

Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie

PARTIE 1 :

ANALYSE DE LA CHAÎNE DE VALEUR, ETAT DES LIEUX DE LA FILIERE
FRANCE ET BENCHMARK INTERNATIONAL

23/01/2017

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

N° de contrat : 1505E0008

Coordination technique : *CALS Guilain* – **Direction\Service :** *Réseaux & énergies renouvelables*



RAPPORT INTERMEDIAIRE

REMERCIEMENTS

COMITE DE PILOTAGE :

ADEME :

Robert BELLINI
Aude BODIGUEL
Guilain CALS
Jack FIOLE
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

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

Guillaume BERTHOIN
Laurence HAEUSLER
Anne-Gaëlle MORO-GOUBELY

En français :

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 la 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.

En anglais:

Any representation or reproduction of the contents herein, in whole or in part, without the consent of the author(s) or their assignees or successors, is illicit under the French Intellectual Property Code (article L 122-4) and constitutes an infringement of copyright subject to penal sanctions. Authorised copying (article 122-5) is restricted to copies or reproductions for private use by the copier alone, excluding collective or group use, and to short citations and analyses integrated into works of a critical, pedagogical or informational nature, subject to compliance with the stipulations of articles L 122-10 – L 122-12 incl. of the Intellectual Property Code as regards reproduction by reprographic means.

ACRONYMES & ABREVIATIONS

AD	<i>Accelerated Depreciation</i> (Dépréciation accélérée)
AEE	<i>Asociacion Empresarial Eolica</i> (Association espagnole des entreprises de l'éolien)
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)
BWE	<i>Bundesverband Windenergie</i> (Association nationale allemande de l'énergie éolienne)
CA	Chiffre d'affaires
CI	Consommations intermédiaires
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> (Dépenses d'investissement)
CfD	<i>Contract for Difference</i> (contrat de différence)
CRE	Comité français de Régulation de l'Energie
DoE	<i>Department of Energy</i> (ministère américain de l'énergie)
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
ETP	Equivalent-temps-plein
EU	Etats-Unis
EWEA	<i>Wind Europe</i> (association européenne pour l'énergie éolienne)
FEE	France Energie Eolienne
FIT	<i>Feed in Tariff</i> (tarif d'achat)
G€	Milliard d'Euros
GBI	<i>Generation Based Incentive</i> (programme incitatif liée à la production d'électricité)
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattheure
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i> (association mondiale pour l'éolien)
IEA	<i>International Energy Association</i> (association internationale pour l'énergie)
IDE	Investissements Direct à l'Etranger
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>
M€	Million d'Euros
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt par heure
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (laboratoire de recherche américain pour les énergies renouvelables)

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)
PTC	<i>Production Tax Credit</i> (crédit d'impôt lié à la production d'électricité)
R&D	Recherche et Développement
RU ou UK	Royaume-Uni
SER	Syndicat français des énergies renouvelables
TW	Térawatt
TWh	Térawattheure

TABLE DES MATIERES

Résumé exécutif.....	8
Introduction	14
Section I : ETAT DES LIEUX INTERNATIONAL	15
1. Un marché international très dynamique	15
2. Ratios socio-économiques par maillon de la chaîne de valeur.....	19
3. Rôles des acteurs et modèles d'affaires : différents schémas possibles	22
4. Chaîne de valeur de l'éolien terrestre	26
5. Variante concernant l'éolien en mer.....	51
6. Variante concernant le petit éolien	57
Section II : ETAT DES LIEUX DE LA FILIERE EOLIENNE EN FRANCE.....	59
1. Production, valeur ajoutée, exportations, emplois de la filière	59
2. Régionalisation des emplois par maillon de la chaîne de valeur	68
Section III : COUTS COMPLETS DE L'ENERGIE EOLIENNE EN FRANCE	83
1. Grand éolien terrestre	83
2. Eolien en mer.....	95
3. Petit et moyen éolien	96
Section IV : SYNTHESE DU BENCHMARK INTERNATIONAL.....	97
1. Caractérisation des principaux marchés.....	98
2. Le déploiement de l'éolien s'accompagne d'importantes créations d'emplois	101
3. Les LCOE varient selon l'investissement, le facteur de charge et les coûts de financement	102
4. Les mécanismes de rémunération cherchent tous à garantir une partie des revenus à long terme	105
5. Pour l'éolien en mer, le raccordement est une difficulté traitée différemment avec une réussite variable	109
6. Le <i>repowering</i> et les éoliennes adaptées aux zones peu ventées représentent deux relais de croissance	110
7. Cinq leviers principaux ont permis à certains pays de développer une industrie locale.....	111
8. Les difficultés d'intégration locale ne représentent pas un obstacle majeur dans tous les pays	112
Annexe 1 : Les acteurs de la filière.....	113
Annexe 2 : Analyse des principaux pays producteurs d'énergie éolienne	124
1. Allemagne.....	124
2. Royaume-Uni	134
3. Espagne.....	140
4. Etats-Unis.....	146
5. Chine.....	154
6. Inde.....	160
7. Brésil	166
Annexe 3 : Méthodologie d'estimation du marché, des emplois et de la production.....	172
Annexe 4 : Modélisation macro-économique et emplois	177
Annexe 5 : Comparaison avec l'étude marchés et emplois	192

Annexe 6 : Bibliographie	196
Annexe 7 : Liste des entretiens réalisés pour la section benchmark	201

L'ADEME publie ici la première partie d'une « Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie ». Ce document dresse un état des lieux de la filière éolienne en France, du contexte international dans lequel elle s'inscrit et du positionnement français de l'éolien. Une seconde partie, réalisant une évaluation de la politique de soutien en place depuis 15 ans, et se focalisant sur les perspectives d'avenir du marché éolien français et les opportunités à saisir en termes de compétitivité et d'emploi pour les acteurs de la filière, est en cours de réalisation et sera publiée ultérieurement. Sur la base de cette analyse prospective, des propositions d'évolution du cadre réglementaire et du dispositif de soutien, ainsi que des propositions d'actions d'accompagnement à la structuration de la filière seront formulées.

Résumé exécutif

Dans un contexte de développement rapide au niveau international, la filière éolienne française représente des montants importants d'activité économique et d'emplois, pour le marché domestique et à l'exportation, répartis dans l'ensemble des régions du territoire métropolitain. Au vu des facteurs possibles de baisse des coûts des filières éoliennes et des dynamiques observées sur les marchés étrangers les plus matures, et sous condition d'un cadre réglementaire et politique stabilisé et d'une prise en compte optimale des écueils liés à l'intégration locale, le contexte semble favorable à un déploiement soutenu de l'éolien en France dans les années à venir.

Un marché mondial très dynamique

Le marché de l'éolien s'est fortement développé depuis 10 ans, et en 2015 la capacité mondiale de production éolienne atteint 433 GW, soit 7% de la puissance installée toutes sources confondues, et 3,7% de l'électricité produite.¹ Ce parc éolien mondial croît de 17% par an depuis 2010 (voir Figure 1) et devrait continuer à croître d'environ 9% par an en moyenne d'ici 2020. Cette croissance est tirée par les pays émergents, notamment la Chine, qui représentait à elle-seule 50% des nouvelles puissances installées en 2015.

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 2015². L'Europe du Nord concentre 90% de ces puissances installées, avec 5 GW au Royaume-Uni et 3,3 GW en Allemagne.

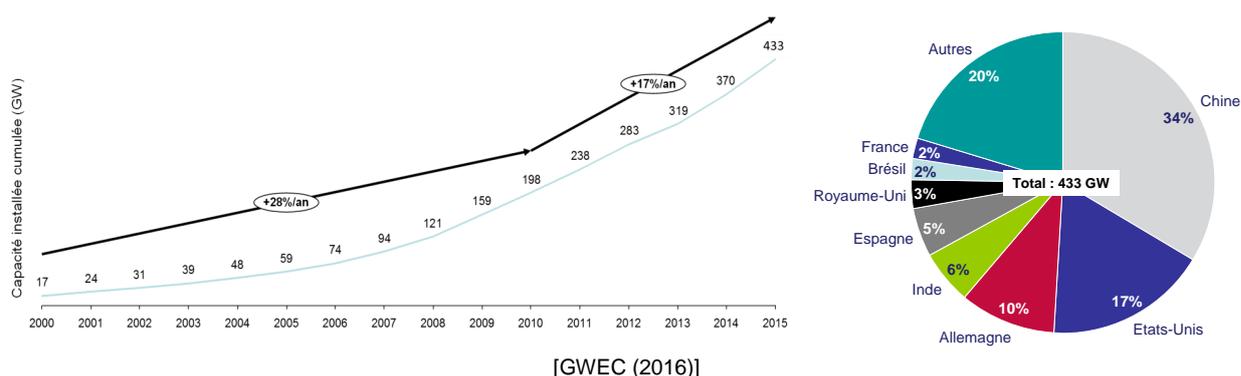


Figure 1 : Evolution de la capacité éolienne installée annuellement entre 2000 et 2015 au niveau mondial et répartition de la capacité cumulée entre les principaux pays

Une filière riche en emplois industriels et de service

La croissance de l'éolien s'accompagne d'importantes créations d'emplois : c'est la 4^{ème} énergie renouvelable la plus riche en emplois au niveau mondial, avec 1,1 million d'emplois directs et indirects,

¹ REN21 : Renewables 2014, Global Status Report

² GWEC 2016

derrière l'hydroélectricité, le photovoltaïque et les biocarburants. Avec des investissements en 2015 de l'ordre de 1060 à 1600 €/kW pour l'éolien terrestre³ et de 3300 à 5000 €/kW dans l'éolien en mer³, l'investissement dans l'éolien représentait un marché mondial de l'ordre de 100 milliards d'euros⁴ en 2015, pour une répartition des coûts d'investissement totaux de 60 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 sont liés 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.

L'intensité en emplois du marché éolien varie fortement d'un pays à l'autre : de 26 équivalents-temps-plein (ETP) par MW installé annuellement en Allemagne en 2014 à moins de 15 au Brésil. En 2015 en France, ce ratio est de l'ordre de 18 ETP par MW. 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 permis la structuration des filières industrielles éoliennes de différents pays :

- la prédominance d'un marché national très important (Allemagne, Espagne, Inde, Chine) assurant débouchés et visibilité au marché ;
- la mise en place d'exigences de contenu local (Chine, Inde, Brésil) ;
- la mise en place d'un soutien précoce à la recherche et au développement (Allemagne, Espagne) ;
- la mise en œuvre d'un dispositif d'aide aux exportations (Allemagne, Chine) ; et
- la cohérence de la politique avec les atouts industriels des pays (Allemagne, l'industrie mécanique).

Une tectonique des acteurs qui reste importante

Malgré des niveaux de concentration déjà élevés, la structure de la filière sur certaines activités continue de connaître des évolutions au niveau mondial : dilution des parts de marché suite à l'entrée de nouveaux acteurs (créations ou diversifications) ou au contraire consolidation des acteurs existants.

Sur le segment du développement, traditionnellement, les principaux acteurs ont été les grands fournisseurs mondiaux d'énergie (Iberdrola, EDF, EDP Renovaveis) et les turbiniéristes⁵ (Vestas, Enercon, Suzlon, Goldwind). Cependant, des *pure players* émergent avec des prétentions internationales (RES, NextEra). Parallèlement, les investisseurs au profil purement financier prennent de plus en plus d'importance, attirés par des actifs peu risqués, dans un contexte où les dettes souveraines sont moins attractives.

Sur le segment des grands turbiniéristes (Siemens, Vestas, General Electric (GE), Enercon, etc.) on observe une nouvelle phase de concentration (GE/Alstom, Siemens/Gamesa/Adwen, Nordex-Acciona Windpower), ce qui permet aux acteurs d'atteindre des tailles importantes et de se positionner sur les marchés, notamment celui de l'éolien en mer. Sur le segment de la fabrication de composants, le marché mondial connaît une hausse de l'intensité concurrentielle liée à l'apparition d'acteurs dans les marchés émergents (notamment les composants électriques en Chine).

Enfin, sur le segment de l'exploitation-maintenance, de nouveaux acteurs spécialisés (Greensolver en France) se sont positionnés au service des exploitants qui n'ont pas opté pour une stratégie d'internalisation de ces activités : développeurs-exploitants de petite taille et investisseurs au profil purement financier.

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

En France, l'éolien terrestre présente une capacité totale de plus de 11 GW à fin 2016. La production éolienne française représente 23 TWh en 2016, soit 4,7% de la consommation d'électricité nationale.

³ Voir section IV du présent rapport « Synthèse du benchmark international »

⁴ BNEF Clean Energy Investments 2015

⁵ Aussi appelés « assembleurs » ou « fabricants d'éoliennes », les turbiniéristes sont les entreprises responsables de la fabrication d'une partie des composants, de l'assemblage final des éoliennes sur site, de leur montage, et de leur mise en service. L'activité de fabrication des turbiniéristes se concentre généralement sur les composants les plus critiques (générateurs, alternateurs, transformateurs), le reste des composants étant sous-traité.

D'autre part, les premiers parcs éoliens en mer posés devraient être construits à partir de 2021, sur les six zones attribuées par appels d'offres en 2012 et 2014.

Le marché éolien terrestre domestique (hors valorisation de l'électricité produite) est estimé à 1,80 G€, pour un marché de l'investissement dans de nouveaux parcs estimé à 1,3 G€ et un marché de l'exploitation-maintenance estimé à 475 M€. Ce marché donne lieu à des importations (principalement turbines et composants de l'ordre de 685 M€). Le marché de la vente d'énergie est quant à lui évalué à 1,87 G€. **La production totale de la filière éolienne française (éolien en mer inclus) est estimée à plus de 1,84 G€, pour une création de valeur ajoutée estimée à plus de 730 M€.** Plus d'un tiers de la production domestique est à destination des marchés étrangers, soit **des exportations estimées à 663 M€, principalement dans la fabrication de composants.**

Les acteurs de l'éolien en France représentent près de 18 000 ETP, dont 10 000 à 11 000 ETP directs⁶ et près de 8 000 ETP indirects⁷. 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.

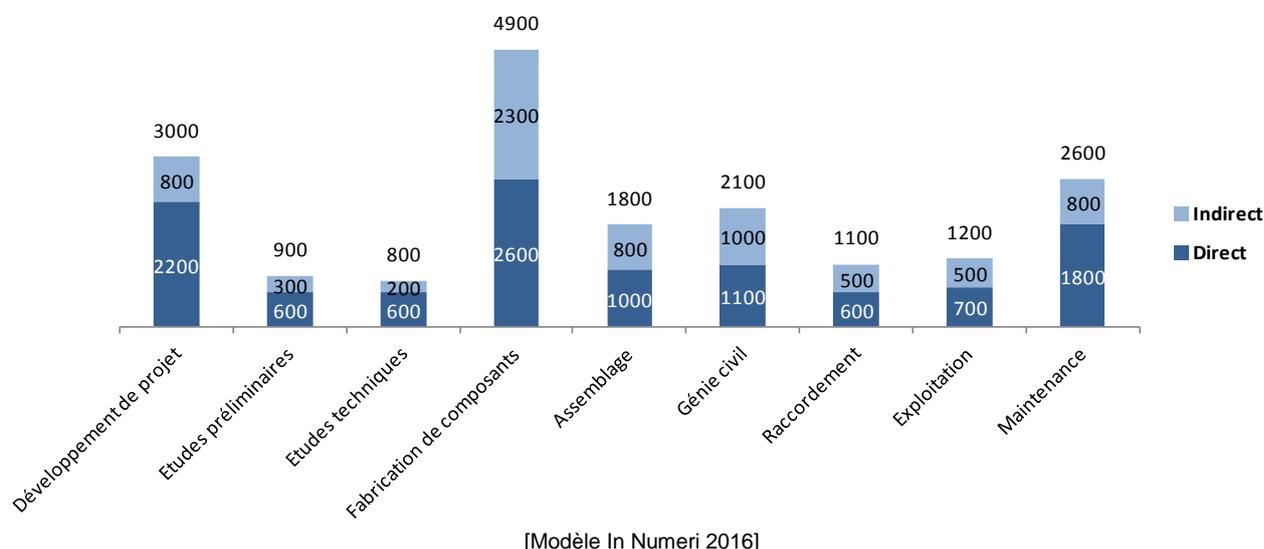


Figure 2 : Emplois directs et indirects en ETP, par activité de la chaîne de valeur éolienne en France

Le développement de projets représente 3000 ETP direct et indirect 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 représente 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 est réalisé à l'export, représentant 0,9% de parts de marché au niveau mondial.

La fabrication de turbines et de composants représente de l'ordre de 6700 ETP directs et indirects en France. Si aucun fabricant majeur des éoliennes actuelles de plus de 1 MW n'est d'origine française, certains acteurs nationaux existent ou se développent sur des marchés plus spécifiques :

⁶ 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

⁷ 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.

- 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
- Vergnet : acteur historique du moyen et grand éolien pour les zones cycloniques

GE 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 représente 1800 emplois directs et indirects en France.**

Par ailleurs, la filière française est positionnée sur la plupart des composants, **dont la fabrication représente 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 représentent 3300 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).

Les activités d'exploitation-maintenance représentent 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).

Les acteurs interrogés, qu'il s'agisse des développeurs-exploitants, turbiniers et fabricants de composants, ou bureaux d'étude, partagent une vision optimiste pour l'année 2016 : 50% à 60% s'attendaient à une hausse de leur chiffre d'affaires, et 5% à 10% seulement craignaient une baisse.

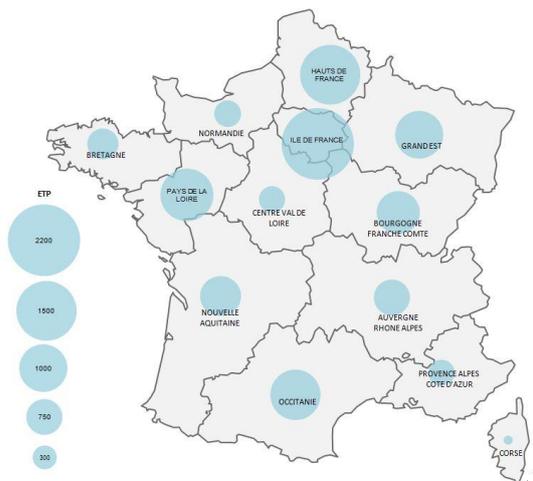
Des régions qui tirent parti de leurs ressources et du tissu économique existant

Les emplois de la filière éolienne se répartissent dans l'ensemble des régions, avec au global, une prédominance des Hauts-de-France, de l'Île-de-France, de l'Occitanie et des Pays de la Loire, mais des régions qui se démarquent en fonction du maillon de la chaîne de valeur (comme indiqué en Figure 3).

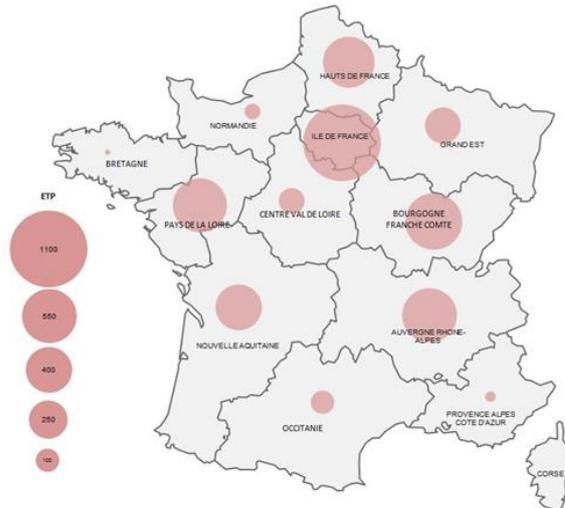
Contrairement aux emplois de génie civil, les emplois industriels, turbiniers et fabricants de composants compris, se concentrent dans les bassins industriels historiques, sans forcément suivre les zones d'implantation des parcs : Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche-Comté, Hauts-de-France, et Ile-de-France. Un pôle industriel lié à l'éolien en mer s'est également constitué en Pays de la Loire.

