolutions technologiques et économiques, **les groupements d'entreprises, à l'échelle nationale, pourraient être renforcés à la fois sur leurs missions existantes et sur de nouvelles missions** (cf. Figure 163):

- **Sur leurs missions existantes** : améliorer le soutien à l'export, structurer les acteurs pour proposer de meilleures offres, coordonner les programmes de recherche, interventions de conseil en soutien aux pays en développement
- **Sur de nouvelles missions** : communication grand public, mise en place d'une logistique nationale de gestion de la fin de vie des parcs.

Une coordination des rôles des différents groupements d'entreprise et de leurs différentes prérogatives permettrait d'optimiser leurs actions auprès des entreprises et de donner plus de visibilité à celles-ci.

Pour cela, ils pourraient s'appuyer sur d'autres exemples industriels existants, en France ou à l'international, comme la *Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit* (GiZ) ou l'Exportinitiative du Ministère fédéral de l'Economie (BMWi) en Allemagne.



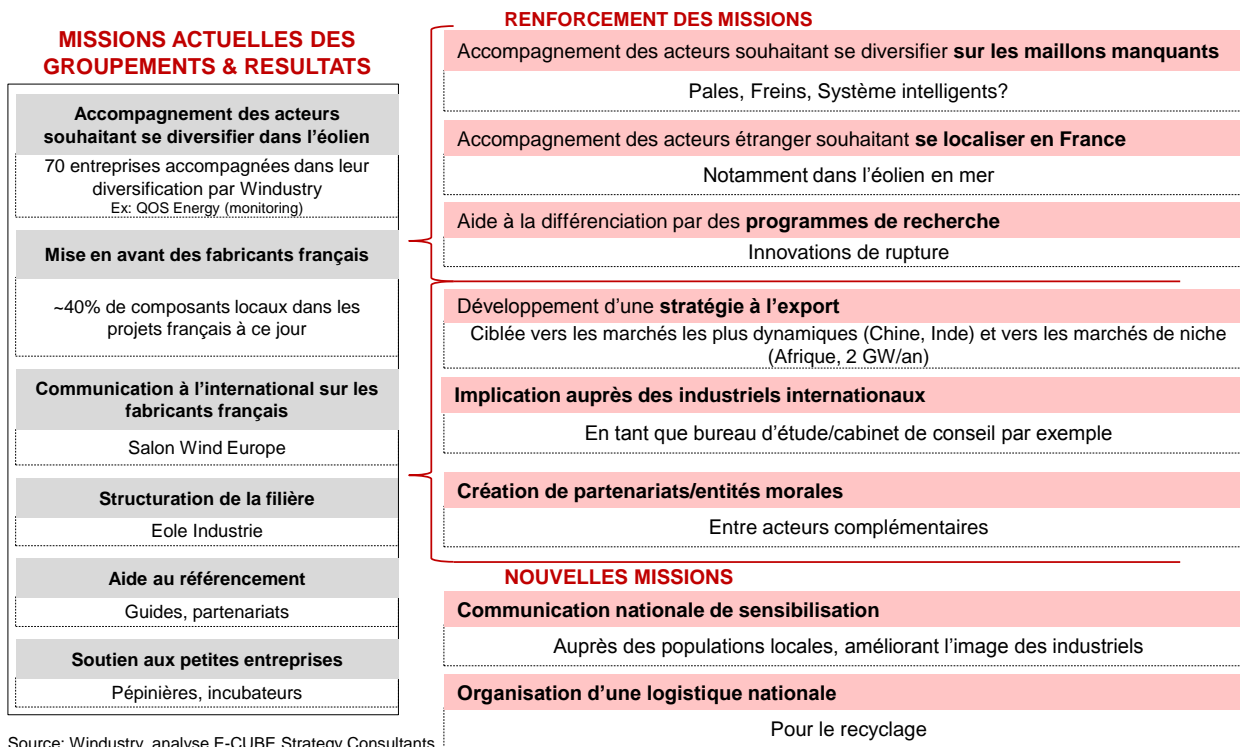


Figure 163 : Synthèse des missions existantes et à renforcer des groupements d'entreprises français

3.1.1. Structuration des entreprises françaises

Pour s'affirmer sur un marché déjà fortement concurrentiel, une industrie locale a intérêt à rassembler les différents acteurs présents le long de la chaîne de valeur pour proposer aux donneurs d'ordres de l'industrie des solutions clés en main intégrées, facilitant ainsi le process d'achat et l'assemblage final. Cette stratégie est notamment développée par les acteurs islandais du secteur de la géothermie, présents sur les marchés internationaux grâce à leur consortium de fabricants, installateurs et exploitants locaux. Elle permet d'encourager les grands acteurs nationaux à faire appel aux PME et ETI locales. Cela pourrait nécessiter la mise en place d'une structure rassemblant tous les acteurs et leur offrant des opportunités de mise en relation et collaboration à l'instar de Vivapolis, pour la ville durable.

Certains fabricants français de composants électriques et électroniques pourraient ainsi se structurer, afin de proposer aux turbinières des systèmes complets, depuis les générateurs (Jeumont Electric) jusqu'aux systèmes de contrôle (Schneider Electric) et aux câbles (Nexans). Cette structuration pourrait utiliser une existence juridique dédiée (à l'image des acteurs islandais de la géothermie), qui officialiserait la coopération et renforcerait sa visibilité sur les marchés internationaux, par exemple par la mise en valeur d'un label « *made in France* ». Enfin, dans la mesure où il n'existe actuellement pas de turbinière française de taille significative, les acteurs français une fois structurés pourraient renforcer leur coopération avec les turbinières internationales, par exemple dans des projets de recherche en partenariat avec des instituts français, comme cela s'est fait dans le secteur de l'aéronautique avec Airbus.

3.1.2. Accompagnement des entreprises souhaitant se positionner dans l'éolien

Les savoir-faire utiles sur le marché de l'éolien tout au long de la chaîne de valeur sont présents en France (cf. Tâche 2 de cette étude), et la qualité et le caractère innovant des entreprises sont reconnus à l'international. Les groupements d'entreprises existants accompagnent régulièrement des entreprises

souhaitant accéder aux marchés de l'éolien dans leur positionnement et référencement. Les perspectives offertes par l'éolien en mer augmentent les marchés potentiels pour ces entreprises, qu'il sera important de continuer à accompagner. Par ailleurs, les entreprises bénéficiant de la structuration de la filière de l'éolien en mer pourraient également bénéficier de synergies avec le secteur terrestre, dont les procédés de production sont similaires, bien que devant s'adapter à des tailles de composants moindres.

	Développement O&M	Bureaux d'étude	Fabrication / Assemblage	Installation /Démantèlement
Positionnement sur des secteurs d'avenir ¹⁾	<i>Eolien flottant</i> 	<i>Inspection des pales</i> 	<i>Terrestre</i> 	<i>En mer posé & flottant</i>
Activités/ Composants majeurs ²⁾	<i>Pure player maintenance</i> 	<i>Mesures de vent</i> 	<div style="border: 1px solid red; padding: 5px; color: red;">Faible présence sur composants de structure & mécaniques majeurs (pales, moyeux, gearbox, arbres, freins)</div> Composants électriques 	<i>Montage Fondations</i>
Positionnement marqué à l'international ³⁾	<i>Europe</i> <i>Autres continents</i>	<div style="border: 1px solid red; padding: 5px; color: red;">Tous sauf mesures de bruit</div>	Composants de structure 	<i>Transport & fondations</i>

- 1) Les secteurs d'avenir sont ceux qui développent les solutions technologiques les plus avancées
 - 2) Les activités et composants dits "majeurs" sont ceux qui comportent le plus de valeur ajoutée
 - 3) Le positionnement à l'international est considéré comme marqué si plusieurs entreprises françaises sont reconnues et sollicitées par les projets à l'étranger
- Sources: Annuaire Windustry 2014, FEE 2015, sites des acteurs, Analyse E-CUBE Strategy Consultants – Liste non exhaustive

Figure 164 : Segments de la chaîne de valeur de l'éolien occupés par des entreprises françaises

	Composants de structure	Systèmes électriques / électroniques	Systèmes mécaniques		Assemblage	Démantèlement
Fabrication de composants et assemblage	Pales	Système d'orientation	Freins	Multiplicateur	Assemblage	Démantèlement
% CAPEX	22% (2 ^e poste)	3,8% (6 ^e poste)	1,3%	12,9% (3 ^e poste)	NA	NA
Type d'acteurs positionnés (benchmark)	Fabricant de composites, secteur nautique ou automobile	Fabricant de systèmes de contrôles, centrales électriques et bâtiment	Fabricant de divers produits de gestion de la production électrique (arbres, roues, couplages) toutes industries	Fabricants de transmissions mécaniques pour machines outils ou transport	Industriels spécialisés dans les technologies de l'énergie	Sociétés spécialisées dans le rachat et le recyclage des déchets industriels
Exemples d'acteurs français potentiels	 Equipement médical, automobile, industriel, transport	 Contrôles commandes toutes industries et bâtiment	 Forge, fonderie et fabrication additive métallique	 Fabricant de pièces de fonderie ne proposant pas de multiplicateur	 Moteurs à aimant permanent utilisés dans les remontées mécaniques	 Gestion des déchets et démantèlement industriel

Figure 165 : Potentiels de diversification dans l'éolien par certains acteurs français

3.1.3. Stratégies à l'export

La Chine et l'Inde sont deux marchés majeurs de l'éolien, bénéficiant de taux de croissance annuels moyens particulièrement élevés (+34% pour la Chine et +14% pour l'Inde). Or ces marchés sont également difficiles à pénétrer, dans la mesure où les échanges internationaux sont parfois limités (en Chine), et où les fournisseurs locaux sont déjà nombreux.



Plusieurs stratégies pourraient être mises en place pour augmenter la présence des acteurs français sur ces marchés :

- **Le partenariat commercial**, permettant à une entreprise d'avoir accès au marché via un acteur local. Depuis 2015, Vergnet bénéficie ainsi d'un partenariat avec le fabricant chinois Sinovel pour proposer en Chine ses modèles de plus petite puissance. Aujourd'hui cependant, les différences commerciales et de fonctionnement des marchés européens et du marché chinois rendent ces partenariats complexes.
- **Le partenariat de recherche** permet à une entreprise de s'implanter sur un territoire via le transfert de compétence avec les organismes de recherche, les universités et les entreprises locales. GE et Siemens ont ainsi des centres dédiés aux métiers de l'éolien et à la recherche dans ce secteur en Inde ou en Chine. Ce modèle est fortement valorisé sur les marchés considérés, mais ne se traduit qu'indirectement par une création d'emploi dans le pays d'origine, les emplois créés étant principalement localisés dans le pays d'accueil.
-
- **Le déploiement de capacités de production locales** est capitalistique et plus risqué, mais permet de fabriquer ou assembler à moindre prix des composants à destination des marchés locaux et internationaux. Cette stratégie est largement développée par les fabricants de composants et turbiniens locaux (Winergy pour les multiplicateurs, GE pour les pales, Vestas pour les systèmes électriques) qui construisent dans la région mondiale ciblée.
-
- **L'accompagnement qualitatif des PME-ETI** industrielles, dans un objectif de référencement au sein de donneurs d'ordres (turbiniens, sous-traitants de rangs 1, 2, 3).

Accompagné d'entités comme Business France, les groupements d'entreprises pourraient devenir le moteur de telles stratégies pour les acteurs français, en encourageant les liens entre les entreprises et instituts de recherche français et internationaux avec la promotion de ces dernières, et en accompagnant les projets en tant que coordinateur jusqu'à leur réalisation. Un appui de l'Etat pourrait être également envisagé par le biais d'un portage institutionnel.

3.1.4. Diversification du rôle des groupements d'entreprises

Pour améliorer leur soutien aux entreprises françaises dans le cadre de ces stratégies internationales, **les organisations gagneraient à élargir leurs compétences à l'image de la Société allemande pour la Coopération Internationale (GiZ)** : pour soutenir les entreprises allemandes à l'export, celle-ci se positionne comme expert de différents secteurs de l'industrie, et met à disposition de gouvernements ou d'entreprises des consultants spécialisés, qui font la promotion du savoir-faire et de la compétitivité des offres allemandes.

3.2. Le positionnement des entreprises françaises sur des marchés de niche

Alors que le marché des éoliennes « standard » est fortement concurrentiel et dominé par des firmes historiques et mondiales, **des marchés plus restreints et moins occupés représentent un certain potentiel pour des acteurs de plus petite taille et plus récents**. Ces « marchés de niche » sont de vraies opportunités pour les acteurs français, qui ont déjà commencé à s'y positionner, et ont des ambitions internationales grâce à leur positionnement axé sur l'innovation et la qualité :

- **Le moyen éolien (jusqu'à 1 MW) est également peu exploité par les turbiniens internationaux**, qui se concentrent sur les modèles de plus en plus puissants. Or, ces modèles sont particulièrement adaptés à certains projets, notamment dans les pays en développement, dans les zones cycloniques ou dans le cadre de projet de *repowering* sous contrainte de hauteur qui ne permettent pas l'utilisation des modèles de grande taille. **Le français Vergnet s'est positionné sur ce marché, avec pour ambition de localiser en France 50% de la fabrication de ses éoliennes**, et de conquérir des marchés en Afrique, en Amérique du Sud et en Asie.



- **Au sein du marché des grandes éoliennes les moins puissantes (1 à 2 MW), le marché des technologies à entraînement direct est plus restreint que celui des éoliennes utilisant des multiplicateurs**, car il s'applique plus particulièrement à des projets dans des zones bénéficiant de ressources de vents faibles. Par conséquent, peu d'acteurs y sont positionnés, et les grands turbiniers internationaux y ont une offre restreinte. Un nouvel acteur de l'éolien comme POMA-LEITWIND (300 éoliennes installées à ce jour) a ainsi pu se différencier sur ce marché par des modèles de turbines dont la puissance est comprise entre 1 et 3 MW. **La France ayant des conditions de vent adaptées à cette technologie et à une telle gamme, POMA-LEITWIND a choisi d'y localiser son nouveau site de fabrication**, avec pour ambition une part de valeur française supérieure à 50% dans ses éoliennes. Grâce à son positionnement, l'entreprise a pour ambition de concurrencer les grands turbiniers sur leurs marchés, en collaborant efficacement avec ses fournisseurs français.
-
- **La production de certains composants propres à l'éolien flottant n'est pas encore industrialisée, et pourrait permettre à certains acteurs français de se différencier à l'international en gagnant en expérience sur les projets français en cours.** DCNS/Vinci, Bouygues, Ideol, Eiffage et IFPEN, en partenariat avec SBM, proposent ainsi des solutions de fondations flottantes pour les premiers projets ayant remporté les appels d'offres en France. Les éoliennes en mer flottantes à axe vertical qui aujourd'hui sont encore à la phase de prototypage et plus coûteuses que les technologies à axe horizontal, sont un autre choix qui pourraient avoir des avantages en termes de productible et de disponibilité. Le français Nénuphar aujourd'hui est une des seules entreprises positionnées au niveau mondial, et a fabriqué son premier prototype avec 60% de composants localisés en France.
-
- Malgré le fait que les turbiniers maîtrisent le design de la plupart de leurs composants, **il est possible de se différencier sur la fabrication de certains composants** et de leur proposer des alternatives : Freyssinet, positionné dans les constructions en béton, a ainsi conçu des mâts de grande hauteur en cette matière, adaptés aux modèles les plus puissants d'éoliennes, en s'affranchissant de l'utilisation de grues, qu'il propose de manière indépendante aux turbiniers.

3.3. Localisation en France des acteurs internationaux pour l'éolien en mer

Si dans le secteur terrestre, les outils de production des éoliennes en Europe ne sont pas voués à augmenter fortement dans les prochaines années, **le secteur de l'éolien en mer, en forte croissance, va nécessiter des capacités de production supplémentaires, qui auront intérêt à se développer à proximité des parcs installés** en vue de limiter les coûts de transport et de logistique. La France, qui bénéficie d'une position centrale en Europe, et devrait rester le troisième marché de la région pour cette technologie après l'Allemagne et le Royaume-Uni, pourrait représenter une option stratégique pour les acteurs internationaux.

Les premiers appels d'offres, dont les réponses devaient contenir un plan de développement industriel avec un poids de 40% dans la structure d'évaluation³⁶⁷, ont permis ainsi la création d'usines de fabrication de composants dans les régions concernées. Cependant, la tenue des promesses des acteurs concernés devra être confirmée, et l'effet d'entraînement éventuel devra être favorisé pour en maximiser les retours.

³⁶⁷ DGEC, Présentation du cahier des charges du premier appel d'offres pour l'installation de parcs éolien en mer, 2011





Partie 2.B. – Retombées macroéconomiques et emploi sectoriel à long terme associés au déploiement de l'éolien

1. Introduction

Le présent rapport a pour objectif d'évaluer les retombées macroéconomiques nettes à horizon 2050, de différents scénarios (ou variantes) de déploiement de l'éolien, en différentiel les uns par rapport aux autres.

Le rapport décrit tout d'abord le cadrage énergétique général et le scénario de référence qui a été choisi. Il présente ensuite les trois variantes du scénario de référence qui ont été étudiées et qui se distinguent suivant deux axes, la propension à importer de la filière éolienne d'une part et le taux de pénétration de l'éolien en mer d'autre part :

- Imports faibles dans la filière éolienne ;
- Forte pénétration de l'éolien en mer ;
- Forte pénétration de l'éolien en mer et imports faibles dans la filière éolienne.

Le rapport présente enfin les impacts macroéconomiques de ces variantes en comparaison au scénario de référence en termes de production des entreprises, d'emplois, de facture énergétique et donc de consommation, de balance commerciale et de croissance du PIB.

L'analyse présentée dans ce rapport s'appuie sur le modèle macroéconomique ThreeMe.

2. EVALUATION DES RETOMBÉES MACROECONOMIQUES DE LONG TERME

Dans le cadre de ses travaux prospectifs, l'ADEME se propose régulièrement d'évaluer les retombées macro-économiques de long terme associées à l'atteinte d'objectifs ambitieux de transition énergétique.³⁶⁸ Dans le cadre de la présente étude, l'ADEME a souhaité creuser un point qui n'avait pas pu l'être jusqu'à aujourd'hui : quelles seraient les retombées macro-économiques de différents scénarios de déploiement de l'éolien terrestre et en mer, pour lesquels, toutes choses étant égales par ailleurs, nous ferions l'hypothèse d'une structuration accrue de la filière éolienne sur le territoire national (c'est-à-dire d'une propension à importer en diminution) ? Les précédents travaux ne faisaient pas d'hypothèses sur l'évolution de la propension à importer des filières et gardaient cette propension constante sur l'horizon étudié.

Le croisement des hypothèses contrastées sur la pénétration de l'éolien en mer et sur la propension à importer, doit permettre de vérifier si l'impact macro-économique d'une structuration accrue de la filière éolienne, autrement dit une diminution de la propension à importer, compense les effets récessifs du renchérissement du coût de l'électricité induit par le regain d'investissement dans l'éolien en mer.

Afin de procéder à cette évaluation, l'ADEME a utilisé un « modèle macro-économique multisectoriel d'évaluation des politiques énergétiques et environnementales » (ThreeME), qu'elle a conjointement développé depuis 2008 avec l'OFCE (Observatoire Français des Conjonctures Economiques), centre de recherche en économie de Sciences Po. ThreeME est un modèle néo-keynésien multisectoriel qui permet d'apprécier l'effet des mesures de politiques publiques sur la production des entreprises, l'emploi et leurs répercussions sur la consommation, les comptes publics et par conséquent sur le revenu

³⁶⁸ Par exemple, relativement récemment : ADEME. Mix électrique 100% renouvelable à 2050. Evaluation macro-économique. Juin 2016.



national (ou produit intérieur brut - PIB) et leur rétroaction sur le bilan énergétique et les émissions de CO₂. Le travail réalisé recouvre le territoire métropolitain continental uniquement.

L'évaluation macro-économique réalisée à l'aide du modèle ThreeME permet de déterminer les gains ou les pertes économiques générées par les différentes modalités de structuration de la filière éolienne en France, ainsi que par la part de l'éolien en mer dans son déploiement. L'évolution du nombre d'emplois par branche et par filière de production électrique, ainsi que le poids global du secteur énergétique et du vecteur électrique au sein de l'économie peuvent également être appréciés. Les résultats dépendent à la fois des principes de modélisation retenus, du calibrage de l'année de base et d'un certain nombre d'hypothèses complémentaires.

La présente étude reprend le travail d'analyse réalisé autour du scénario Visions ADEME + 80% EnR, qui conduit à un mix électrique composé à 80% d'électricité d'origine renouvelable en 2050, dont 44% d'éolien. Trois variantes de ce scénario ont été conçues puis évaluées, différenciées par le degré de structuration nationale de la filière éolienne ainsi que par le taux de pénétration de l'éolien en mer.

2.1. Un scénario de référence et trois variantes

2.1.1. Un scénario de référence

La variante basse de l'étude « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations »³⁶⁹ (ADEME, 2016), qui conduit à un mix électrique à 80% renouvelable en 2050, donne le cadrage énergétique au scénario de référence auquel les variantes étudiées seront comparées.

Ce scénario étant décrit en détail dans l'étude citée ci-dessus, nous n'en proposons qu'un bref rappel dans le présent paragraphe. La demande d'énergie finale totale est ramenée à 83 Mtep en 2050. 80% de l'électricité consommée (ainsi que 69% de l'énergie) y est tirée de sources EnR, les 20% restant étant fournis par des sources thermiques (fossiles et nucléaire).

	Consommation		Part EnR	
	Energie (finale)	Electricité (finale)	Energie (finale)	Electricité (finale)
Visions + 80% EnRE	83 Mtep	34 Mtep	69%	80%

Tableau 28 : Consommation finale d'énergie et d'électricité et parts EnR, en 2050

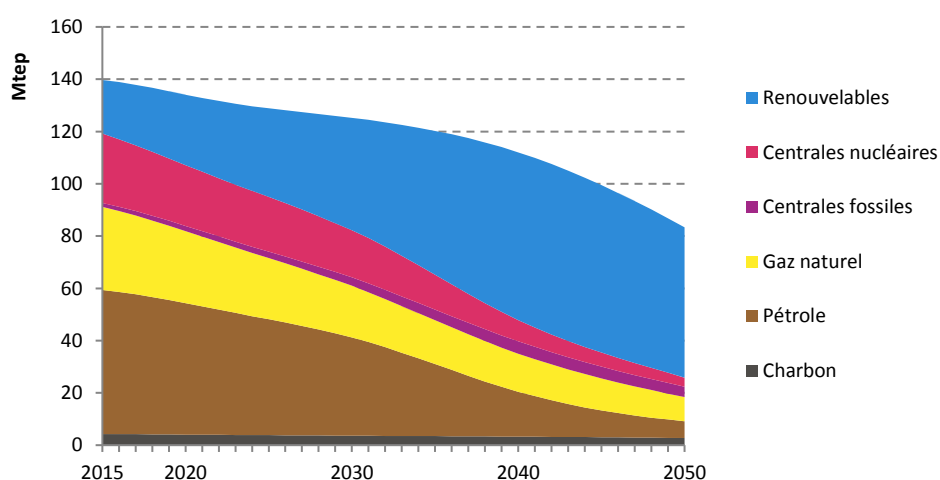


Figure 166: Evolution du mix en Mtep d'énergie finale

³⁶⁹ <http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>



Au sein du mix électrique c'est l'éolien terrestre et en mer qui tient une place centrale, apportant plus de 44% de la production totale d'électricité en 2050, contre 17% pour le solaire photovoltaïque et thermodynamique.

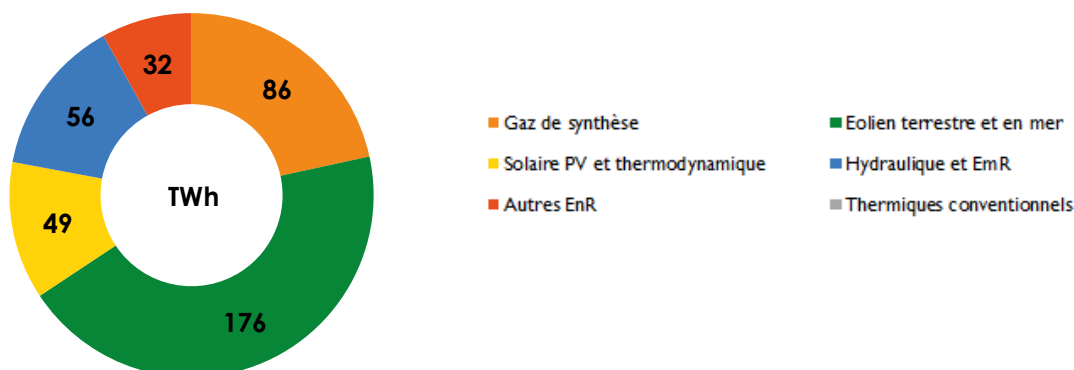


Figure 167 : Mix électrique 80% EnRE

2.1.2. Trois variantes croisant des hypothèses sur la pénétration de l'éolien en mer et une structuration accrue de la filière éolienne française

Trois variantes sont déclinées à partir de ce scénario de référence. Celles-ci se distinguent suivant deux axes :

- La propension à importer de la filière éolienne, estimée à 50% pour le terrestre et 35% pour l'éolien en mer, et ramenée, à horizon 2030, à 10% pour le terrestre et 9% pour l'éolien en mer dans le cas d'une plus structuration française de la filière ;
- Le taux de pénétration de l'éolien en mer, limité à 12% de la production d'électricité éolienne totale dans la version de référence du scénario 80% EnRE, et amenée à 50% à horizon 2050 dans les trajectoires de forte pénétration.

Le Tableau 29 résume les principales hypothèses qui distinguent les différentes variantes.

		Cadrage énergétique	
		Eolien en mer bas	Eolien en mer haut
Cadrage filière	Pas de structuration de la filière FR	<p>Scénario de référence</p> <ul style="list-style-type: none"> • Part de l'éolien en mer dans l'électricité éolienne à 12% et coût moyen pondéré du MWh éolien bas ; et • Propension à importer de la filière éolienne constante par rapport à l'historique (50% pour le terrestre et 35% pour le maritime). 	<p>Scénario « Maritime »</p> <ul style="list-style-type: none"> • Part de l'éolien en mer dans l'électricité éolienne à 50% et coût moyen pondéré du MWh éolien élevé ; et • Propension à importer de la filière éolienne constante par rapport à l'historique (50% pour le terrestre et 35% pour le maritime).
	Structuration accrue de la filière FR	<ul style="list-style-type: none"> • Scénario « Imports faibles » • Part de l'éolien en mer dans l'électricité éolienne à 12% et coût moyen pondéré du MWh éolien bas ; et • Propension à importer de la filière éolienne en diminution (10% pour le terrestre et 9% pour l'éolien en mer). 	<ul style="list-style-type: none"> • Scénario « Maritime - imports faibles » • Part de l'éolien en mer dans l'électricité éolienne à 50% et coût moyen pondéré du MWh éolien élevé ; et • Propension à importer de la filière éolienne en diminution (10% pour le terrestre et 9% pour l'éolien en mer).

Tableau 29 : Description des 4 scénarii de déploiement de l'éolien à horizon 2050



Les hypothèses concernant l'intensité du déploiement de l'éolien en mer conduisent à une composition différenciée de la production d'électricité d'origine éolienne selon les variantes. La part de l'éolien en mer permet d'établir un coût moyen de production du MWh éolien, pondéré pour la part occupée par l'éolien en mer, distincte pour chaque variante. Cette estimation, conjuguée aux chroniques de déploiement du scénario 80% EnRE, permet ensuite d'établir les chroniques d'investissements qui permettent de représenter explicitement chacune des variantes dans le modèle ThreeMe.