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, d'une part, se concentrent en Île-de-France, Pays de la Loire, et Occitanie. Les bureaux d'études, d'autre part, ont une forte présence en Hauts-de-France, Normandie, Pays de la Loire et Occitanie, localisés à proximité des principaux lieux d'implantation des parcs. Contrairement aux autres activités, il n'y a pas concentration au niveau de l'Île-de-France.

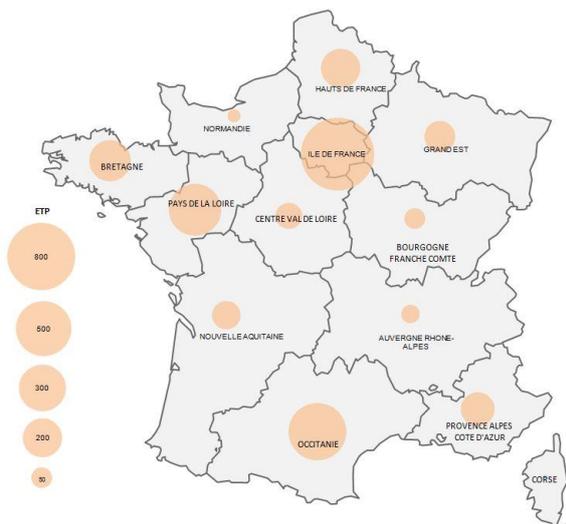
1. ENSEMBLE



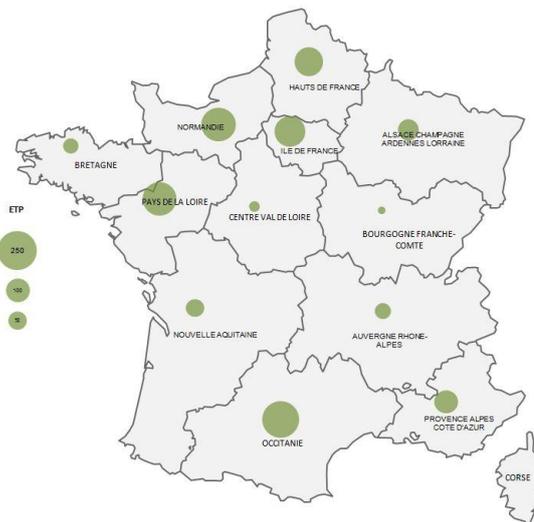
2. TURBINIERS ET FABRICANTS DE COMPOSANTS



3. DEVELOPPEURS ET DEVELOPPEURS-EXPLOITANTS



4. BUREAUX D'ETUDES ET CONTROLES



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 3 : Répartition des ETP éolien en 2015 en France métropolitaine⁸

Un coût permettant une large insertion dans le mix de production

En s'appuyant sur les données de coûts de 63 projets mis en service depuis 2006 ou à échéance 2018, et avec des taux d'actualisation de 4,8% et 8%, le coût complet actualisé (LCOE) de l'éolien terrestre se situe entre 79 €/MWh et 96 €/MWh.⁹ 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

⁸ La carte 1 comprend les emplois des développeurs-exploitants, entreprises d'exploitation et de maintenance, entreprises du BTP, bureaux d'études, turbiniers et fabricants de composants. La carte 2 comprend des emplois de maintenance quand cette activité est fournie par le turbinier 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.

⁹ Ces calculs se fondent sur un coût d'investissement de 1460 €/kW, des coûts d'exploitation et maintenance de 46 €/kW/an, une durée de vie de 20 ans, et le facteur de charge historique moyen du parc français de 23,1%, observé sur la période 2010-2015. Ces résultats sont bien en cohérence avec la fourchette de coût de production affichée dans la publication ADEME « Coûts des énergies renouvelables en France – édition 2016 » : s'y référer pour une analyse de sensibilité aux différentes hypothèses d'entrée.

classiques et toitées), surcoût dont l'impact à la hausse sur le LCOE serait plus que compensé par une augmentation du facteur de charge de l'ordre de 3 points de pourcentage. Le coût complet actualisé de l'électricité produite par l'éolien terrestre est très variable selon les pays. En effet, le LCOE, varie du simple (30€/MWh) au triple (110€/MWh) sous l'influence de facteurs exogènes : la qualité du gisement de vent, le facteur de charge (très élevé aux Etats-Unis et au Brésil), le niveau des coûts d'investissement (coûts de production faibles en Chine) et les conditions de financement (dépendant en partie du mécanisme de valorisation et de l'économie du pays).

Pour l'éolien en mer, le LCOE théorique en France serait de l'ordre de 150 €/MWh, mais pourrait diminuer rapidement grâce à un certain nombre de leviers de réduction des coûts.¹⁰ Les annonces récentes en Europe du Nord montrent qu'au-delà de facteurs liés aux conditions géophysiques, des leviers de réduction des coûts pourraient être reproduits en France (dé-risquage du développement et du raccordement, simplification et flexibilisation des procédures). Enfin, le LCOE du petit éolien se situerait autour de 280 €/MWh en moyenne, avec une forte variabilité fonction du contexte local.

Les mécanismes de soutien et les modèles d'affaires évoluent

Sur l'éolien terrestre, les marchés les plus avancés s'orientent désormais vers l'éolien toilé, le *repowering*, et les activités de démantèlement. De même l'éolien en mer constitue un débouché pour certains acteurs de l'éolien terrestre. L'autoconsommation, telle que pratiquée aux Etats-Unis, Royaume-Uni, Espagne, concerne principalement le petit et le moyen éolien. Les revenus des exploitants éoliens sont, dans certains pays, complétés par les différents services que l'éolien a la capacité d'apporter au système électrique (aussi appelés « services système ») : arrêt lors de prix négatifs, modulation à la baisse en cas de surproduction, valorisation de la valeur capacitaire. En France aussi, l'éolien devra intégrer ces services systèmes pour se conformer aux nouvelles prescriptions Européenne applicables aux unités de production de plus de 1 MW¹¹.

Même si la tendance est à l'exposition directe des producteurs éoliens aux marchés de l'électricité, la plupart des pays assurent une sécurisation des revenus par contrat. Les différents types de contrat sont : le tarif d'achat (Inde, Chine), le mécanisme marché + prime (Espagne, Royaume-Uni, Allemagne), les contrats de vente d'électricité (*Power Purchasing Agreement* : Etats-Unis, Brésil). Les appels d'offres (AO) (déjà pratiqués au Brésil, Etats-Unis, Royaume-Uni, Inde) se généralisent en Europe, conformément aux lignes directrices édictées dans la réglementation communautaire, avec un objectif de concurrence accrue pour une réduction des coûts de production de la filière éolienne. Dans les pays où ils sont en place depuis plusieurs années, ils ne sont pas un frein au développement des parcs.

Un France, des difficultés d'intégration locale qui restent un frein

La plupart des pays étudiés rencontrent moins de difficultés d'intégration locale qu'en France. Seul le Royaume-Uni connaît une situation similaire à la France sur ce point. Dans certains pays (Brésil, Inde), l'éolien est synonyme de développement du réseau. Dans d'autres (Etats-Unis), la contrainte spatiale et donc les nuisances perçues sont moindres qu'en Europe. Enfin, en Allemagne et en Espagne, l'opposition est plus faible qu'en France, limitée aux problèmes de nuisances locales, car il existe un engouement national pour la transition énergétique et un encouragement à la participation citoyenne.

¹⁰ Ce résultat est basé sur des hypothèses à avis d'expert, étant donné qu'aucun parc en mer n'est encore raccordé : un coût d'investissement de 4750 €/kW, une durée de vie de 20 ans, et un taux d'actualisation de 6,5%.

¹¹ Grid code 2016

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 7 pour la liste des entretiens réalisés) ;
- **une enquête quantitative réalisée par In Numeri, portant sur les activités des acteurs français de l'éolien**¹² ;
- **des informations publiques** mises à disposition par les entreprises impliquées dans les marchés éoliens : développeurs, turbineurs, 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.

¹² Recoupée avec les données de l'Observatoire de l'éolien 2016 de Bearing Point / FEE

Section I : 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. Un marché international très dynamique

1.1. Croissance mondiale

En 2015, 63,5 GW¹³ 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 2015¹³. 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 2015¹⁴, soit 850 TWh.

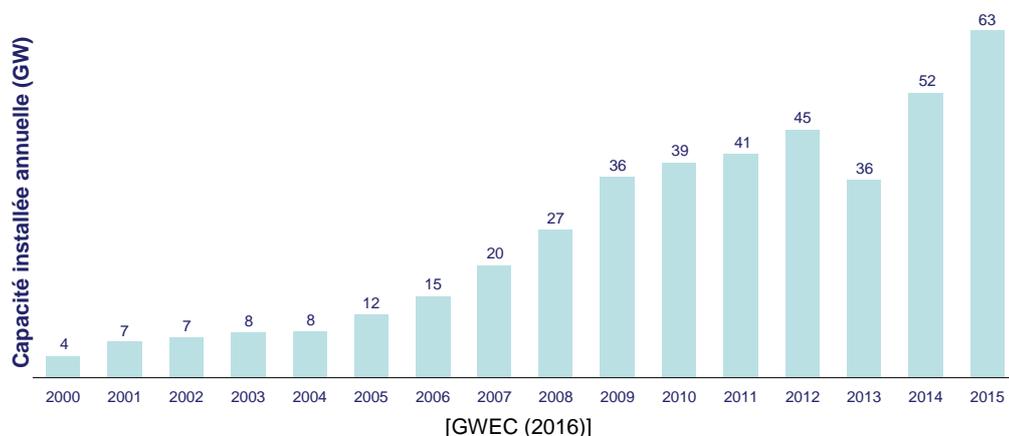


Figure 4 : Evolution de la capacité éolienne terrestre et en mer installée annuellement entre 2000 et 2015 dans le monde

¹³ Global Wind Energy Council 2015 report

¹⁴ REN21 : Renewables 2014, Global Status Report

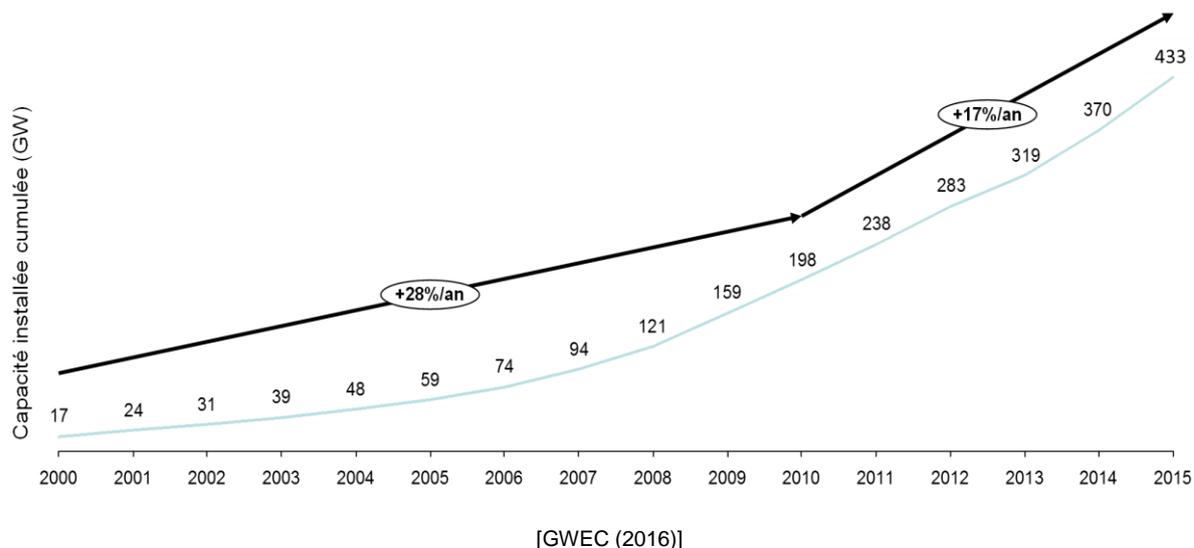


Figure 5 : Croissance de la capacité installée en cumulé depuis 2000

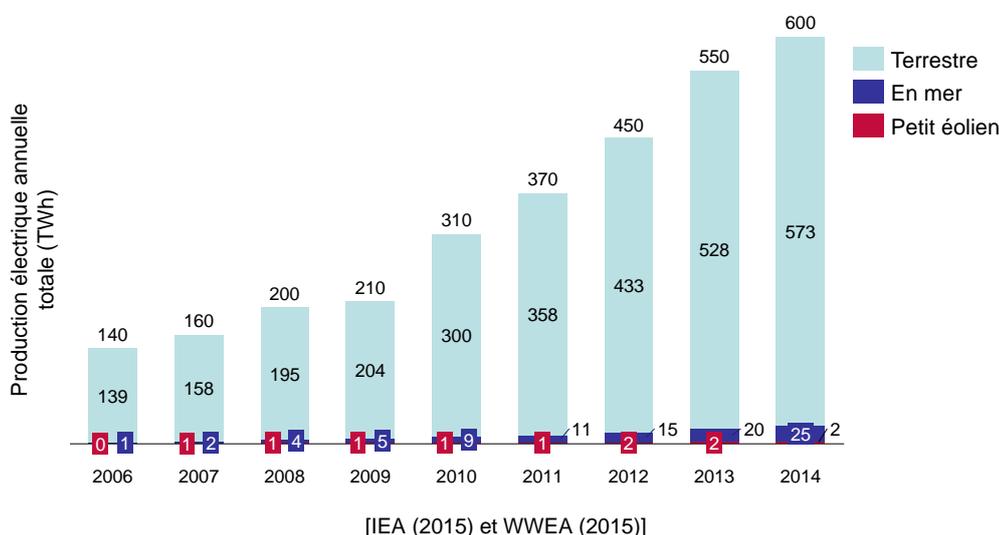


Figure 6 : Evolution de la production d'électricité d'origine éolienne dans le monde par technologie¹⁵

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 2015¹⁶. Les principaux marchés sont le Royaume-Uni et l'Allemagne (cf. Section IV).

¹⁵ 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%

¹⁶ GWEC 2016

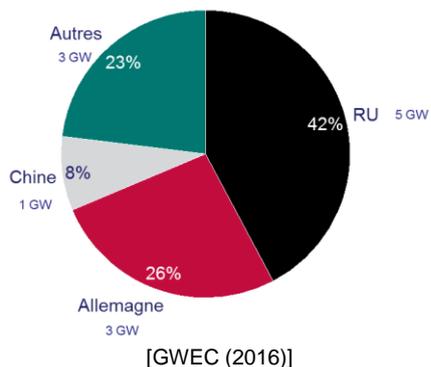


Figure 7 : Part des principaux pays dans les 12 GW de capacité installée globale d'éolien en mer en 2015

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 2014¹⁷.

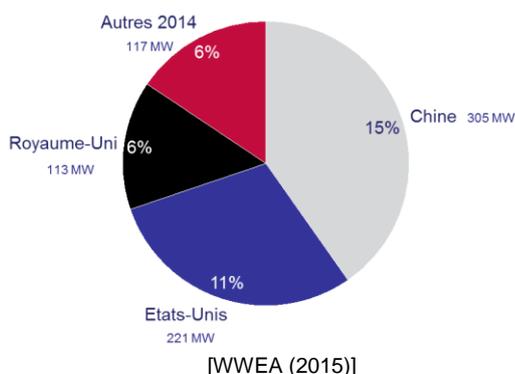


Figure 8 : Part des principaux pays dans les 756 MW de petit éolien installé en 2014

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).

¹⁷ Source WWEA

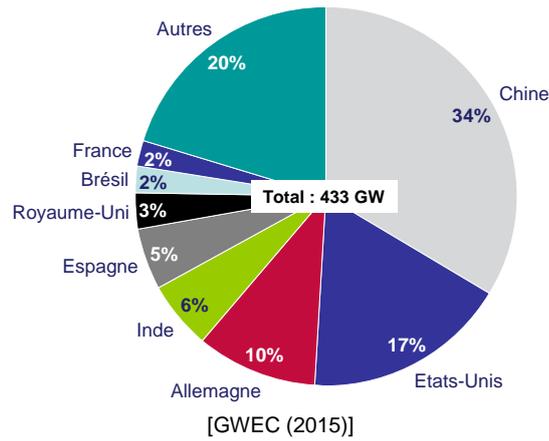


Figure 9 : Répartition de la capacité cumulée entre les principaux pays en 2015

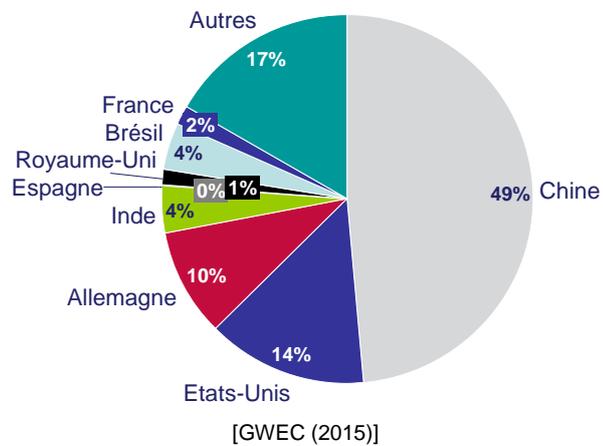


Figure 10 : Répartition de la nouvelle capacité installée par pays dans l'année 2015

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

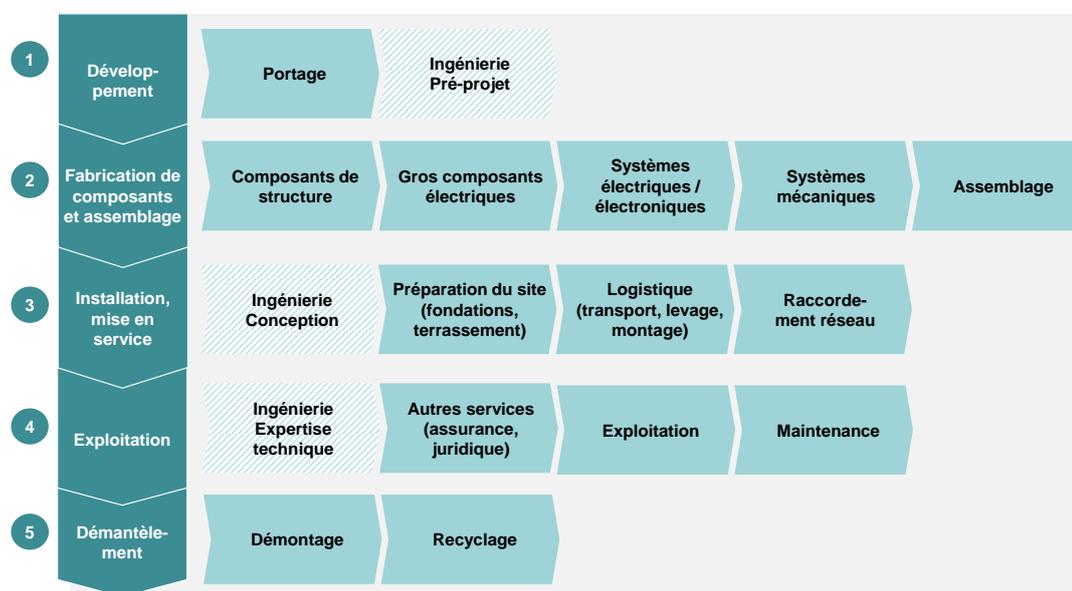
Avant d'entrer dans la description détaillée de chaque maillon de la chaîne de valeur, cette section vise à présenter une vue d'ensemble de la filière d'un point de vue économique, ainsi que des ordres de grandeur par maillon sur les coûts, les investissements et les emplois.