Si on croise en suite ces informations avec la propension à importer (hors exploitation-maintenance) de la filière, on peut faire apparaître la part des investissements qui correspond à de l'activité domestique, et celle qui correspond à de l'activité étrangère.

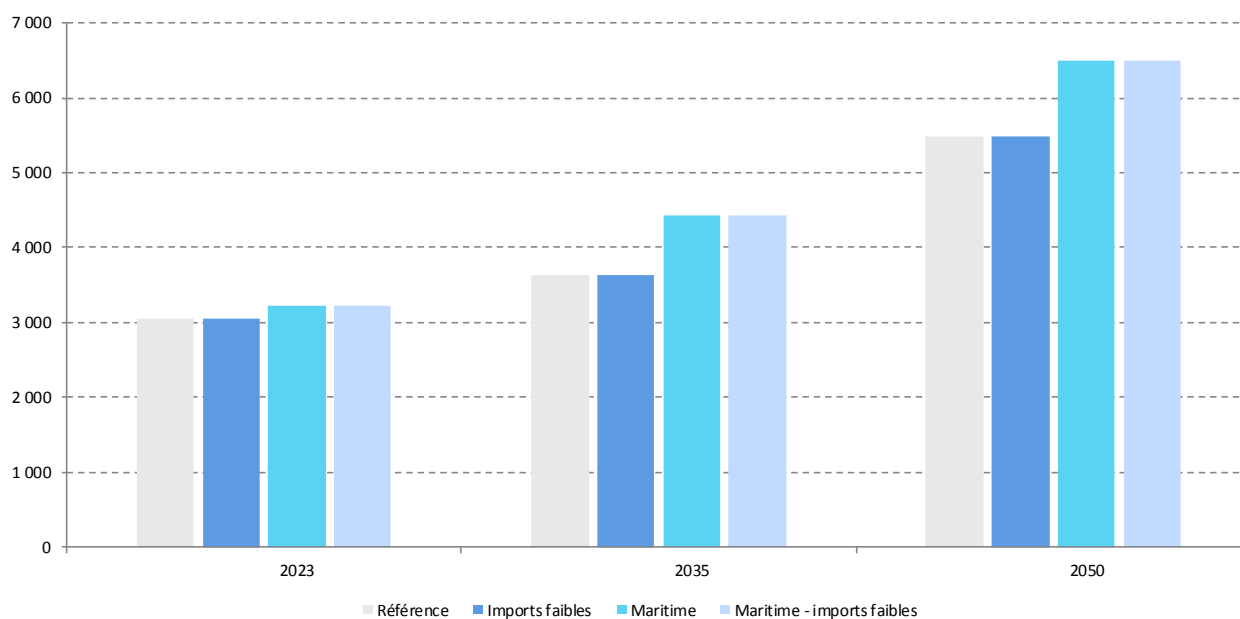


Figure 168 : Trajectoire de CAPEX éolien (en millions d'euros) par scénario

En raison de coûts d'investissement plus élevés par MWh, la pénétration de l'éolien en mer conduit à une trajectoire d'investissement plus importante pour les scénarios « Maritime ». En 2050, ce surcoût se traduit par un supplément d'approximativement 6,5 Mds€ contre 5,5 Mds€ pour le scénario de référence, soit une hausse du besoin d'investissement de presque 20%.

2.2. Résultats : des retombées macro-économiques contrastées mais faibles

2.2.1. Des impacts sur le PIB extrêmement faibles

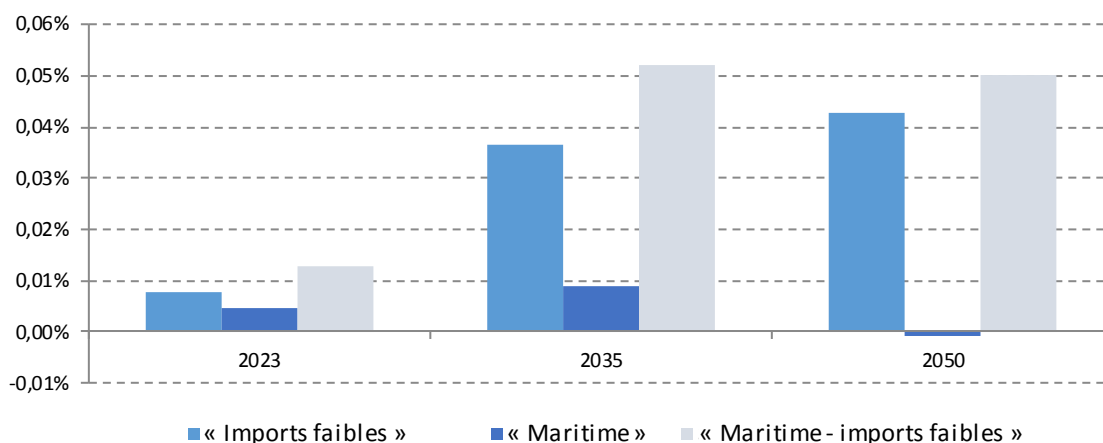


Figure 169 : Evolution du PIB (écart au scénario de référence)

Les impacts sur le PIB des différentes variantes s'avèrent extrêmement faibles, y compris au maximum de leur amplitude, entre 0,01% et 0,04% de point de PIB (soit quelques *centièmes* de pourcentage de PIB). Il faut donc avant tout souligner que ni la localisation de la filière éolienne, ni la part de l'éolien en mer ne modifient profondément le coût et les bénéfices macroéconomiques attendus du scénario de référence.

Toutefois, une analyse détaillée de ces impacts très minimes révèle deux enseignements principaux. Tout d'abord, la réduction du taux d'import de la filière éolienne – et donc sa plus grande localisation sur le territoire national – conduit à un impact expansif sur l'économie française. A contrario, l'accroissement de la part de l'éolien en mer, toutes choses égales par ailleurs, renchérit très légèrement le coût du scénario – si bien que lorsque cette pénétration plus importante se conjugue avec une propension à importer de la filière éolienne inchangée, l'impact macroéconomique global devient légèrement négatif, à moins d'un centième de point de PIB.

Une fois encore, il convient toutefois de relativiser l'importance de cet impact très légèrement récessif, dont la magnitude n'est quasiment pas mesurable. Il faut enfin souligner que cet effet est intégralement compensé dans le cas d'une structuration de la filière sur le territoire national – la plus forte pénétration de l'éolien en mer conduisant alors à l'inverse à un léger gain de PIB.

2.2.2. Les impacts sur le PIB reflètent l'évolution de la balance commerciale

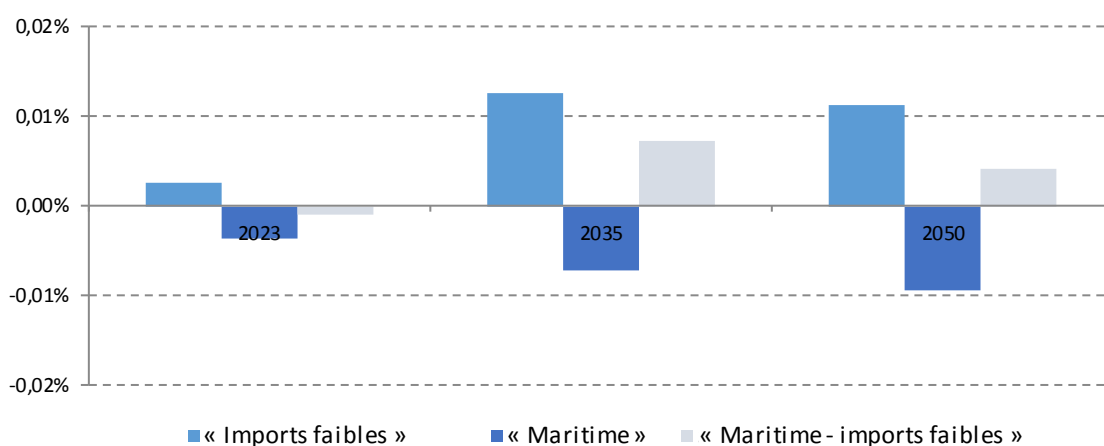


Figure 170 : Balance commerciale (écart au scénario de référence en % de PIB)

L'évolution de la balance commerciale explique la quasi-totalité des impacts mineurs constatés précédemment sur le PIB. Dans le scénario « Imports faibles », une meilleure structuration de la filière éolienne en France conduit à produire une plus large part de la capacité à installer sur le territoire national, et réduit donc nos besoins d'importation : le déficit commercial se réduit et la balance commerciale s'améliore.

A l'inverse, le surcoût occasionné par le recours à l'éolien en mer se traduit par une dégradation de la balance commerciale si celui-ci n'est pas accompagné par une structuration accrue de la filière éolienne en France. Toutefois, les impacts estimés sont une fois encore d'une magnitude très limitée, en deçà du centième de point de PIB : ni la structure de la filière éolienne nationale, ni un recours important à l'éolien en mer ne viennent remettre en cause la viabilité macroéconomique du scénario de référence telle qu'estimée lors de la précédente étude.



2.2.3. Une évolution de l'emploi contrastée

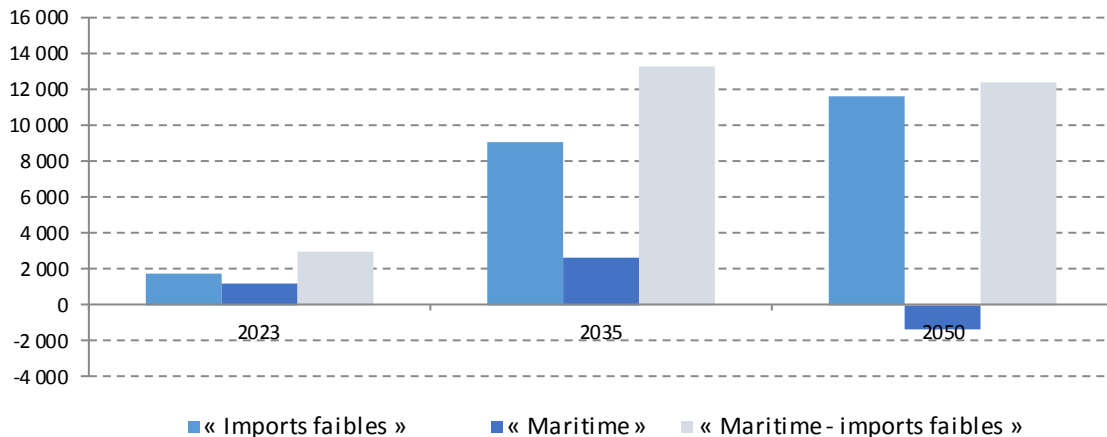


Figure 171 : Emploi net (en équivalent temps plein (ETP), en écart au scénario de référence)

La localisation de la filière éolienne en France est créatrice d'emplois. L'examen des trois variantes révèle que jusqu'à 13 000 ETP pourraient être créés au plus fort de l'intensité du déploiement de la filière entre 2030 et 2035 dans le cas le plus favorable. Le choix de l'éolien en mer n'est facteur d'expansion de l'emploi salarié que s'il est combiné avec une localisation accrue de la filière en France.

En revanche, malgré un impact positif au pic de déploiement autour de 3 300 emplois, une plus forte pénétration de l'éolien en mer sans structuration d'une filière nationale conduit à une réduction limitée de l'emploi salarié de l'ordre de 3 500 ETP en fin de période. Cet impact sur l'emploi reflète directement la très modeste réduction de PIB observée dans la section précédente.

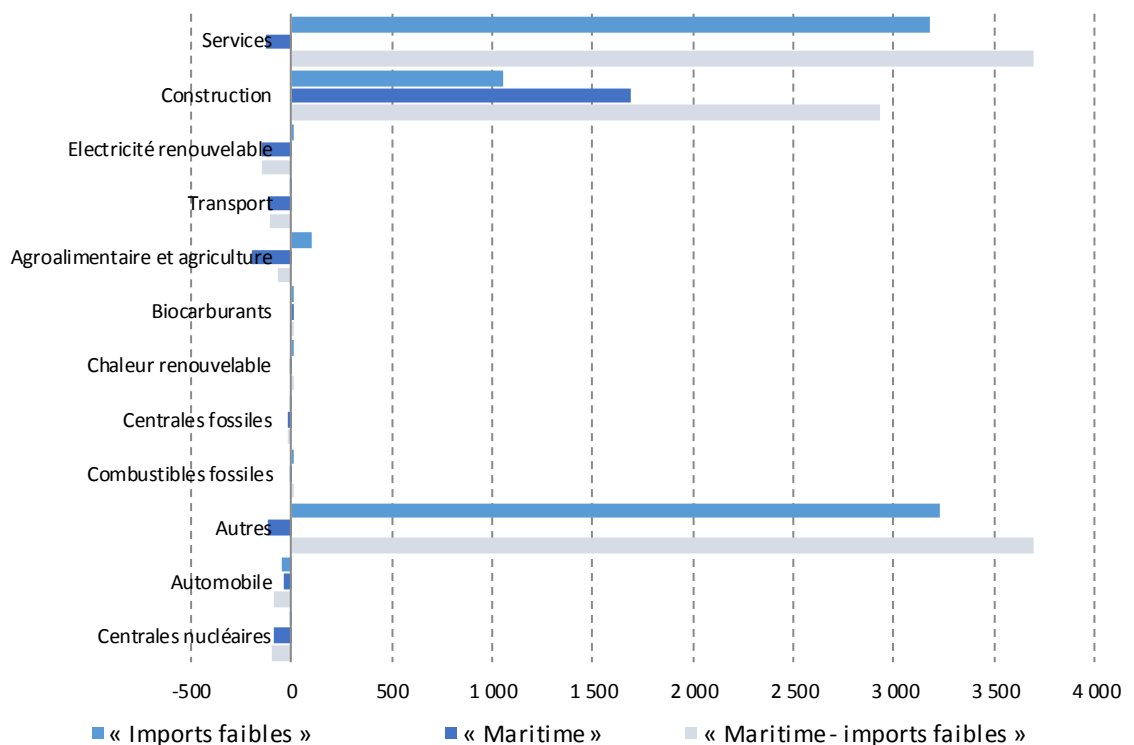


Figure 172 : Emploi sectoriel net en 2030 (ETP, en écart au scénario de référence)

En termes d'impacts sectoriels, les services, la construction et les industries manufacturières (ici regroupées sous le label « Autres » au sein de la Figure 172) sont les principaux bénéficiaires d'une structuration accrue de la filière éolienne en France. Il convient toutefois de souligner à nouveau la



modestie des impacts mesurés, ne dépassant pas de 3 000 à 3 500 emplois dans les secteurs les plus favorisés au plus fort de l'effort de développement de la filière en 2030.

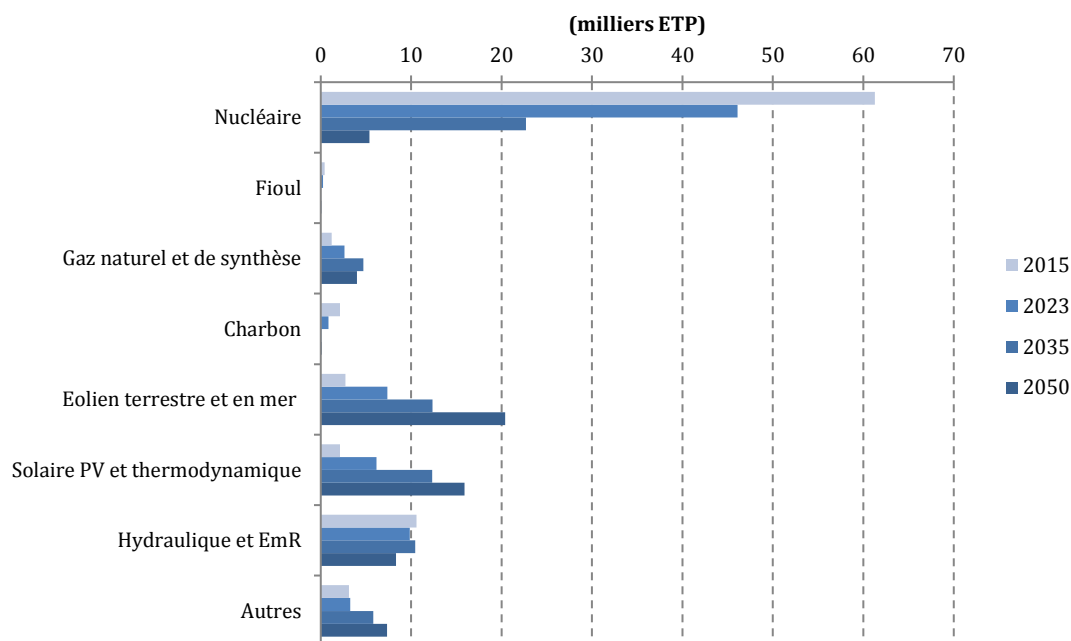


Figure 173 : Evolution de l'emploi total par filière électrique³⁷⁰ dans la scénario « Imports faibles »

Enfin, un focus sur les différentes filières du secteur électrique révèle une redistribution progressive de l'emploi conforme aux conclusions de l'étude « Evaluation Macro-Économique Mix Électrique 100% Renouvelable à 2050 ». La filière nucléaire voit le nombre total d'emplois d'exploitation-maintenance réduit à moins de 10 000 ETP à l'horizon 2050, quand les secteurs éoliens et solaires dépassent les 20 000 et 15 000 ETP d'exploitation-maintenance respectivement en fin de scénario – contre moins de 3 000 postes en 2015.

2.2.4. Un très léger renchérissement du prix de l'électricité

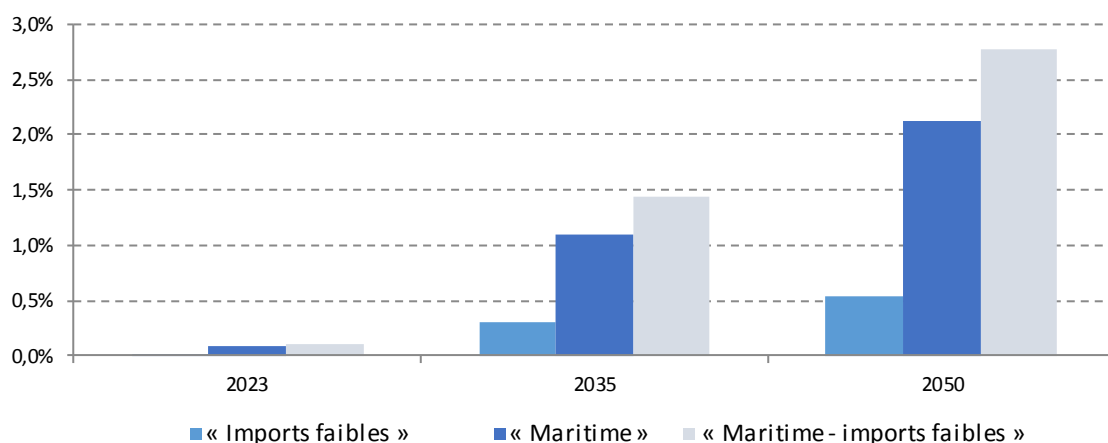


Figure 174 : Evolution du prix TTC de l'électricité (en écart au scénario de référence)

On observe un prix de l'électricité très légèrement plus élevé dans chacune des variantes. Cette augmentation reste toutefois très contenue, même dans le cas d'une forte pénétration de l'éolien en mer où l'augmentation ne dépasserait pas 2,8% en 2050. Une plus grande localisation de la filière en

³⁷⁰ Ces estimations ne comprennent que les ETP impliqués dans l'exploitation et la maintenance, à l'exclusion des emplois occasionnés par les investissements notamment. En particulier, les activités de démantèlement et de stockage des déchets nucléaires ne sont pas intégrées à la modélisation faute d'estimation fiable.



France conduit également à un renchérissement quasi négligeable comme l'illustre son très faible impact sur le coût de l'électricité.

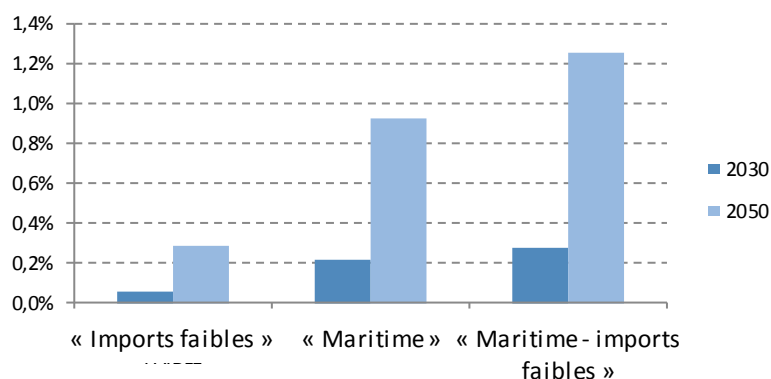


Figure 175 : Evolution de la facture énergétique des ménages (en écart au scénario de référence)

Le choix d'une production nationale de matériel éolien, tout comme le recours accru aux installations en mer ne constituent donc pas une menace pour la compétitivité du prix de l'électricité en France. Même le choix d'une pénétration accrue de l'éolien en mer et avec une production de turbines localisée principalement sur le territoire national ne conduirait qu'à une augmentation de la facture énergétique des ménages de 1,2% en 2050. Ces augmentations très marginales sont par ailleurs largement à relativiser : celles-ci s'inscrivent en effet en différentiel au scénario de référence qui intègre déjà une quasi division par deux de la facture énergétique des ménages à l'horizon 2050 par rapport à un contrefactuel « business-as-usual ».

2.2.5. Des recettes fiscales locales en hausse via l'IFER

L'éolien, comme toute activité économique implantée sur un territoire, génère des revenus fiscaux locaux : taxes foncières, contribution économique territoriale (CET) et imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)³⁷¹. L'IFER, créée par la loi de finance de 2010, constitue la principale composante des revenus fiscaux éoliens terrestres perçus par les collectivités locales, à près de 65% du total de ces revenus.³⁷² Nous avons donc voulu estimer ce que ces scénarios de déploiement éolien pourraient représenter en termes de recettes fiscales collectées via l'IFER pour les collectivités.

L'IFER est payé annuellement par l'exploitant et son montant est un montant forfaitaire en kW de puissance électrique installée. Le montant forfaitaire est établi chaque année par voie réglementaire : il a augmenté graduellement depuis 2010, suivant un taux proche de celui de l'inflation, passant de 7 000 €/MW en 2010 à 7 340 €/MW en 2016. La taxe sur les éoliennes maritime (TEM) est quant à elle fixée à 14 813 €/MW installé.

³⁷¹ La taxe sur les éoliennes maritimes constitue l'équivalent pour l'éolien en mer, de l'IFER pour l'éolien terrestre.

³⁷² AMORCE. Fiscalité éolienne : règles générales et répartition au sein du bloc communal. Septembre 2016



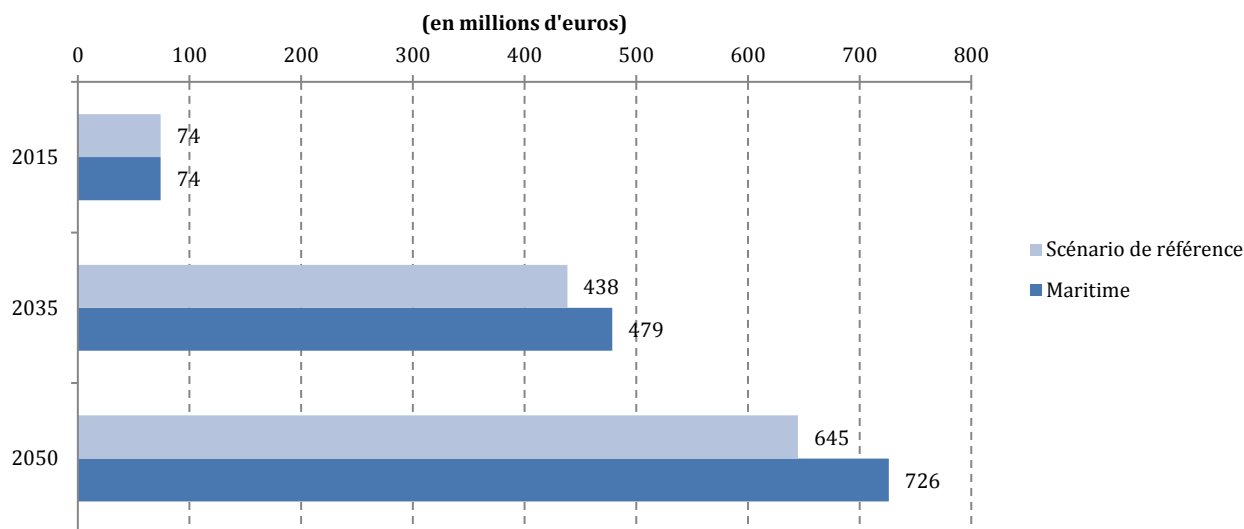


Figure 176 : Volume d'IFER et TEM (millions d'euros)

En supposant que les taux de ces deux taxes restent stables en € constants sur la période, les recettes fiscales associées pour les collectivités locales devraient être en forte hausse sur la période. Le taux de pénétration de l'éolien en mer a un impact limité sur le montant global des recettes sur la période (+9,3% en 2035 et +12,6% en 2050, dans le scénario Maritime), mais impacte fortement la répartition de ces recettes entre l'IFER et la TEM. Dans le scénario de référence les recettes IFER et TEM sont de 645 M€ à horizon 2050, soit presque 800% d'augmentation par rapport à 2015, et la part de la TEM dans les recettes totales est de 16%. Dans le scénario « Maritime » les recettes supplémentaires sont de 726 M€, soit quasiment 900% d'augmentation, et la part de la TEM dans le total est de 58% en fin de période.

3. EMPLOI DANS LA FILIERE : PROJECTIONS SECTORIELLES A LONG TERME

Les sections suivantes sont consacrées à une présentation de projections concernant les emplois associés à la filière éolienne française, dans le cadre de différents scénarios de déploiement de la filière. Ces emplois sont répartis selon :

- les emplois directs³⁷³ dans chaque maillon de la chaîne de valeur,
- les emplois indirects³⁷⁴ générés par l'activité de chaque maillon de la chaîne de valeur.

L'analyse conduite adopte une approche sectorielle qui ne vise donc pas à tirer d'enseignement sur le niveau global de l'emploi ou sur le niveau d'emploi dans d'autres filières et secteurs d'activité. Notons que les emplois liés aux exportations sont exclus de ces évaluations, car les incertitudes entourant le niveau des exportations de la filière à moyen et long terme sont importantes et difficilement quantifiables.

Par ailleurs, la structure de coûts, les ratios d'ETP et les propensions à importer par maillons de la chaîne de valeur retenus pour estimer les ETP de l'éolien en mer, correspondent à des valeurs estimées pour l'éolien en mer posé. Nous ne disposons pas des données à ce stade pour intégrer l'éolien flottant de manière explicite et contrastée dans les projections réalisées.

³⁷³ Emplois liés aux effets directs du déploiement et de l'exploitation des parcs éoliens en France, sur les différents maillons de la chaîne de valeur considérés comme spécifiques à la filière éolienne : développement de projets et études, fabrication de composants, assemblage, transport, génie civil, montage, exploitation, et maintenance

³⁷⁴ Emplois liés aux consommations intermédiaires non-spécifiques, c'est-à-dire entrant comme biens et services consommés par les maillons compris dans les effets directs.