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 11 : Chaîne de valeur de la filière éolienne¹⁸

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

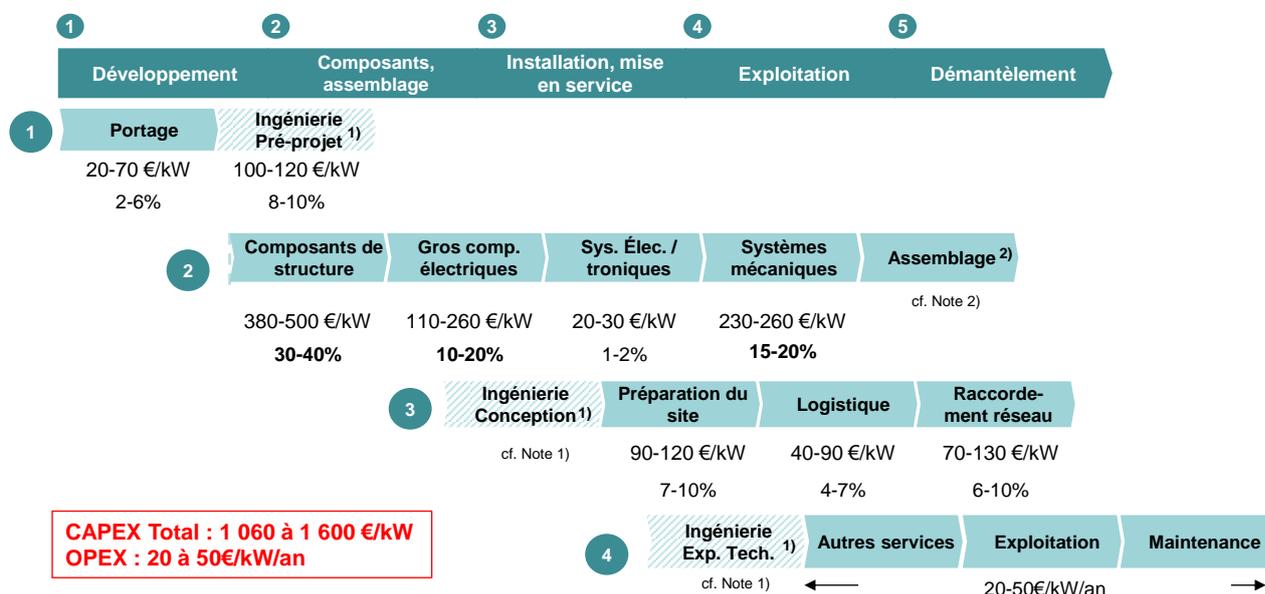
¹⁸ E-CUBE Strategy Consultants, chaîne de valeur hors financement

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 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 2015¹⁹, 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.

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 12 : Répartition des coûts pour un projet éolien moyen terrestre²⁰

¹⁹ D'après le rapport GWEC 2015 et les sites des acteurs, base installée de chaque entreprise et mondiale en 2015

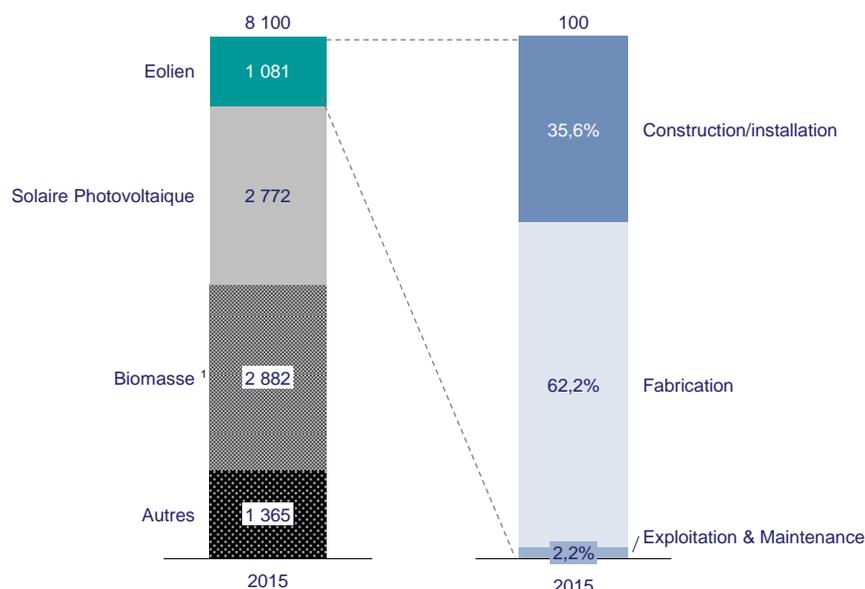
²⁰ Benchmark réalisé d'après des études CRE, IEA, IRENA, BVG Associates, JRC, NREL, EWEA, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

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 – 60 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 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 2015²¹.

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^e 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 générique²² 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**²³.



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

[IRENA (2016)]

Figure 13 : 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).

²¹ CRE, IEA, IRENA, BVG Associates, JRC, NREL, Wind Europe, moyenne mondiale

²² Rutovitz and Harris, 2012, clé de répartition établie par un benchmark international de l'emploi éolien

²³ Les emplois liés au développement de projet ne sont pas inclus dans les analyses internationales (IRENA, Rutovitz and Harris)



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

1	2	3	4	5
Développement	Composants, assemblage	Installation, mise en service	Exploitation	Démantèlement
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 14 : Ratios d'ETP par maillon de la chaîne de valeur pour l'éolien terrestre

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.

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.

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.

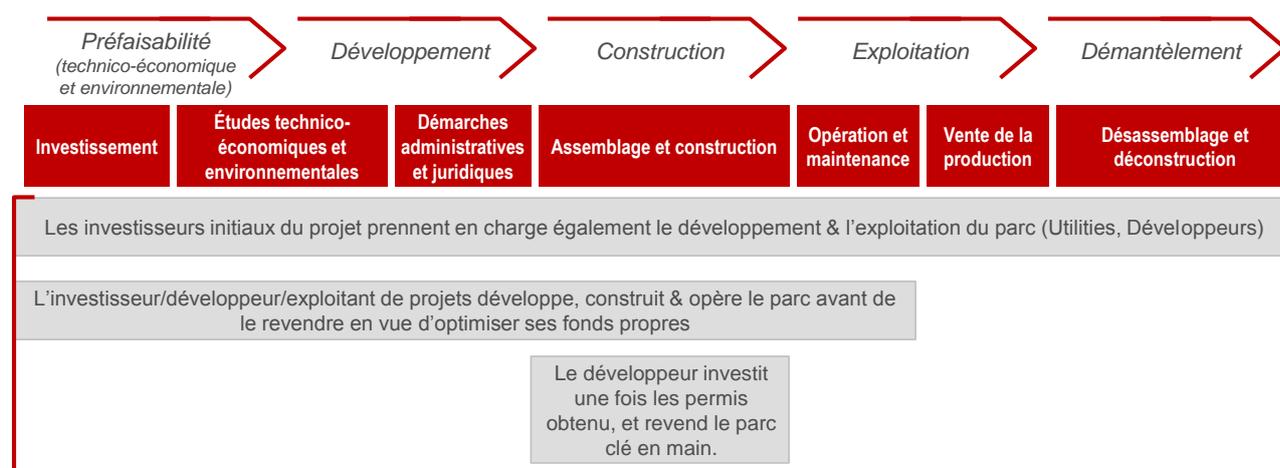
- **Des fonds de pension** (Caisse de dépôts et placement du Québec, PGGM) et des compagnies d'assurance (Axa, Aviva, Allianz), à qui de tels investissements permettent de trouver une alternative aux placements traditionnels, et de sécuriser des dividendes sur un horizon à 20 ans. Ces fonds de pension 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).

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.

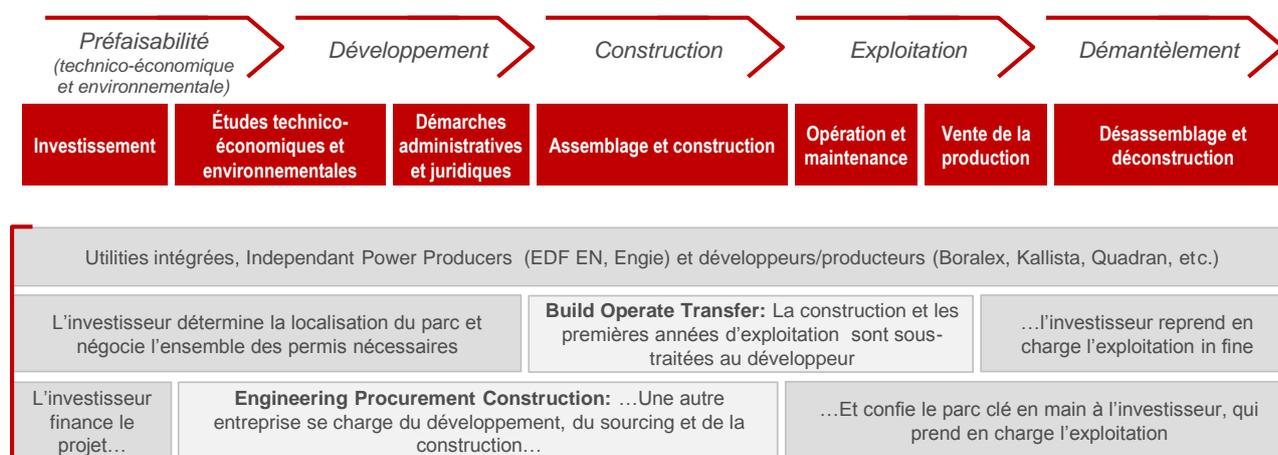
3.2. Développeurs/exploitants

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 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 :

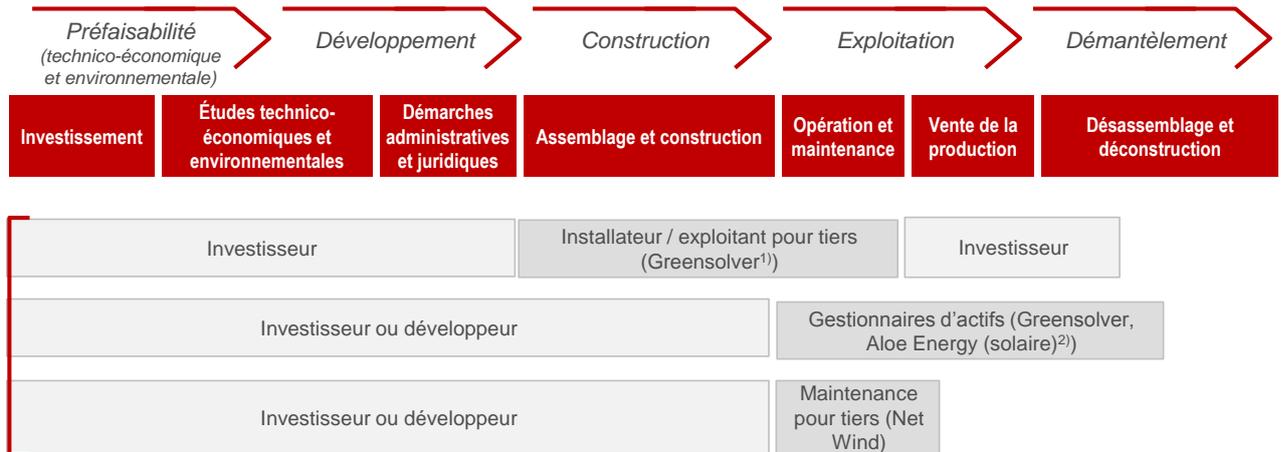


3.3. Exploitation/maintenance

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.)

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 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 installé²⁴, mais il dure généralement de 3 à 8 ans (selon les pays) et même au-delà en fonction des complexités propres à chaque pays²⁵, 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).



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

Les activités « cœur » d'un développeur consistent donc à :

- 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-main ;
- Coordonner les travaux avec le turbinier éolien et la connexion au réseau.

Pour réaliser chacune de ces étapes, les développeurs s'appuient soit sur des compétences en interne, soit sur des cabinets d'ingénierie spécialisés.

²⁴ NREL Technology Cost Analysis 2013, BVG Associates 2014

²⁵ Références commerciales des acteurs, Gamesa (<http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/parques-eolicos/>), Theolia (<http://www.futuren-group.com/lenergie-eolienne/realisation-dun-projet-eolien>)

	<p>En fonction du positionnement des acteurs sur la chaîne de valeur, comme décrit dans la section 3, 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, - Organiser la maintenance.
<p>Type d'acteurs et composition actuelle du marché</p>	<p>On distingue 4 grands profils de développeurs²⁶ :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 2015²⁷. 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 »²⁸, 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 mondial²⁷. <p>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 ».</p>

²⁶ Les estimations de taille de marché sont évaluées sur la base de données Eurobserv'er (2015) et à partir des sites des acteurs

²⁷ Données consolidées des acteurs concernés à fin 2014

²⁸ Acteurs présents exclusivement sur la phase amont des projets, jusqu'à la mise en service



Figure 15: 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%²⁹. 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 Green³⁰ 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 (Votalia 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'Uruguay³¹.

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 nationale³².

Au global, comme représenté en Figure 16, 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

²⁹ Enquête InNumeri 2016 sur la filière éolienne en France

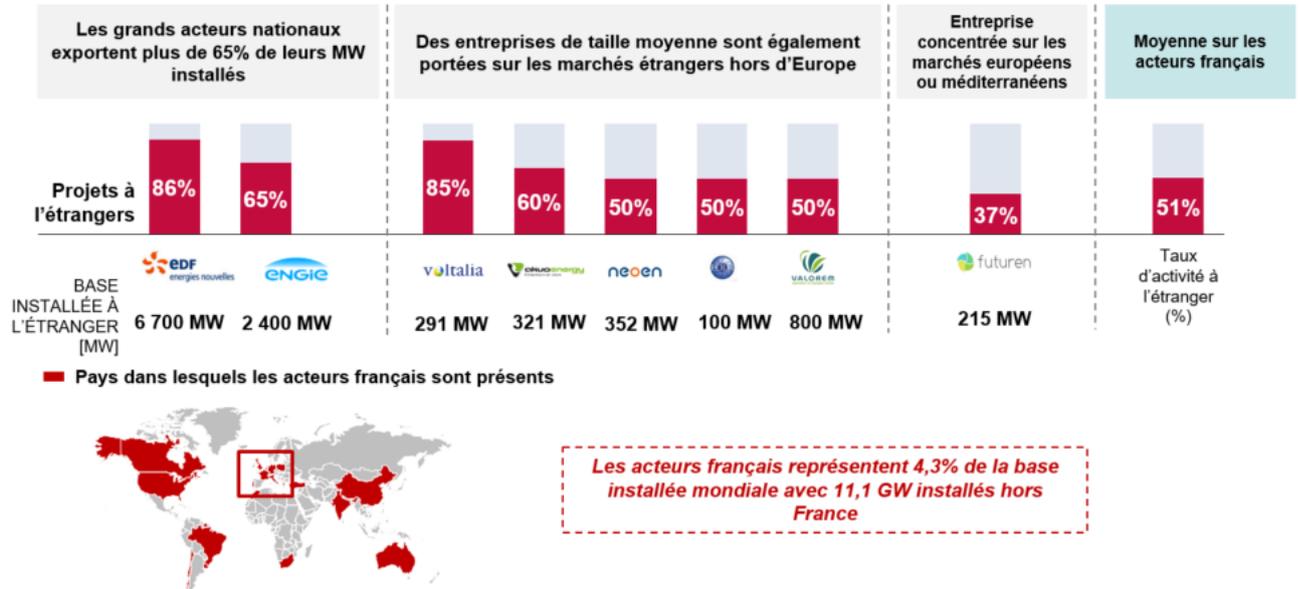
³⁰ Né de la fusion de Futures Energies et MAÏA Eolis le 1er décembre 2016

³¹ Enquête InNumeri 2016 sur la filière éolienne en France – voir Partie II.

³² Données publiques des acteurs

flottant ou stockage d'énergie notamment), ce qui leur permet d'anticiper les évolutions de marché. Le chiffre d'affaires total de ces entreprises, estimé à 1,3 M€ en 2015³¹, 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 16 : 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).

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.

Description	<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>
Composition du marché – position des acteurs en France	<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 valeur³³. 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 17).</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>

³³ 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 AR EELIS Technologies Profils de vent	Fondations/ Géotechnique/ océanographie ALIX Etudes sols & fondations	Impact environnemental biotope Études environnementales	Mesures de bruit VENATHEC Orféa Études acoustiques	Suivi vieillissement
Entreprises présentes à l'international	eoltech Mesures de vent & Gisement éolien Europe, Afrique, Amérique du Sud	CTE WIND Calcul & fondations terrestres Présent sur les 5 continents setec in vivo Océanographie Présence mondiale avec l'intégration à SETEC en 2016	abies Impact environnemental, Expertise naturaliste & paysagère, Cartographie Présent au Maroc	GAMBA ACOUSTIQUE ASSOCIÉS Études acoustiques avant et après implantation Présent au Brésil	cornis Technologie d'inspection & suivi vieillissement pales Europe + Amérique du Nord heliopales Blade Experts Inspection & suivi vieillissement pales Présent sur les 5 continents
Entreprises généralistes à même de réaliser l'ensemble des mesures: apave ARTELIA egis					

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

Figure 17 : Positionnement des bureaux d'études français selon le type d'étude – non exhaustif

Performance des acteurs français à l'étranger :



Figure 18 : 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 2015³⁴.

34 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)

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 terre³⁵ (voir Figure 12). 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.



4.2.1. Gros composants de structure

Les coûts des pales, mât et nacelle représentent environ 30-40%³⁶ 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.

4.2.1.1. 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 Longueil-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.

³⁵ NREL 2014, CRE 2014

³⁶ BVG Associates 2014, NREL 2014

4.2.1.2. Les pales

Description	<p>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.</p>
Type d'acteurs et composition du marché	<p>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 turbiniéristes ont internalisé la fabrication des pales (Enercon, GE, etc.)</p>
Position des acteurs en France	<p>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 Cherbourg³⁷.</p>
Evolution et enjeux	<p><u>Evolutions et enjeux techniques :</u></p> <p>La conception toujours plus précise des pales vise à réduire :</p> <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.

4.2.1.3. La nacelle

Description	<p>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.</p> <p>Tous ces éléments sont composés de pièces de fonderie usinées et forgées de très grandes tailles.</p>
Type d'acteurs et composition du marché	<p>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, forgées et usinées, etc. La Chine, les Etats-Unis et l'Inde sont ainsi les 3 premiers producteurs de pièces métalliques moulées dans le monde³⁸. Concernant ces dernières, le marché est local ou régional, et les pièces sont envoyées vers les sites d'assemblage des nacelles, gérés par les turbiniéristes.</p>

³⁷ Dans le cadre des projets de Fécamp, Courseulles et St Nazaire

³⁸ Fédération Forge Fonderie (http://www.forgefonderie.org/IMG/pdf/chiffres_cle_fff_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).³⁹</p> <p>Des entreprises comme Plastinov et Chomarat 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>
--------------------------------	---

4.2.1.4. 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>
----------------------	---

4.2.2. Composants électriques et électroniques

4.2.2.1. 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 turbiniers d'éoliennes qui sont également équipementiers de l'énergie traditionnelle, comme General Electric et Siemens. Ils peuvent également être fournis par</p>

³⁹ 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.⁴⁰</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>

4.2.2.2. 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>

⁴⁰ Entretien avec Thomas Egeling, directeur de la stratégie chez Winergy

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).

4.2.2.3. 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'exportation⁴¹, ce qui correspond à 1,4% de part de marché en valeur au niveau mondial⁴².** 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.

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 (<i>rotor bearings</i>)</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 (<i>gearbox</i>)</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%).⁴³</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</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</p>

⁴¹ Enquête InNumeri 2016

⁴² 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.

⁴³ Etude DEWI 2014 *Major failures in the wind turbine components.*

<p>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 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>l'éolienne en quelques rotations au maximum.</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'export⁴⁴, la part de marché des entreprises françaises représente 1,2% du marché mondial en valeur⁴⁵.</p> <p>Pour les autres composants, les acteurs internationaux ont peu de centres de production en France.</p>

Evolutions et enjeux

Evolutions et enjeux de marché :

Ces composants voient leurs coûts diminuer de manière conjoncturelle grâce à la baisse des coûts des matières premières, notamment l'acier.

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.**

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

⁴⁴ Enquête InNumeri 2016

⁴⁵ 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.

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 terrestre⁴⁶.

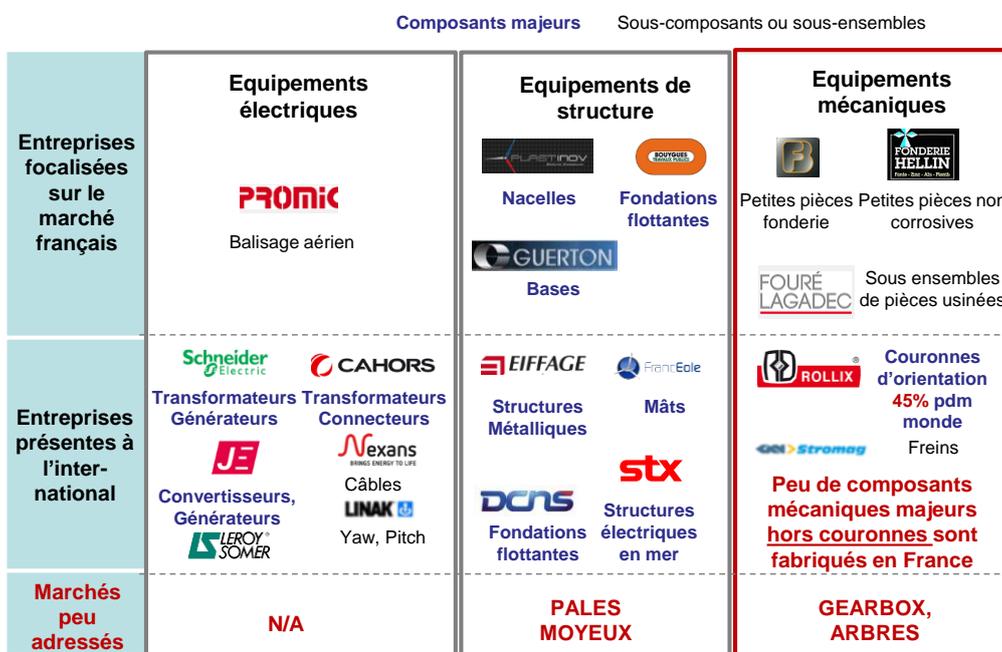


Figure 19 : Positionnement des fabricants de composants présents en France

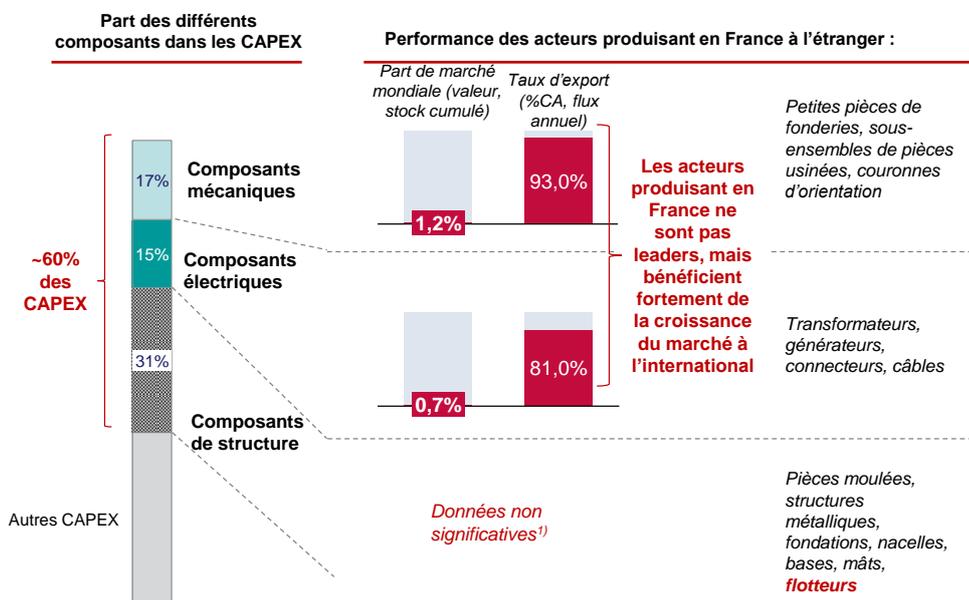
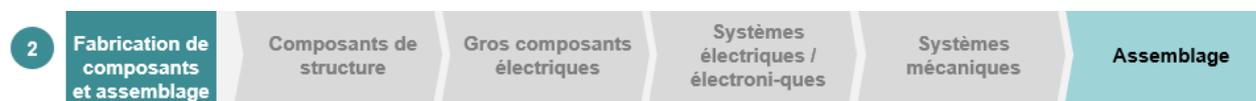


Figure 20 : Performances à l'export des fournisseurs de composants présents en France

⁴⁶ Enquête InNumeri 2016

4.3. Assemblage des composants

Les grands turbiniens 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 ».

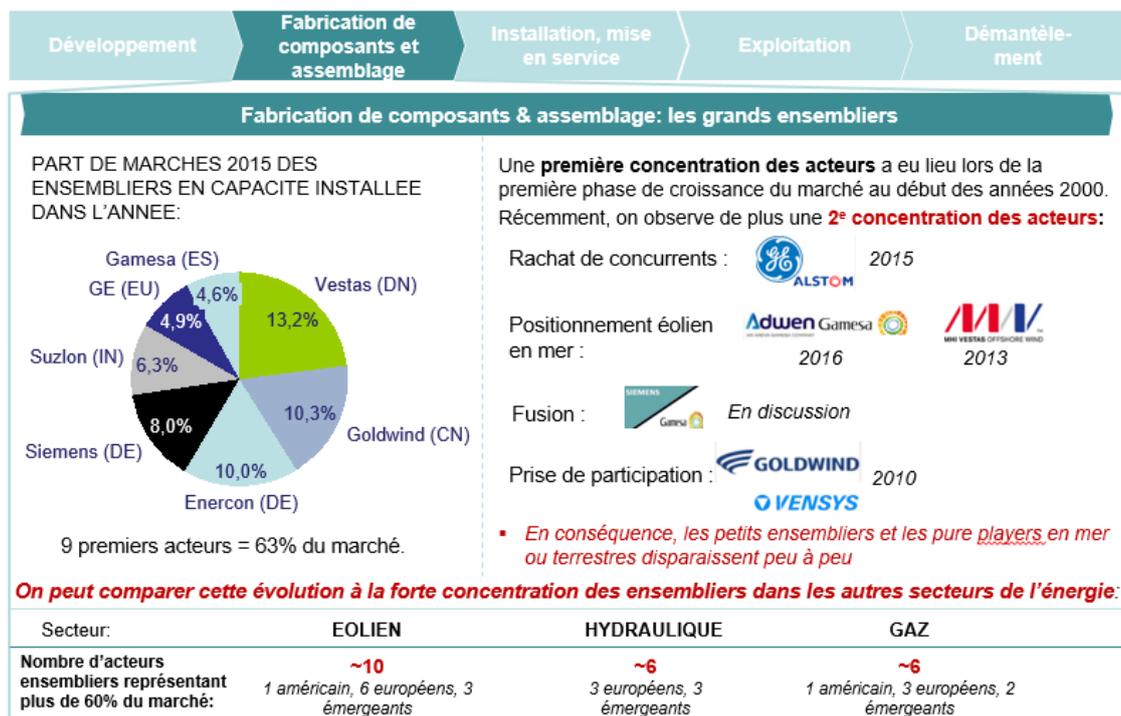


Description	<p>Les grands turbiniens sous-traitent ou produisent les composants, puis les acheminent soit vers leurs installations industrielles pour les assembler (éléments à l'intérieur de la nacelle), soit directement sur le site (pales et mâts). Ce sont eux qui sont responsables de l'acheminement des composants sur le site, du montage, de la mise en service et des premiers tests sur l'éolienne.</p>
Type d'acteurs et composition actuelle du marché	<p>Les turbiniens 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 2014⁴⁷, les principaux turbiniens 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 turbiniériste chinois Sinovel, qui à terme pourrait déboucher sur des activités d'assemblage et de fabrication en France⁴⁸.</p> <p>Cependant, tous les grands turbiniens 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 turbiniens en France, 30 000 € sont destinés à l'export⁴⁹.</p>
Evolutions et enjeux de marché	<p>Le marché des turbiniens 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 turbiniens 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>

⁴⁷ D'après les sites des acteurs, calcul par rapport à la base installée totale de chaque entreprise et au niveau mondial en 2014

⁴⁸ Source : entretien avec Jérôme Douat, président de Vergnet

⁴⁹ Enquête InNumeri 2016



Sources: sites des acteurs. Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 21 : 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.

4.3.1. Les deux technologies présentes sur le marché

Le marché des turbiniéristes 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 vent⁵⁰. Les éoliennes à « entraînement direct » 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 turbiniéristes ont développé des modèles d'éoliennes à « entraînement direct » sans utiliser d'aimants permanents. Ces dernières représentent la majorité des éoliennes à « entraînement direct » 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

⁵⁰ Siemens 2014 *Permanent Magnet Generators for Wind Turbines Status and Outlook*

développe l'ensemble de ses modèles (entre 1,5 et 2,5MW) en entraînement direct. 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.

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

L'installation du parc peut durer 6 à 9⁵¹ 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.



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.

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.
--------------------	--

⁵¹ Moyenne des références commerciales des acteurs

4.4.2.1. Travaux de génie civil

Ils représentent autour de 10% des investissements globaux d'un projet installé⁵².

Préparation des voies d'accès	Réalisation des fondations
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.

4.4.2.2. Travaux logistiques

Ils représentent environ 5% des investissements globaux⁵³.

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.

4.4.2.3. 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 significative**⁵⁴. 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 22).

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	<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</p>

⁵² CRE *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables* 2014

⁵³ Deutsche Windguard, *Coûts de l'énergie éolienne terrestre en 2014 et comparaison internationale*, NREL 2014

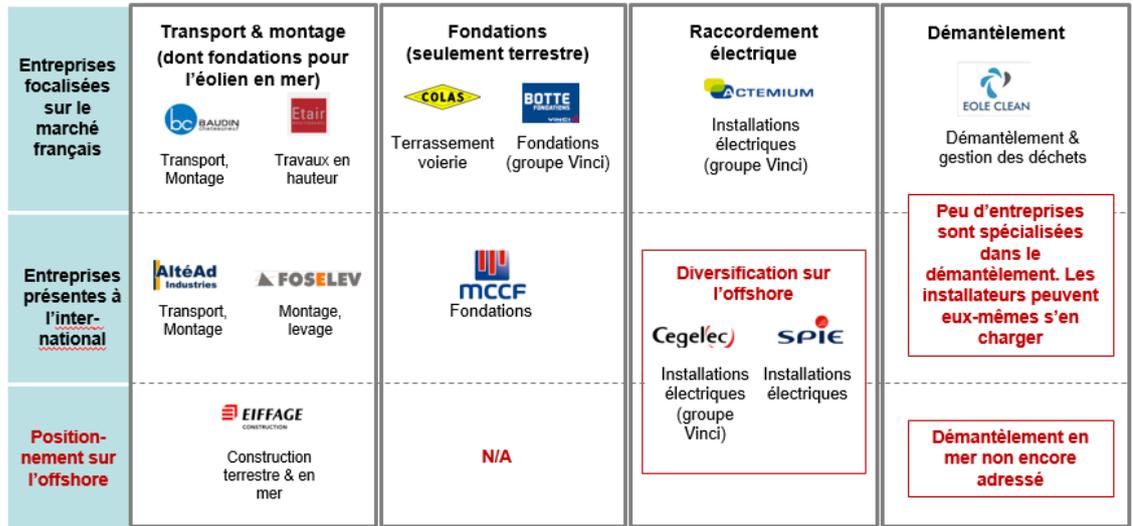
⁵⁴ Enquête Innumeris 2016

acteurs français	<p>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 locale⁵⁴. Leur positionnement sur les projets en mer pourra permettre de bénéficier de la croissance de ce secteur en France (voir Figure 22) 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 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'année⁵⁵.</p> <p><u>Enjeux de marché :</u></p> <p>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.</p>

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 monde⁵⁶, 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.

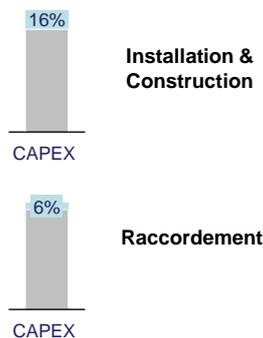


Source: Annuaire Windustry 2014, FEE 2015, sites des acteurs, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 22 : Segmentation des différents acteurs français dans l'installation et la mise en service d'éoliennes - non exhaustive

⁵⁵ Commissariat Général au Développement Durable, Panorama des énergies renouvelables, 4^e trimestre 2015
⁵⁶ Rutovitz and Harris, 2012, clé de répartition établie par un benchmark international de l'emploi éolien

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)

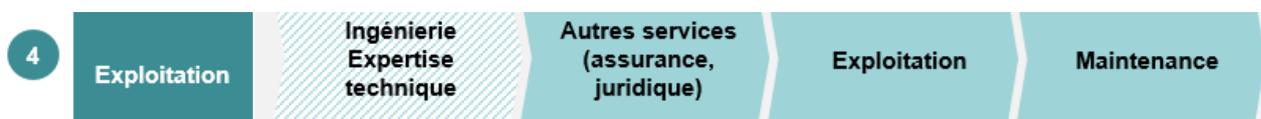


Source: CRE, IEA, IRENA, BVG Associates, JRC, NREL, EWEA, résultats de l'enquête InNumeri 2016, analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 23 : Performances à l'export des acteurs français positionnés dans l'installation

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 CAPEX⁵⁷. 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.



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

Expertises juridiques

Interviennent en cas de litige avec des parties tierces.

⁵⁷ Taux d'actualisation de 5 à 10% selon les pays

producteurs de sondes et appareils de mesure météorologiques.

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 connus sont TÜV et DNV-GL. Bureau Veritas 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

Evolutions de marché :

Le marché est très fragmenté et en croissance aujourd'hui.

Evolutions techniques :

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.

4.5.2. Exploitation

Description

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.

Les métiers liés à l'exploitation sont les suivants :

- **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**,

	<ul style="list-style-type: none"> - 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>
<p>Type d'acteurs et composition actuelle du marché</p>	<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. <p>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.</p>
<p>Evolutions et enjeux</p>	<p><u>Evolutions et enjeux techniques :</u></p> <p>L'exposition progressive au marché et aux services système des producteurs éoliens (vente en direct 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>

4.5.3. Maintenance

<p>Description</p>	<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 : <p>Niveau 1 : petite réparation, peut être prise en charge par un autre acteur que le fabricant.</p>
---------------------------	--

	<p>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.</p> <p>Niveau 3 : intervention protégée par la propriété intellectuelle du fabricant, celui-ci est obligé d'intervenir sur place.</p> <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>
<p>Type d'acteurs et composition actuelle du marché</p>	<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 2012.⁵⁸</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)⁵⁸. 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 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>
<p>Evolutions et enjeux</p>	<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>

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 maintenance⁵⁹. 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.

⁵⁸ Deloitte and Taylor Wessing 2012 wind services study

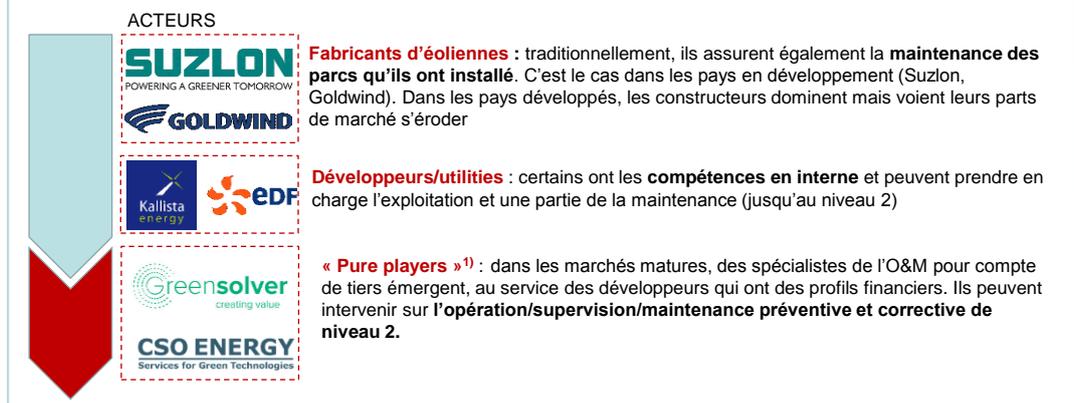
⁵⁹ Enquête Innumer 2016



L'O&M devient un facteur clé dans la performance économique des projets. Les coûts peuvent être réduits grâce :

- **Exploitation** : à l'optimisation du pilotage, à l'analyse de données pour optimiser la performance du parc
- **Maintenance** : au développement de la maintenance préventive et conditionnelle

Dans l'éolien en mer, cette optimisation est particulièrement importante au vu des coûts logistiques forts engendrés par une intervention en mer



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 24 : Caractérisation des acteurs de l'opération et maintenance

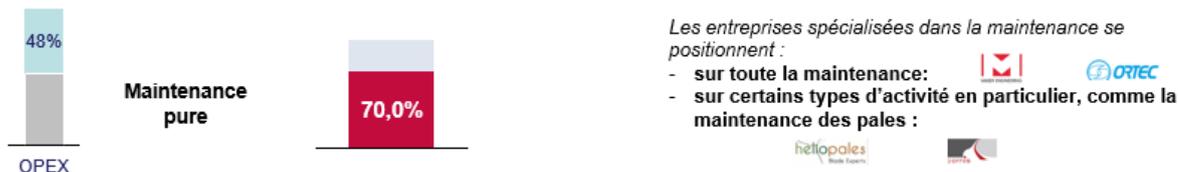


Figure 25 : Performance à l'export des acteurs de la maintenance pure

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.