3.1. Description de l'approche

L'évaluation des emplois directs et indirects est issue du modèle IN NUMERI, dont le principe est exposé en annexe 7 et 8.

Les trajectoires d'investissements annuels sont basées sur les hypothèses d'évolutions du productible et du rythme annuel d'installations de MW d'éolien terrestre, d'une part, et d'éolien en mer, d'autre part, présentées en **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ci-dessous. Il est important de noter que les rythmes annuels d'installations incluent le renouvellement des puissances arrivant en fin de vie : en supposant une durée de vie de 20 ans, le renouvellement représente environ la moitié des investissements en 2050. Ces hypothèses sont cohérentes avec le cadrage énergétique de l'évaluation macroéconomique discutée dans les sections précédentes.

Ce cadrage énergétique contient deux variantes :

- Une variante « éolien en mer bas » dans laquelle la part de l'éolien en mer dans la production d'électricité éolienne atteint 12% à horizon 2050 ; et
- Une variante « éolien en mer haut » dans laquelle celle-ci atteint 50% de la production d'électricité éolienne à l'horizon 2050.

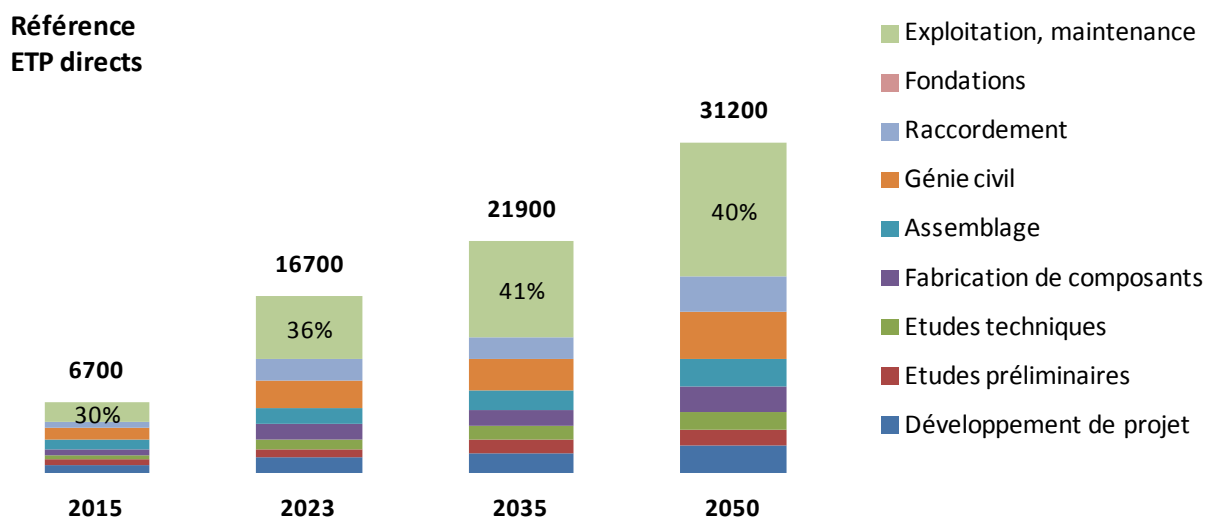
Sur la base de ce cadrage énergétique, quatre scénarii sont analysés, à partir d'un croisement de ces deux variantes avec des variantes portant sur le taux d'importation. Dans le premier cas, on suppose le taux d'importation des deux filières terrestre et en mer constant sur la période considérée : 50% pour le terrestre, 35% pour l'éolien en mer. Dans le deuxième cas, on suppose un taux d'importation qui décroît à horizon 2030, pour se stabiliser sur la période 2030-2050, à 10% pour le terrestre, 9% pour l'éolien en mer, traduisant une montée en charge d'usines locales, ainsi que des prestataires maritimes pour répondre aux besoins des investissements et de la maintenance.

Eolien en mer bas	2015	2023	2035	2050
Productible en TWh				
Terrestre	15.7	46.7	105.0	151.7
En mer posé	0.0	4.4	14.5	20.8
Puissances installées en GW				
Terrestre	1	1.6	2,6	3,4
<i>Dont repowering</i>	0	0	0,7	1,7
En mer posé	0.0	0.3	0.2	0.4
<i>Dont repowering</i>	0	0	0	0,2
Total	1	1.9	2.8	3.8
<i>Dont repowering</i>	0	0	0.7	1,9

Eolien en mer haut	2015	2023	2035	2050
Productible en TWh				
Terrestre	15.7	40.3	69.8	86.2
En mer posé	0.0	10.8	49.7	86.2
Investissements en termes de GW installés				
Terrestre	1	1	1,5	1,4
<i>Dont repowering</i>	0	0,7	0,7	0,7
En mer posé	0	0,6	1	1,4
<i>Dont repowering</i>	0	0	0,7	0,7
Total	1	1,6	2,5	2,8
<i>Dont repowering</i>	0	0,7	1,4	1,4

Figure 177 : Hypothèses d'évolution des investissements et productibles dans les filières éoliennes terrestres et en mer posé selon les scenarii.

3.2. Evolution des ETP directs à horizon 2050 suivants différents scénarios de déploiement et de structuration de la filière



Note : les activités de « Fondations » comprennent les activités de fabrication et de pose des gros composants de fondations de l'éolien posé. Pour le scénario de référence, il a été supposé que ces travaux très spécialisés nécessitent l'intervention de spécialistes étrangers. Les activités de pose des fondations des éoliennes terrestres sont comprises dans « Génie civil ».

Figure 178 : Evolution des emplois directs par maillon dans les filières éoliennes dans le scenario de référence.

Dans le scenario de référence, les emplois directs liés aux activités éoliennes, hors exportation, pourraient passer de 6 700 ETP en 2015 à 31 200 ETP à l'horizon 2050, soit un quasi quintuplement. La part de ces emplois associée aux activités d'exploitation-maintenance passerait elle de 30% à 40% sur la période. Parmi les emplois liés aux investissements, les deux principaux gisements d'emplois sont les activités de génie civil et de raccordement, car les activités de fabrication de turbines sont historiquement faibles en France. Rappelons cependant qu'il existe actuellement un nombre non négligeable d'emplois dans les activités de fabrications de composants destinés à être exportés, non présents dans le schéma ci-dessus.

Les trois scénarios alternatifs aboutissent chacun à des niveaux d'emploi dans la filière qui sont supérieurs à ce qui est estimé pour le scenario de référence.

Maritime ETP directs

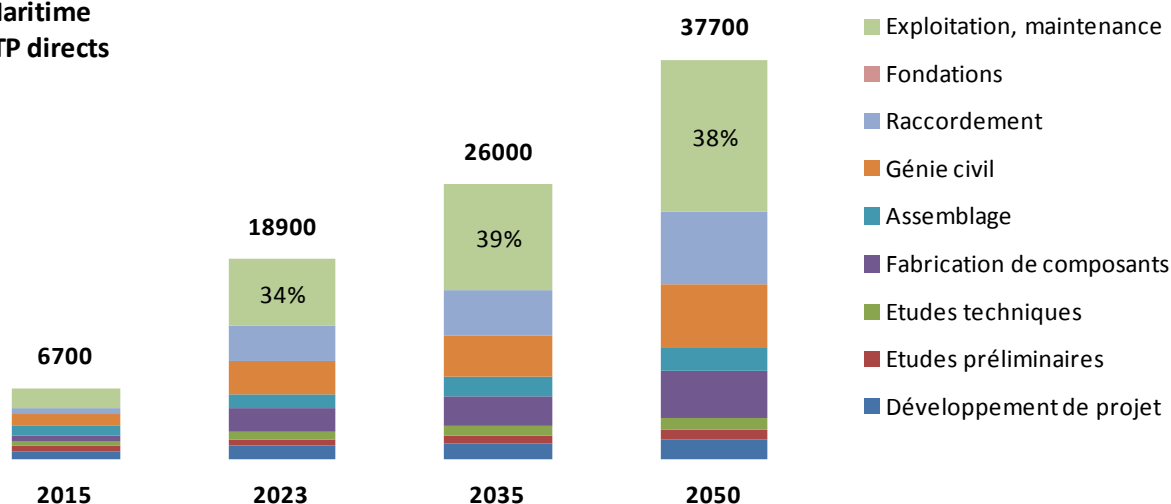


Figure 179 : Evolution des emplois directs par poste dans les filières éoliennes dans le scénario « maritime ».

L'installation d'éoliennes en mer implique un coût d'investissement plus élevé (en €/TWh) et surtout une structure de coût où les travaux d'études préliminaires, de construction et raccordement l'emportent très largement sur les coûts de matériel éolien lui-même. Or, ces activités sont majoritairement réalisées par des entreprises françaises. Le taux d'importation global de l'éolien en mer est historiquement inférieur à celui de l'éolien terrestre. De plus, des usines sont déjà implantées dans l'Ouest de la France pour répondre à une demande de composants et turbines d'éoliennes en mer, emplois pris en compte dans le modèle. Globalement, on aboutit dans le scénario « Maritime » à 38 000 ETP directs à l'horizon 2050, soit 6 500 emplois supplémentaires par rapport au scénario de référence.

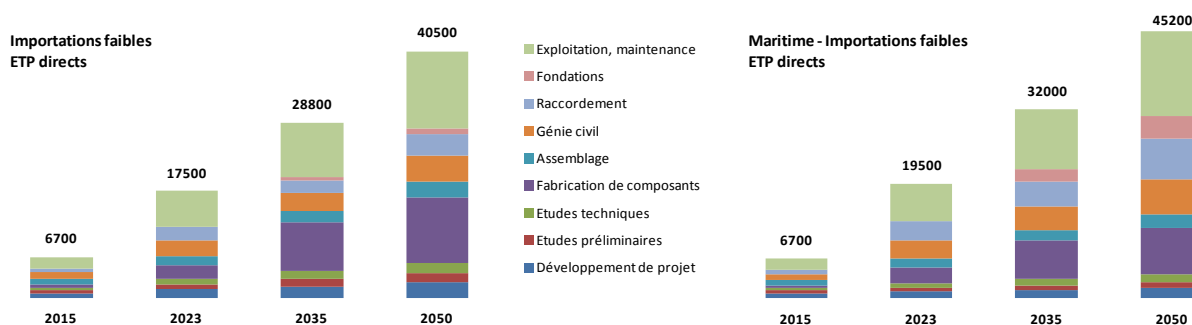


Figure 180 : Evolution des emplois directs par poste dans les filières éoliennes dans les scénarii avec restructuration de la filière

L'hypothèse d'une structuration accrue de la filière avec localisation progressive de la production à l'horizon 2015 conduit à créer un nombre important d'emplois dans la filière éolienne, principalement dans la fabrication de composants. Le scénario « Imports faibles » aboutit à un niveau d'emploi dans la filière de 40 500 ETP directs à horizon 2050, soit 9 300 ETP supplémentaires par rapport au niveau de l'emploi dans le scénario de référence. Le scénario « Maritime – imports faibles » aboutit quant à lui à 45 200 ETP directs, soit 7 300 ETP directs supplémentaires par rapport au scénario « Maritime », principalement dans la fabrication d'éoliennes ainsi que dans la fabrication de fondations.

La conjonction d'une structuration accrue de la filière et d'une part importante de l'éolien en mer posé pourrait donc être à l'origine d'une croissance de presque 700% de l'emploi de la filière éolienne, soit à horizon 2050 14 000 ETP supplémentaires par rapport à l'emploi direct dans le scénario de référence. Au-delà du niveau de l'emploi on voit aussi la répartition de ces emplois par maillon évoluer fortement d'un scénario à l'autre à horizon 2050 : en proportion l'emploi associé à l'exploitation-maintenance, au développement de projet et aux études est plus faible passant de 59% dans le scénario de référence, à 41% dans le scénario « Maritime – imports faibles » ; les emplois associés aux activités de génie civil et raccordement augmentent légèrement, passant de 25% à 28% ; les emplois industriels associés à la fabrication de composants et à l'assemblage des fondations et des turbines, en revanche,



passent de 16% à 31%. La structuration accrue de la filière bénéficiera donc avant tout aux activités industrielles de la filière.

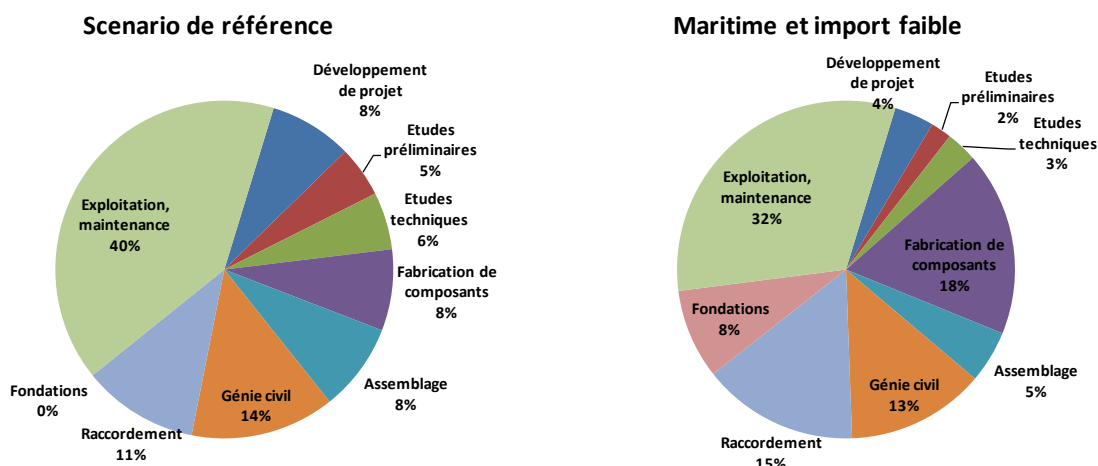


Figure 181 : Comparaison de la répartition des emplois directs par poste entre le scénario de référence et le scénario « maritime et faibles importations »

3.3. D'un triplement à un quintuplement des ETP directs et indirects éoliens à horizon 2050

Les évaluations précédentes décrivaient les seuls emplois directs de la chaîne de valeur. Si l'on élargit le périmètre de l'analyse aux emplois indirects associés au marché éolien français, c'est-à-dire aux emplois nécessaires à la production de l'ensemble des consommations intermédiaires nécessaires au déploiement et à l'exploitation-maintenance du parc français, à l'horizon 2050, dans le scénario de référence, la filière éolienne pourrait représenter 60 000 ETP directs et indirects, dont 29 000 ETP dans l'exploitation et la maintenance et 31 000 ETP dans les activités liées à la phase d'investissements (hors activités orientées à l'exportation).

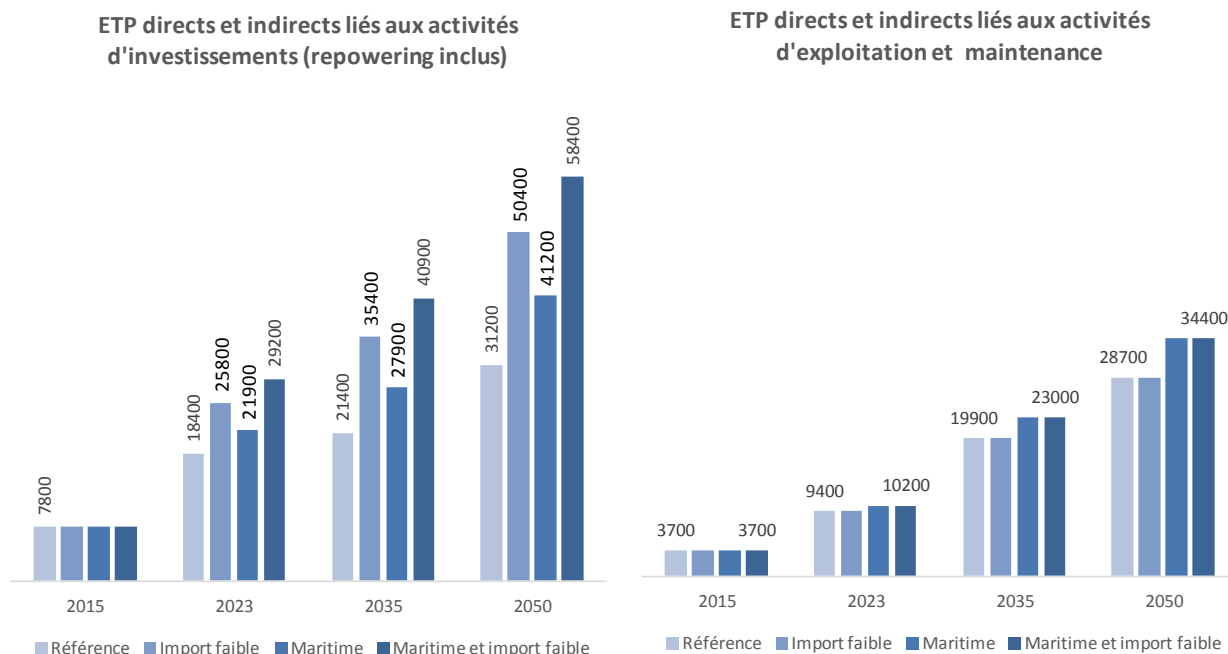


Figure 182 : Evolution des ETP directs et indirects liés aux investissements et à l'exploitation-maintenance, par scénario



La structuration accrue d'une filière domestique, d'une part, et la proportion plus importante d'éolien en mer, d'autre part, ont tous les deux un effet à la hausse sur les emplois directs et indirects dans la filière :

- le scénario « import faible » conduit à une hausse des ETP totaux de 19 000 à l'horizon 2050 par rapport au scénario de référence
- le scénario « Maritime » conduit quant à lui à une hausse de 16 000 ETP

Il faut noter que ces deux hausses comparées ne portent pas sur des emplois de même nature. Dans le premier cas, ce sont uniquement les emplois liés aux investissements qui sont favorisés, dans le deuxième cas, le gain porte également sur l'exploitation et la maintenance.

Enfin, si on cumule une structuration accrue de la filière à une pénétration plus importante de l'éolien en mer, une hausse encore plus importante de l'emploi de la filière est observable. Sous ces hypothèses, les ETP associés au marché éolien domestique français pourraient s'élever, à horizon 2050, à environ 93 000 ETP directs et indirects, soit 33 000 de plus que dans le scénario de référence. Parmi ces ETP filière supplémentaires, 27 000 seraient associés à des activités d'investissement et 6 000 seraient associés aux activités d'exploitation-maintenance.

Selon le scénario considéré, et sachant que le marché éolien domestique représente aujourd'hui 11 500 ETP directs et indirects, on pourrait donc assister à une multiplication des ETP par un facteur de 5 voire 8, à horizon 2050. Et c'est sans compter les ETP associés à la production d'équipements destinés aux marchés exports qui représentent aujourd'hui 6 500 ETP directs et indirects. Aucune projection sur les ETP associés à la production exportée n'est réalisée en raison d'incertitudes trop élevées.



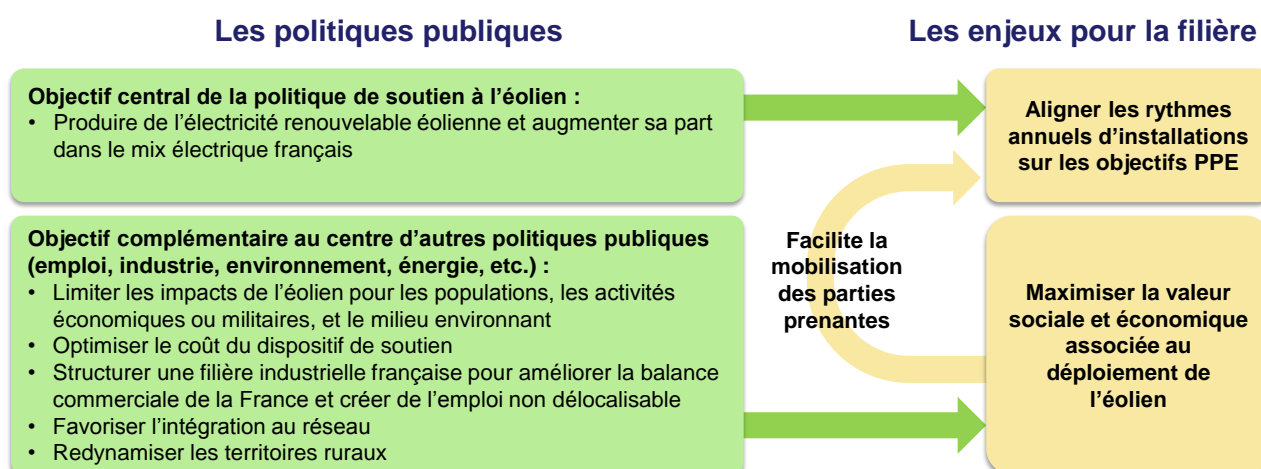
Partie 3 – Stratégie et plan d’actions ADEME pour l’éolien

Introduction

Le présent rapport constitue le troisième volet de l’ « Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie » et s’appuie sur les constats et analyses prospectives produites dans les rapports précédents. Sur la base d’un bref rappel du contexte et des grands objectifs de la politique de soutien à l’éolien, il se donne pour objectif d’accompagner les décideurs politiques et la filière dans l’élaboration et la mise en place d’actions venant compléter la politique publique de soutien à l’éolien en identifiant les leviers devant permettre : (1) l’augmentation du rythme annuel d’installation de MW éoliens pour les aligner sur les objectifs fixés pour la filière à moyen et long terme (objectifs PPE) ; et (2) la maximisation de la valeur sociale et économique sur le territoire français.

En effet, au-delà d’un objectif d’installations de MW et de production d’électricité éolienne, la politique de soutien à l’éolien s’est progressivement enrichie, au cours des 15 années de politique de soutien, d’objectifs complémentaires, en accord avec les objectifs d’autres politiques publiques (défense, santé, prévention des risques et protection de l’environnement) de la France (se référer au rapport 1.B de la présente étude).

Ces objectifs de la politique de soutien à l’éolien, représentés dans le schéma ci-dessous, peuvent être rattachés à des enjeux d’alignement des rythmes annuels d’installation de MW éoliens sur les objectifs PPE, d’une part, et de maximisation de la valeur sociale et économique, sur le territoire, à l’échelle nationale et locale, d’autre part.



Pour chacun des leviers identifiés, des actions concrètes, pouvant être portées ou mises en œuvre par l’ADEME, sont ensuite proposées. Cette étape a fait l’objet d’un **atelier élargi avec le comité de pilotage de l’étude et des intervenants extérieurs**³⁷⁵, afin de co-construire un *Plan d’actions ADEME pour l’éolien*. Lors de cet atelier 3 thématiques ont fait l’objet de discussions :

- Gouvernance nationale et régionale de la politique de soutien à la filière ;
- Observation, suivi, retours d’expérience et valorisation ; et
- Mobilisation des parties prenantes à la politique de soutien.

Le *Plan d’actions ADEME pour l’éolien* est structuré autour de trois volets :

³⁷⁵ Acteurs faisant partie du comité de pilotage de l’étude (hors ADEME) et présents à l’atelier : Direction Générale de l’Energie et du Climat, Direction Générale de la Prévention des Risques, Direction Générale des Entreprises, France Energie Eolienne, le Syndicat des Energies Renouvelables. Acteurs extérieurs au comité de pilotage présents à l’atelier : Direction générale de la performance économique et environnementale des entreprises, Energie Normandie, Wind4Futur, Cluster Eolien Aquitain, NATIXIS, Association des régions de France, France Nature Environnement, la Ligue de Protection des Oiseaux, le Muséum national d’histoire naturel.



- Des actions portant sur la gouvernance générale de la filière, aux niveaux national et régional, pour offrir un cadre plus formalisé de dialogue entre les différentes parties prenantes (section 1) ;
- Des actions visant un alignement des rythmes annuels d'installation de MW éoliens sur les objectifs PPE (orientation stratégique n°1) ;
- Des actions visant une maximisation de la valeur sociale et économique sur le territoire national (orientation stratégique n°2).

Chacune des deux orientations stratégiques (sections 2 et 3) est découpée en axes de travail puis en leviers. Enfin, chaque levier est lui-même décliné en actions concrètes. Ce sont d'abord les actions récentes ou en cours de mise en œuvre qui sont identifiées car il est essentiel de repartir des évolutions déjà en cours. Ensuite, de nouvelles actions sont identifiées. Pour chacune des nouvelles actions présentées, une fiche descriptive précise la sous-filière (terrestre, en mer posé ou flottant) et le maillon de la chaîne de valeur sur lesquels il s'agit d'intervenir, les entités pilote/partenaires/bénéficiaires, le niveau de complexité et de priorité de l'action, les moyens nécessaires, les horizons de réalisation et de matérialisation des impacts, et les impacts attendus.

Il est important de noter que certains des leviers identifiés ci-dessous pourraient être associés également à l'une ou l'autre des deux orientations. En particulier, la meilleure appropriation des projets et de leurs retombées par les acteurs territoriaux (revenus du travail ou du capital, emploi, recettes fiscales, ou montée en compétences) peut être considérée comme un moyen d'augmenter l'adhésion des territoires aux projets EnR et donc d'en faciliter l'intégration locale. Ce levier facilite l'alignement des rythmes annuels d'installation sur les objectifs PPE. Mais cette meilleure appropriation peut également être considérée comme une finalité en soi, dans la mesure où elle peut favoriser une appropriation des enjeux de la transition énergétique par le plus grand nombre, au-delà de la seule filière éolienne, et être source de montée en compétences et de revitalisation de certains territoires.



1. ACTIONS A COMPLETER LES INSTANCES DE GOUVERNANCE ET DE DIALOGUE STRATEGIQUE DE LA FILIERE

Dans le cadre de la présente étude, un atelier, rassemblant un ensemble de parties prenantes à la politique de soutien à l'éolien, a été organisé le 17 mai 2017 et a permis d'identifier les actions complémentaires pouvant être mises en œuvre en France pour aligner les rythmes d'installation de MW éoliens sur les objectifs fixés et pour maximiser la valeur sociale et économique de l'éolien. Les actions ainsi identifiées ne relevant pas nécessairement du champ d'action de l'ADEME, elles ne sont pas toutes reprises dans les pages qui suivent.

La pérennisation d'une instance de concertation de la filière éolienne à l'échelle nationale est plus que jamais pertinente dans l'optique de poursuivre l'identification, la caractérisation et la priorisation d'une liste exhaustive d'actions et de permettre l'appropriation de ces actions par les différentes parties prenantes, en articulation avec leurs champs de responsabilité respectifs. C'est pourquoi l'action suivante, qui est une action de process est un prérequis au développement d'un plan d'actions qui aille au-delà de ce qui est proposé ici pour le *Plan d'actions ADEME pour l'éolien*.