4.6. Renouveau 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).

4.6.1. Renouvellement

Description

Plusieurs catégories d'évolution technique d'un parc éolien peuvent être envisagées :

- La **maintenance lourde** (ou *retrofit*) 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 *revamping*) correspond à des changements de composants avec modification des caractéristiques principales de l'installation

	<p>(type, dimensions, diminution du nombre d'éoliennes) ;</p> <ul style="list-style-type: none"> 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>

4.6.2. Démantèlement

Description	<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>
Type d'acteurs et composition actuelle du marché – position des acteurs français	<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>
Evolutions et enjeux de marché	<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
-  Eoleclean est positionné mais n'a réalisé aucun démantèlement à ce jour

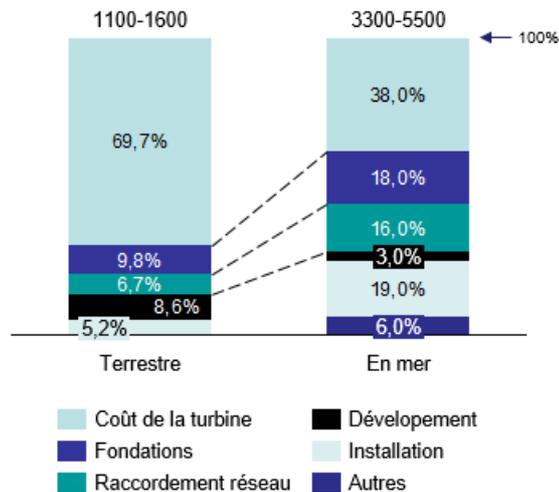
Source: GWEC, IEA, Deutsche Windguard, analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 26 : Perspectives du marché du démantèlement

5. Variante concernant l'éolien en mer

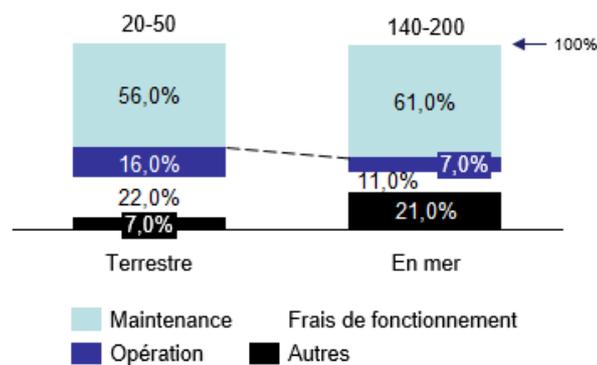
Certains éléments-clés de la chaîne de valeur diffèrent de la filière terrestre. Cela impacte notamment les coûts des projets, en investissement ou en exploitation.

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

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 terrestre⁶⁰). 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%).⁶¹</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>

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 terrestres).</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</p>

⁶⁰ Moyenne du benchmark des pays européens hors Espagne

⁶¹ WIND EUROPE 2015

	<p>construites à Cherbourg (fabrication de pales et d'équipements de mâts). Adwen projette de construire une usine d'assemblage d'éoliennes au Havre.</p>
Enjeux et évolutions	<p><u>Enjeux et Evolutions techniques :</u></p> <p>Les objectifs de baisse des coûts, annoncés à moins de 80 €/MWh à horizon 2025 par l'association WindEurope⁶², 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.</p>

5.3. Assemblage des composants : positionnement des grands turbiniers

Variations par rapport à l'éolien terrestre	<p>Seuls les plus grands constructeurs de turbines sont aujourd'hui capables d'assumer les coûts liés aux éoliennes en mer.</p>
Composition actuelle du marché	<p>En 2015 Siemens a fourni 60% des nouvelles éoliennes maritimes installées dans le monde⁶³, suivi par Adwen (co-entreprise Areva/Gamesa) (18,2%) puis par MHI-Vestas (12,9%) et enfin par Senvion (8,9%).</p>

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
---	---

⁶² Communication WindEurope, juin 2016

⁶³ WindEurope, 2015

	<p>représentent 2% des installations, sont plus flexibles et plus légères, ce qui encourage leur développement.</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 marché et sont plutôt en phase d'expérimentations pilotes, une commercialisation est attendue à partir de 2020.
Composition actuelle du marché	<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).⁶⁴ 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>
Position des acteurs français	<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 Senvion 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 ; Eiffage Métal construira les fondations flottantes 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 d'éoliennes.</p>
Evolutions et enjeux	<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>

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.

Variations par rapport à l'éolien terrestre

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**

⁶⁴ Etude du Crown Estate : floating offshore wind review 2015

	<p>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 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.</p>
Composition actuelle du marché – positionnement des acteurs français	<p>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 monde⁶⁵, 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).</p>
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>

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	<p>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.</p>
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 Câbles au Royaume-Uni a fourni 40% des projets locaux.</p>

⁶⁵ Etude 2014 Crown Estate sur les vaisseaux « jack-up »

Position des acteurs français	<p>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 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%⁶⁶.</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>

⁶⁶ Enquête InNumei 2016 sur la filière éolienne française

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.⁶⁷

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.

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

Les éléments à évaluer principalement sont :

- **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.

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

Enjeux techniques :

- **Trouver le couple technologie-gisement qui présente un coût de l'électricité raisonnable et des conditions d'implantation favorables.**

⁶⁷ 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)

- **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.

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

Variations par rapport au grand éolien	<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>
Composition actuelle du marché	<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>
Position des acteurs français	<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>
Evolutions et enjeux	<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.

6.3. Raccordement au réseau

Variations par rapport au grand éolien	<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>
--	--

6.4. Exploitation et maintenance

Variations par rapport au grand éolien	<p>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.</p> <p>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 modèles⁶⁸.</p>
--	---

⁶⁸ WWEA 2015

Section II : 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**.⁶⁹ 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 interrogés ;
- **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.

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.

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

⁶⁹ 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.

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.

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 3.

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 28 reprend le principe de décomposition appliqué.

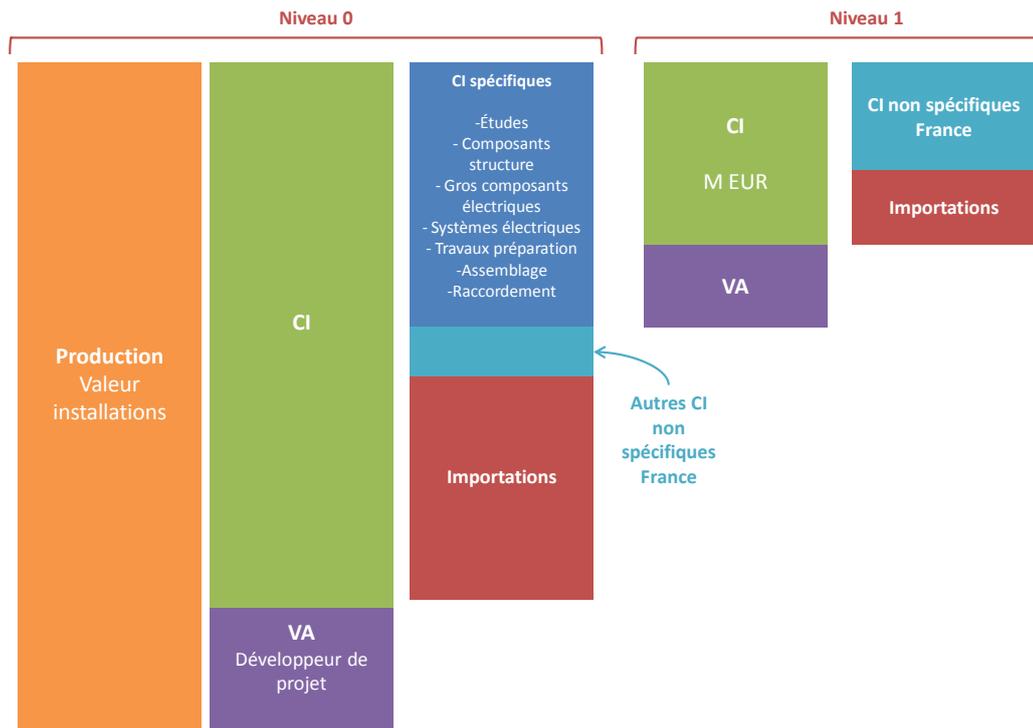


Figure 28 : Principe de décomposition de filière utilisé dans le modèle

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 2015⁷⁰ et 10 320 MW exploités⁷¹.

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**

⁷⁰ Les puissances éoliennes raccordées en 2015 sont de 944MW selon le SOeS, 1073 MW d'après les données FEE, 999 MW d'après RTE.

⁷¹ Données du SOeS (Ministère de l'environnement –CGDD).

l'export estimée à 663 M€. L'éolien 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€.

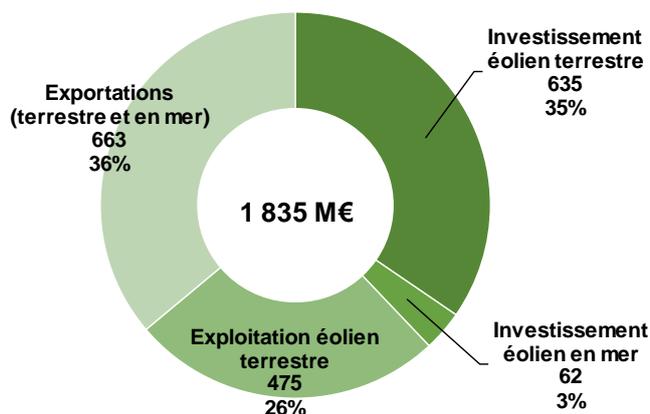


Figure 29 : Production des acteurs de l'éolien en France, en 2015

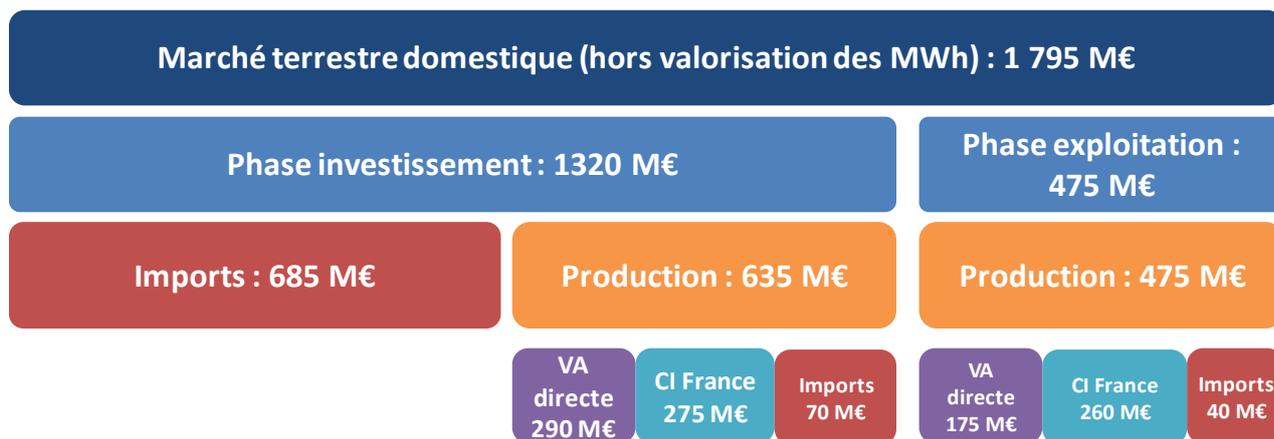
1.2.1. Décomposition des marchés de l'éolien terrestre domestique

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.⁷² 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 turbineurs 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 30 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.

⁷² 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]⁷³

Figure 30 : Décomposition du marché domestique liée au déploiement et à l'exploitation de parcs éoliens terrestres, 2015

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.⁷⁴ 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 31 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.

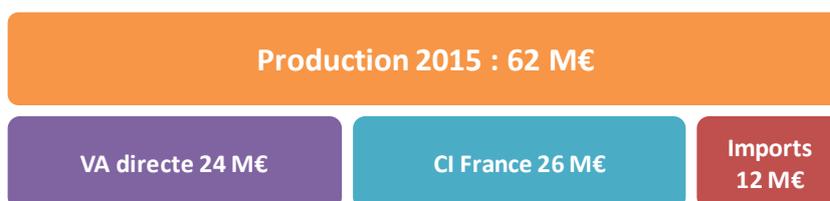


Figure 31 : Décomposition de la production domestique liée au déploiement de parcs éolien en mer en 2015

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 32 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**

⁷³ Les taux d'importations sont de la branche correspondante dans la comptabilité nationale.

⁷⁴ Dans le cas, de l'éolien terrestre, c'est le nombre de MW installé qui sert de base à cette estimation.

uniquement) entrant dans la production à destination des marchés étrangers sont de l'ordre de 144 M€.



Figure 32 : Décomposition de la production éolien à destination des marchés étrangers en 2015

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'€ (Tableau 1). 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
<i>Etudes préliminaires</i>	62		10	72
<i>Etudes techniques</i>	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

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

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

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

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

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

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.**

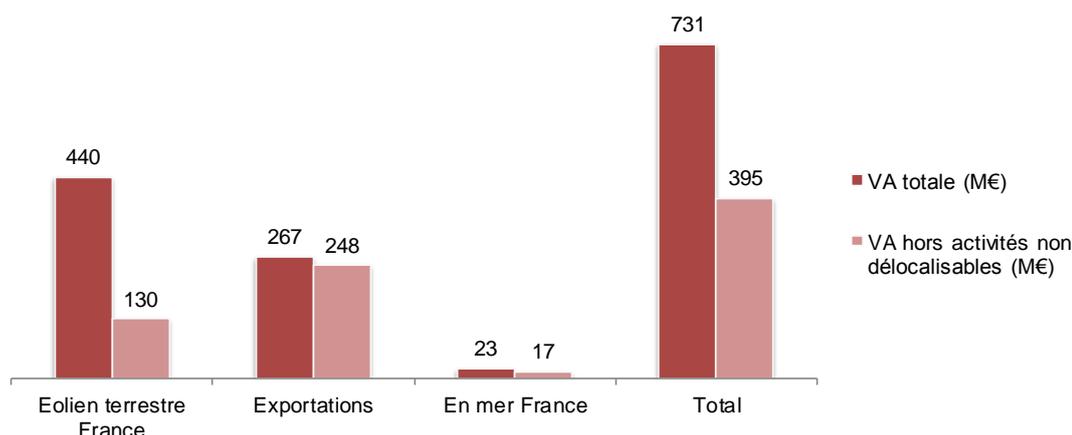


Figure 33 : Valeur ajoutée par marché, avec ou sans activités non-délocalisables, en 2015

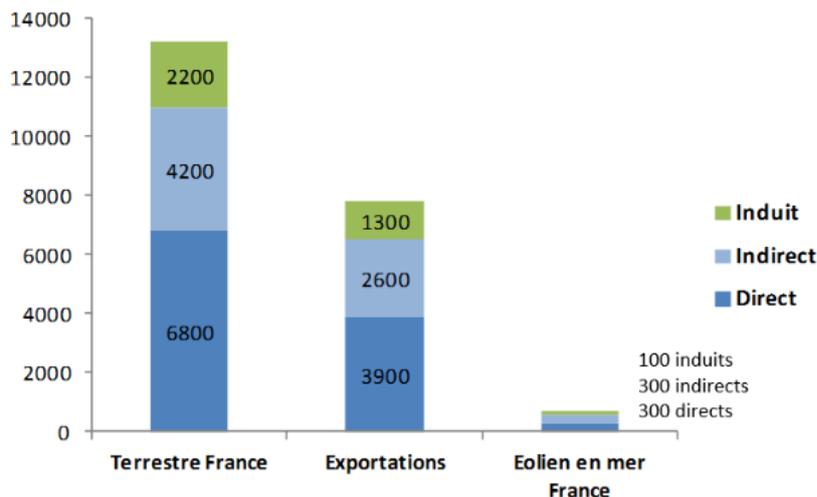
1.4. Les emplois de la filière éolienne

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 34).

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]

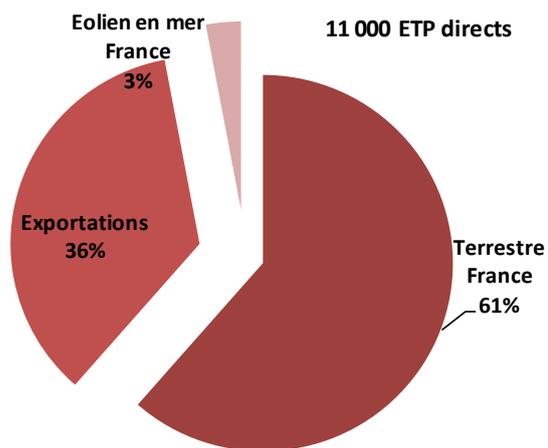
Figure 34 : Emplois directs, indirects et induits liés à la filière éolienne en 2015

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

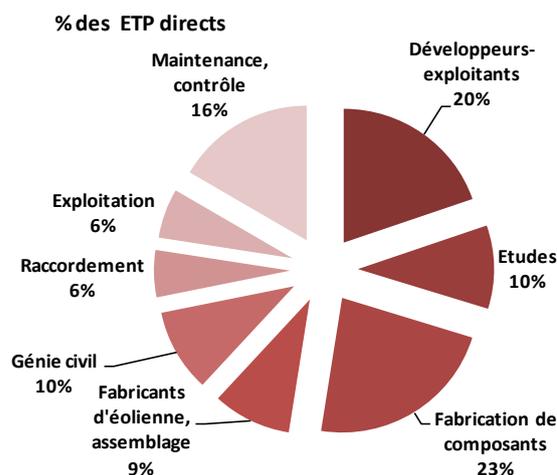
Les emplois liés au marché domestique des investissements éoliens terrestres représentent environ 40% des emplois directs, ceux liés au marché domestique de l'exploitation et la maintenance se montent à environ 20% des emplois directs. Enfin 40% des emplois directs sont liés aux exportations ou au marché domestique de l'éolien en mer (Figure 35).

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

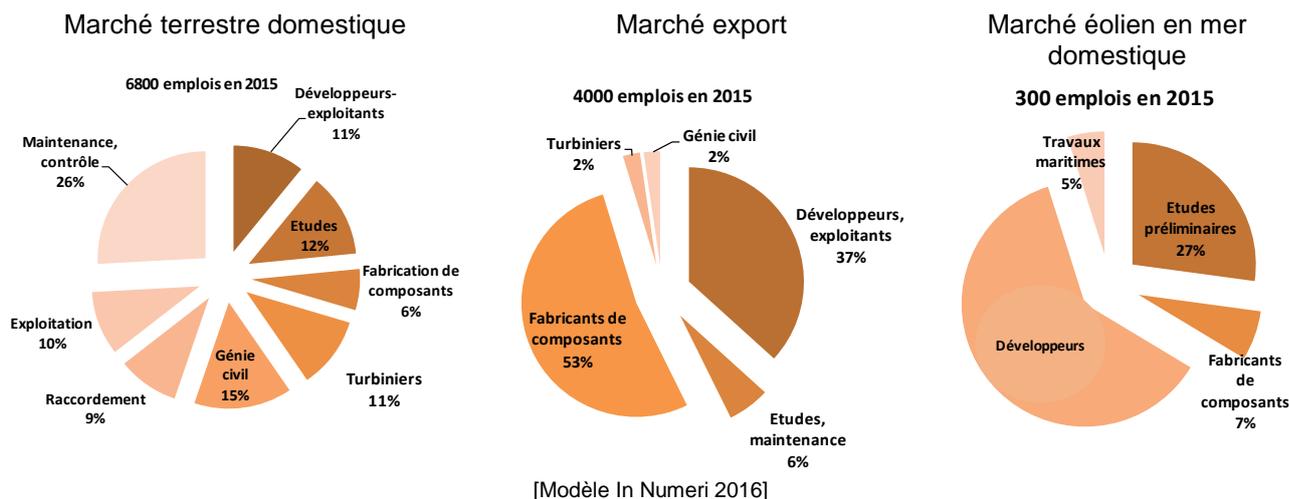


Figure 36 : Répartition des ETP directs selon le maillon de la chaîne de valeur en 2015, par marché

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 37).

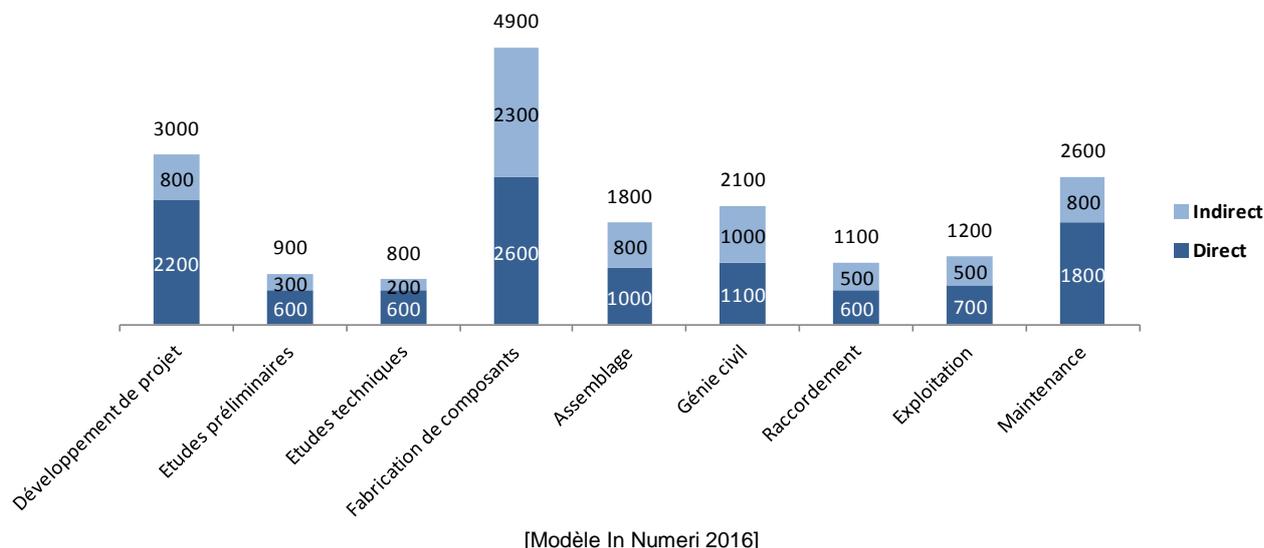


Figure 37 : Récapitulatif du total des ETP directs et indirects par maillon de la chaîne de valeur

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.

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.

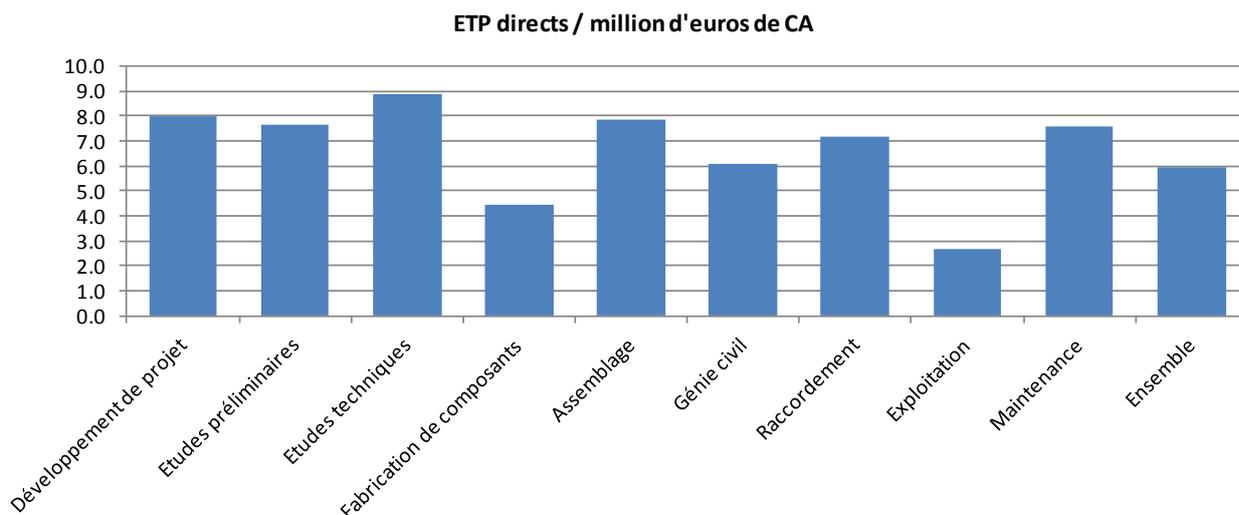


Figure 38 : Intensité en main d'œuvre par maillon de la chaîne de valeur

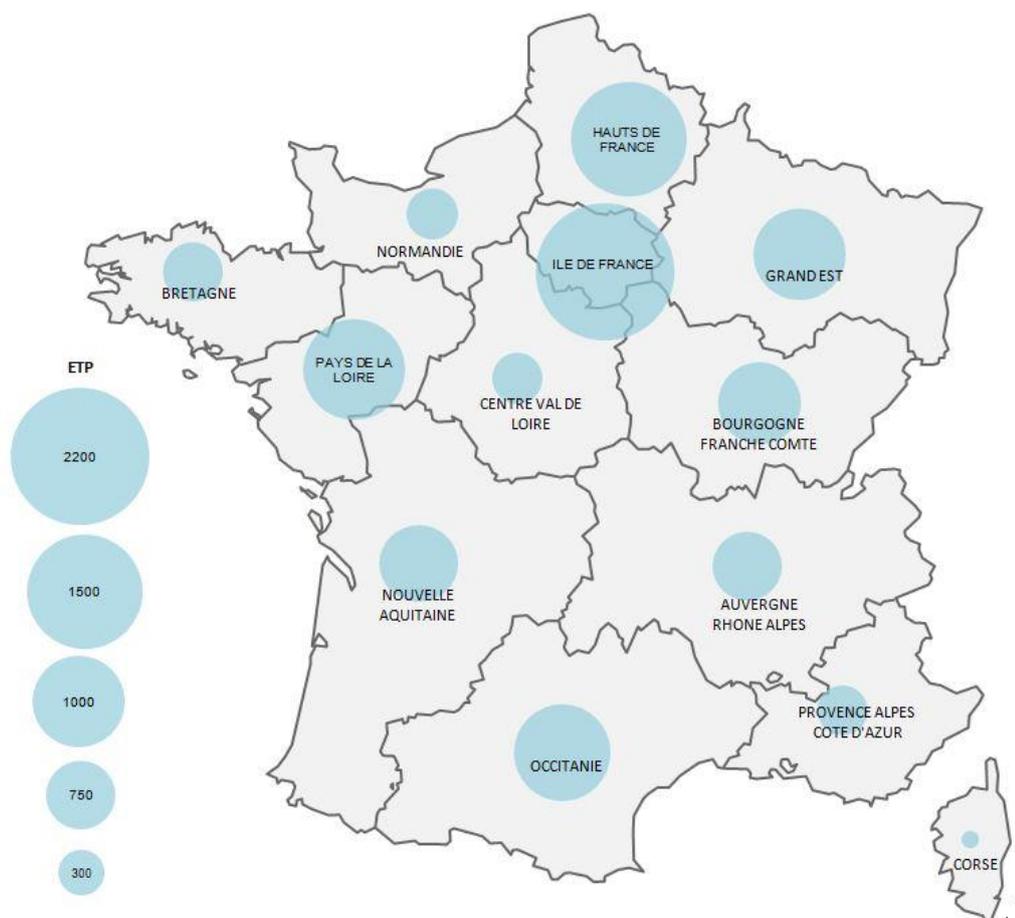
2. Régionalisation des emplois par maillon de la chaîne de valeur

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 39 : 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.⁷⁵

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

⁷⁵ 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.

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.

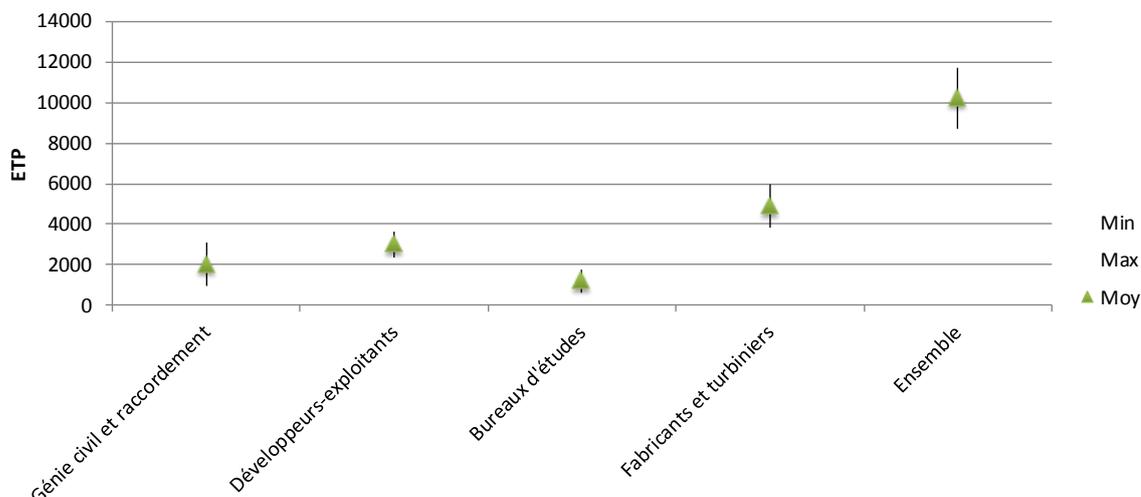
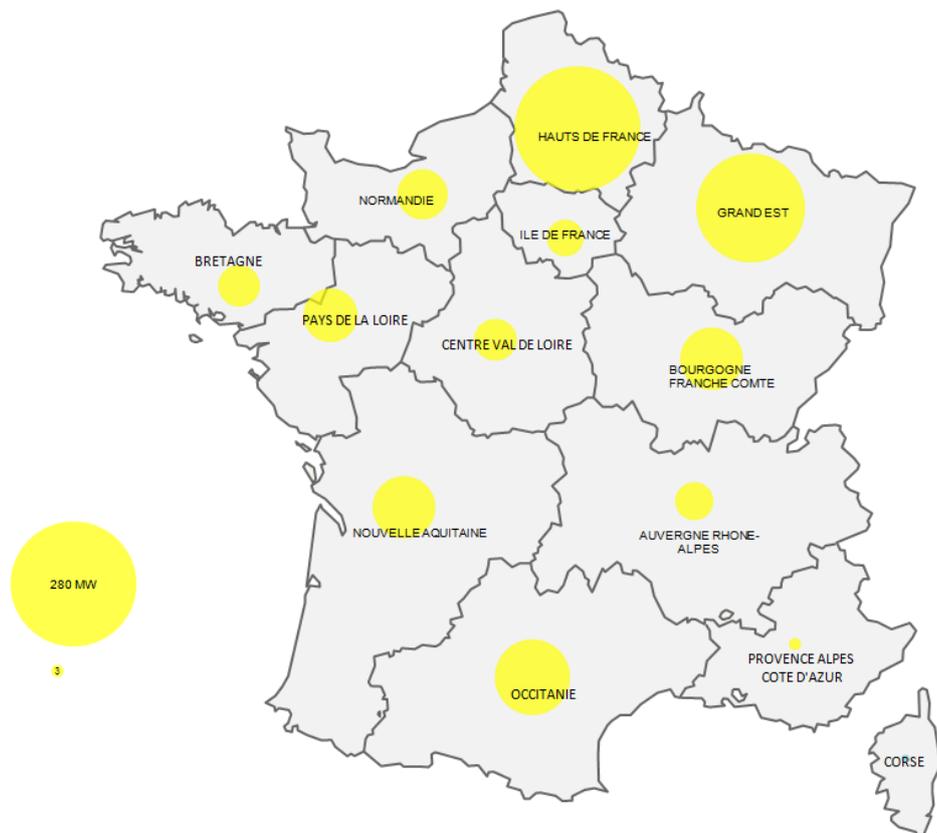


Figure 40 : Intervalles de confiance des estimations d'ETP directs par maillon de la chaîne de valeur

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 41 : Capacités éoliennes raccordées au cours de l'année 2015⁷⁶

⁷⁶ Champ : métropole et DOM.

2.1. Développeurs et développeurs-exploitants

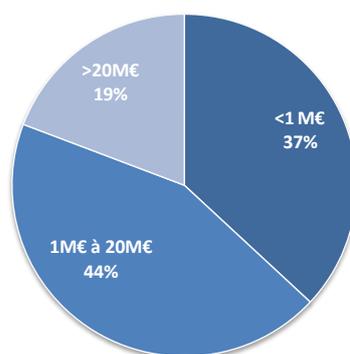
Comme décrit dans la Section I de ce rapport, le développement et portage de projets est réalisé :

- 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-Hirschman⁷⁷ (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 42 : Répartition des développeurs et développeurs exploitants par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes)

Sur la centaine de développeurs :

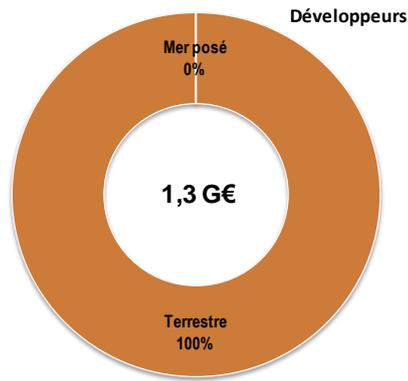
- une quarantaine affiche un chiffre d'affaires total inférieur à 1 million d'euros,
- une quarantaine se situe entre 1 et 20 millions d'euros, et
- seulement 19% ont un CA supérieur à 20 millions d'euros.

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.

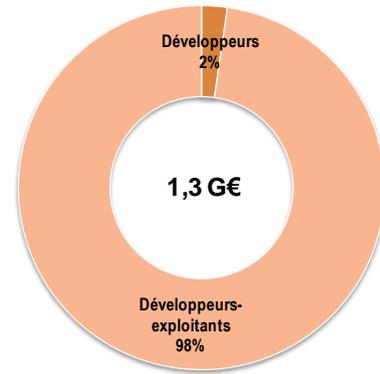
Les développeurs et développeurs-exploitants emploient environ 2500 ETP, majoritairement dans les sociétés aux activités multiples. Ce chiffreage inclus donc des emplois liés aux activités d'exploitation, vente d'énergie et maintenance, quand celles-ci sont internalisées. Les sociétés spécialisées dans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

⁷⁷ 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



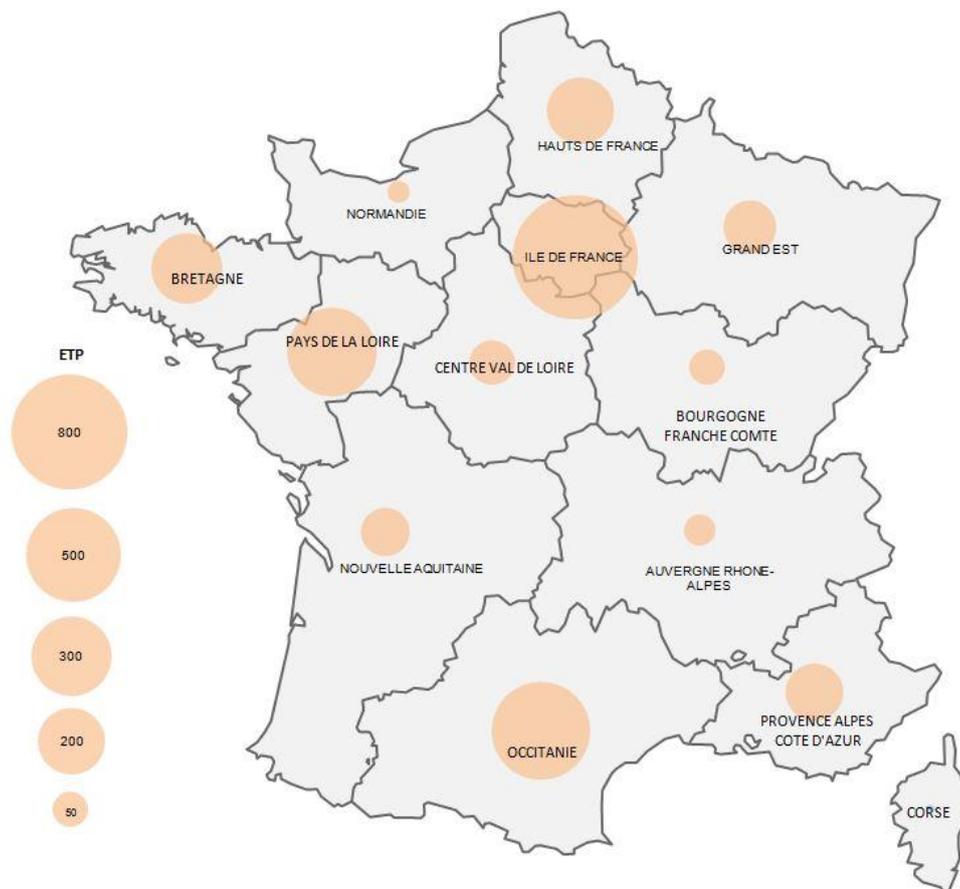
Répartition du CA par modèle d'affaires



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 43 : 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 44 : 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'Île-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 Île-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 1.

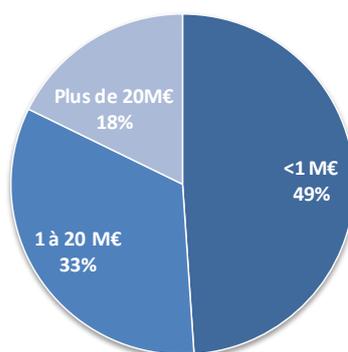
2.2. Bureaux d'études et de contrôle

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]

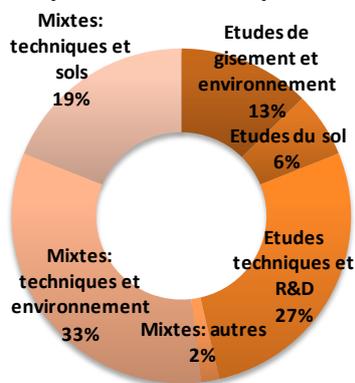
Figure 45 : Répartition des bureaux d'études et des sociétés de contrôles par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes)

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

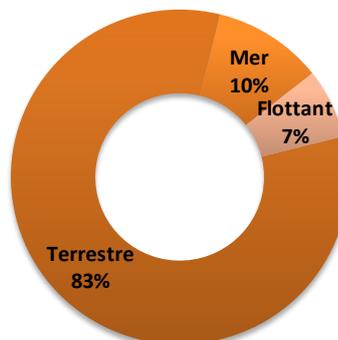
d'ingénierie ont été répertoriés comme réalisant des études techniques pour l'éolien : Airbus, DEKRA, SAIPEM, ASSYSTEM France.

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 46 : Répartition du chiffre d'affaires des bureaux d'études par type d'activité et par filière⁷⁸

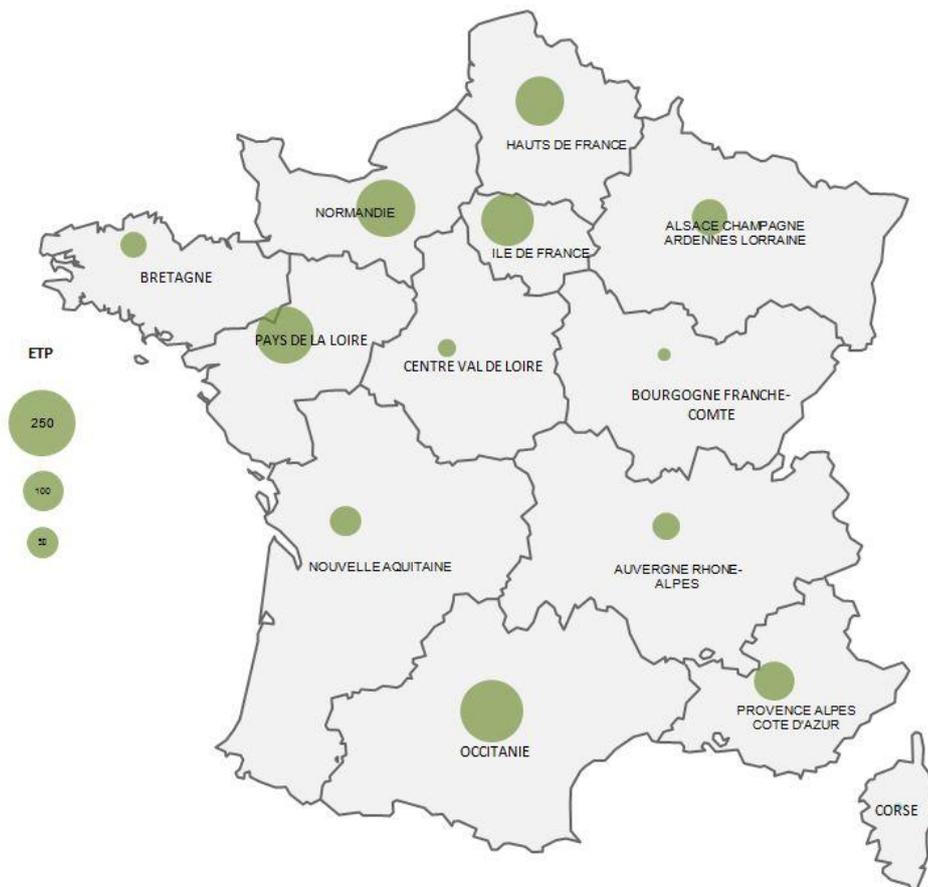
Les bureaux d'études exclusivement environnementales ne représentent que 13% du chiffre d'affaires des bureaux d'études. Les chiffres d'affaires les plus importants correspondent aux bureaux couvrant un large spectre de services, études techniques et études environnementales.