Action 0.1	Mettre en place puis animer un comité stratégique de filière à même de suivre et évaluer la politique de soutien à l'éolien et le Plan d'actions ADEME pour l'éolien, pour éventuellement proposer des actions complémentaires				
Type d'action	Concertation	Filière	Toutes filières	Maillon	Tous maillons
Description de l'action					
L'action consiste à mettre en œuvre, puis animer, un comité stratégique de filière qui rassemblerait tous les 6 mois ou tous les ans les différentes parties prenantes concernées par l'élaboration, la mise en œuvre, le suivi et l'évaluation de la politique de soutien à l'éolien. L'objectif d'un tel comité sera la poursuite de la double orientation stratégique mentionnée précédemment, à savoir (1) l'alignement des rythmes annuels d'installation de MW éoliens sur les objectifs de moyen et long terme et (2) la maximisation de la valeur sociale et économique de ce déploiement. Le comité en question aura pour rôle de suivre un certain nombre d'indicateurs relatifs au déploiement des MW éoliens et à la maximisation de sa valeur sociale et économique, d'évaluer l'impact des récentes évolutions du cadre législatif et réglementaire, ainsi que celle du présent plan d'actions au regard des orientations stratégiques, et le cas échéant de proposer des actions complémentaires.					
Dans la continuité de l'atelier organisé le 17 mai 2017, ce comité sera composé de l'ADEME, des directions générales pertinentes, de représentants des collectivités territoriales, de représentants des professionnels de la filière, d'associations de défense de l'environnement, d'acteurs de la recherche, et d'acteurs de la finance. Des sous-comités, consacrés à des problématiques spécifiques, pourront être mis sur pieds.					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME		Moyens financiers requis	Faible	
Partenaires	Services centraux, représentants des professionnels		Moyens humains requis	Intermédiaire	
Bénéficiaires	Toutes les parties prenantes		Horizon mise en œuvre	Dès que possible	
Complexité	Intermédiaire		Horizon matérialisation impact	Tous les 6 mois / tous les ans	
Bénéfices attendus					
Optimisation du dispositif de soutien à l'éolien, atteinte des objectifs de développement fixé et maximisation des retombées sociale et économique associées.					
Obstacles potentiels					
Mobilisation dans le temps d'un ensemble de parties prenantes, et atteinte de consensus quant à la direction à prendre pour le développement de l'éolien en France.					

En parallèle de la mise en œuvre d'un comité stratégique de filière nationale, l'ADEME pourrait favoriser, en collaboration avec l'Association des régions de France, l'émergence de comité de pilotage et de suivi régionaux, regroupant les acteurs régionaux (voire infrarégionaux).

Action 0.2	Favoriser la mise en place de comités de pilotage et de suivi plus élargis, regroupant des acteurs des niveaux régional et infrarégional				
Type d'action	Concertation	Filière	Toutes filières	Maillon	/
Description de l'action					
La mise en place de comités de pilotage et de suivi élargis, réunis à échéance régulière (tous les ans minimum) au niveau					



régional (DREAL, Conseil Régional, DR ADEME, PNR, représentants de la filière éolienne) et permettant de :

- Actualiser de façon optimale le Schéma Régional Eolien en prenant en compte l'ensemble des enjeux et contraintes du territoire. Les zones forestières et montagneuses étant à l'heure actuelle assez peu accessibles au développement de l'éolien, l'implication des parcs naturels régionaux (PNR) permettrait de mieux partager les enjeux et de favoriser l'accès à des gisements éoliens au sein de ces parcs ;
- Faire remonter les obstacles rencontrés dans le développement de l'éolien sur le territoire pour essayer de les surmonter ;
- Assurer un suivi des objectifs de développement tenant compte des projets en cours d'instruction au niveau des DREAL ;
- Assurer la cohérence entre les objectifs régionaux (SRCAE) et nationaux (PPE, SNBC) ;
- Traduire les SRCAE (ou tout du moins le SRE) au niveau départemental (comme l'a réalisé le département de l'Indre). Ainsi la participation des départements pourrait permettre la déclinaison du SRE à une échelle départementale.

Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps	
Pilote	Conseil Régional / DREAL / Conseil Départemental	Moyens financiers requis	Faible
Partenaires	PNR, ADEME, DGEC	Moyens humains requis	Limité
Bénéficiaires	Collectivité	Horizon mise en œuvre	Tous les ans
Complexité	Intermédiaire	Horizon matérialisation impact	Moyen terme
Bénéfices attendus			
Fluidification du développement de l'éolien sur les territoires concernés (moins de blocage, plus de transparence) Meilleur accès au gisement foncier (dans les PNR notamment), tout en assurant la préservation du milieu naturel.			
Obstacles potentiels			
La mobilisation et la concertation entre les différents échelons (national, régional, départemental) peut être complexe à concrétiser.			

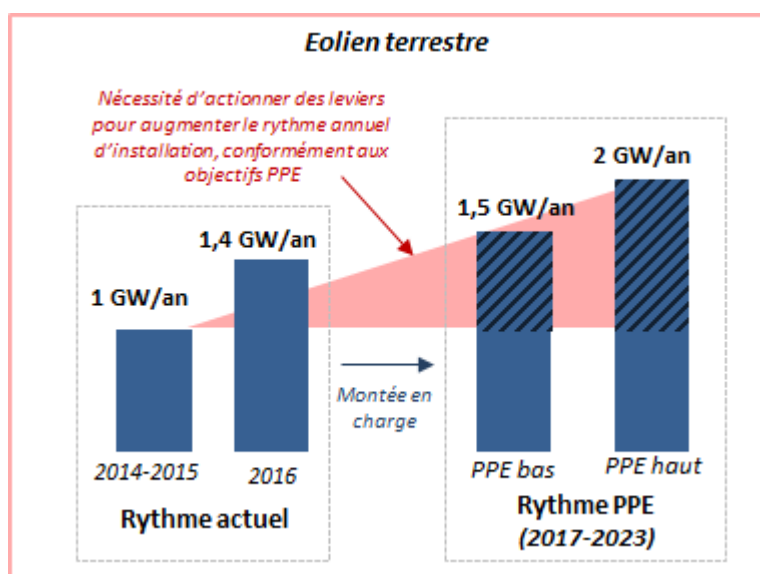


2. ACTIONS VISANT A ALIGNER LES RYTHMES ANNUELS D'INSTALLATION DE MW EOLIENS SUR LES OBJECTIFS PPE

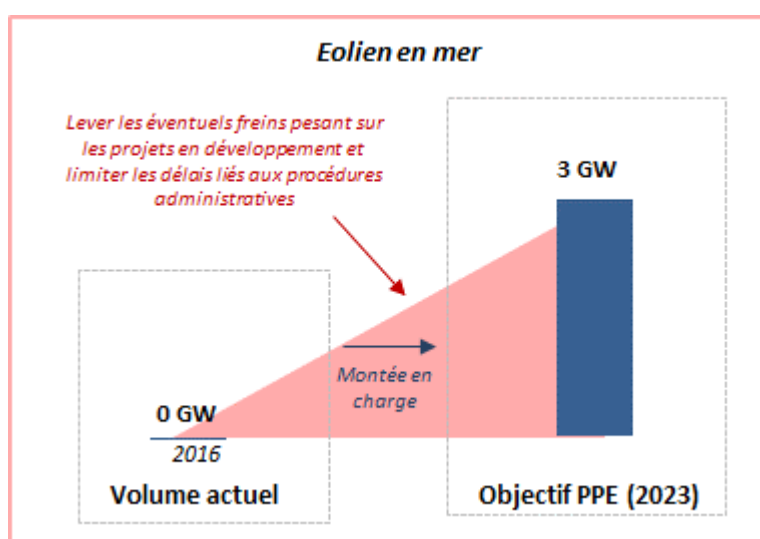
Historiquement, les volumes de MW éoliens installés annuellement n'ont jamais réussi à dépasser significativement 1 GW/an : 1,15 GW/an installés en moyenne sur la période 2008-2010, 0,75 GW/an installés sur la période 2011-2013 et 1 GW/an installés sur la période 2014-2015.

Toutefois, les actions récentes entreprises pour accélérer les rythmes d'installations annuelles conduisent sur la dernière année à une croissance du parc de près de 1,4 GW.

Mais ce rythme reste insuffisant au regard des objectifs fixés par la PPE : avec des puissances installées prévues entre 21,8 GW (PPE bas) et 26 GW (PPE haut) pour l'éolien terrestre, le rythme annuel d'installation sur la période 2017-2023 devra se situer entre 1,5 GW/an (PPE bas) et 2 GW/an (PPE haut).



Pour l'éolien en mer, l'objectif PPE de puissance installée de 3 GW à horizon 2023 correspond à la mise en service complète des projets issus des deux premiers appels d'offres de 2011 et 2013. L'atteinte de l'objectif est donc conditionnée à la bonne réalisation de ces projets, avec une limitation des éventuels retards de développement.



L'atteinte à court terme d'un rythme d'installation autour de 2 GW/an pour le terrestre nécessite :

- d'une part de **poursuivre l'évolution du cadre réglementaire** (notamment au niveau du traitement des recours contentieux) et d'assurer une **mise en œuvre efficace des mesures de simplification**

récemment adoptées (e.g. autorisation environnementale), afin de mettre en service rapidement les projets en cours d'instruction et notamment ceux arrivés en file d'attente. Fin 2016, près de 11,2 GW (soit la taille du parc installé) sont en file d'attente³⁷⁶ (dont 8 GW d'éolien terrestre et 3,2 GW d'éolien en mer) ;

- d'autre part, **d'augmenter les flux de projets entrant en file d'attente**, afin de garantir des volumes stables à moyen terme. Cela suppose :
 - o un mécanisme de soutien public, que ce soit par le maintien d'un complément de rémunération adapté et stable ou par l'attribution d'appels d'offres suivant un calendrier pluriannuel ;
 - o un travail de planification à long terme de l'aménagement des territoires et de l'espace maritime, tenant compte des objectifs en matière d'éolien.

Pour réduire les délais de développement des projets éoliens et/ou augmenter les flux de projets entrant en file d'attente, différents leviers ont été identifiés puis déclinés en actions opérationnelles pouvant être portées par l'ADEME. Ces leviers et actions sont synthétisés dans le tableau ci-dessous puis détaillés dans la suite du document.

Leviers	Actions	Filières concernées	Prioritaire ?
Axe 1 : Simplification des procédures et anticipation des besoins			
Levier 1 : Poursuivre les efforts de réduction des délais de développement et optimiser l'allocation des risques à cette étape	Action 1.1 : Valoriser les retours d'expérience des projets éoliens en mer en cours de réalisation à l'étranger (mer du Nord et Baltique notamment)	Eolien en mer	P1
	Action 1.2 : Mener une étude sur la caractérisation des recours (motifs, durée, aboutissement, caractérisation de « l'intérêt à agir », etc.)	Toutes filières	P1
Levier 2 : Anticiper et faciliter le déploiement du réseau électrique	Action 2.1 : Lancer une étude d'opportunité sur les nouveaux modèles de déploiement du réseau électrique (montage public/privé, appels d'offres pour le raccordement, ...)	Toutes filières	P3
	Action 2.2 : Etudier et évaluer les offres de raccordement alternatives permettant à certains parcs de se connecter au réseau de transport ou de distribution existant à condition d'écrêter leur production sous certaines conditions	Eolien terrestre	P1
Levier 3 : Encourager et donner un cadre au renouvellement des parcs existants	Action 3.1 : Mener une étude de marché sur le segment du renouvellement	Eolien terrestre	P2
Axe 2 : Aménagement du territoire et intégration locale			
Levier 4 : Améliorer la perception de la transition énergétique, de l'éolien et du montage de projet	Action 4.1 : Construire une plateforme complète d'information et de communication sur l'éolien	Toutes filières	P1
	Action 4.2 : Renforcer la communication autour de l'éolien à l'échelle nationale et locale, en mettant notamment en avant les retombées d'ordre national et local que son développement génère	Toutes filières	P1
	Action 4.3 : Mener une étude prospective sur les impacts potentiels des éoliennes de plus grande taille sur leur intégration locale	Eolien terrestre	P3
Levier 5 : Favoriser la montée en compétence et l'anticipation dans la planification territoriale de l'éolien	Action 5.1 : Favoriser la montée en compétence des collectivités via une diffusion des outils de planification développés par l'ADEME et ses partenaires	Toutes filières	P1
	Action 5.2 : Etudier la contractualisation Régions-collectivités territoriales pour opérationnaliser les SRADDET et leurs volets éolien	Toutes filières	P2
	Action 5.3 : Déclencher des AMO avec co-financement public (ADEME, DGEC, régions) aux côtés des collectivités, dans le but de faciliter la communication de la collectivité auprès de ses habitants pour le montage d'un projet éolien, et faciliter le travail de la collectivité avec le(s) développeur(s)	Eolien terrestre	P2

³⁷⁶ Source : CGDD « Tableau de bord : éolien – quatrième trimestre 2016 ». L'entrée en file d'attente correspond ici au moment de la dépose, par le développeur, de la demande complète de raccordement pour les réseaux de distribution (Enedis) et à la signature de la PTF pour RTE.



Leviers	Actions	Filières concernées	Prioritaire ?
Levier 6 : Poursuivre la prise en compte des problématiques liées à l'impact sur la biodiversité	Action 6.1 : Renforcer la prise en compte des enjeux liés à l'avifaune et aux chiroptères lors de la mise en place des SRE (notamment prise en compte des Zones de Protection Spéciale pour l'avifaune (ZPS) et des Zones Spéciales de Conservation pour les chiroptères (ZSC))	Eolien terrestre	P2
	Action 6.2 : Poursuivre la recherche et la mise en œuvre de méthodes robustes de suivi des impacts sur la biodiversité	Toutes filières	P1
	Action 6.3 : Définir des indicateurs d'impact sur la biodiversité qui permettent la comparaison avec d'autres secteurs d'activité	Toutes filières	P2
Levier 7 : Rationaliser la prise en compte des problématiques liées aux gênes visuelles et à l'impact sur les paysages et le foncier	Action 7.1 : Lancer une étude visant à analyser l'impact de l'éolien sur les prix de l'immobilier en France	Eolien terrestre	P1
Levier 8 : Consolider la prise en compte des impacts acoustiques de l'éolien	Action 8.1 : Renforcer les connaissances sur l'impact de l'éolien en termes d'acoustique, et notamment d'infrasons, et vulgariser les conclusions	Eolien terrestre	P3
	Action 8.2 : Réaliser une démonstration de monitoring en continu de l'émergence acoustique	Eolien terrestre	P3

2.1. Axe 1 : Simplification des procédures et anticipation des besoins

Levier 1 : Poursuivre les efforts de réduction des délais de développement et améliorer l'allocation des risques à cette étape

Description :

Le raccourcissement des délais de développement est un levier essentiel d'accélération des rythmes annuels d'installation de MW éoliens et de maîtrise des coûts de la politique de soutien à la filière. Les actions listées ci-dessous visent à approfondir les récents efforts de simplification mis en œuvre par les pouvoirs publics et à anticiper certaines évolutions.

En ce qui concerne l'éolien en mer, la mise en œuvre d'outils et dispositions réglementaires facilitant l'appréhension par les développeurs des risques projet et leur minimisation sont un moyen efficace de réduction des temps de développement et des coûts de financement.

Actions récentes / en cours de mise en œuvre :

Concernant l'éolien terrestre, un certain nombre d'actions structurantes ont été prises récemment par la politique de soutien à l'éolien afin de réduire significativement ces délais :

- Mise en place de l'autorisation environnementale (AE), à partir du 1^{er} mars 2017, qui doit permettre de réduire les délais d'instruction des projets, de regrouper les possibilités de recours sur un document unique et d'encadrer les délais pour déposer un recours à 4 mois ;
- Encadrement des délais de raccordement, prévu par la loi de transition énergétique pour la croissance verte d'août 2015 et entré en vigueur via le décret n°2016-399 du 1^{er} avril 2016, qui fixe à 18 mois le délai maximum de réalisation des travaux de raccordement à partir de la date de réception par le gestionnaire de réseau de la convention de raccordement signée.

Concernant l'éolien en mer, un certain nombre de mesures ont d'ores et déjà été prises en 2016-2017 afin de limiter le risque porté par les développeurs de projet, dans le cadre du 3^{ème} appel d'offres (zone au large de Dunkerque) :

- La réalisation d'études préliminaires à l'appel d'offres. Dans le cadre du 3^{ème} appel d'offres en mer (contrairement aux deux précédents), des études de vent, d'impact sur l'environnement et d'études sur la géophysique, la houle et le courant ont été lancées par l'Etat ;



- La mise en place de la procédure de dialogue concurrentiel avec le décret du 17 août 2016 ;
- Encadrement des recours, avec le décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016, qui supprime l'étage des tribunaux administratifs dans les procédures de recours contre les parcs éoliens en mer et attribue à la cour administrative d'appel de Nantes la compétence relative au traitement des recours dirigés contre ces projets ; et
- L'instauration d'un barème d'indemnisation en cas de dépassement du délai de raccordement au réseau de transport d'un parc éolien en mer (décret n°2017-628 du 26 avril 2017).

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre :

Action 1.1	Valoriser les retours d'expérience des projets éoliens en mer en cours de réalisation à l'étranger (mer du Nord et Baltique notamment)				
Type d'action	Suivi / évaluation	Filière	Eolien en mer	Maillon	Développement
Description de l'action					
<p>Dans le but d'améliorer le cahier des charges et les procédures d'instruction des futurs appels d'offres pour l'éolien en mer en France, ainsi que le cadre réglementaire applicable au raccordement et développement des offres sélectionnées, une étude comparative sur 3-4 pays voisins engagés dans l'éolien en mer (Allemagne, Danemark, Pays-Bas, Royaume-Uni par exemple) pourra être lancée afin d'analyser précisément les modalités de mises en œuvre des appels d'offres dans ces pays et le contexte réglementaire, afin d'en tirer des points de vigilance ou des bonnes pratiques pour le cas français.</p> <p>Il s'agira notamment d'étudier comment la réalisation des études préliminaires en amont du lancement des appels d'offres peut aboutir à une réduction des coûts des projets, comment s'affranchir d'un financement du raccordement par le producteur pourrait garantir une meilleure maîtrise des délais de mise en service et comment l'anticipation de certains étapes du raccordement par rapport à la réalisation du parc lui-même.</p>					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME / DGECC		Moyens financiers requis	Faible	
Partenaires	Syndicats, GRT		Moyens humains requis	Faible	
Bénéficiaires	Décideurs publics, GRT, développeurs		Horizon mise en œuvre	6 mois	
Complexité	Faible		Horizon matérialisation impact	1 an	
Bénéfices attendus					
Optimisation du dispositif français d'appels d'offres en mer, pour une réduction des coûts du MWh éolien en mer.					
Obstacles potentiels					

Action 1.2	Mener une étude sur la caractérisation des recours (motifs, durée, aboutissement, caractérisation de « l'intérêt à agir », etc.)				
Type d'action	Suivi / évaluation	Filière	Toutes filières	Maillon	Développement
Description de l'action					
<p>Les recours constituent un frein important au développement des projets éoliens. Environ 50% des projets éoliens ont ainsi fait l'objet de recours entre 2012 et 2014, entraînant des délais supplémentaires liés au traitement des contentieux pouvant dépasser 3 ans³⁷⁷. Une caractérisation précise des sources de ces recours, de leurs motifs et des délais supplémentaires qu'ils induisent permettrait de mieux calibrer les actions à mettre en œuvre pour limiter l'impact des recours sur les temps moyens de développement de la filière.</p> <p>Le lancement d'une étude, portée par l'ADEME ou les services centraux, et renouvelée tous les 2-3 ans, permettrait d'apporter des éléments de réponses sur cette thématique (la dernière étude à date : OFATE 2015, « Panorama des principaux recours contentieux en matière de projets éoliens terrestres en France »). Cette étude permettrait également d'apporter un retour d'expérience sur certaines pratiques récentes telles que la suppression d'un échelon de juridiction dans le traitement des recours pour l'éolien en mer, afin d'évaluer leur répliquabilité à l'ensemble du secteur éolien.</p> <p>Enfin, devant la systématisation des recours de la part d'organisations opposées au déploiement de l'éolien qui se sont fixées des objectifs de « 100% de recours » sur les projets éoliens, il pourrait être également intéressant d'étudier les différentes pistes pouvant être suivies pour limiter l'impact des recours sur le développement de l'éolien en France.</p> <p>Parmi les pistes envisageables :</p>					

³⁷⁷ Source OFATE 2015 – Panorama des principaux recours contentieux en matière de projets éoliens terrestres en France, confirmé par l'étude InNumeri réalisée dans le cadre de cette étude



<ul style="list-style-type: none"> - Prévoir et encadrer la demande et la délivrance d'information sur l'existence d'un recours ; - Limiter dans le temps la possibilité d'invoquer des moyens nouveaux dans le cadre d'un recours (cette possibilité a été apportée par les décrets relatifs aux autorisations uniques ICPE, mais n'a pas été transféré à l'autorisation environnementale à ce stade) ; - Etendre les règles relatives aux recours abusifs, afin qu'elles s'appliquent aux recours contre les autorisations ICPE (comme c'est déjà le cas pour les recours en matière d'urbanisme) ; et - Etendre la limitation de « l'intérêt à agir » prévue par le code de l'urbanisme aux autres autorisations administratives. 			
Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps	
Pilote	ADEME/DGPR	Moyens financiers requis	Faible
Partenaires	Syndicats / DGEC	Moyens humains requis	Faible
Bénéficiaires	Décideurs publics	Horizon mise en œuvre	Dès que possible
Complexité	Faible	Horizon matérialisation impact	1 an
Bénéfices attendus			
Amélioration de la compréhension des sources des recours pour pouvoir mieux les prévenir.			
Obstacles potentiels			
/			

Levier 2 : Anticiper et faciliter le déploiement du réseau électrique

Description :

Le développement des énergies renouvelables variables et décentralisées nécessite d'adapter et renforcer les réseaux publics de distribution et de transport de l'électricité. Ainsi, pour éviter tout blocage dans le développement futur des projets éoliens terrestres et en mer, il est nécessaire d'anticiper le déploiement du réseau électrique, au niveau national comme au niveau régional, en accord avec les rythmes d'installations prévus (par la PPE et par les SRE).

Actions récentes / en cours de mise en œuvre :

- Flexibilisation des S3REnR pour l'éolien terrestre, à travers le décret n°2016-434 du 11 avril 2016 : déclenchement de la mise à jour du S3REnR lorsque 2/3 de la capacité d'accueil est atteinte dans la région considérée et possibilité de transfert de capacité d'un poste à l'autre en cas de saturation ;
- Partage des coûts de raccordement entre le développeur et le GRD (via le tarif de distribution), par la réintroduction de la réfaction pour l'éolien terrestre (depuis la loi n°2017-227 du 24 février 2017).

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre :

Action 2.1	Lancer une étude d'opportunité sur les nouveaux modèles de déploiement du réseau électrique (montage public/privé, appels d'offres pour le raccordement, ...)				
Type d'action	Expérimentation	Filière	Toutes filières	Maillon	Développement
Description de l'action					
<p>Actuellement, la réalisation des travaux de raccordement est portée entièrement par les gestionnaires de réseaux, et leur financement est partagé entre développeur et GRD/GRT pour l'éolien terrestre (principe de réfaction). Dans d'autres pays, d'autres modèles de développement du réseau existent :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le modèle de participation publique et privée pour le déploiement du réseau. En Allemagne par exemple, les acteurs qui le souhaitent peuvent déployer leur propre raccordement privé et le connecter au réseau public régional, géré par 4 gestionnaires différents. En France, une phase de test a été mise en place par certains développeurs pour évaluer l'impact de cette pratique sur les coûts et les délais des projets. En fonction des résultats de ces expérimentations, qui pourraient être remontés via des réunions de concertation entre développeurs, GRD et décideurs publics, une généralisation de ces nouveaux modèles pourrait être appuyée. - Le modèle de mise en concurrence, sous la forme d'appels d'offres, pour la réalisation des raccordements (pour l'éolien en mer notamment). Au Royaume-Uni par exemple, la réalisation des études et des travaux de raccordement des projets éoliens en mer fait l'objet d'une procédure de mise en concurrence entre acteurs privés. <p>L'action consiste à lancer une étude d'opportunité sur ces modèles d'affaires afin de recueillir les retours d'expérience des pays voisins (via un benchmark européen) et des expérimentations en cours en France (pour l'éolien flottant mais aussi pour le terrestre), et étudier ainsi la pertinence et la répliquabilité de ces modèles à la maille nationale.</p>					



Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps	
Pilote	GRD / ADEME	Moyens financiers requis	Faible
Partenaires	DGEC / syndicat / CRE	Moyens humains requis	Faible (prestation)
Bénéficiaires	Développeurs	Horizon mise en œuvre	1 an
Complexité	Limitée	Horizon matérialisation impact	2 ans
Bénéfices attendus			
Raccourcissement des délais de développement et potentiellement baisse des coûts associés au raccordement			
Obstacles potentiels			
/			

Action 2.2 Etudier et évaluer les offres de raccordement alternatives permettant à certains parcs de se connecter au réseau de transport ou de distribution existant à condition d'écrêter leur production sous certaines conditions					
Type d'action	Evaluation / réglementation	Filière	Eolien terrestre	Maillon	Développement
Description de l'action					
<p>La réglementation interdit aujourd'hui à Enedis de proposer aux développeurs des capacités d'évacuation inférieures aux capacités de production des parcs. Toutefois des offres de raccordement alternatives sont à l'étude pour permettre à certains parcs de se connecter au réseau de transport ou de distribution existant à condition d'écrêter leur production au niveau de la capacité disponible. Cette offre peut concerner des parcs dont le raccordement est soumis à d'importants travaux, qui pourraient se connecter à d'autres réseaux le temps qu'ils soient réalisés. D'autres parcs pourraient se connecter au réseau existant de manière « modulable », c'est-à-dire flexible en fonction des contraintes du réseau, ce qui permettrait de compléter l'utilisation du réseau existant et de limiter les coûts de raccordement (éviter le développement d'une ligne électrique dédiée au parc éolien).</p> <p>L'action consiste à évaluer ces offres alternatives de raccordement et à définir le cadre réglementaire nécessaire à leur émergence et à leur généralisation</p>					
Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps			
Pilote	ADEME/DGEC	Moyens financiers requis	Faible		
Partenaires	GRD / Syndicat / développeurs	Moyens humains requis	Faible (prestation)		
Bénéficiaires	Développeurs / collectivité	Horizon mise en œuvre	1 an		
Complexité	Faible	Horizon matérialisation impact	2 ans		
Bénéfices attendus					
Augmentation des parcs raccordés au réseau et diminution de ces coûts réseaux (car limitation des coûts de renforcement du réseau).					
Obstacles potentiels					
Eventuelle révision législative requise. A vérifier.					

Levier 3 : Encourager et donner un cadre au renouvellement des parcs existants

Description :

Avec l'arrivée des premiers parcs en fin de vie, de nouveaux marchés vont voir le jour en France : marché du démantèlement, du recyclage et du renouvellement (retrofit, revamping ou repowering)³⁷⁸.

Le *repowering* est notamment une opportunité pour les exploitants de renforcer le potentiel de leurs parcs les plus anciens grâce aux nouvelles technologies du marché. Le *repowering* pourrait permettre, en utilisant les technologies nouvelles, d'augmenter le productible de parcs existants sans nécessairement augmenter le nombre, ni la taille des éoliennes, et par conséquent sans nécessairement augmenter leur impact sur les paysages, les activités aériennes et l'environnement. L'utilisation de technologies plus récentes permet également de réduire les impacts sonores.

³⁷⁸ Cf. partie « perspective d'évolutions » de la présente étude. Un projet de repowering consiste en un démantèlement et un remplacement intégral des éoliennes constituant le parc (faisant intervenir les grands turbiniers pour le renouvellement). Le retrofit consiste dans le remplacement des principaux composants sans modification des caractéristiques de l'éolienne. Le revamping consiste dans le changement des principaux composants avec modification de caractéristiques techniques importantes comme la puissance de la machine.



L'amélioration des connaissances et la précision du cadre réglementaire permettant de limiter les contraintes pour le *repowering* de sites éoliens³⁷⁹ constituent un enjeu stratégique fort pour la filière éolienne française, car ils décideront de l'avenir économique de ces sites existants.