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.

⁷⁸ Résultats de l'enquête menée auprès des acteurs de l'éolien en France



[Enquête In Numeri 2016]

Figure 47 : 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 1.

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 turbineurs (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 :

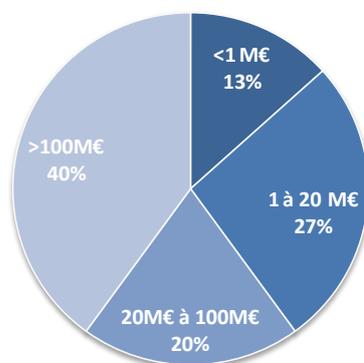
- Les turbineurs, fabricants d'éoliennes, responsables du montage des éoliennes sur site.
- Les fabricants de composants mécaniques (transmission, multiplicateurs, couronnes...)
- Les fabricants de composants électriques et électroniques
- Les métallurgistes, fabricants et réparateurs des composants 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.

2.3.1. 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€⁷⁹. 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 48 : Répartition des turbiniers par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes)

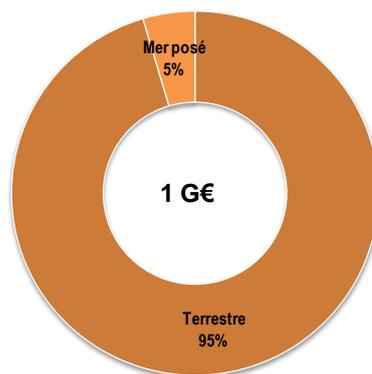
De fait, le segment des turbiniers est plus concentré que les autres segments de la chaîne de valeur. Sur l'ensemble du parc français, l'indicateur de concentration HHI s'élève à 1731.

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€⁸⁰, correspondant aux phases de préparation avant la construction effective des premiers parcs.

⁷⁹ D'après l'enquête réalisée par In Numeri et données societe.comns.

⁸⁰ D'après les résultats de l'enquête réalisée par In Numeri



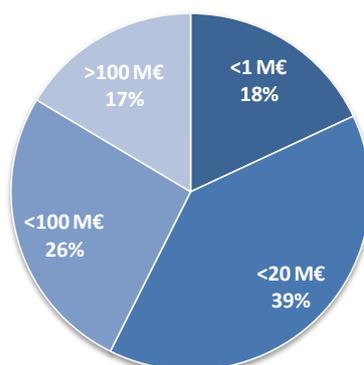
[Enquête In Numeri 2016]

Figure 49 : Répartition du chiffre d'affaires des turbiniers par filière⁸¹

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

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]

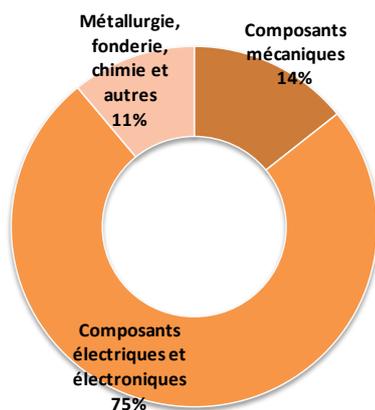
Figure 50 : Répartition des fabricants de composants par classe de chiffre d'affaires total (incluant des activités non-éoliennes)

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

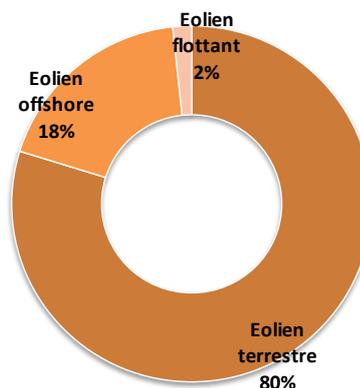
Contrairement aux turbiniers, les fabricants de composants comptent une part importante de petites et moyennes entreprises, près de 60% d'entre elles ayant un chiffre d'affaires inférieur à 20 millions d'euros. Par ailleurs, 18% des structures sont de toutes petites unités, avec des chiffres d'affaires totaux inférieurs à 1 millions d'euros.

⁸¹ 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 51 : 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.

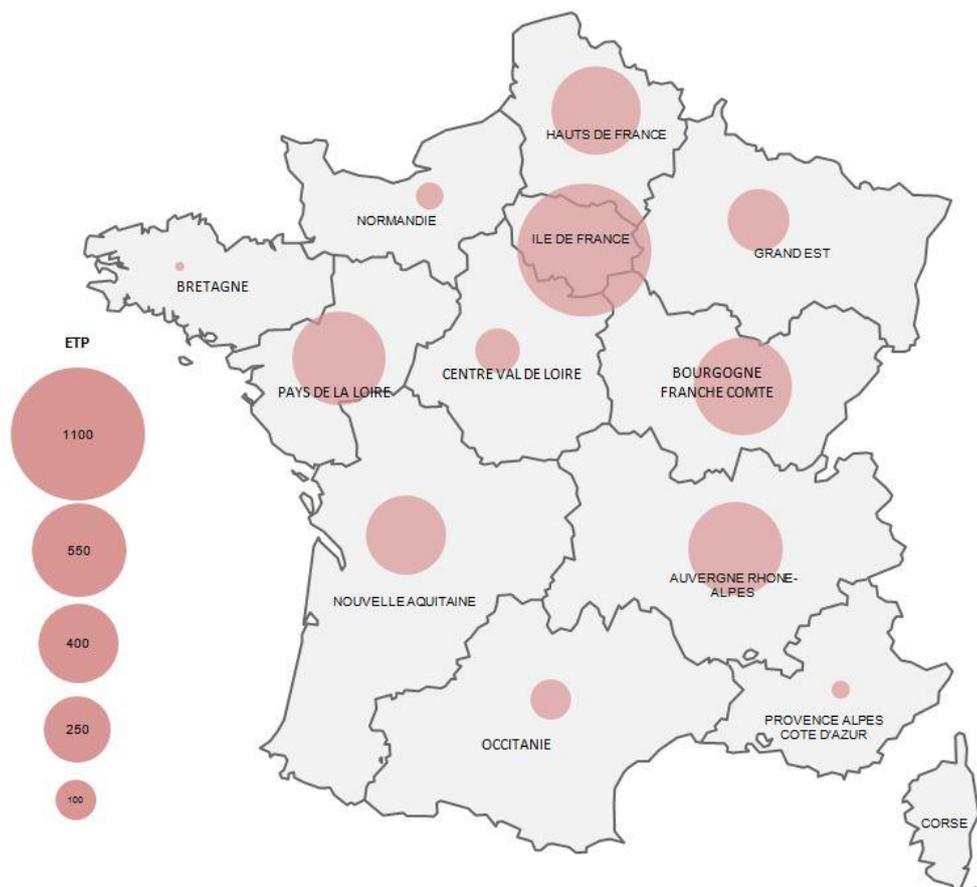
Les grandes entreprises représentent plus de la moitié (52%) des fabricants d'électronique. On trouve parmi elles de grands groupes, comme Nexans ou Schneider Electric. Les entreprises de taille moyenne (chiffre d'affaires compris entre 1 M€ et 20 M€) représentent 30 % des effectifs, tandis que les petites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

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

Fabricants de composants et turbiniers 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]

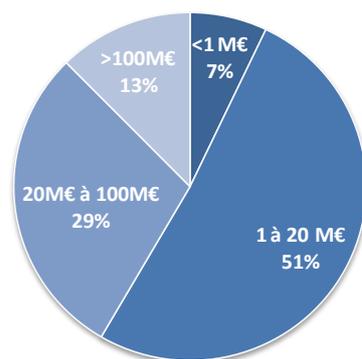
Figure 52 : Répartition régionale des emplois chez les fabricants de composants et les turbiniers

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 1.

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

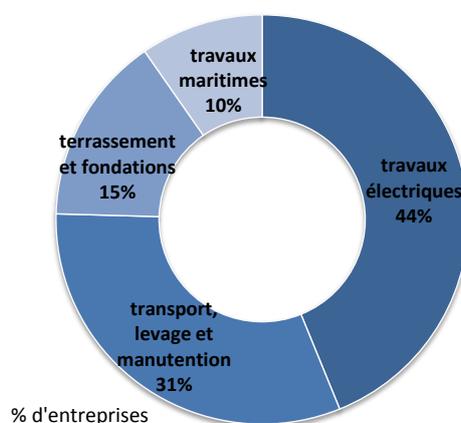


Figure 54 : Répartition des entreprises de génie civil et travaux maritimes par activité

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).

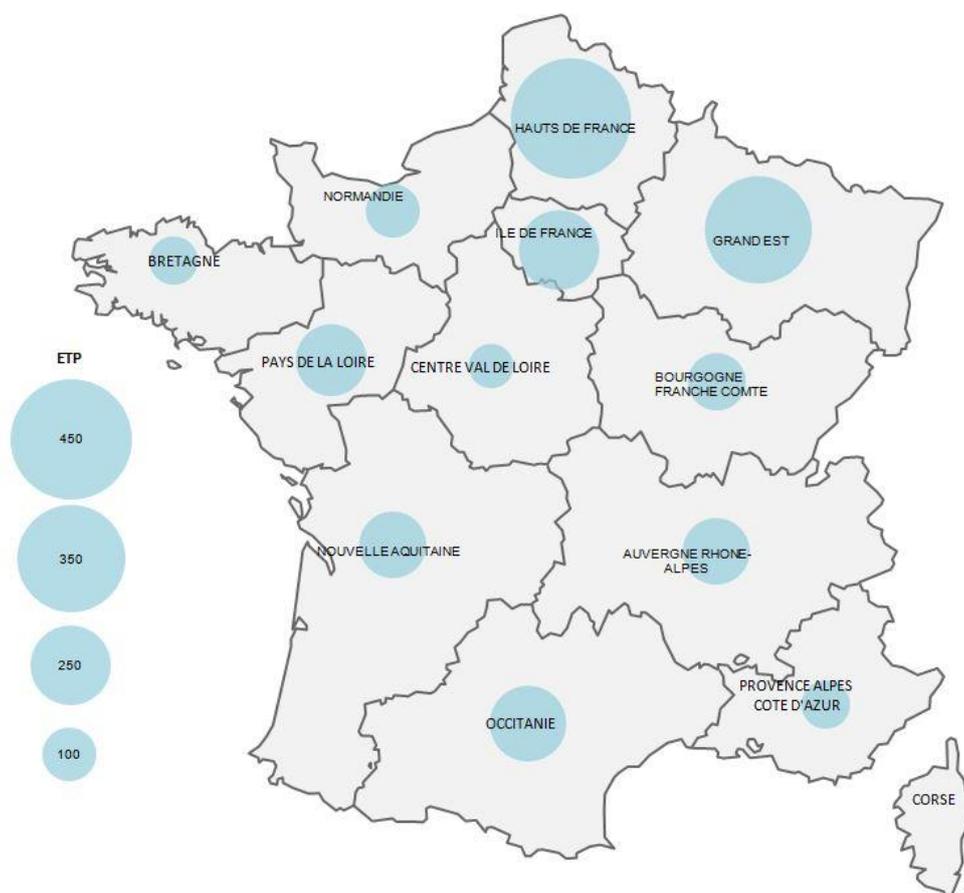
Les acteurs répertoriés ici comptent à la fois les grands acteurs de travaux publics (SPIE, COLAS, EUROVIA), les grands acteurs de la logistique (DUFOUR, TECHNILEVAGE, ALTEAD) et de nombreux acteurs de petite ou moyenne taille, acteurs locaux pouvant intervenir dans le levage et la manutention.

Les activités de génie civil représentent environ 2400 ETP directs en 2015, dont environ 600 à 700 pour le raccordement.⁸²

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

⁸² 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 turbiniéristes et/ou les développeurs, à des entreprises du génie civil, du transport et de la logistique.

suivant une méthode mixte.⁸³ Les régions du Hauts-de-France et Grand Est sont celles qui ont bénéficié des plus grands 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 55 : Répartition régionale des emplois de génie civil

La liste des acteurs de l'installation et du montage d'éoliennes peut être consultée en Annexe 1.

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.

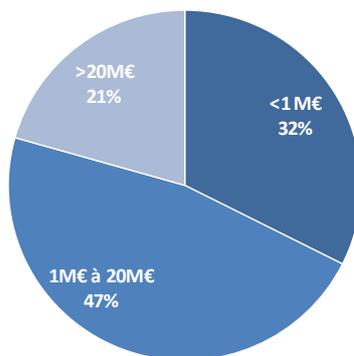
⁸³ En effet, sur la base des réponses reçues à l'enquête In Numeri, les emplois locaux représenteraient en moyenne 25% des emplois totaux dans le secteur du génie civil éolien (les réponses varient de 0 et 50% selon les entreprises). La répartition régionale des emplois de génie civil est obtenue par une moyenne des valeurs régionales obtenues suivant chacune des deux méthodes suivantes (1) une répartition suivant la méthodologie présentée dans l'encadré Figure 39, et (2) une répartition des emplois en proportion des nouvelles installations 2015 de chaque région.

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 56 : 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 1.

Section III : COUTS COMPLETS DE L'ENERGIE EOLIENNE 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 OPEX⁸⁴. 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.

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%⁸⁵, 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.⁸⁶

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,

⁸⁴ 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).

⁸⁵ Facteur de charge éolien moyen observé sur la période 2010-2015. Source : Bilan Prévisionnel des énergies renouvelables 2016, RTE

⁸⁶ 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.

pour une augmentation du taux 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%).

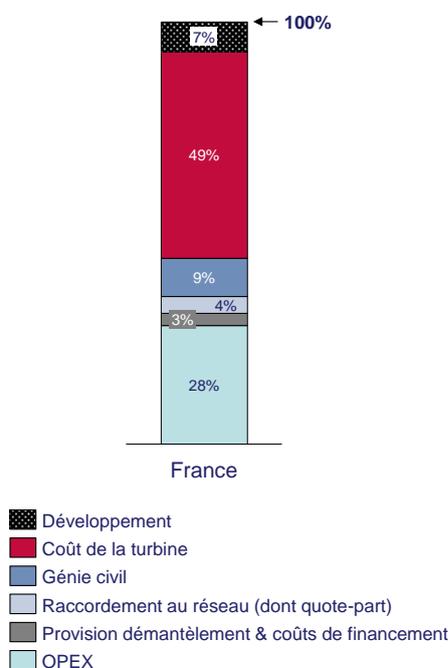
Précautions d'usage :

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.

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 57 : Décomposition du LCOE en % du LCOE total [sur 20 ans, actualisation à 4,8%]⁸⁷

⁸⁷ 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%.

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.⁸⁸ 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.

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 2015⁸⁹. 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%⁹⁰.

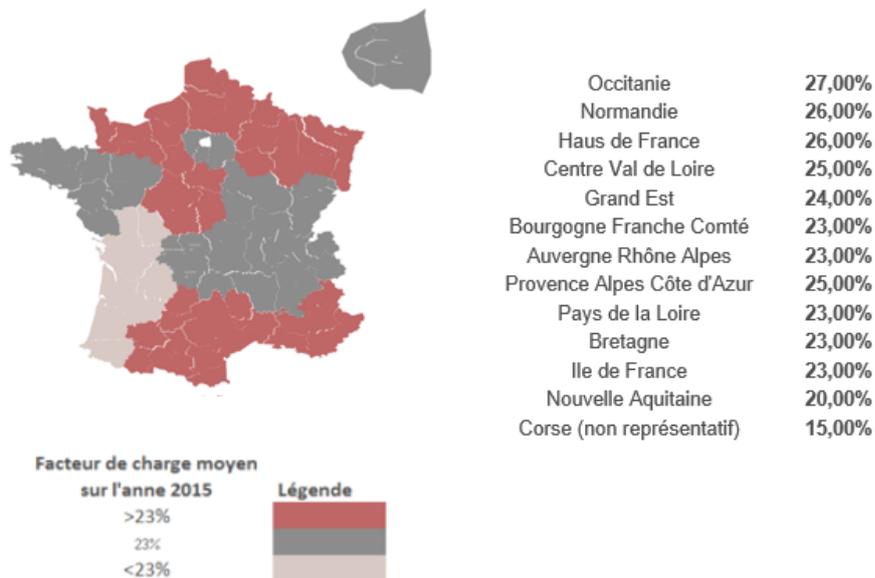
A titre de comparaison, il est limité à 18,8% en moyenne en Allemagne et peut atteindre jusqu'à 40% dans certaines régions des Etats-Unis et 50% au Brésil. **Ce facteur de charge dépend aussi fortement de la**

⁸⁸ Etude Pöyry pour la FEE. *Observatoire des coûts de l'éolien terrestre*. 2016

⁸⁹ Bilan prévisionnel RTE 2016

⁹⁰ 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).

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

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.⁹¹ Le niveau de CAPEX unitaires observé est de l'ordre de **1460 €/kW⁹²**. **Ce niveau de coût observé est cohérent avec les études récentes réalisées par la CRE et la FEE⁹³, qui établissent les coûts d'investissement en France entre 1400 et 1600 €/kW⁹⁴.**

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 (terrassment, voirie et travaux électriques) représentent autour de 12% des dépenses, le développement autour de 10%, et le raccordement autour de 6% des dépenses totales.

⁹¹ CRE : coûts et rentabilité des énergies renouvelables, 2014

⁹² Moyenne réalisée sur des réponses issues de 63 projets, dont raccordement et quote-part liée au renforcement du réseau.

⁹³ FEE, « Observatoire des coûts de l'éolien terrestre »

⁹⁴ 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.

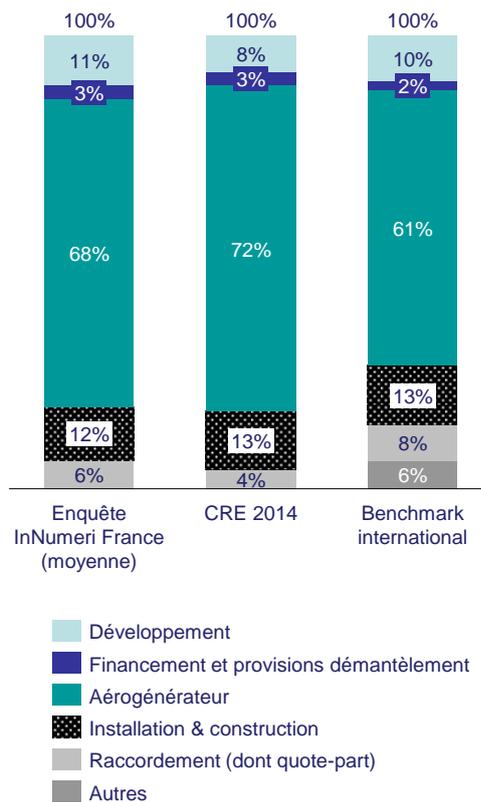


Figure 59 : Comparaison des coûts observés lors de l'étude benchmark international⁹⁵ et de l'enquête réalisée auprès des acteurs français (moyenne) [%]

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.