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre :

Action 3.1 Mener une étude de marché sur le segment du renouvellement					
Type d'action	Etude	Filière	Eolien terrestre	Maillon	Fin de vie / Développement
Description de l'action					
<p>Afin d'optimiser le cadre réglementaire, technique et économique pour les futurs parcs sujets à une opération de renouvellement, une étude pourrait être lancée sur ce segment de marché spécifique afin de :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mieux appréhender les problématiques techniques, juridiques et économiques liées au renouvellement de parc ; - Mieux connaître l'écosystème des acteurs impliqués dans ces opérations de renouvellement ; - Préciser et mieux définir les différentes alternatives possibles: repowering, revamping, retrofitting ou démantèlement sans renouvellement ; et - Analyser les implications économiques de ces différents choix. <p>Etant donné l'évolution rapide des technologies mises en œuvre dans le cadre de l'éolien en mer, posé en flottant, des opportunités liées au revamping/repowering des parcs pourraient se présenter relativement rapidement. Un volet de l'étude pourrait donc être consacré aux suites à donner aux parcs éoliens en mer arrivant en fin de vie afin d'anticiper les problématiques associées et permettre d'intégrer ces aspects au cahier des charges des futurs parcs en mer.</p>					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME		Moyens financiers requis	Faible	
Partenaires	DGEC / Syndicats		Moyens humains requis	Faible	
Bénéficiaires	Développeurs / collectivités		Horizon mise en œuvre	1 an	
Complexité	Faible		Horizon matérialisation impact	2 ans	
Bénéfices attendus					
Amélioration des connaissances sur le renouvellement de parcs et optimisation du dispositif de soutien le concernant.					
Obstacles potentiels					
/					

2.2. Axe 2 : Aménagement du territoire et acceptabilité

Levier 4 : Améliorer la perception de la transition énergétique, de l'éolien et du montage de projets

Description :

Une opposition à l'éolien, globalement minoritaire à l'échelle nationale, s'est structurée en France, dans une démarche de rejet systématique de tout nouveau parc, celle-ci invoquant leurs impacts sonores, visuels et environnementaux. Ce levier vise à identifier des actions pouvant être mises en œuvre pour améliorer cette perception qu'ont les populations vis-à-vis de l'éolien.

Actions récentes / en cours de mise en œuvre :

- Amélioration de la connaissance des enjeux et des filières via la réalisation d'études (ADEME, ANSES), la mise en place de guides (AMORCE, ADEME) et via l'enrichissement d'outils de concertation (site internet et centre de ressources en cours de mise en place par l'ADEME) ;
- Campagne de communication ADEME « l'énergie est votre avenir » ;
- Réalisation de fiches communicantes sur des projets exemplaires (AMORCE – ADEME) ;
- Outils dématérialisés de concertation.

³⁷⁹ Au-delà de ce qui est déjà acté dans le code de l'environnement



Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre:

Action 4.1 Construire une plateforme complète d'information et de communication sur l'éolien					
Type d'action	Suivi / Diffusion	Filière	Toutes filières	Maillon	Tous les maillons
Description de l'action					
<p>Cette action vise à intégrer dans un même observatoire l'ensemble des données énergétiques, environnementales et socio-économiques des filières éoliennes terrestre et en mer. L'observatoire devra être facilement appropriable par l'ensemble des publics ciblés (citoyens, collectivités, acteurs de la filière, pouvoirs publics) et devra dans la mesure du possible être utilisable facilement au niveau régional pour la planification, et au niveau local pour le montage des projets. Le niveau de détail et de technicité des informations pourrait, au sein même de l'observatoire, être décliné selon le public visé (acteurs de la filière, grand public, acteurs institutionnels, ...).</p> <p>Cet observatoire pourra également se faire le relais des retours d'expérience des acteurs des territoires ayant accueilli des parcs éoliens, à l'image du « Comité des maires pilotes ». Il pourra également capitaliser et actualiser les connaissances sur l'acceptation et l'appropriation de l'éolien et sur les facteurs d'opposition locale et d'une mauvaise perception par les populations riveraines (éléments à remonter via des enquêtes notamment).</p> <p>Cet observatoire pourra être alimenté sur la base de données régionalisées, fournies par exemple par la profession (Observatoire socio-économique de France Energie Eolienne).</p>					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME / Syndicats		Moyens financiers requis	Relativement important	
Partenaires	Ensemble des parties prenantes		Moyens humains requis	Relativement important	
Bénéficiaires	Collectivité et filière		Horizon mise en œuvre	1-2 ans	
Complexité	Importante		Horizon matérialisation impact	Moyen terme	
Bénéfices attendus					
Amélioration des connaissances de l'ensemble des parties prenantes sur la technologie éolienne et ses retombées Amélioration de l'acceptabilité des projets éoliens par les acteurs des territoires.					
Obstacles potentiels					
Difficulté à mobiliser les différentes parties prenantes et arriver à un consensus quant à la méthodologie de chiffrage des retombées de l'éolien (emploi, valeur ajoutée, GES, polluants atmosphériques, ...).					

Action 4.2 Renforcer la communication autour de l'éolien à l'échelle nationale et locale, en mettant notamment en avant les retombées d'ordre national et local que son développement génère					
Type d'action	Diffusion	Filière	Toutes filières	Maillon	Tous les maillons
Description de l'action					
<p>Renforcer la communication positive autour des EnR en général et de l'éolien en particulier, à l'échelle nationale :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Enjeux de la transition énergétique et de la réappropriation locale de l'énergie ; - Retombées socio-économiques, dont recettes fiscales pour les collectivités, redynamisation rurale, emplois (maille nationale et locale), nouveaux projets de territoire ; - Retombées environnementales (gaz à effet de serre évités, polluants atmosphériques évités) ; - Autres retombées (gains d'indépendance énergétique, ...). <p>Différents canaux peuvent être testés pour cette communication :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Plateforme en ligne indépendante (portée par l'Etat) ; - Flyers et campagne médiatique ; - Déconstruction des idées reçues/objectivation des sujets d'inquiétude - Quizz ADEME en ligne à destination des collectivités / population locale (ex : "Combien de foyers une éolienne permet-elle d'alimenter ?", "d'où provient votre électricité à l'heure actuelle ?") ; - Film d'animation présentant les retombées de l'éolien pour la France / pour les territoires. <p>Si la communication doit être portée auprès de l'ensemble des acteurs des territoires, certaines cibles pourront être privilégiées en priorité :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Milieu scolaire / étudiant, pour lequel une démarche de démonstration par l'exemple (via des visites de parcs ou des rencontres avec les producteurs éoliens locaux ou encore des ateliers de fabrication de mini-éoliennes) est à privilégier, à l'image de l'initiative « la route des énergies » ; - Collectivités locales, qui font office de relais privilégiés auprès de la population) et qui sont parfois la cible de communications négatives portées par les acteurs anti-éolien. <p>Cette communication au niveau national pourra être menée en coordination avec des initiatives prises au niveau régionale (portée par Régions, DR ADEME) et locales (par des associations et initiatives locales).</p>					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		



Pilote	ADEME	Moyens financiers requis	Important
Partenaires	Syndicats / régions / AMORCE	Moyens humains requis	Important
Bénéficiaires	Collectivité au sens large	Horizon mise en œuvre	1-2 ans
Complexité	Intermédiaire	Horizon matérialisation impact	Moyen/long terme
Bénéfices attendus			
Amélioration des connaissances de l'ensemble des parties prenantes sur la technologie éolienne et ses retombées. Amélioration de l'acceptabilité des projets éoliens par les acteurs des territoires (et notamment les nouvelles générations) Meilleure réappropriation locale des enjeux de la transition énergétique.			
Obstacles potentiels			
Mobilisation des acteurs qui joueront le rôle de relais auprès des jeunes publics : enseignants, centres de loisirs, ...			

Action 4.3	Mener une étude prospective sur les impacts potentiels des éoliennes de plus grande taille sur leur intégration locale				
Type d'action	Etude	Filière	Eolien terrestre	Maillon	Tous les maillons
Description de l'action					
La tendance est à une augmentation croissance de la taille des éoliennes terrestre afin d'augmenter la surface balayée par les pales et afin de capter des vents plus forts et plus constants. Toutefois, une telle tendance peut aller à l'encontre des problématiques de gênes visuelles et sonores qui restent un enjeu fort en France.					
L'action consiste à mener une analyse prospective sur l'impact potentiel des futurs parcs éoliens en termes de gênes visuelles et sonores, et donc d'acceptabilité. Une réflexion quant aux actions de communication et les outils réglementaires à mettre en place pour limiter les impacts négatifs associés à cette tendance, pourra également être menée dans le cadre de cette étude.					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME		Moyens financiers requis	Limité	
Partenaires	AMORCE/ Syndicats		Moyens humains requis	Limité	
Bénéficiaires	Collectivité au sens large		Horizon mise en œuvre	2 ans	
Complexité	Intermédiaire		Horizon matérialisation impact	Moyen terme	
Bénéfices attendus					
Améliorer l'intégration locale à moyen/long terme.					
Obstacles potentiels					
Difficulté de prévoir de façon ex ante l'impact que pourront avoir ces projets de grande taille sur l'acceptabilité des populations locales.					

Levier 5 : Favoriser la montée en compétence et l'anticipation dans la planification territoriale de l'éolien

Description :

Si les grands objectifs de développement de l'éolien (fixés par la PPE) et la réglementation sont décidées au niveau national, c'est au niveau régional que la planification territoriale est concrètement réalisée. Pour atteindre les objectifs nationaux aux horizons de temps fixés, il est nécessaire d'accompagner la montée en compétence, notamment en termes d'anticipation, des collectivités locales dans la planification de l'éolien sur leur territoire (notamment via le volet éolien que les SRADDET contiendront), afin d'éviter les blocages dans le développement de projets éoliens et donner de la visibilité aux acteurs du territoire.

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre :

Action 5.1	Favoriser la montée en compétence des collectivités via une diffusion des outils de planification développés par l'ADEME et ses partenaires				
Type d'action	Diffusion	Filière	Toutes filières	Maillon	/
Description de l'action					
L'ADEME a soutenu et mené des études, et développé des outils permettant d'appuyer la planification locale : cartographie					



de la ressource éolienne, guides en partenariat avec AMORCE, potentiels d'une économie circulaire de l'éolien.

Cette action consiste à diffuser largement et à faciliter la prise en main de ces outils et documents.

Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps	
Pilote	ADEME	Moyens financiers requis	Faible
Partenaires	Conseil régional	Moyens humains requis	Limité
Bénéficiaires	Collectivité	Horizon mise en œuvre	/
Complexité	Faible	Horizon matérialisation impact	/
Bénéfices attendus			
Amélioration des connaissances pour la définition des zones favorables à l'éolien ; homogénéisation des méthodologies.			
Obstacles potentiels			
/			

Action 5.2 Etudier la contractualisation Régions-collectivités territoriales pour opérationnaliser les SRADDET et leurs volets éolien					
Type d'action	Accompagnement	Filière	Toutes filières	Maillon	/
Description de l'action					
L'action consiste à se rapprocher de Régions de France (ex-ARF) pour étudier les montages contractuels pouvant être mis en place entre les régions et les collectivités territoriales pour faciliter la mise en œuvre des SRE et garantir l'atteinte des objectifs fixés.					
Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps			
Pilote	ADEME / ARF	Moyens financiers requis	Faible		
Partenaires	Régions / DREAL	Moyens humains requis	Faible (étude)		
Bénéficiaires	Collectivité	Horizon mise en œuvre	1 an		
Complexité	Faible	Horizon matérialisation impact	2-3 ans		
Bénéfices attendus					
Atteinte des objectifs fixés par la région tout en intégrant bien les contraintes locales rencontrées par les collectivités territoriales.					
Obstacles potentiels					
/					

Action 5.3 Déclencher des AMO avec co-financement public (ADEME, DGEC, régions) aux côtés des collectivités, dans le but de faciliter la communication de la collectivité auprès de ses habitants pour le montage d'un projet éolien, et faciliter le travail de la collectivité avec le(s) développeur(s)					
Type d'action	Financement accompagnement /	Filière	Eolien terrestre	Maillon	Développement
Description complémentaire de l'action					
Faire appel au dispositif ADEME d'aide à la décision pour financer des pré-études et AMO accompagnant les collectivités dans le portage de projets EnR sur leur territoire.					
Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps			
Pilote	ADEME / DGEC / Régions	Moyens financiers requis	Intermédiaire		
Partenaires	AMORCE	Moyens humains requis	Intermédiaire		
Bénéficiaires	Collectivité / développeur	Horizon mise en œuvre	1 an		
Complexité	Faible	Horizon matérialisation impact	3-4 ans		
Bénéfices attendus					
Faciliter la communication autour des projets éoliens (entre collectivité, populations et développeurs).					
Obstacles potentiels					
/					



Levier 6 : Poursuivre la prise en compte des problématiques liées à l'impact sur la biodiversité

Description :

L'implantation d'éoliennes sur un territoire peut avoir un impact sur la faune et la flore (avifaune et chiroptères principalement). Cette problématique nécessite d'être rationalisée afin de permettre le développement de l'éolien tout en minimisant l'impact sur la biodiversité.

Actions récentes / en cours de mise en œuvre :

- Mise en place d'une base de données nationale de suivi de la mortalité de la faune (avifaune et chiroptère principalement), portée par le Muséum National d'Histoire Naturelle
- Réunions de concertation des parties prenantes sur la révision du protocole de suivi environnemental

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre :

Action 6.1	3.3.1. Renforcer la prise en compte des enjeux liés à l'avifaune et aux chiroptères lors de la mise en place des SRE (notamment prise en compte des Zones de Protection Spéciale pour l'avifaune (ZPS) et des Zones Spéciales de Conservation pour les chiroptères (ZSC))				
Type d'action	Planification	Filière	Toutes filières	Maillon	/
Description complémentaire de l'action					
Produire une étude ayant pour objectif d'évaluer le gisement éolien disponible, une fois prises en comptes les contraintes liées à la biodiversité (zones protégées type ZPS et ZSC, habitats naturels, ...). Une fois croisé avec d'autres paramètres, l'application d'un tel critère permet de définir plus finement le gisement qu'il serait possible de développer. Cette étude pourra prendre pour modèle l'étude « The RSPB's 2050 energy vision » conduite par la Royal Society for the Protection of Birds.					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	Région / ADEME		Moyens financiers requis	Intermédiaire	
Partenaires	LPO, MNHN, FNE		Moyens humains requis	Intermédiaire	
Bénéficiaires	Collectivité		Horizon mise en œuvre	1 an	
Complexité	Faible		Horizon matérialisation impact	2-3 ans	
Bénéfices attendus					
Faciliter la communication autour des projets éoliens (entre collectivité, populations et développeurs).					
Obstacles potentiels					
/					

Action 6.2	3.3.2. Poursuivre la recherche et la mise en œuvre de méthodes robustes de suivi des impacts sur la biodiversité				
Type d'action	Etude	Filière	Toutes filières	Maillon	/
Description complémentaire de l'action					
L'action consiste à favoriser la concertation entre les différents acteurs impliqués par la thématique « biodiversité et éolien » (DGPR, ADEME, LPO, FNE) afin d'affiner de façon continue les méthodes existantes en termes de suivi des impacts (un premier protocole de suivi est paru en novembre 2015 et fait l'objet de réunions de concertation en vue de son amélioration).					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME, DGPR		Moyens financiers requis	Faible	
Partenaires	LPO, MNHN, FNE		Moyens humains requis	Modéré	
Bénéficiaires	Collectivité au sens large		Horizon mise en œuvre	Processus continu	
Complexité	Faible		Horizon matérialisation impact	Court terme	



Bénéfices attendus
Limitation des impacts sur la biodiversité dus à l'éolien, grâce à un meilleur suivi de ces impacts.
Obstacles potentiels
/

Action 6.3	3.3.3. Définir des indicateurs d'impact sur la biodiversité qui permettent la comparaison avec d'autres secteurs d'activité				
Type d'action	Etude	Filière	Toutes filières	Maillon	/
Description complémentaire de l'action					
Cette action consiste à construire des indicateurs communs d'impacts, afin de mettre en perspective l'impact de l'éolien sur la biodiversité, comparativement à d'autres secteurs tels que les autres modes de production d'énergie, l'automobile, le transport aérien ou la distribution d'électricité.					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME		Moyens financiers requis	Faible	
Partenaires	LPO, MNHN, FNE		Moyens humains requis	Faible	
Bénéficiaires	Collectivité au sens large		Horizon mise en œuvre	6 mois	
Complexité	Faible		Horizon matérialisation impact	2 ans	
Bénéfices attendus					
Amélioration des connaissances de l'impact de l'éolien sur l'avifaune et les chiroptères comparativement à d'autres secteurs.					
Obstacles potentiels					
/					

Levier 7 : Rationaliser la prise en compte des problématiques liées aux gênes visuelles et à l'impact sur les paysages et le foncier

Description :

Parmi les causes principales d'oppositions à l'éolien et de dépôt de recours figurent les problématiques de gênes visuelles (clignotement du balisage lumineux, effet stroboscopique lié à la rotation des pales et impact sur les paysages). Une meilleure prise en compte de cet impact renforcera l'acceptabilité des projets éoliens auprès de la population.

Actions récentes / en cours de mise en œuvre :

- Concertation en cours entre la DGAC et les syndicats (FEE, SER) pour apporter des solutions en ce qui concerne le balisage lumineux (passage d'un balisage à éclat à un balisage fixe).

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre :

Action 7.1	3.3.4. Lancer une étude visant à analyser l'impact de l'éolien sur les prix de l'immobilier en France				
Type d'action	Etude	Filière	Eolien terrestre	Maillon	Exploitation
Description complémentaire de l'action					
Une des craintes premières des riverains lors de l'implantation d'un parc éolien est l'impact négatif potentiel que peut avoir					



celui-ci sur la valeur de leur bien immobilier. L'objectivation de cet impact, via une étude sur un échantillon statistique du territoire métropolitain, permettrait d'informer et de rassurer les populations locales quant à l'impact réel de l'éolien sur les prix de l'immobilier en France. Un volet recommandation permettrait de mettre en évidence les leviers pouvant être activés pour réduire ou compenser l'éventuel impact résiduel sur le foncier.

Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps	
Pilote	ADEME	Moyens financiers requis	Faible
Partenaires	AMORCE, AMF	Moyens humains requis	Faible
Bénéficiaires	Collectivité, développeurs	Horizon mise en œuvre	6 mois – 1 an
Complexité	Faible	Horizon matérialisation impact	1 an
Bénéfices attendus			
Amélioration des connaissances sur l'impact réel de l'éolien sur le foncier. Amélioration de l'acceptabilité de l'éolien à moyen terme.			
Obstacles potentiels			
La robustesse des résultats d'une telle étude nécessite d'encadrer très clairement la méthodologie employée afin d'éviter tout biais méthodologique rendant les résultats inutilisables.			

Levier 8 : Consolider la prise en compte des impacts acoustiques de l'éolien

Description :

L'impact acoustique de l'éolien est également une des grandes sources d'opposition, malgré les distances d'éloignement et l'obligation d'étude d'impact imposés par la réglementation. Une meilleure prise en compte de cet impact renforcera l'acceptabilité des projets éoliens auprès de la population et des associations anti-éoliennes.

Dans un rapport remis en mars 2017 sur les effets sanitaires liés aux basses fréquences sonores et infrasons émis par les parcs éoliens, l'ANSES reconnaît que les connaissances actuelles en matière d'effets potentiels sur la santé liés à l'exposition aux infrasons et basses fréquences sonores ne justifient ni de modifier les valeurs limites d'exposition au bruit existantes, ni d'introduire des limites spécifiques aux infrasons et basses fréquences sonores.

Toutefois, afin de mieux encadrer et limiter les gênes d'ordres acoustiques, l'ANSES recommande :

- de renforcer l'information des riverains lors de l'implantation de parcs éoliens ;
- de renforcer la surveillance de l'exposition aux bruits en systématisant les contrôles des émissions sonores des éoliennes avant et après leur mise en service ;
- de poursuivre les recherches sur les relations entre santé et exposition aux infrasons et basses fréquences sonores.

Actions récentes / en cours de mise en œuvre :

- Rapport de l'ANSES de mars 2017 sur les effets sanitaires des basses fréquences sonores et infrasons dus aux parcs éoliens ;
- Rapport de l'Académie Nationale de Médecine sur les nuisances sanitaires des éoliennes terrestres, publié en mai 2017.

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre:

Action 8.1	3.3.5. Renforcer les connaissances sur l'impact de l'éolien en termes d'acoustique, et notamment d'infrasons, et vulgariser les conclusions				
Type d'action	Etude	Filière	Eolien terrestre	Maillon	Exploitation
Description complémentaire de l'action					



Lancer un appel à projet de recherche, porté par l'ADEME ou l'ANR, visant à évaluer finement l'impact de l'éolien sur la santé en termes d'acoustique, et notamment d'infrasons, moins analysés dans les études antérieures sur le sujet.

Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps	
Pilote	ADEME, ANR	Moyens financiers requis	Assez élevé
Partenaires	ANSES	Moyens humains requis	Modéré
Bénéficiaires	Populations locales, développeurs	Horizon mise en œuvre	1 an
Complexité	Intermédiaire	Horizon matérialisation impact	3 ans

Bénéfices attendus

Meilleure connaissance de l'impact acoustique de l'éolien sur le milieu environnant, et donc meilleure intégration de cette problématique dans le développement de projets.

Obstacles potentiels

Des études récentes (ANSES, Académie de médecine) ont étudié l'impact acoustique (dont infrasons) des éoliennes. L'approfondissement des recherches sur le sujet peut donc être potentiellement coûteux.

Action 8.2	3.3.6. Réaliser une démonstration de monitoring en continu de l'émergence acoustique				
Type d'action	Etude	Filière	Eolien terrestre	Maillon	Exploitation
Description complémentaire de l'action					
De premiers dispositifs techniques de monitoring acoustique, capables d'estimer les émergences sonores en temps réel et d'adapter le fonctionnement des éoliennes en conséquence, ont vu le jour (dispositif iEar par exemple).					
L'action consiste à lancer un appel à projets visant à expérimenter ce type de monitoring en continu de l'émergence acoustique, permettant de mieux qualifier l'impact acoustique de l'éolien sur son milieu environnant et pouvoir ainsi mieux adapter le fonctionnement des éoliennes avec leur environnement.					
Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps			
Pilote	ADEME	Moyens financiers requis	Assez élevé		
Partenaires	ANSES, syndicats	Moyens humains requis	Modéré		
Bénéficiaires	Populations locales, développeurs	Horizon mise en œuvre	1 an		
Complexité	Intermédiaire	Horizon matérialisation impact	3 ans		
Bénéfices attendus					
Meilleure adaptation de l'éolien à son milieu environnant via un pilotage intelligent du fonctionnement des éoliennes en fonction du niveau d'émergence sonore.					
Obstacles potentiels					
/					



2.3. Actions complémentaires à étudier

Un certain nombre d'actions complémentaires ont été identifiées durant la réalisation de la présente étude, notamment lors de l'atelier élargi du 17 mai 2017, mais ne sont pas intégrées ici au *Plan d'actions ADEME pour l'éolien* soit parce qu'elles n'ont pas à ce stade réuni de consensus sur leur pertinence et leur niveau de priorité, soit parce qu'elles engagent potentiellement la responsabilité d'acteurs autres que l'ADEME. Ces actions, leur priorisation, et l'engagement des différentes parties-prenantes pourront faire l'objet de discussions plus approfondies, notamment dans le cadre d'un comité stratégique de filière à constituer (voir section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ci-dessus). Les actions en questions sont listées ci-dessous pour rappel :

- **Axe 1 : Simplification des procédures et anticipation des besoins**
 - o Etudier les mesures de simplification pouvant venir compléter les dernières évolutions réglementaires mise en œuvre, y compris en ce qui concerne le traitement des recours, pour poursuivre les efforts de réduction des délais de développement. Ces mesures portent notamment sur l'extension et l'approfondissement des phases amont des appels d'offres (en particulier pour l'éolien en mer : études géotechniques et de raccordement électrique), sur les modalités techniques et financières du raccordement au réseau électrique, ou sur la communication par l'ensemble des parties prenantes de l'état d'avancement des travaux.
 - o Renforcer les garanties données aux producteurs sur la compensation financière en cas de retard du raccordement ou de limitation de sa production en cas d'avarie d'un ouvrage du réseau d'évacuation
 - o Réaliser un exercice de planification nationale des zones propices de développement de l'éolien en mer, en cohérence avec les cibles PPE, en lien avec l'élaboration en cours des documents stratégiques de façade, et dans un souci d'optimisation des capacités de raccordements existantes et à développer et de gestion anticipée des potentiels conflits d'usage ;
 - o Donner au gestionnaire du réseau de transport (GRT) la possibilité de décorrélérer et anticiper la réalisation de certaines étapes du raccordement de celle du parc pour limiter le risque de retard
 - o Ajouter un volet de prospective long terme dans les S3REnR afin de prendre en compte les évolutions à moyen/long terme (évolutions technologiques notamment)
- **Axe 2 : Aménagement du territoire et intégration locale**
 - o Construire un espace de concertation étendu sur les conflits d'usage, en particulier dans l'optique de poursuivre l'optimisation des espaces alloués à la Défense (entraînement, manœuvre) à terre et en mer en cohérence avec les objectifs de développement de l'éolien
 - o Poursuivre la concertation autour des actions pouvant être mises en œuvre pour réduire l'impact du balisage lumineux des éoliennes
- **Autres actions**
 - o Etudier la possibilité et la pertinence de mettre en place des garanties de performance ou un outil de crédit-vendeur pour réduire les risques des projets d'éolien flottant pour les investisseurs
 - o Mettre en place des groupes de travail sur les sujets d'autoconsommation et de contrat de gré-à-gré, en incluant les ELD et les régies qui sont en 1ère ligne dans l'expérimentation de ces modèles









3. ACTIONS VISANT A MAXIMISER LA VALEUR SOCIALE ET ECONOMIQUE SUR LE TERRITOIRE NATIONAL

Mise sur le devant de la scène lors des premiers appels d'offres en mer en 2011, puis entérinée par la loi de transition énergétique pour la croissance verte, la maximisation de retombées socio-économiques associées au développement de la filière éolienne est désormais activement recherchée. En premier lieu, cette maximisation des retombées passe, à une échelle macro-économique, par la création d'emplois et de valeur ajoutée, ainsi que par une amélioration de la balance commerciale (via la baisse des importations et/ou la hausse des exportations) de la filière. D'autre part, cette maximisation de la création de valeur passe également, à l'échelle locale ou régionale, par une plus grande appropriation des projets et de leurs retombées (économiques, fiscales, de montée en compétences sur les enjeux de la Transition Énergétique et du montage de projets EnR) par l'écosystème territorial au sein desquels ils s'implantent.

Cette maximisation de la valeur sociale et économique à l'échelle de la collectivité, passe plus précisément par :
















- (1) l'augmentation de la production de la filière éolienne française :
 - o structuration accrue de la filière et de son offre à destination du marché domestique comme de l'export ;
 - o capacité d'innovation plus grande pour une offre à plus forte valeur ajoutée ;
- (2) la diminution du coût de l'éolien :
 - o en favorisant une offre de biens et de services plus compétitive tout au long de la chaîne de valeur [à noter que cette plus grande compétitivité tire aussi le LCOE à la baisse, de même que la diminution des durées de développement des projets (section précédente)] ;
 - o en mettant en place les conditions techniques et économiques d'une meilleure intégration de l'éolien au système électrique ;
- (3) la diffusion de modèles d'affaires permettant de faire levier sur la redynamisation des territoires :
 - o en favorisant la décentralisation de la gouvernance et du financement (éolien participatif et citoyen) ;
 - o en favorisant les contrats d'achat gré-à-gré ;
 - o en favorisant les micro-réseaux permettant de valoriser l'autoconsommation de la production ;
 - o en favorisant l'engagement des secteurs agricoles et industriels dans les projets, dans le contexte de l'autoconsommation, de la production et de la consommation d'électricité verte ou de la diversification des modèles d'affaires portés par les entrepreneurs de ces secteurs.

Si les entreprises françaises sont bien présentes sur certains maillons de la chaîne de valeur éolien (développement, études, génie civil, raccordement), elles sont encore assez peu nombreuses sur les maillons de la fabrication de composants, où les taux d'importation restent par conséquent élevés (>80%), comme illustré par le tableau ci-dessous³⁸⁰. A l'inverse, certaines entreprises françaises sont des leaders dans leur domaine (Rollix, Chomarat, Cornis...). En termes de structuration de la filière et avec pour objectif de réduire la balance commerciale de la filière, des leviers d'action spécifiques à ces segments de la fabrication pourront être privilégiés.

Maillon de la chaîne de valeur éolien	% du coût d'investissement	Part France	Exemple d'entreprises implantées en France
Etudes et développement	10,2%	90%	Développeurs :    Bureaux d'études :   
Frais financiers et provision démantèlement	4,0%		
Eolienne, dont	68,0%		
Etudes techniques/construction	4,0%	80%	

³⁸⁰ Cf. partie 1 du rapport BiPS Eolien pour plus de détail sur le positionnement des entreprises françaises sur chacun des maillons de la chaîne de valeur : http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/23012017_etude_filiere_eolienne_fr_partie_1-etat_des_lieux.pdf



Mâts	14,6%	20%	
Pales	12,3%	5%	
Composants structures	5,6%	5%	 
Gros composants électriques	7,6%	5%	  
Composants électriques	15,4%	23%	 
Assemblage	8,0%	100%	
Génie civil (terrassment, voirie, travaux électriques)	12,0%	100%	  
Raccordement	6,3%	100%	  
L'exploitation/maintenance est quant à elle principalement réalisée localement, avec donc une part française proche de 100%			

Les leviers de maximisation de la valeur sociale et économique sur le territoire, sont présentés dans le tableau ci-dessous, accompagnés dans certains cas par des propositions d'actions stratégiques pouvant être mises en œuvre ou soutenues par l'ADEME :

Leviers	Actions	Filières concernées	Prioritaire ?
Axe 3 : Structuration de la filière éolienne française			
Levier 9 : Renforcer la structuration industrielle et la coordination des acteurs de la filière	Action 9.1 : Etudier la mise en place d'une plateforme nationale qui centralise les appels d'offres régionaux passés par les chefs de file de la filière et permet de diffuser des offres entre PME/ETI	Toutes filières	P1
Levier 10 : Favoriser la coordination de la R&D éolien	Action 10.1 : Promouvoir l'instauration d'une gouvernance plus élargie pour la R&D éolien en France, rassemblant les différents porteurs de la recherche dans l'éolien	Toutes filières	P1
Levier 11 : Favoriser la montée en compétence sur les thématiques-clés de recherches actuelles	Action 11.1 : Poursuivre les efforts de recherche (via PIA, AAP, projets européens) sur les thématiques-clés telles que : intégration au milieu environnant, intégration au réseau, technologies pour la maintenance préventive	Toutes filières	P1
Levier 12 : Favoriser le système productif local lors du développement des projets	Action 12.1 : Renforcer et généraliser les prises de participation de l'ADEME (via PIA) dans les PME/ETI qui se positionnent sur des segments éoliens à forte valeur ajoutée ou à forte composante « innovation »	Toutes filières	P2
	Action 12.2 : Evaluer l'opportunité d'intégrer des critères sociaux et environnementaux dans les appels d'offres	Toutes filières	P1
Levier 13 : Développer et anticiper le marché de la fin de vie	Action 13.1 : Favoriser l'émergence d'une filière de recyclage des pales, via le lancement d'un projet PIA ou par le biais des groupements d'entreprises / syndicats	Eolien terrestre	P2
	Action 13.2 : Etudier l'incitation à la recyclabilité et à l'incorporation de matériaux renouvelables dans le cadre des AO (bonus/quota), puis systématiser si opérationnel	Toutes filières	P3
Levier 14 : Favoriser les coopérations et transferts de technologie avec d'autres industries de pointe	Action 14.1 : Favoriser l'émergence d'un acteur français pour la fabrication de pales afin de susciter des synergies avec les nombreux acteurs de l'aéronautique présent en France	Toutes filières	P3
	Action 14.2 : Lancer des appels à projets sur des thématiques croisées (éolien / autres secteurs) via les Instituts de Transition Energétique (ITE) ou via un AMO pour le montage de projets européens	Toutes filières	P3
Axe 4 : Facilitation de l'appropriation locale des projets			
Levier 15 : Favoriser l'intégration locale des projets	Action 15.1 : Mener une évaluation de la mise en œuvre des chartes de bonnes pratiques (type charte AMORCE/FEE) signées par les développeurs, et favoriser l'amélioration des	Toutes filières	P1



Leviers	Actions	Filières concernées	Prioritaire ?
	chartes existantes dans l'optique d'une généralisation de son utilisation		
Levier 16 : Favoriser la décentralisation du financement et de la gouvernance de l'éolien	Action 16.1 : Mettre en place un protocole de suivi du critère « financement participatif » intégré aux AO éolien afin d'améliorer de façon continue l'implication et la gouvernance citoyenne dans les projets	Eolien terrestre	P2
	Action 16.2 : Etudier l'opportunité de développer des outils de solidarité entre les territoires urbains qui consomment de l'énergie et les territoires ruraux qui peuvent la produire	Eolien terrestre	P2

3.1. Axe 3 : Structuration de la filière éolienne française

Levier 9 : Renforcer la structuration industrielle et la coordination des acteurs de la filière

Description :

La filière éolienne française est encore peu présente sur certains maillons tels que la fabrication de composants, où les taux d'importation pour le marché domestiques restent encore élevés. Si un certain nombre de groupements d'entreprises existent pour accompagner les acteurs, leur coordination et leur diversification pourraient encore être renforcées afin de favoriser les liens entre acteurs de la filière et le portage d'offres intégrées auprès des porteurs de projets.

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre :

Action 9.1 Etudier la mise en place d'une plateforme nationale qui centralise les appels d'offres régionaux passés par les chefs de file de la filière et permet de diffuser des offres entre PME/ETI					
Type d'action	Diffusion	Filière	Toutes filières	Maillon	Tous maillons
Description complémentaire de l'action					
Des plateformes d'appels d'offres existent à l'échelle régionale et au niveau de la filière EMR française (via la CCI Business EMR), mais le niveau national, avec une plateforme unique centralisant les différents appels d'offres régionaux pour l'éolien terrestre et en mer, est pour le moment absent.					
L'action consiste à initier un dialogue pour valider la pertinence de la mise en place d'une telle plateforme (ou à étendre l'outil CCI Business). Cette action pourrait ensuite être concrétisée via un co-financement (pouvoirs publics et représentants de la profession), afin de renforcer les synergies entre régions et permettre aux PME/ETI souhaitant monter en compétence dans l'éolien de pouvoir répondre à des offres et de pouvoir bénéficier d'une plateforme d'échanges avec les acteurs de la filière.					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME (PIA) / syndicats		Moyens financiers requis	Assez important	
Partenaires	Clusters, syndicats, DGEC, DGE		Moyens humains requis	Assez important	
Bénéficiaires	Filière éolienne		Horizon mise en œuvre	1 an et demi	
Complexité	Assez importante		Horizon matérialisation impact	2-3 ans	
Bénéfices attendus					
Meilleure mise en relation entre les acteurs de la filière française présents au niveau des différentes régions françaises et des différentes filières éoliennes (terrestre, en mer posé, flottant).					
Obstacles potentiels					
/					

Levier 10 : Favoriser la coordination de la R&D éolien et le portage des innovations

Description :



La coordination de la R&D éolien permet d'anticiper et de choisir les thématiques, les sous-filières (éolien terrestre/en mer posé/flottant) et les maillons de la chaîne de valeur sur lesquels devront porter la recherche de demain pour que la France se positionne parmi les leaders du secteur de l'éolien à moyen terme.

Action préconisée :

Action 10.1	Promouvoir l'instauration d'une gouvernance plus élargie pour la R&D éolien en France, rassemblant les différents porteurs de la recherche dans l'éolien				
Type d'action	Gouvernance	Filière	Toutes filières	Maillon	Tous maillons
Description complémentaire de l'action					
<p>La gouvernance de la R&D est gérée en partie par le groupe programmatique 5 (ou GP5) de l'Alliance Nationale pour la Coordination de la Recherche en Energie. Toutefois, cette coordination est principalement tournée vers l'éolien en mer.</p> <p>L'action consiste à initier le dialogue visant la mise en place d'une gouvernance plus élargie pour la coordination de la recherche nationale dans l'éolien, afin de couvrir à la fois l'éolien en mer, l'éolien flottant et l'éolien terrestre. Cette nouvelle gouvernance pourrait se composer du GP5 de l'ANCRE, de l'ADEME et du Groupement de Recherche EMR du CNRS, et se réunir de façon annuelle. Les représentants des filières pourront être sollicités en amont afin de recueillir leur vision sur les thématiques phares à pousser.</p>					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ANCRE, ADEME, CNRS		Moyens financiers requis	Faible	
Partenaires	Syndicats, DGRI		Moyens humains requis	Faible	
Bénéficiaires	Filière éolienne		Horizon mise en œuvre	6 mois – 1 an	
Complexité	Limitée		Horizon matérialisation impact	1-2 ans	
Bénéfices attendus					
Elargissement des champs couverts par la R&D éolien et meilleur suivi des thématiques à investiguer.					
Obstacles potentiels					
/					

Levier 11 : Favoriser la montée en compétence sur les thématiques-clés de recherches actuelles

Description :

Le développement de l'éolien est encore confronté à un certain nombre de problématiques :

- sa bonne intégration au réseau électrique ;
- la limitation de son impact sur le milieu environnant : impact sonore/visuel, impact sur l'avifaune et les chiroptères ;
- le rendement des machines sur les sites moins ventés (6 à 7 m/s).

Il est nécessaire de poursuivre les efforts de recherche sur ces thématiques pour accroître l'intégration, l'acceptabilité et les performances de l'éolien.

Actions récentes / en cours de mise en œuvre :

- Expérimentations de projets Smart Grids, mettant en œuvre des dispositifs innovants d'intégration au réseau électrique (ex : Venteea, Smart Grid Vendée, Smile) ;
- Expérimentation de nouvelles solutions de raccordement (avec système d'écrêtement) ;
- Développement de solutions pour limiter les impacts radar (par le biais de projets de recherche).

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre :

Action 11.1	Poursuivre les efforts de recherche (via PIA, AAP, projets européens) sur les thématiques-clés telles que : intégration au milieu environnant, intégration au réseau, technologies pour la maintenance préventive
--------------------	--



Type d'action	Soutien	Filière	Toutes filières	Maillon	Tous maillons
Description complémentaire de l'action					
L'action consiste à poursuivre le soutien national apporté aux thématiques-clés de recherche pour l'éolien, via le PIA de l'ADEME notamment, et à favoriser la mise en œuvre de projets de recherche européens sur ces thématiques					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME		Moyens financiers requis	Assez important	
Partenaires	DGRI, ANR		Moyens humains requis	Intermédiaire	
Bénéficiaires	Filière éolienne		Horizon mise en œuvre	Régulièrement	
Complexité	/		Horizon matérialisation impact	/	
Bénéfices attendus					
Montée en compétence sur les moyens de mieux intégrer l'éolien à son milieu environnant / au réseau électrique.					
Obstacles potentiels					
/					

Levier 12 : Favoriser le système productif local lors du développement des projets

Description :

Le développement de l'éolien en France n'est pas forcément synonyme d'emplois et valeurs ajoutées en France ; la plupart des composants et des services pouvant être importés. Le levier considéré consiste à favoriser autant que possible le système productif local lors du développement de l'éolien en France en assurant la montée en compétence et le positionnement sur le marché domestique des acteurs présents sur le territoire français.

Action récente / en cours de mise en œuvre :

- Prises de participation d'investisseurs publics type BPI / PIA dans des PME ou projets éoliens. L'ADEME a notamment investi au côté de GE dans le projet Merkur, parc éolien en mer comptant 66 éoliennes Haliade de 6MW.

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre :

Action 12.1	Renforcer et généraliser les prises de participation de l'ADEME (via PIA) dans les PME/ETI qui se positionnent sur des segments éoliens à forte valeur ajoutée ou à forte composante « innovation »				
Type d'action	Soutien	Filière	Toutes filières	Maillon	/
Description complémentaire de l'action					
L'action consiste à renouveler les appels à projets s'adressant aux PME dans le cadre du PIA, tout en renforçant la mise en visibilité de la filière éolienne.					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME		Moyens financiers requis	Important	
Partenaires	BPI / DGEC		Moyens humains requis	Assez important	
Bénéficiaires	Filière éolienne		Horizon mise en œuvre	/	
Complexité	/		Horizon matérialisation impact	Quelques années	
Bénéfices attendus					
Renforcement de l'écosystème industriel local, générant des emplois et de la valeur sur le territoire français					
Obstacles potentiels					
/					

Action 12.2	Evaluer l'opportunité d'intégrer des critères sociaux et environnementaux dans les appels d'offres				
--------------------	---	--	--	--	--



Type d'action	Etude	Filière	Toutes filières	Maillon	Développement / Fabrication
Description complémentaire de l'action					
<p>Les réponses aux premiers appels d'offres d'éolien en mer devaient contenir un plan de développement industriel avec un poids de 40% dans la structure de notation de l'offre. Cela a permis la création d'usines de fabrication de composants dans les régions concernées, mais avec en retour une potentielle augmentation du coût associé aux projets.</p> <p>L'action consiste à étudier la pertinence de systématiser l'application de critères sociaux et environnementaux dans les appels d'offres d'éolien terrestre et en mer, afin de favoriser l'écosystème industriel local. Une évaluation précise des impacts, positifs et négatifs, associés à ces critères devra être réalisée (notamment sur la base des retours d'expérience des 2 premiers appels d'offres) afin d'évaluer le bien-fondé de tels critères et, le cas échéant, de permettre une juste calibration de ces critères.</p>					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME		Moyens financiers requis	Limité	
Partenaires	DGEC / CRE / Syndicats		Moyens humains requis	Limité	
Bénéficiaires	Filière éolienne et collectivité		Horizon mise en œuvre	6 mois	
Complexité	Modérée		Horizon matérialisation impact	1-2 ans	
Bénéfices attendus					
Renforcement de l'écosystème industriel local, générant des emplois et de la valeur sur le territoire français.					
Obstacles potentiels					
La mise en place d'un tel critère peut cependant porter le risque d'un renchérissement du coût des projets éoliens.					

Autres actions à évaluer :

Elles consistent à mettre en place les outils (tels que bases de données) permettant une concertation partagée.

Levier 13 : Développer et anticiper le marché de la fin de vie

Description :

Le vieillissement du parc installé crée des opportunités à la fois dans la revalorisation de ces parcs moins performants car plus anciens, historiquement implantés dans les zones les mieux ventées (projets de repowering/revamping/retrofit), mais également dans la gestion des composants à démanteler et recycler. Anticiper le marché de la fin de vie permettra à la filière éolienne française de trouver un optimum économique et environnemental pour les parcs arrivant en fin de vie et permettra également à la France de proposer des offres à l'export pour ce type de projet.

Action récente / en cours de mise en œuvre :

- Participation de l'ADEME dans la création de l'entreprise AB Val composites qui propose une alternative pour la valorisation des déchets composites (type pales d'éolienne).

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre :

Action 13.1	Favoriser l'émergence d'une filière de recyclage des pales, via le lancement d'un projet PIA ou par le biais des groupements d'entreprises / syndicats				
Type d'action	Soutien	Filière	Toutes filières	Maillon	Fin de vie
Description complémentaire de l'action					
A partir de 2025, le démantèlement des parcs terrestres français s'enclenchera et les volumes annuels de matière à traiter augmenteront. Il existe des filières de traitement et de recyclage pour la plupart des matériaux constitutifs d'une éolienne (fondations, tours acier...), mais à l'heure actuelle, il n'existe pas de solution industrielle capable d'absorber les volumes à					



venir de composites des pales. Or les pales pèsent pour environ 8% du poids total de l'éolienne, ce qui représente une dizaine de tonnes de matériau composite par MW et donc des volumes importants à traiter à horizon 2025³⁸¹.

Actuellement, les pales démantelées et broyées sont principalement envoyées en valorisation énergétique, certaines mises en décharge ce qui génère des coûts de traitement pour les exploitants.

L'action consiste à favoriser l'émergence d'une filière de recyclage des pales en composite par le biais :

- Du lancement d'un projet de R&D dans le cadre du PIA, incluant un démonstrateur et regroupant différents acteurs du recyclage et de la matière composite, aussi bien académiques qu'industriels ;
- D'un renforcement des missions portées par les clusters pour inclure un volet d' « organisation d'une logistique nationale pour le recyclage des pales ».

Dans un premier temps, la matière recyclée pourra principalement être utilisée comme substituts de matériaux pour le secteur de la construction. Le recyclage du composite pour une utilisation à qualité identique aux matériaux composites initiaux n'est pour le moment pas encore suffisamment mature.

Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps	
Pilote	ADEME	Moyens financiers requis	Important
Partenaires	DGE, syndicat, cluster	Moyens humains requis	Intermédiaire
Bénéficiaires	Filière éolienne	Horizon mise en œuvre	1-2 ans
Complexité	Importante	Horizon matérialisation impact	4-5 ans
Bénéfices attendus			
Meilleure valorisation des pales issues des parcs éoliens démantelés. Limitation de l'impact environnemental de l'éolien (en analyse de cycle de vie).			
Obstacles potentiels			
Requiert des moyens financiers importants pour accompagner la création de cette filière du recyclage.			

Action 13.2 Etudier l'incitation à la recyclabilité et à l'incorporation de matériaux renouvelables dans le cadre des AO (bonus/quota), puis systématiser si opérationnel					
Type d'action	Etude	Filière	Toutes filières	Maillon	Développement /fabrication
Description complémentaire de l'action					
L'action consiste à lancer une étude destinée à vérifier la possibilité et la pertinence d'intégrer une incitation à la recyclabilité des matériaux dans le cadre des prochains appels d'offres (terrestres et en mer). Environ 85% de la masse des éoliennes est aujourd'hui recyclée et valorisée, donc l'étude portera exclusivement sur les matériaux à ce jour peu valorisés tels que les matériaux composites composant les pales.					
La mise en place de critères de recyclabilité dans les appels d'offres nécessite la mise en œuvre préalable d'une méthodologie claire quant à l'évaluation du degré de recyclabilité des pales et de l'impact environnemental associé, basé notamment sur une analyse de cycle de vie de l'activité de recyclage des pales.					
Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps			
Pilote	ADEME	Moyens financiers requis	Assez limitée		
Partenaires	/	Moyens humains requis	Faible		
Bénéficiaires	Collectivité	Horizon mise en œuvre	1 an		
Complexité	Limitée	Horizon matérialisation impact	4-5 ans		
Bénéfices attendus					
Limitation de l'impact environnemental de l'éolien.					
Obstacles potentiels					
Complexité liée à l'absence actuelle d'une filière pour le recyclage des pales.					

Levier 14 : Favoriser les coopérations et transferts de technologie avec d'autres industries de pointe

Description :

L'activité éolienne met en œuvre un certain nombre de composants, de principes physiques ou encore de méthodes de fabrication qui peuvent se retrouver dans d'autres secteurs d'activités tel que :

³⁸¹ Etude ADEME sur l'opportunité de l'économie circulaire dans le secteur de l'éolien, 2015



- Activités maritimes : similitudes avec l'éolien en mer pour les phases d'installation du parc et de maintenance en mer via crewboats, et pour la fabrication des procédés d'ancrage. STX et DCNS sont des exemples d'acteurs s'étant positionnés dans l'éolien en mer.
- Activités aéronautiques : similitudes dans les procédés de fabrication de pales et dans les outils de mesures utilisés pour les prévisions de production.
- Activités pétrolières : similitude avec l'éolien en mer en termes d'ingénierie sur de grands projets en mer, et de procédés d'ancrage et raccordement. Statoil et Shell sont deux exemples d'entreprises pétrolières s'étant diversifiées dans l'éolien.
- Activités de gestion et distribution d'énergie : synergie pour les activités de raccordement et de câblage (exemple de Nexans).
- Activités de production d'énergie : synergie liée à la fabrication des génératrices, des transformateurs, des arbres de transmission, etc. Alstom et Schneider Electric sont des exemples d'acteurs français s'étant ainsi positionnés sur l'éolien

Le levier consiste à favoriser les coopérations et transferts de technologie entre l'éolien et ces autres industries de pointe présentes en France.

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre:

Action 14.1		Favoriser l'émergence d'un acteur français pour la fabrication de pales afin de susciter des synergies avec les nombreux acteurs de l'aéronautique présent en France			
Type d'action	Soutien	Filière	Toutes filières	Maillon	Fabrication
Description complémentaire de l'action					
L'action consiste à poursuivre les efforts de recherche et d'industrialisation, par le biais de projets de recherche PIA, afin de favoriser l'émergence d'un acteur français pour la fabrication de pale et profiter ainsi des nombreuses synergies pouvant être instaurées avec les acteurs de l'aéronautique présents en France.					
En 2017, aucun fabricant de pales n'est présent en France. Toutefois, le projet de recherche Effiwind, soutenu par l'ADEME et le conseil régional de Nouvelle-Aquitaine depuis 2014 pour une durée de 4,5 ans, vise le développement d'une nouvelle génération de pales d'éolienne à base de matériaux polymères thermoplastiques acryliques recyclables.					
Les synergies entre acteurs de l'aéronautique et les acteurs du projet Effiwind peuvent d'ores-et-déjà être recherchés via la mise en œuvre de réunions d'échanges en parallèle du projet.					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME		Moyens financiers requis	Elevé	
Partenaires	Syndicats éoliens et de l'aéronautique		Moyens humains requis	Intermédiaire	
Bénéficiaires	Collectivité		Horizon mise en œuvre	Immédiat (poursuite projet)	
Complexité	Elevée		Horizon matérialisation impact	2 ans	
Bénéfices attendus					
Augmentation de la part française dans la production pour le marché domestique et opportunités à l'export.					
Obstacles potentiels					
Le maillon de la fabrication de pale est déjà fortement verrouillé, et dominé par quelques grands acteurs tels que LM WindPower ou SGL Rotec. Le positionnement d'un acteur français nouvel entrant sur ce marché est donc complexe.					

Action 14.2		Lancer des appels à projets sur des thématiques croisées (éolien / autres secteurs) via les Instituts de Transition Energétique (ITE) ou via un AMO pour le montage de projets européens			
Type d'action	Soutien	Filière	Toutes filières	Maillon	Tous maillons
Description complémentaire de l'action					
L'action consiste à favoriser les synergies entre l'éolien et d'autres secteurs d'activités pouvant apporter une forte valeur ajoutée au développement de l'éolien, notamment les secteurs : du maritime (installation et exploitation en mer), de l'aéronautique (pale, capteurs), de l'exploitation pétrolière (fondation et flotteur, gestion de projets complexes). Cela peut se faire par plusieurs canaux :					
<ul style="list-style-type: none"> - Création d'un institut de transition énergétique (ITE) qui soit le lien de rencontre de secteurs pouvant présenter des synergies fortes ; 					



<ul style="list-style-type: none"> - Mise en place d'une assistance à maîtrise d'ouvrage (AMO) pour le montage de projets européens ; - Lancement d'appels à projets portés par l'ADEME via le programme des investissements d'avenir. 			
Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps	
Pilote	ADEME	Moyens financiers requis	Assez important
Partenaires	Syndicats, clusters	Moyens humains requis	Intermédiaire
Bénéficiaires	Filière éolienne	Horizon mise en œuvre	2 ans
Complexité	Intermédiaire	Horizon matérialisation impact	4-5 ans
Bénéfices attendus			
Renforcement des synergies entre l'éolien et d'autres secteurs d'activité présents en France (maritime, aéronautique, pétrolier, ...), permettant d'envisager des baisses de coûts et des gains de performance plus rapides.			
Obstacles potentiels			
/			

3.2. Axe 4 : Facilitation de l'appropriation locale des projets

Levier 15 : Favoriser l'intégration locale des projets

Description :

Historiquement centralisée, la production d'électricité devient renouvelable et décentralisée, située au plus proche des territoires. Si ce changement de paradigme peut initialement être perçu de façon négative par les acteurs locaux, en raison des nuisances qu'il peut entraîner sur le milieu environnant (impacts visuel et sonore liés aux éoliennes par exemple), il peut s'avérer extrêmement créateur de valeurs (économique, sociale et environnementale) pour les territoires d'implantation à condition que les projets puissent être compris et intégrés localement.

L'intégration locale des projets est indispensable au bon développement de l'éolien sur les territoires et à l'appropriation par les populations des enjeux et des retombées associées. Cette intégration locale passe par :

- Une meilleure communication menée par le développeur auprès des populations et collectivités locales sur le projet éolien ;
- Une meilleure implication des citoyens et des collectivités locales à chacune des phases du projet (développement, construction, exploitation, fin de vie) et selon différents degrés : de la concertation jusqu'à la gouvernance citoyenne en passant par le financement participatif ;
- Une meilleure distribution des retombées économiques au niveau des territoires d'implantation (via la fiscalité notamment) ;
- Une meilleure prise en compte des enjeux et contraintes du territoire.

Actions récentes / en cours de mise en œuvre :

- Réalisation de chartes de bonnes pratiques à destination des développeurs pour que les projets se construisent dans la concertation et le respect du milieu environnant. La charte publiée en 2014 par AMORCE en partenariat avec la FEE, engage ainsi les développeurs et les collectivités locales à mieux prendre en compte les attentes de la collectivité et les besoins de communication en amont, dans la phase de développement et dans la phase d'exploitation du projet : publication d'un calendrier et des résultats des études, ouverture du site, transmission d'un rapport d'activité par exemple ;
- Enquête et rapport AMORCE sur la fiscalité de l'éolien (2016) ;
- Rédaction et actualisation du guide « L'élu et l'éolien » ;
- Publication par l'ADEME et Energie Partagée du guide « Collectivités territoriales, parties prenantes des projets participatifs et citoyens d'énergies renouvelables ».

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre:



Action 15.1 Mener une évaluation de la mise en œuvre des chartes de bonnes pratiques (type charte AMORCE/FEE) signées par les développeurs, et favoriser l'amélioration des chartes existantes					
Type d'action	Suivi / évaluation	Filière	Toutes filières	Maillon	Développement
Description complémentaire de l'action					
<p>Un certain nombre de chartes de bonnes pratiques, dont la charte AMORCE/FEE, ont été mises en place les dernières années et ont été signées par certains développeurs et collectivités. Toutefois, encore peu de retours d'expérience précis sur la mise en œuvre de ces chartes par les développeurs et sur les freins qu'ils ont rencontrés, ont été remontés.</p> <p>L'action consiste à mener une évaluation de la mise en œuvre des principales chartes de bonnes pratiques signées par les développeurs pour notamment savoir dans quelle mesure les chartes ont bien été appliquées et pour faire progresser le contenu et le niveau d'exigence de ces chartes.</p> <p>L'évaluation pourrait contenir une section finale de recommandations permettant d'explorer les opportunités d'enrichir les chartes existantes avec de nouveaux volets tels que :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La fiscalité éolienne perçue par les collectivités locales et notamment par la commune d'implantation ; - Les mesures compensatoires pouvant ou devant être mises en œuvre par le développeur en réponse aux impacts négatifs résiduels pour le milieu environnant liés à l'installation du parc. <p>Enfin, dans l'optique de généraliser l'appropriation de ces chartes par le plus grand nombre de développeurs possible, les leviers de diffusion suivants pourront être étudiés :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Promotion active de la charte auprès des développeurs et collectivités par les pouvoirs publics centraux et avec le soutien des syndicats • Instauration d'exigences pour l'ajout de (tout ou partie) de la charte aux demandes du dossier ICPE • Ajout de (tout ou parti) de la charte en tant que critères d'éligibilité des AO éolien. 					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME, AMORCE		Moyens financiers requis	Limité	
Partenaires	FEE, SER		Moyens humains requis	Limité	
Bénéficiaires	Collectivité		Horizon mise en œuvre	6 mois	
Complexité	Limité		Horizon matérialisation impact	1 an	
Bénéfices attendus					
Meilleure appropriation des projets éoliens par les populations et collectivités locales. Meilleure prise en compte des contraintes de territoire dans le développement des projets éoliens.					
Obstacles potentiels					
/					

Levier 16 : Favoriser la décentralisation du financement et de la gouvernance de l'éolien

Description :

Un des sous-volets de la réappropriation locale de l'énergie repose sur la décentralisation du financement et de la gouvernance de l'éolien. L'encouragement des projets participatifs et citoyens impliquant des collectivités territoriales et des particuliers contribue à une meilleure intégration territoriale des projets EnR et à l'appropriation de la transition énergétique par le plus grand nombre, à condition toutefois que ces projets soient également exemplaires en matière de prise en compte des intérêts du territoire (concertation avec l'ensemble des parties prenantes, prise en compte des enjeux locaux, etc.). Cette dynamique peut également contribuer à une accélération du déploiement des EnR sur le territoire français, en révélant des gisements fonciers additionnels, et en mobilisant des acteurs pour lesquels l'exigence de rentabilité ne constitue pas la motivation prédominante et qui sont prêts à porter des projets y compris dans des zones délaissées par les développeurs privés.

Il existe une multitude de modèles participatifs, avec des niveaux d'implication différents des citoyens ou collectivités locales en termes de financement et de gouvernance :

- Participation à la dette (obligation ou plateforme de crowdfunding) ;
- Participation en fonds propres via une prise de participation dans la société de projet. Des projets dits « 100% citoyens » ne comptent ainsi que des citoyens au capital de la société de projet ;
- Participation en fonds propres de façon indirecte, par le biais d'un intermédiaire type Energie Partagée Investissement ou des clubs d'investisseurs.



Actions récentes / en cours de mise en œuvre :

Depuis la publication de la loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte en août 2015, un certain nombre d'actions ont été prises pour favoriser le financement participatif dans les projets d'énergies renouvelables, notamment :

- Instauration d'un label « Financement participatif pour la croissance verte » par le ministère de l'Environnement en avril 2017 ;
- Attribution d'une prime, prévue dans les appels d'offres pour l'éolien terrestre, pour les projets ayant recours à certain niveau de financement participatif : prime entre 2 et 3 €/MWh en fonction de la part de financement participatif³⁸² (minimum de 20%) ;
- Aménagement du droit des sociétés et du droit des marchés financiers en vue de faciliter le financement participatif et citoyen ;
- Mise en œuvre d'un dispositif de soutien à l'amorçage et au développement de projets EnR citoyens : une étude de préfiguration, lancée conjointement par l'ADEME et la Caisse des dépôts, est en cours de finalisation.

Actions que l'ADEME se propose d'entreprendre:

Action 16.1 Mettre en place un protocole de suivi du critère « financement participatif » intégré aux AO éolien afin d'améliorer de façon continue l'implication et la gouvernance citoyenne dans les projets					
Type d'action	Suivi / évaluation	Filière	Eolien terrestre	Maillon	Développement
Description complémentaire de l'action					
<p>Un critère « financement participatif » a été ajouté à la procédure d'appel d'offres pour l'éolien terrestre. Ce critère, s'il est respecté, se traduit par une prime versée au producteur (entre 2 et 3 €/MWh). La 1^{ère} vague de candidature est prévue pour décembre 2017. Une première estimation de l'appétence des porteurs de projets à mobiliser du financement participatif pour leur projet pourra donc être remontée au courant de l'année 2018.</p> <p>L'action consiste à mettre en place un protocole de suivi de ce critère de « financement participatif » afin de l'améliorer de façon continue pour les prochaines vagues d'appels d'offres (sur la base des résultats des premiers AOs). Les critères de suivi et axes d'amélioration pourraient notamment porter sur :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les modalités retenues pour qu'un investissement soit considéré comme participatif ; - La part de financement participatif requise pour déclencher la prime ; - Les niveaux retenus pour la majoration tarifaire pour les projets participatifs ; - Les niveaux retenus pour la minoration tarifaire en cas de non-respect de l'engagement pris par le porteur de projet. <p>Ce processus de suivi et d'amélioration en continu du critère de financement participatif devra faire l'objet de concertations entre les différents acteurs impliqués (CRE, DGEC, ADEME, syndicats, acteurs du financement participatif) afin de faire remonter de façon privilégiée les retours d'expérience issus des premiers appels d'offres.</p>					
Modalités de mise en œuvre			Moyens requis et horizon de temps		
Pilote	ADEME / CRE / DGEC		Moyens financiers requis	Faible	
Partenaires	Syndicats		Moyens humains requis	Limité	
Bénéficiaires	Collectivités		Horizon mise en œuvre	1 an	
Complexité	Faible		Horizon matérialisation impact	1 an et demi	
Bénéfices attendus					
Amélioration de la participation des citoyens et collectivités dans les projets éoliens.					
Obstacles potentiels					
/					

Action 16.2 Etudier l'opportunité de développer des outils de solidarité entre les territoires urbains qui consomment de l'énergie et les territoires ruraux qui peuvent la produire					
Type d'action	Financement	Filière	Eolien terrestre	Maillon	Développement
Description complémentaire de l'action					

³⁸² Cahier des charges des appels d'offres pour l'éolien terrestre, paru le 5 mai 2017



L'organisation actuelle du territoire est séparée en zones urbaines où la consommation d'électricité est importante et la production faible, et en zones rurales où la consommation est limitée et où la production d'électricité peut en revanche être intensifiée. Un principe de solidarité entre les territoires urbains qui consomment de l'énergie et les territoires ruraux qui peuvent la produire, pourrait s'ancre à travers la mise en place de fonds régionaux.

Ces fonds régionaux, alimentés à travers notamment la fiscalité perçue sur la consommation et la production d'électricité, permettront de développer des projets éoliens sur les territoires ruraux, dans le respect des contraintes locales.

L'action consiste à lancer une étude sur le fonctionnement de tels mécanismes, les besoins auxquels ils permettent de répondre et les bénéfices apportés.

Modalités de mise en œuvre		Moyens requis et horizon de temps	
Pilote	ADEME / Régions	Moyens financiers requis	Limité
Partenaires	ARF	Moyens humains requis	Limité
Bénéficiaires	Collectivités	Horizon mise en œuvre	1 an
Complexité	Limitée (étude)	Horizon matérialisation impact	2 ans
Bénéfices attendus			
Renforcement de l'implication des régions dans le développement de l'énergie sur leur territoire.			
Obstacles potentiels			
L'opposition à l'éolien rencontrée au niveau de certaines régions peut compliquer la mise en œuvre de ces fonds de développement.			

3.3. Actions complémentaires à étudier

Un certain nombre d'actions complémentaires ont été identifiées durant la réalisation de la présente étude, notamment lors de l'atelier élargi du 17 mai 2017, mais ne sont pas intégrées ici au *Plan d'actions ADEME pour l'éolien* soit parce qu'elles n'ont pas à ce stade réuni de consensus sur leur pertinence et leur niveau de priorité, soit parce qu'elles engagent potentiellement la responsabilité d'acteurs autres que l'ADEME, **en particulier les acteurs de la filière et leurs représentants**. Ces actions, leur priorisation, et l'engagement des différentes parties-prenantes pourront faire l'objet de discussions plus approfondies, notamment dans le cadre d'un comité stratégique de filière à constituer (voire section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ci-dessus). Les actions en questions sont listées ci-dessous pour rappel :

- **Axe 3 : Structuration de la filière éolienne**
 - o Mettre en place une structure rassemblant tous les acteurs de l'éolien et leur offrant des opportunités de mise en relation et collaboration (à l'instar de Vivapolis pour la ville durable)
 - o Mettre en place un accompagnement complet et personnalisé des acteurs français souhaitant se positionner à l'international, en facilitant notamment le réseautage et le référencement des sous-traitants pour favoriser les offres complètes et groupées
 - o Mener une réflexion concertée quant au suite à donner à l'initiative Windustry, sur la base des résultats de l'évaluation en cours du dispositif
 - o Poursuivre et accompagner les efforts de coordination nationale des offres de formation, entrepris par la FEE
 - o Renforcer les missions des clusters et des ITE sur les nouveaux marchés de l'éolien sur lesquels la France pourrait avoir un positionnement fort à moyen terme
 - o Consolider le développement de la filière éolien flottant via le lancement, à brève échéance, d'un premier appel d'offres commercial dédié
 - o Susciter un système de tutorat de PME par de grandes entreprises de secteurs connexes
 - o Favoriser l'émergence d'une filière française spécialisée dans le démantèlement des parcs
- **Axe 4 : Facilitation de l'appropriation locale des projets**
 - o Généraliser la diffusion des chartes de bonnes pratiques et leur appropriation par les développeurs



4. SYNTHÈSE DU PLAN D' ACTIONS ET ECHEANCIER

4.1. Synthèse

L'ADEME, en tant qu'acteur central dans la mise en œuvre des politiques publiques en lien avec l'environnement, l'énergie et le développement durable, souhaite poursuivre l'accompagnement de la filière éolienne française par la mise en œuvre d'actions concrètes permettant de renforcer la diffusion des connaissances et bonnes pratiques sur l'éolien auprès des publics concernés, et de co-développer les outils nécessaires pour un développement de l'éolien qui soit en accord avec les objectifs fixés et qui permette une maximisation de la valeur sociale et économique pour les territoires.

Comme précisé en introduction de la section 2, l'alignement des rythmes d'installations avec les objectifs fixés par les pouvoirs publics (PPE notamment) dépend **d'une part des délais de développement des projets** (eux-mêmes dépendant des impacts dus à la simplification des procédures amorcée récemment) et **d'autre part du flux de projets entrant en développement** (dépendant quant à eux des contraintes de territoire et des conditions offertes par le mécanisme de soutien en place).

Afin de contribuer à l'effort de simplification des procédures (déjà fortement engagé par les pouvoirs publics) et afin d'anticiper certaines évolutions (déploiement du réseau et marchés de la fin de vie notamment), l'ADEME pourrait lancer et co-piloter des études visant notamment à étudier :

- les retours d'expérience des projets éoliens en mer en cours de réalisation à l'étranger (mer du Nord et Baltique) ;
- la caractérisation des recours (motifs, durée, aboutissement, ...) ; ou encore
- les offres de raccordement alternatives permettant à certains parcs de se connecter au réseau de transport ou de distribution existant à condition d'écrêter leur production sous certaines conditions.

Afin de mieux concilier l'éolien et l'aménagement du territoire, et contribuer à l'amélioration de l'acceptabilité locale, l'ADEME peut contribuer à la mise en œuvre d'un certain nombre d'actions-clés dont notamment :

- la mise en place d'une plateforme complète d'information et de communication sur l'éolien à destination des citoyens, collectivités, acteurs de la filière et pouvoirs publics. Cette plateforme aurait vocation à rassembler l'ensemble des données énergétiques, environnementales et socio-économiques de l'éolien, et à se faire le relais des retours d'expérience des acteurs des territoires ayant accueilli des parcs éoliens ;
- le lancement d'une nouvelle campagne nationale de communication autour de l'éolien, en mettant notamment en avant les retombées d'ordre national et local que son développement génère ;
- la diffusion des outils de planification existants auprès des collectivités locales pour favoriser leur montée en compétence ; ou encore
- le renforcement de nos connaissances sur les impacts de l'éolien (sur la biodiversité, sur les prix du foncier, ...).

Afin de contribuer à une structuration plus forte de la filière éolienne française, l'ADEME aurait un rôle actif à jouer, notamment dans :

- la coordination et le renforcement de la recherche dans l'éolien, pour que la France puisse être innovante et source de valeurs ajoutées notamment sur les thématiques-clés de recherche (intégration au milieu environnant, intégration au réseau, technologies pour la maintenance préventive, ...) ;
- l'évaluation de l'opportunité d'intégrer des critères sociaux et environnementaux dans les appels d'offres afin de favoriser l'écosystème industriel local ; ou encore
- le renforcement de ses prises de participation dans les PME/ETI innovantes de l'éolien.

Afin de **renforcer l'appropriation locale des projets par les populations et collectivités locales**, des efforts importants doivent encore être entrepris et peuvent se matérialiser par une contribution de l'ADEME à :

- l'amélioration et la diffusion des chartes existantes ;
- au suivi de la mise en place du critère de « financement participatif » inclus dans les appels d'offres, afin d'en rehausser progressivement les exigences ; ou encore



- l'analyse des opportunités existantes pour le développement d'outils de solidarité entre territoires urbains et ruraux.

Ces actions peuvent nécessiter la mobilisation d'acteurs extérieurs à l'ADEME pour leur réalisation. Par ailleurs, l'alignement du rythme des MW sur les objectifs pris par la France à court/moyen/long terme et la maximisation de la valeur sociale et environnementale reposeront également grandement sur les actions que mettront en œuvre les acteurs de la filière (syndicats, clusters notamment), les collectivités locales ou encore les pouvoirs publics. Afin de mobiliser l'ensemble de ces parties prenantes sur le suivi et l'évaluation de la politique de soutien et de ce plan d'actions, et sur la co-construction d'actions supplémentaires, **la mise en place et l'animation d'un comité stratégique de filière, au niveau national, est également prioritaire.**

Classées par grand enjeu et par niveau de priorité (de 1= prioritaire à 3 = moins prioritaire), les actions que l'ADEME pourrait porter à court/moyen terme sont synthétisées dans le Tableau 30).

	Priorité 1	Priorité 2	Priorité 3
Gouvernance générale	0.1 : Mettre en place et animer un comité stratégique de filière [T+M]	0.2 : Mettre en place et animer un comité stratégique de filière [T+M]	
Aligner le rythme des MW sur objectifs	1.1 : Etude sur REX éolien en mer dans pays voisins [M]	3.1 : Mener une étude de marché sur le repowering [T]	2.1 : Etudier nouveaux modèles de déploiement réseau [T+M]
	1.2 : Mener étude sur la caractérisation des recours [T+M]	5.2 : Etudier la contractualisation Régions-collectivités territoriales [T+M]	4.3 : Mener une étude prospective sur les impacts potentiels de l'éolien de plus grande taille sur l'acceptabilité [T]
	2.2 : Etudier et évaluer offres de raccordement alternatives [T]	5.3 : Déclencher des AMO pour accompagner les collectivités lors du montage de projet [T]	8.1 : Renforcer les connaissances sur l'impact acoustique de l'éolien [T]
	4.1 : Construire une plateforme complète d'information et communication sur l'éolien [T+M]	6.1 : Renforcer prise en compte enjeux avifaune dans SRE [T+M]	8.2 : Réaliser une démonstration de monitoring en continu de l'émergence acoustique [T]
	4.2 : Renforcer la communication autour de l'éolien [T+M]	6.3 : Définir indicateurs d'impact sur la biodiversité pour comparaison avec autres secteurs d'activité [T+M]	
	5.1 : Favoriser la montée en compétence des collectivités [T+M]		
	6.2 : Poursuivre la recherche sur les méthodes de suivi des impacts sur la biodiversité [T+M]		
	7.1 : Etudier l'impact de l'éolien sur les prix du foncier en France [T]		
Maximiser la valeur sociale et économique	9.1 : Etudier la mise en place d'une plateforme nationale pour centraliser les AOs régionaux entre acteurs [T+M]	12.1 : Renforcer les prises de participation de l'ADEME (via PIA) dans les PME/ETI innovantes [T+M]	13.2 : Etudier l'incitation à la recyclabilité et à l'incorporation de matériaux renouvelables dans AOs [T+M]
	10.1 : Promouvoir une gouvernance plus élargie pour la R&D éolien en France [T+M]	13.1 : Favoriser l'émergence d'une filière de recyclage des pales [T]	14.1 : Favoriser l'émergence d'un fabricant français de pales [T+M]
	11.1 : Poursuivre les efforts de recherche sur les thématiques-clés [T+M]	16.1 : Mettre en place un protocole de suivi du critère « financement participatif » des AOs [T]	14.2 : Lancer des appels à projets sur des thématiques croisées éolien / autres secteurs [T+M]
	12.2 : Evaluer l'opportunité d'intégrer des critères sociaux et environnementaux dans les AO [T+M]	16.2 : Etudier l'opportunité de développer des outils de solidarité entre territoires urbains et ruraux [T]	
	15.1 : Evaluer la mise en œuvre des chartes de bonnes pratiques et favoriser l'amélioration de ces chartes [T+M]		

Tableau 30 : Synthèse du plan d'actions ADEME par niveau de priorités

Légende : [T] : éolien terrestre ; [M] : éolien en mer ; [T+M] : éolien terrestre et en mer



4.2. Echéanciers

Ci-dessous, des échéanciers, distingués par niveau de priorité des actions, ont été produits dans le but d'indiquer, de façon indicative, les échéances potentielles de lancement de chacune des actions, associées aux durées prévisionnelles de mise en œuvre de ces actions. A noter que certaines actions s'inscrivent dans un processus continu (ex : actions 0.1, 4.1 et 5.1) : elles n'ont donc pas de fin prévue à court/moyen terme.

Echéancier actions de priorité 1 (lancement et durée de l'action)		Année 1		Année 2		Année 3		Année 4		Année 5	
		S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Gouvernance générale	0.1 : Mettre en place et animer un comité stratégique de filière [T+M]										
Aligner rythme des MW sur objectifs	1.1 : Etude sur REX éolien en mer dans pays voisins [M]										
	1.2 : Mener étude sur la caractérisation des recours [T+M]										
	2.2 : Etudier et évaluer offres de raccordement alternatives [T]										
	4.1 : Construire une plateforme complète de l'éolien [T+M]										
	4.2 : Renforcer la communication autour de l'éolien [T+M]										
	5.1 : Favoriser la montée en compétence des collectivités [T+M]										
	6.2 : Poursuivre recherche sur méthodes de suivi impacts biodiversité [T+M]										
	7.1 : Etudier l'impact de l'éolien sur les prix du foncier en France [T]										
Maximiser la valeur sociale et économique	9.1 : Etudier la création d'une plateforme nationale pour AOs régionaux [T+M]										
	10.1 : Promouvoir une gouvernance plus élargie pour R&D éolien en France [T+M]										
	11.1 : Poursuivre les efforts de recherche sur thématiques-clés [T+M]										
	12.2 : Evaluer la pertinence de critères sociaux-environnementaux dans AO [T+M]										
	15.1 : Evaluer la mise en œuvre et améliorer chartes bonnes pratiques [T+M]										

Echéancier actions de priorité 2 (lancement et durée de l'action)		Année 1		Année 2		Année 3		Année 4		Année 5	
		S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Gouvernance générale	0.2 : Mettre en place et animer un comité stratégique de filière [T+M]										
Aligner rythme des MW sur objectifs	3.1 : Mener une étude de marché sur le repowering [T]										
	5.2 : Etudier la contractualisation Régions-collectivités territoriales [T+M]										
	5.3 : Déclencher des AMO pour accompagner collectivités dans projet [T]										
	6.1 : Renforcer prise en compte enjeux avifaune dans SRE [T+M]										
	6.3 : Définir indicateurs d'impact sur la biodiversité pour comparer secteurs [T+M]										
Maximiser la valeur sociale et économique	12.1 : Renforcer prises de participation ADEME dans PME/ETI innovantes [T+M]										
	13.1 : Favoriser l'émergence d'une filière de recyclage des pales [T]										
	16.1 : Assurer suivi du critère « financement participatif » des AOs [T]										
	16.2 : Etudier l'opportunité de développer des outils de solidarité entre territoires urbains et ruraux [T]										



Echéancier actions de priorité 3 (lancement et durée de l'action)		Année 1		Année 2		Année 3		Année 4		Année 5	
		S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Aligner rythme des MW sur objectifs	2.1 : Etudier nouveaux modèles de déploiement réseau [T+M]										
	4.3 : Mener étude prospective sur impacts éolien de grande taille sur acceptabilité [T]										
	8.1 : Renforcer les connaissances sur l'impact acoustique de l'éolien [T]										
	8.2 : Réaliser démonstration de monitoring en continu de l'émergence acoustique [T]										
Maximiser la valeur sociale et économique	13.2 : Etudier l'incitation à la recyclabilité et à l'incorporation de matériaux renouvelables dans AOs [T+M]										
	14.1 : Favoriser l'émergence d'un fabricant français de pales [T+M]										
	14.2 : Lancer des appels à projets sur des thématiques croisées éolien / autres secteurs [T+M]										



5. SUIVI DU PLAN D' ACTIONS ADEME POUR L' EOLIEN

Le suivi du *Plan d'actions ADEME pour l'éolien* et l'atteinte des objectifs fixés pourront être menés sur la base d'indicateurs globaux remontés annuellement pour chacune des catégories de leviers étudiées.

5.1. Indicateurs clés de suivi

Le suivi de l'alignement du rythme annuel d'installation de MW éoliens sur les objectifs de déploiement fixés par la politique de soutien (objectifs PPE) pourra être conduit par le biais des indicateurs suivants :

- nombre de MW installés annuellement ;
- nombre de recours déposés annuellement / part des projets en développement ayant reçu des recours ;
- durée de développement des projets et durée des différentes procédures (dont procédures de raccordement) ;
- taux d'acceptabilité de l'éolien (enquête).

Le suivi du volet de maximisation de la valeur sociale et économique de l'éolien pourra passer par les indicateurs suivants :

- taille de la filière éolienne française en nombre d'entreprises ;
- nombre d'acteurs présents à l'international, dont nombre de PME/ETI ;
- nombre de PME/ETI soutenus ;
- volumes importés / volumes exportés / solde de la balance commerciale ;
- nombre d'emplois de la filière ;
- ratios d'ETP/MW installés à une année donnée ;
- valeur ajoutée générée par la filière éolienne française ;
- nombre de projets de recherche français et européens impliquant des acteurs français ;
- nombre/pourcentage de projets participatifs et/ou citoyens.

5.2. Modalités de suivi

Les modalités de suivi de ces indicateurs restent à définir. Il semble néanmoins pertinent que ce travail fasse partie des missions confiées au comité stratégique de filière (voir section 1 ci-dessus).



Index des tableaux et figures

Tableaux

Tableau 1 : Répartition de la production française par maillon de la chaîne de valeur	76
Tableau 2 : Répartition de la valeur ajoutée française par maillon de la chaîne de valeur	77
Tableau 3 : Liste des questions évaluatives retenues dans le cadre de cette étude et présentation succincte des indicateurs choisis pour l'analyse.	145
Tableau 4 : Moyens de production venant en substitution de l'éolien dans le mix de référence	148
Tableau 5 : liste des objectifs de développement de l'éolien, classée par ordre chronologique de parution.....	150
Tableau 6 : Part française en valeur et en % par maillon de la chaîne de valeur du marché domestique de l'éolien terrestre	156
Tableau 7 : Résumé de certaines mesures prises par la politique de soutien française pour éviter, réduire ou compenser les impacts de l'éolien sur les activités liées aux radars, aux vols basse altitude, à l'agriculture / sylviculture et aux télécommunications.	165
Tableau 8 : Evaluation de l'impact sur l'avifaune et sur les chiroptères dû à l'implantation d'éoliennes en France.....	167
Tableau 9 : Réponse à la question « Quelles sont selon vous les contraintes pesant sur le développement de l'éolien sur votre territoire ? »	169
Tableau 10 : Sources d'énergie et coefficients de conversion utilisés dans le cadre de l'analyse de l'indépendance énergétique	170
Tableau 11 : Facteurs d'émissions et mix de production évités.....	173
Tableau 12 : Emissions de GES évitées pour les différents mix de référence (MtCO _{2e})	173
Tableau 13 : Facteurs d'émissions de différents polluants atmosphériques pour différentes filières de production d'électricité en France.....	175
Tableau 14 : Résultats des émissions de polluants atmosphériques évitées par l'éolien dans les différentes variantes de mix électrique	176
Tableau 15 : Hypothèses et paramètres appliqués pour la comparaison en analyse de cycle de vie entre l'éolien et les différentes filières composant le mix de référence	178
Tableau 16 : Résultats et comparaison, en analyse de cycle de vie, entre les impacts environnementaux dus à l'éolien et ceux dus au mix de référence	178
Tableau 17 : Dynamiques de la politique de soutien pour favoriser l'emploi dans l'éolien en France, et résultats d'emplois associés	185
Tableau 18 : Taux et facteurs d'inflation utilisés dans le cadre de l'étude	194
Tableau 19 : Bilan des coûts de réseau des S3REnR par région à l'horizon 2020	200
Tableau 20 : Liste des principaux projets financés par le Programme des Investissements d'Avenir (PIA).....	205
Tableau 21 : Financement de la région Picardie pour la RDI en lien avec l'éolien	207
Tableau 22 : Financement de la région Haute-Normandie pour la RDI en lien avec l'éolien	208
Tableau 23 : Dépenses de RDI brutes (pour scénarios avec et sans éolien) et dépenses nettes	210
Tableau 24 : Monétarisation des bénéfices liés aux émissions de GES évitées	217
Tableau 25 : Monétarisation des émissions de polluants atmosphériques évitées sur la période 2002-2015 pour le mix de référence moyen (et agrégation sur la période 2002-2013)	218
Tableau 26 : Monétarisation des émissions de polluants atmosphériques évitées sur la période 2002-2015 pour la variante mix « émetteur »	218
Tableau 27 : Monétarisation des émissions de polluants atmosphériques évitées sur la période 2002-2015 pour la variante mix « peu émetteur »	219
Tableau 28 : Consommation finale d'énergie et d'électricité et parts EnR, en 2050	264
Tableau 29 : Description des 4 scénarii de déploiement de l'éolien à horizon 2050	265
Tableau 30 : Synthèse du <i>plan d'actions ADEME</i> par niveau de priorités.....	309

Figures

Figure 1 : Evolution de la capacité éolienne installée annuellement entre 2000 et 2015 au niveau mondial et répartition de la capacité cumulée entre les principaux pays	9
--	---



Figure 2 : Emplois directs et indirects en ETP, par activité de la chaîne de valeur éolienne en France	10
Figure 3 : Répartition des ETP éoliens en 2015 en France métropolitaine	12
Figure 4 : Historique simplifié de la politique de soutien et du cadre réglementaire (le graphique grisé présente les puissances raccordées chaque année).....	14
Figure 5 : Comparaison entre les objectifs annuels d'éolien installé et le réalisé, et mise en évidence des impacts positifs et négatifs majeurs sur les volumes	15
Figure 6 : Part de la CSPE attribuable à l'éolien dans la facture totale d'électricité d'un ménage moyen	18
Figure 7 : Visualisation des résultats de l'analyse des coûts et bénéfices de la politique de soutien à l'éolien pour la période 2002-2013	19
Figure 8 : Description des 4 scénarii de déploiement de l'éolien à horizon 2050	23
Figure 9 : Evolution du PIB (écart au scénario de référence)	24
Figure 10 : Evolution des ETP directs et indirects liés aux activités d'investissement (gauche) et aux activités d'exploitation-maintenance (droite) dans la filière éolienne, par scénario	25
Figure 11 : Objectifs de la politique publique et enjeux de filière	25
Figure 12 : Synthèse des axes de travail ADEME en réponse aux enjeux identifiés	27
Figure 13 : Evolution de la capacité éolienne terrestre et en mer installée annuellement entre 2000 et 2015 dans le monde	29
Figure 14 : Croissance de la capacité installée en cumulé depuis 2000	30
Figure 15 : Evolution de la production d'électricité d'origine éolienne dans le monde par technologie	30
Figure 16 : Part des principaux pays dans les 12 GW de capacité installée globale d'éolien en mer en 2015.....	31
Figure 17 : Part des principaux pays dans les 756 MW de petit éolien installé en 2014.....	31
Figure 18 : Répartition de la capacité cumulée entre les principaux pays en 2015.....	32
Figure 19 : Répartition de la nouvelle capacité installée par pays dans l'année 2015	32
Figure 20 : Chaîne de valeur de la filière éolienne.....	33
Figure 21 : Répartition des coûts pour un projet éolien moyen terrestre	34
Figure 22 : Emplois 2015 dans les différentes énergies renouvelables hors grand hydro et répartition par type d'emplois pour le secteur éolien	35
Figure 23 : Ratios d'ETP par maillon de la chaîne de valeur pour l'éolien terrestre	35
Figure 24: Segmentation des différents acteurs dans le développement de projets éoliens.....	41
Figure 25 : Positionnement à l'étranger des développeurs français en 2015	42
Figure 26 : Positionnement des bureaux d'études français selon le type d'étude – <i>non exhaustif</i>	44
Figure 27 : Performances à l'export des entreprises en France	44
Figure 28 : Positionnement des fabricants de composants présents en France	51
Figure 29 : Performances à l'export des fournisseurs de composants présents en France	51
Figure 30 : Segmentation des différents acteurs dans l'assemblage.....	53
Figure 31 : Segmentation des différents acteurs français dans l'installation et la mise en service d'éoliennes - <i>non exhaustive</i>	56
Figure 32 : Performances à l'export des acteurs français positionnés dans l'installation	56
Figure 33 : Caractérisation des acteurs de l'opération et maintenance	60
Figure 34 : Performance à l'export des acteurs de la maintenance pure.....	61
Figure 35 : Perspectives du marché du démantèlement.....	62
Figure 36 : Comparaison des CAPEX et OPEX pour l'éolien terrestre et en mer (Allemagne et Royaume-Uni).....	63
Figure 37 : Principe de décomposition de filière utilisé dans le modèle	73
Figure 38 : Production des acteurs de l'éolien en France, en 2015.....	74
Figure 39 : Décomposition du marché domestique liée au déploiement et à l'exploitation de parcs éoliens terrestres, 2015.....	75
Figure 40 : Décomposition de la production domestique liée au déploiement de parcs éolien en mer en 2015.....	75
Figure 41 : Décomposition de la production éolien à destination des marchés étrangers en 2015	76
Figure 42 : Valeur ajoutée par marché, avec ou sans activités non-délocalisables, en 2015	77
Figure 43 : Emplois directs, indirects et induits liés à la filière éolienne en 2015	78
Figure 44 : Répartition du total des ETP directs selon le marché et le maillon de la chaîne de valeur en 2015.....	78
Figure 45 : Répartition des ETP directs selon le maillon de la chaîne de valeur en 2015, par marché	79
Figure 46 : Récapitulatif du total des ETP directs et indirects par maillon de la chaîne de valeur	79
Figure 47 : Intensité en main d'œuvre par maillon de la chaîne de valeur	80



Figure 48 : Répartition géographique des emplois directs liés à l'activité éolienne	81
Figure 49 : Intervalles de confiance des estimation d'ETP directs par maillon de la chaîne de valeur	82
Figure 50 : Capacités éoliennes raccordées au cours de l'année 2015	82
Figure 51 : Répartition des développeurs et développeurs exploitants par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes)	83
Figure 52 : Répartition du CA des développeurs et développeurs exploitants par marché et par modèle d'affaires	84
Figure 53 : Répartition régionale des emplois, en ETP, des développeurs et développeurs-exploitants	84
Figure 54 : Répartition des bureaux d'études et des sociétés de contrôles par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes).....	85
Figure 55 : Répartition du chiffre d'affaires des bureaux d'études par type d'activité et par filière	86
Figure 56 : Répartition régionale des emplois dans les bureaux d'études, en ETP	87
Figure 57 : Répartition des turbiniens par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes)	88
Figure 58 : Répartition du chiffre d'affaires des turbiniens par filière	89
Figure 59 : Répartition des fabricants de composants par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes)	89
Figure 60 : Répartition du chiffre d'affaires des fabricants de composants par filière éolienne et nature des composants	90
Figure 61 : Répartition régionale des emplois chez les fabricants de composants et les turbiniens.....	91
Figure 62 : Répartition des entreprises de génie civil et travaux maritimes par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes).....	92
Figure 63 : Répartition des entreprises de génie civil et travaux maritimes par activité	92
Figure 64 : Répartition régionale des emplois de génie civil.....	93
Figure 65 : Répartition des entreprises d'exploitation en France selon le montant de leur chiffre d'affaires éolien.....	94
Figure 66 : Décomposition du LCOE en % du LCOE total [sur 20 ans, actualisation à 4,8%]	96
Figure 67 : Facteurs de charge dans les différentes régions françaises d'après les données sur les parcs existants en 2015.....	98
Figure 68 : Comparaison des coûts observés lors de l'étude benchmark international et de l'enquête réalisée auprès des acteurs français (moyenne) [%]	99
Figure 69 : Evolution des CAPEX en fonction de la puissance totale des parcs (moyenne, 10e centile, 90e centile) en k€/MW	100
Figure 70 : Evolution des CAPEX en fonction de la puissance nominale des éoliennes installées en France (moyenne, 10e centile, 90e centile) en k€/MW	100
Figure 71 : Evolution des CAPEX en fonction du diamètre du rotor des éoliennes installées en France (moyenne, 10e centile, 90e centile) en k€/MW	101
Figure 72 : Evolution des CAPEX des projets mis en service entre 2012 et 2017 (estimation) - comparaison entre les données de l'enquête et des études françaises similaires (k€/MW).....	101
Figure 73 : Répartition des OPEX - comparaison entre les données issues de l'enquête et l'étude CRE 2014.....	102
Figure 74 : Evolution des OPEX en fonction de la puissance nominale des éoliennes installées en France (moyenne, 10e centile et 90e centile) en k€/MW/an.....	103
Figure 75 : Evolution des OPEX en fonction de la puissance totale des parcs en k€/MW	103
Figure 76 : Evolution des OPEX des projets réalisés entre 2013 et 2017 (estimation)	104
Figure 77 : Variation du LCOE par rapport au taux d'actualisation	104
Figure 78 : LCOE 2015 dans les différentes régions françaises [€/MWh]	105
Figure 79 : Evolution du facteur de charge net en fonction de la vitesse moyenne de vent, pour une éolienne toilée type (de S_u de l'ordre de 4,6 m ² /kW ou 1/ $S_u \sim 217$ W/m ²), selon différentes valeurs de facteur de pertes.....	106
Figure 80 : Comparaison entre le LCOE attendu des projets en mers français et les dernières annonces européennes	107
Figure 81 : Part et croissance du parc installé éolien dans les 7 pays étudiés dans le benchmark ...	110
Figure 82 : Top 10 des pays producteurs d'énergie éolienne [puissance cumulée installée à fin 2015]	111
Figure 83 : Répartition des emplois éoliens (directs + indirects) dans différentes régions	113
Figure 84 : Nombre d'emplois directs et indirects par pays entre 2012 et 2014 [milliers d'emplois] et ETP/MW installé sur l'année 2014	114



Figure 85 : Comparaison des LCOE dans les 8 pays étudiés, des CAPEX et des facteurs de charge moyens	115
Figure 86 : Décomposition du LCOE par pays, calculé sur 20 ans, actualisation de 5 à 10% selon les pays	116
Figure 87 : Comparaison des LCOE dans les 8 pays étudiés vis-à-vis des actifs de production alternatifs locaux.....	117
Figure 88 : Les différents modèles de rémunération et d'attribution du soutien à l'éolien	118
Figure 89 : Schéma du métier d'agrégateur	121
Figure 90 : Evolution et taille du marché du <i>repowering</i> et du démantèlement en Allemagne entre 2005 et 2014 [capacité annuelle]	122
Figure 91 : Méthodologie employée pour appréhender la politique de soutien à la filière éolienne française	127
Figure 92 : Historique simplifié de la politique de soutien à la filière éolienne française	130
Figure 93 : Résumé de la politique de soutien sur la période pré-2000	132
Figure 94 : Résumé de la politique de soutien sur la période 2000-2004.....	134
Figure 95 : Résumé de la politique de soutien sur la période 2005-2008.....	136
Figure 96 : Résumé de la politique de soutien sur la période 2009-2012.....	138
Figure 97 : Résumé de la politique de soutien sur la période 2013 – mi-2015.....	141
Figure 98 : Résumé de la politique de soutien sur la période post-2015.....	143
Figure 99 : Merit-order économique (illustration)	146
Figure 100 : Conséquence du retrait de l'éolien sur le merit-order économique (illustration).....	146
Figure 101 : Contribution de chaque filière dans le mix de référence.....	148
Figure 102 : Mix de référence moyen pondéré retenu pour l'étude	149
Figure 103 : Facteurs d'émission des différents mix de référence.....	149
Figure 104 : Variantes mix « peu émetteur » / mix « émetteur »	149
Figure 105 : Objectifs, période par période, de la politique de soutien à l'éolien (en cumulé pour l'éolien terrestre et en mer).....	151
Figure 106 : Comparaison entre les objectifs annuels d'éolien terrestre installé et le réalisé (pour la filière terrestre et au global), et mise en évidence des impacts positifs et négatifs majeurs sur les volumes	151
Figure 107 : Part des énergies renouvelables dans la consommation brute d'électricité en France..	154
Figure 108 : Part de l'éolien dans la production d'électricité renouvelable	154
Figure 109 : Part de l'éolien dans la production totale d'électricité	154
Figure 110 : Etapes à suivre pour l'étude d'impact d'un projet éolien.....	161
Figure 111 : Gêne occasionnée par les éoliennes	162
Figure 112 : taux d'indépendance énergétique de la France	171
Figure 113 : Gain d'indépendance énergétique associés à la politique de soutien à l'éolien	172
Figure 114 : Emissions de GES évitées pour les différents mix de référence (MtCO _{2e}).....	174
Figure 115 : Résultats des émissions de polluants atmosphériques évitées par l'éolien	177
Figure 116 : Comparaison du coût de production de l'éolien avec le coût de production classique du parc actuel	180
Figure 117 : Comparaison du coût de production (ou du tarif d'achat pour le nucléaire) de nouveaux moyens de production	180
Figure 118 : Contribution unitaire au service public de l'électricité (en € constants de 2013)	181
Figure 119 : Part de l'éolien dans la CSPE	182
Figure 120 : Part de la CSPE « théorique » attribuable à l'éolien dans la facture totale d'électricité d'un ménage moyen.....	182
Figure 121 : Evolution des emplois nets dans les scénarios de prospective ADEME	186
Figure 122 : Evolution de la valeur des échanges commerciaux internationaux dans le secteur de l'éolien en Espagne (période 2000-2014).....	188
Figure 123 : Evolution de la valeur des échanges commerciaux internationaux dans le secteur éolien aux Etats-Unis [G€]	188
Figure 124 : Réponse à la question de l'enquête "Quelle a été la principale motivation de votre collectivité à s'impliquer dans ce projet ?" réalisée auprès des communes et ECPI	190
Figure 125 : Part des communes où des entreprises locales d'un secteur d'activité donné ont été sollicitées pour les travaux d'installation et pour la maintenance.....	191
Figure 126 : Visualisation de l'analyse coûts-bénéfices et des chiffreages réalisés.....	194
Figure 127 : Evolution du parc éolien terrestre sous obligation d'achat par type de contrat	196
Figure 128 : Coût d'achat moyen de l'électricité d'origine éolienne	197
Figure 129 : Surcoût d'achat éolien compensé par la CSPE (par arrêté tarifaire)	197



Figure 130 : Typologie des acteurs intervenant dans le financement de la recherche publique en fonction du type de projet de recherche (R&D, démonstrateur, industrialisation).....	201
Figure 131 : Appels à projets ADEME (dépenses et nombre de projets)	203
Figure 132 : Montant des dépenses (M€) engagées dans l'AMI Grand Eolien et Energies marines (PIA).....	203
Figure 133 : Dépenses brutes en RDI de la filière éolienne française (en M€ ₂₀₁₃)	209
Figure 134 : Comparaison dépenses RDI éolien sur la période 2002-2013 avec pays voisins (M€ ₂₀₁₃)	209
Figure 135 : retombées brutes pour l'Etat et les collectivités locales.....	213
Figure 136 : Poids de chaque taxe dans la fiscalité totale perçue par les territoires	215
Figure 137 : Répartition et montant moyen par MW des retombées fiscales en 2016 en fonction du statut fiscal de l'EPCI : fiscalité additionnelle (FA) ou à fiscalité professionnelle unique (FPU).	215
Figure 138 : Retombées fiscales moyennes perçues par les collectivités locales en 2016 et poids de chacune des recettes dans le volume perçu	216
Figure 139 : Evolution des retombées budgétaires perçues par les collectivités locales	216
Figure 140 : Visualisation des résultats de l'analyse des coûts et bénéfices de la politique de soutien à l'éolien pour la période 2002-2013	221
Figure 141 : Visualisation des résultats de l'analyse des coûts et bénéfices de la politique de soutien à l'éolien pour l'année 2013.....	222
Figure 142 : Nouvelles puissances (en GW) installées par an en moyenne dans l'éolien, le solaire photovoltaïque et l'hydraulique entre 2015 et 2025 puis entre 2025 et 2035	224
Figure 143 : Evolution des capacités mondiales dans l'éolien, le solaire PV et l'hydroélectricité entre 2015 et 2040.....	224
Figure 144 : Croissance annuelle des capacités régionales, toutes technologies confondues 2015-2020 (<i>rythme observé 2007-2014</i>).....	226
Figure 145 : Prévisions 2025 et 2035 de la répartition de la capacité éolienne (terrestre et en mer) dans les différentes régions.....	226
Figure 146 : Prévisions 2020 de la répartition de la capacité éolienne en mer posé dans les différentes régions.....	227
Figure 147 : Estimation de l'évolution du marché éolien en mer posé entre 2020 et 2040 [GW].....	228
Figure 148 : Nombre de projets démonstrateurs d'éolien flottant opérationnels à 2015 ou en projet à échéance 2018 par pays	228
Figure 149 : Perspectives de croissance du parc éolien terrestre français et des principaux autres parcs européens (GW) selon le scénario Wind Europe et la PPE	230
Figure 150 : Objectifs SRCAE 2020, puissance installée au 31/12/2016 et puissance additionnelle en développement dans chaque région française.....	231
Figure 151 : Perspectives de croissance du parc éolien en mer français (GW) selon le scénario Wind Europe et la PPE	232
Figure 152 : Projets pilotes d'éolien flottant en France à fin 2016 (Zones, exploitants et nombre d'éoliennes installées)	232
Figure 153 : Top 15 des producteurs d'électricité éolienne à fin 2014 [MW]	234
Figure 154 : Part de financement des projets en mer par les différents acteurs en juin 2013 et juin 2015 en Europe	235
Figure 155 : Activités d'exploitation et maintenance potentiellement concernés par la régionalisation	238
Figure 156 : Flux du modèle d'agrégation	238
Figure 157 : facteurs clés de succès de l'activité d'agrégation	239
Figure 158 : mécanismes d'équilibrages nationaux de l'offre et de la demande	240
Figure 159 : Capacités mondiales potentielles de <i>repowering</i> entre 2015 et 2035 selon les estimations NREL et part de l'Europe.....	243
Figure 160 : Synthèse des attentes d'un système de soutien et des freins et solutions en France ...	252
Figure 161 : Illustration des différentes modalités d'appels d'offres dans l'éolien en mer	253
Figure 162 : Synthèse contraintes et solutions tirées de la Feuille de route ADEME 2012.....	255
Figure 163 : Synthèse des missions existantes et à renforcer des groupements d'entreprises français	258
Figure 164 : Segments de la chaîne de valeur de l'éolien occupés par des entreprises françaises ..	259
Figure 165 : Potentiels de diversification dans l'éolien par certains acteurs français	259
Figure 166 : Evolution du mix en Mtep d'énergie finale	264
Figure 167 : Mix électrique 80% EnRE	265
Figure 168 : Trajectoire de CAPEX éolien (en millions d'euros) par scénario	266



Figure 169 : Evolution du PIB (écart au scénario de référence)	266
Figure 170 : Balance commerciale (écart au scénario de référence en % de PIB)	267
Figure 171 : Emploi net (en équivalent temps plein (ETP), en écart au scénario de référence)	268
Figure 172 : Emploi sectoriel net en 2030 (ETP, en écart au scénario de référence)	268
Figure 173 : Evolution de l'emploi total par filière électrique dans la scénario « Imports faibles »	269
Figure 174 : Evolution du prix TTC de l'électricité (en écart au scénario de référence)	269
Figure 175 : Evolution de la facture énergétique des ménages (en écart au scénario de référence)	270
Figure 176 : Volume d'IFER et TEM (millions d'euros)	271
Figure 177 : Hypothèses d'évolution des investissements et productibles dans les filières éoliennes terrestres et en mer posé selon les scenarii.....	273
Figure 178 : Evolution des emplois directs par maillon dans les filières éoliennes dans le scenario de référence.....	273
Figure 179 : Evolution des emplois directs par poste dans les filières éoliennes dans le scenario « maritime ».....	274
Figure 180 : Evolution des emplois directs par poste dans les filières éoliennes dans les scenarii avec restructuration de la filière	274
Figure 181 : Comparaison de la répartition des emplois directs par poste entre le scenario de référence et le scenario « maritime et faibles importations »	275
Figure 182 : Evolution des ETP directs et indirects liés aux investissements et à l'exploitation-maintenance, par scénario	275



Sigles et acronymes

ACV	Analyse de Cycle de Vie
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AFPIA	Association pour la Formation Professionnelle dans les Industries de l'Ameublement
AD	<i>Accelerated Depreciation</i> (Dépréciation accélérée)
AEE	<i>Asociacion Empresarial Eolica</i> (Association espagnole des entreprises de l'éolien)
AIE	Agence Internationale de l'Energie
AO	Appel d'offres
AWEA	<i>American Wind Energy Association</i> (Association américaine de l'éolien)
BMWI	<i>Bundesministerium für Wirtschaft und Energie</i> (Ministère fédéral allemand pour l'économie et l'énergie)
BNDES	<i>Banco Nacional de Desenvolvimento Economico e Social</i> (Banque nationale brésilienne de développement économique et social)
BTP	Bâtiment et travaux publics
BWE	<i>Bundesverband Windenergie</i> (Association nationale allemande de l'énergie éolienne)
CA	Chiffre d'affaires
CAP	Consentement à payer
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> (Dépenses d'investissement)
CAR	Consentement à recevoir
CET	Contribution économique territoriale
CfD	<i>Contract for Difference</i> (contrat de différence)
CFE	Contribution foncière des entreprises
CI	Consommations intermédiaires
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
CRE	Comité français de Régulation de l'Energie
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
CVAE	Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises
DGEC	Direction Générale de l'Energie et du Climat
DGPR	Direction Générale de la Prévention des Risques
DGRI	Direction Générale de la Recherche et de l'Innovation
DoE	<i>Department of Energy</i> (ministère américain de l'énergie)
DOM	Département d'outre-mer
EIA	<i>Energy Information Administration</i> (Agence d'information américaine sur l'énergie)
EEG	<i>Erneuerbare Energien Gesetz</i> (loi allemande sur les énergies renouvelables)
EnR	Energies Renouvelables
EPCI	Etablissement public de coopération intercommunale
ERC	Eviter-réduire-compenser
ETP	Equivalent-temps-plein
EU	Etats-Unis
EWEA	<i>Wind Europe</i> (association européenne pour l'énergie éolienne)
FA	Fiscalité additionnelle
FEE	France Energie Eolienne
FEU	Fiscalité éolienne unique
FiT	<i>Feed in Tariff</i> (tarif d'achat)
FPU	Fiscalité professionnelle unique
FPZ	Fiscalité professionnelle de zone
G€	Milliard d'Euros



GBI	<i>Generation Based Incentive</i> (programme incitatif liée à la production d'électricité)
GES	Gaz à effet de serre
GFP	Groupements à fiscalité propre
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution
GRT	Gestionnaire du réseau de transport
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattheure
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i> (association mondiale pour l'éolien)
Hz	Hertz
ICPE	Installation classée pour la protection de l'environnement
IEA	<i>International Energy Association</i> (association internationale pour l'énergie)
IDE	Investissements Direct à l'Etranger
IFER	Imposition forfaitaire pour les entreprises de réseaux
INWEA	<i>Indian Wind Energy Association</i> (association indienne pour l'énergie éolienne)
IREDA	<i>Indian Renewable Energy Development Agency</i> (association indienne pour le développement des énergies renouvelables)
IRENA	<i>International Renewable Energy Association</i> (association internationale pour les énergies renouvelables)
ITC	<i>Investment Tax Credit</i> (crédit d'impôt lié à l'investissement)
JRC	<i>Joint Research Council</i> (association de recherche entre pays européens)
k€	Millier d'Euros
KfW	<i>Kreditanstalt für Wiederaufbau</i> (organisme de crédit à la reconstruction)
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LiDAR	<i>Light Detection and Ranging</i>
LPO	Ligue de Protection des Oiseaux
M€	Million d'Euros
Mds€	Milliards d'euros
Mtep	Million de tonne-équivalent-pétrole
MW	Mégawatt
MWc	Mégawatt crête
MWh	Mégawatt par heure
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (laboratoire de recherche américain pour les énergies renouvelables)
OFATE	Office Franco-Allemand pour la transition énergétique
OFCE	Observatoire Français des Conjonctures Economiques
Ofgem	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i> (office britannique pour les marchés du gaz et de l'électricité)
OPEX	<i>Operational Expenditures</i> (dépenses opérationnelles)
PPA	<i>Power Purchasing Agreement</i> (contrat d'achat d'électricité long terme)
PIA	Programme des Investissements d'Avenir
PIB	Produit intérieur brut
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
PPI	Programmation Pluriannuelle des Investissements
PTC	<i>Production Tax Credit</i> (crédit d'impôt lié à la production d'électricité)
PTF	<i>Proposition Technique et Financière</i>
R&D	Recherche et Développement
RDI	Recherche, développement et innovation



RTBA	Réseau très basse altitude
RU ou UK	Royaume-Uni
S3REnR	Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables
SER	Syndicat français des énergies renouvelables
SETBA	Secteur d'entraînement à très basse altitude
SRADDET	Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires
SRCAE	Schéma régional climat air énergie
SRE	Schéma régional éolien
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
TEM	Taxe sur les éoliennes maritimes
Tep	Tonne-équivalent-pétrole
TTC	Toutes taxes comprises
TW	Térawatt
TWh	Térawattheure
UE	Union européenne
VA	Valeur ajoutée
VOLTAC	Secteur de vols tactiques
ZDE	Zone de développement de l'éolien
ZNI	Zones non interconnectées



Annexes

Les annexes du présent rapport, incluant les références bibliographiques, ont été rassemblées dans un autre document, publié parallèlement.

Méthodologie de l'étude

Annexe 1 : Enquêtes

Annexe 2 : Liste des entretiens réalisés pour la section benchmark international

Annexe 3 : Liste des entretiens réalisés dans la phase de bilan de la politique de soutien à l'éolien

Annexe 4 : Liste des entretiens réalisés dans la phase relative aux perspectives d'évolutions de la filière

Résultats détaillés

Annexe 5 : Les acteurs de la filière

Annexe 6 : Analyse des principaux pays producteurs d'énergie éolienne

Méthodologies de modélisation

Annexe 7 : Méthodologie d'estimation du marché, des emplois et de la production

Annexe 8 : Modélisation macro-économique et emplois

Annexe 9 : Comparaison avec l'étude marchés et emplois

Annexe 10 : Hypothèses de taux d'importation retenues pour l'estimation des retombées socio-économiques de long terme

Bibliographie

Annexe 11 : Bibliographie relative à la section d'état des lieux

Annexe 12 : Bibliographie relative à la section sur le bilan de la politique de soutien

Annexe 13 : Bibliographie relative à la section sur les perspectives d'évolution de la filière éolienne



L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale. L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, les économies de matières premières, la qualité de l'air, la lutte contre le bruit, la transition vers l'économie circulaire et la lutte contre le gaspillage alimentaire.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition Écologique et Solidaire et du ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.





ETUDE SUR LA FILIERE EOLIENNE FRANÇAISE : BILAN, PROSPECTIVE ET STRATEGIE

Dans un contexte de développement rapide au niveau international, la filière éolienne française représente des montants importants d'activité économique et d'emploi, pour le marché domestique et à l'exportation. Ce tissu économique et industriel porteur se répartit dans l'ensemble des régions du territoire métropolitain.

Le dispositif de soutien qui s'est progressivement structuré depuis 2001 a permis le développement de l'éolien en France. Cependant, les objectifs nationaux de déploiement n'ont pas été atteints car la fixation des objectifs et l'élaboration du cadre réglementaire, sur la période jusqu'à 2012, n'ont pas suffisamment anticipé les difficultés qui allaient se présenter en termes de conflits d'usages, d'intégration locale, de prise en compte des impacts environnementaux et d'aménagement du réseau.

Pourtant la filière bénéficie d'une perception positive par le grand public. Le déploiement de la filière s'accompagne de bénéfices sanitaires et environnementaux importants dus à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, de SO₂, de NO_x et de particules fines. Le coût du dispositif de soutien à l'éolien est ainsi largement compensé par les bénéfices de la filière en termes de santé publique et d'atténuation du changement climatique. De plus, l'ADEME a identifié des innovations technologiques à même d'amener l'éolien à devenir rapidement l'une des filières de production d'électricité les plus compétitives en France.

Les perspectives liées à la filière sont donc encourageantes, d'autant plus qu'un développement ambitieux du parc représente une opportunité majeure de développement économique au niveau national, et une source de fiscalité locale à même de soutenir la redynamisation de territoires ruraux.

Cependant, le rôle majeur que l'éolien est amené à tenir dans la stratégie hexagonale de transition énergétique nécessite un rythme de mise en service supérieur à la tendance historique. Pour cela, l'implication croissante des parties prenantes, et la co-construction de projets de grande qualité environnementale, sociale et économique, sont considérés aujourd'hui comme les leviers majeurs d'intégration locale des projets.

ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Energie

www.ademe.fr