⁹⁵ Consolidation des données de coûts disponible dans les rapports internationaux publiés par la NREL, l'IRENA, l'EWEA, le JRC

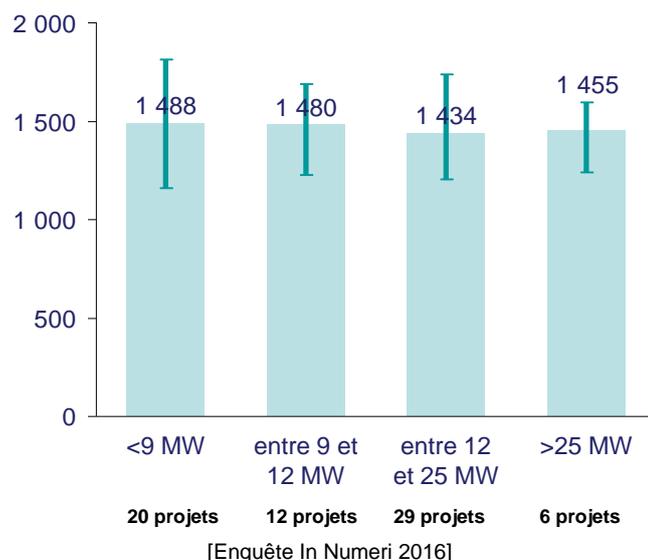


Figure 60 : Evolution des CAPEX en fonction de la puissance totale des parcs (moyenne, 10e centile, 90e centile) en k€/MW

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)⁹⁶.

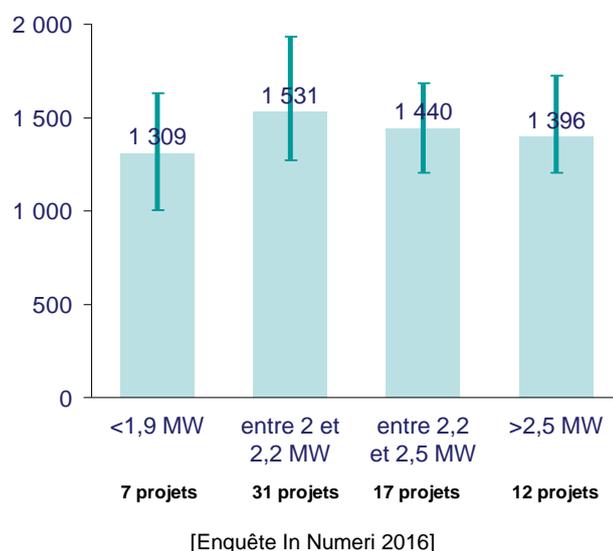


Figure 61 : Evolution des CAPEX en fonction de la puissance nominale des éoliennes installées en France (moyenne, 10e centile, 90e centile) en k€/MW

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 1.3) : les CAPEX peuvent augmenter de 16% entre les modèles classiques (entre

⁹⁶ DoE, Wind Technologies report, 2014

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.

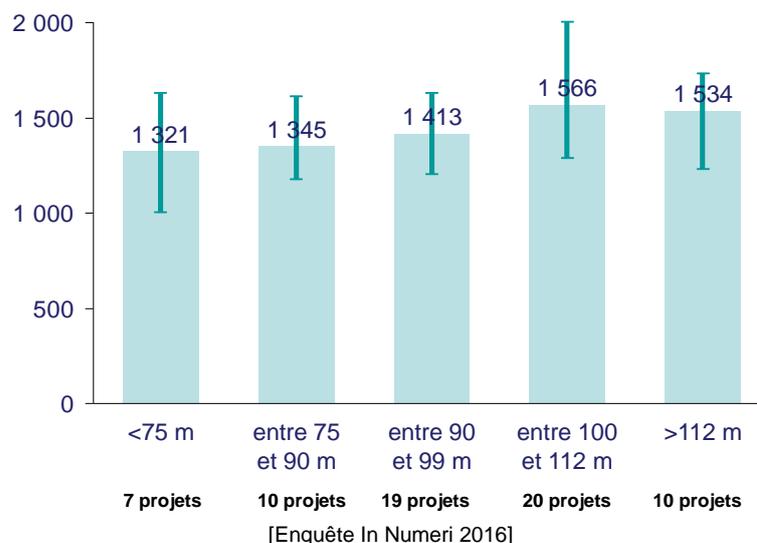


Figure 62 : Evolution des CAPEX en fonction du diamètre du rotor des éoliennes installées en France (moyenne, 10e centile, 90e centile) en k€/MW

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^{97 98}. **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).

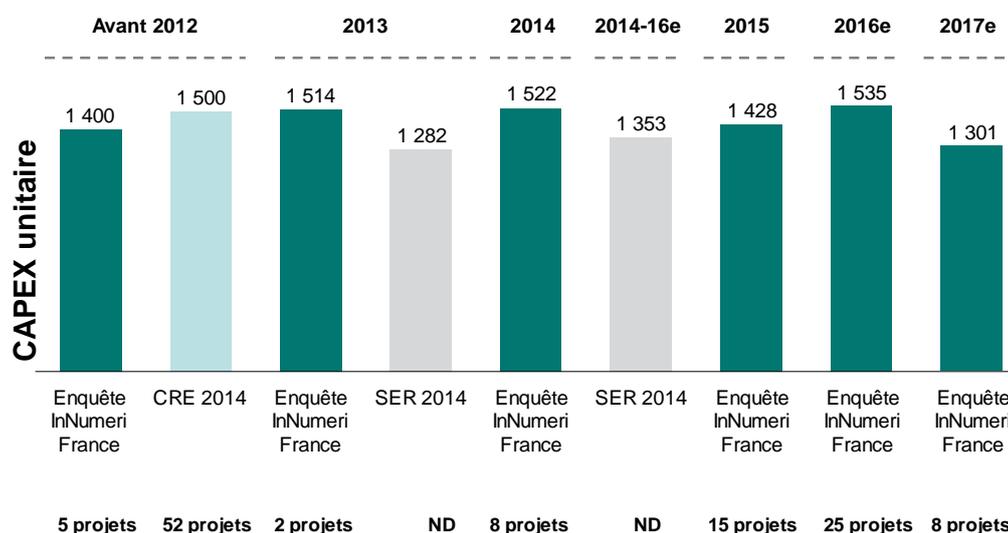


Figure 63 : Evolution des CAPEX des projets mis en service entre 2012 et 2017 (estimation) - comparaison entre les données de l'enquête et des études françaises similaires (k€/MW)⁹⁹

⁹⁷ 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%.

⁹⁸ Analyses issues des rapports CRE et SER 2014

⁹⁹ Le rapport CRE 2014 indique les CAPEX de projets mis en service en 2009 et 2012. Le rapport SER indique les coûts des projets mis en service en 2013

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

1.1.4. Les coûts d'exploitation (OPEX)

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 %).

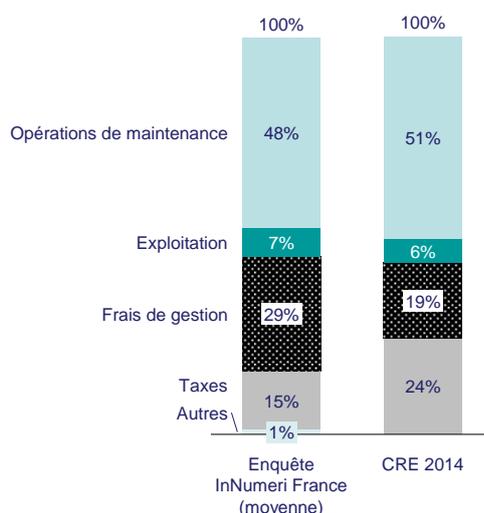


Figure 64 : Répartition des OPEX - comparaison entre les données issues de l'enquête et l'étude CRE 2014¹⁰⁰

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'énergie¹⁰¹ 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.

¹⁰⁰ 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.

¹⁰¹ IEA Wind Task 26, The past and future cost of wind energy, 2012, EWEA Economics of Wind Energy 2009

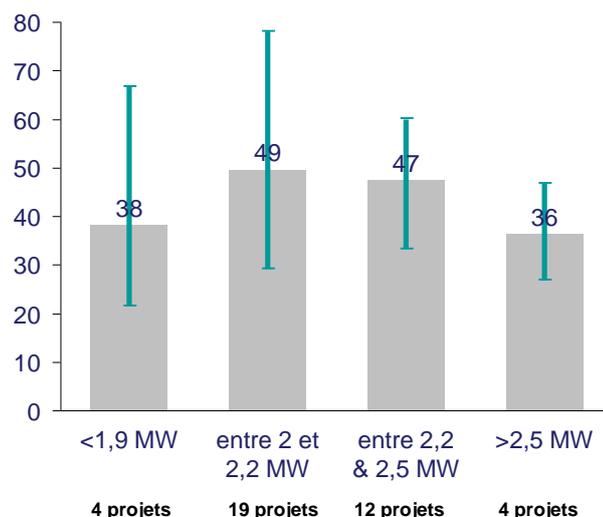
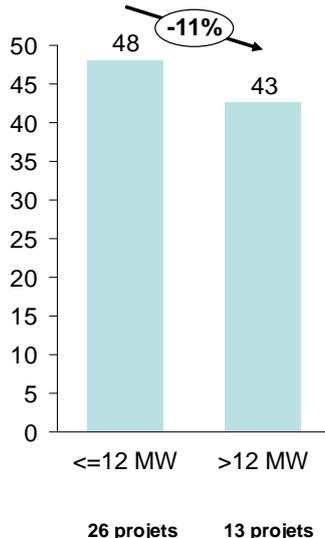


Figure 65 : Evolution des OPEX en fonction de la puissance nominale des éoliennes installées en France (moyenne, 10e centile et 90e centile) en k€/MW/an¹⁰²

- 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 66 : 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).

¹⁰² Résultats de l'étude InNumeri 2016 sur 39 projets

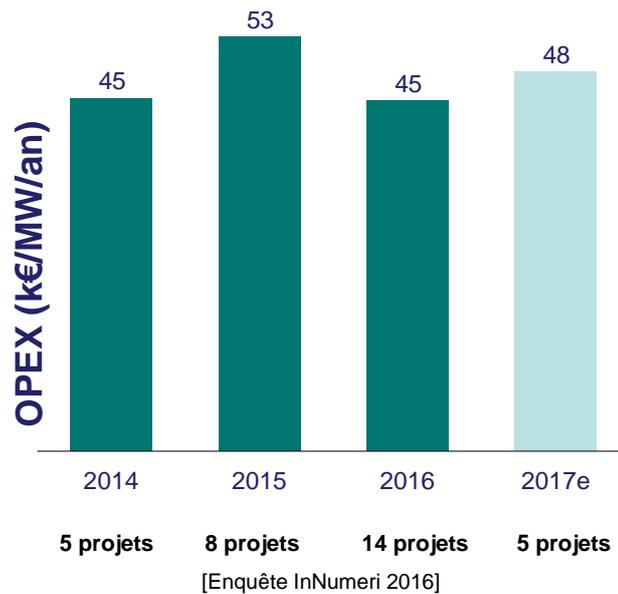


Figure 67 : Evolution des OPEX des projets réalisés entre 2013 et 2017 (estimation)

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

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.

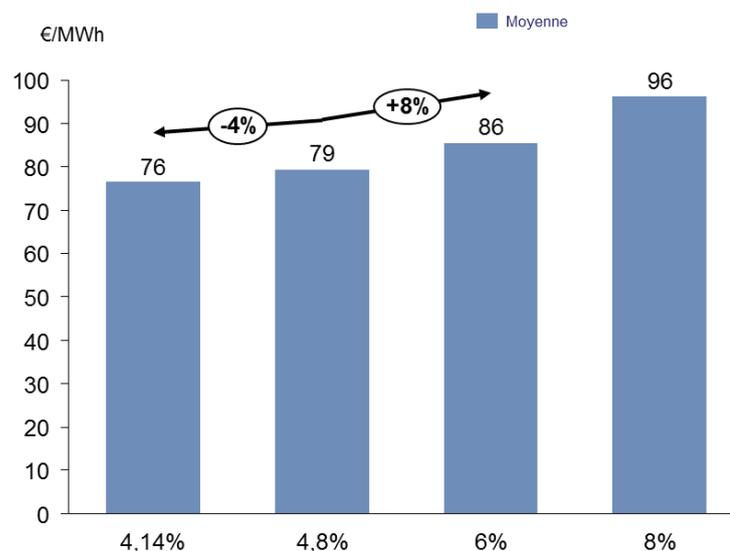


Figure 68 : Variation du LCOE par rapport au taux d'actualisation

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.

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.¹⁰³ 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.

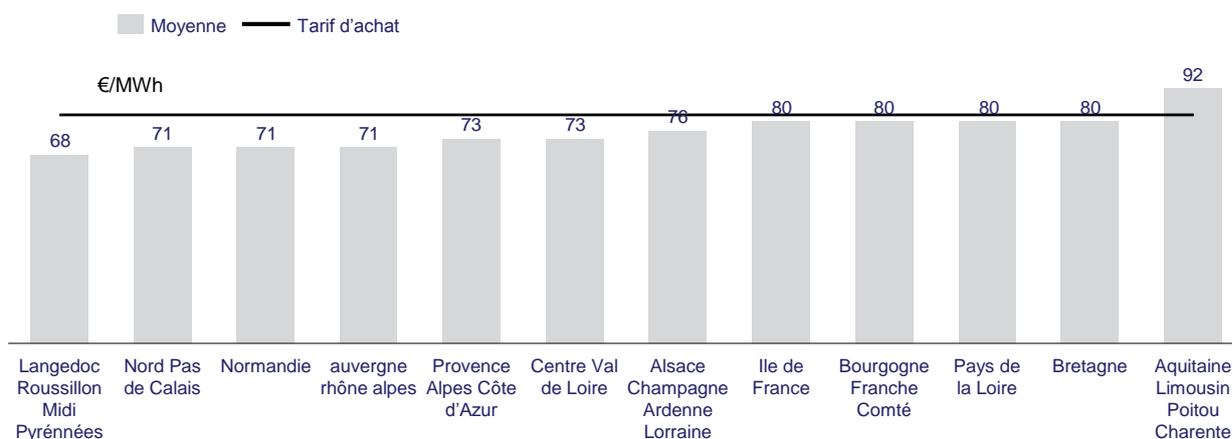


Figure 69 : LCOE 2015 dans les différentes régions françaises [€/MWh]

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.

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

¹⁰³ 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%.

de vent pour démarrer. Les 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.¹⁰⁴

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.

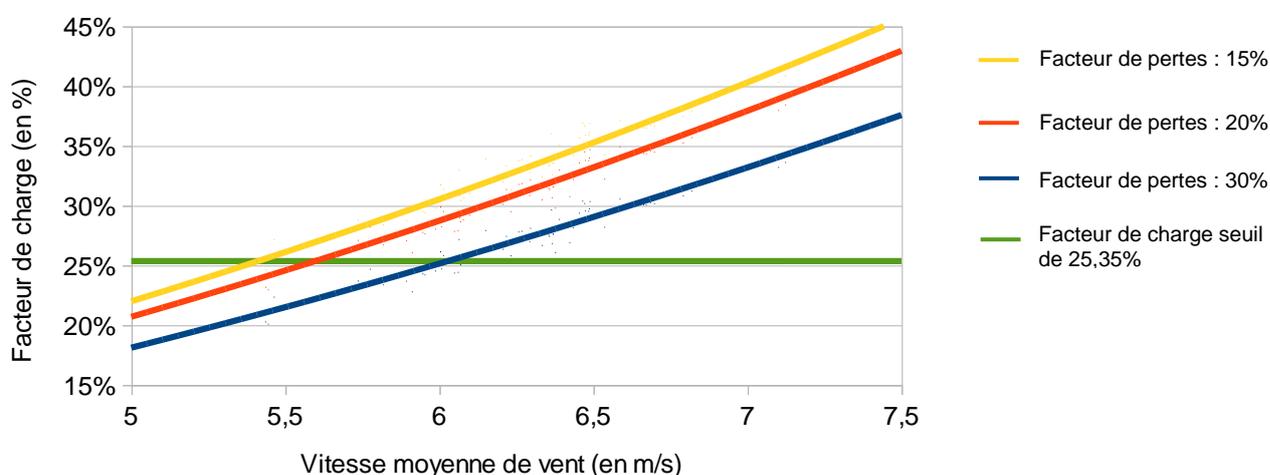


Figure 70 : Evolution du facteur de charge net en fonction de la vitesse moyenne de vent, pour une éolienne toilée type (de S_u de l'ordre de $4,6 \text{ m}^2/\text{kW}$ ou $1/ S_u \sim 217 \text{ W/m}^2$), selon différentes valeurs de facteur de pertes

La Figure 70 représente le facteur de charge d'une éolienne toilée type, soit une surface spécifique S_u ¹⁰⁵ 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.

¹⁰⁴ 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>

¹⁰⁵ 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.

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, pour les futurs parcs français, situé **entre 140 et 173 €/MWh, pour une valeur centrale de 150€/MWh**¹⁰⁶. **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**¹⁰⁷, largement en deçà de l'objectif de baisse des coûts du secteur pour 2020, fixé à 100 €/MWh.

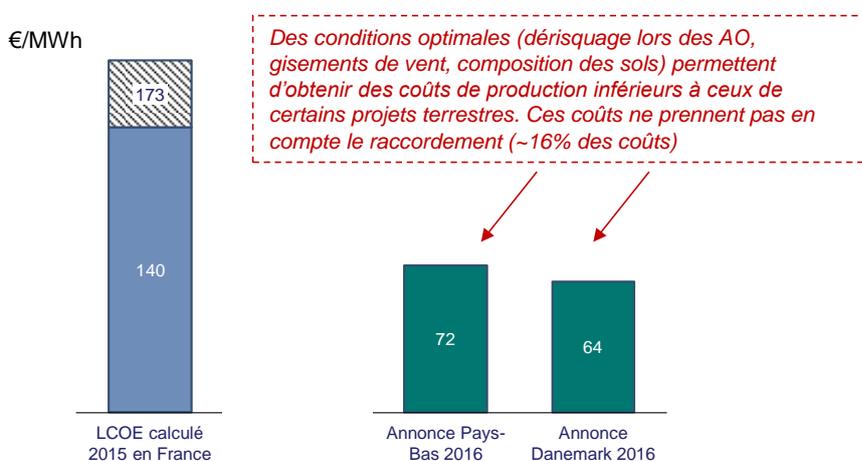


Figure 71 : Comparaison entre le LCOE attendu des projets en mers français et les dernières annonces européennes

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 concurrentiel¹⁰⁸ pour les futurs appels d'offre éolien en mer,

¹⁰⁶ 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%.

¹⁰⁷ Analyse BVG Associates, datée du 8 août 2016.

¹⁰⁸ 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,

- **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.

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 kW¹⁰⁹ (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%¹¹⁰ (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 €/kW¹¹¹) et au Royaume-Uni (5400 €/kW¹¹²) 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 des performances économiques de ces installations¹¹³.

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.

¹⁰⁹ ERM Energies – ADEME. *Guide petit éolien*. 2010

¹¹⁰ Association belge pour la promotion des énergies renouvelables

¹¹¹ WWEA 2014

¹¹² Small and Medium Wind Market report 2015 – Renewable UK

¹¹³ Source : entretiens

Section IV : 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.

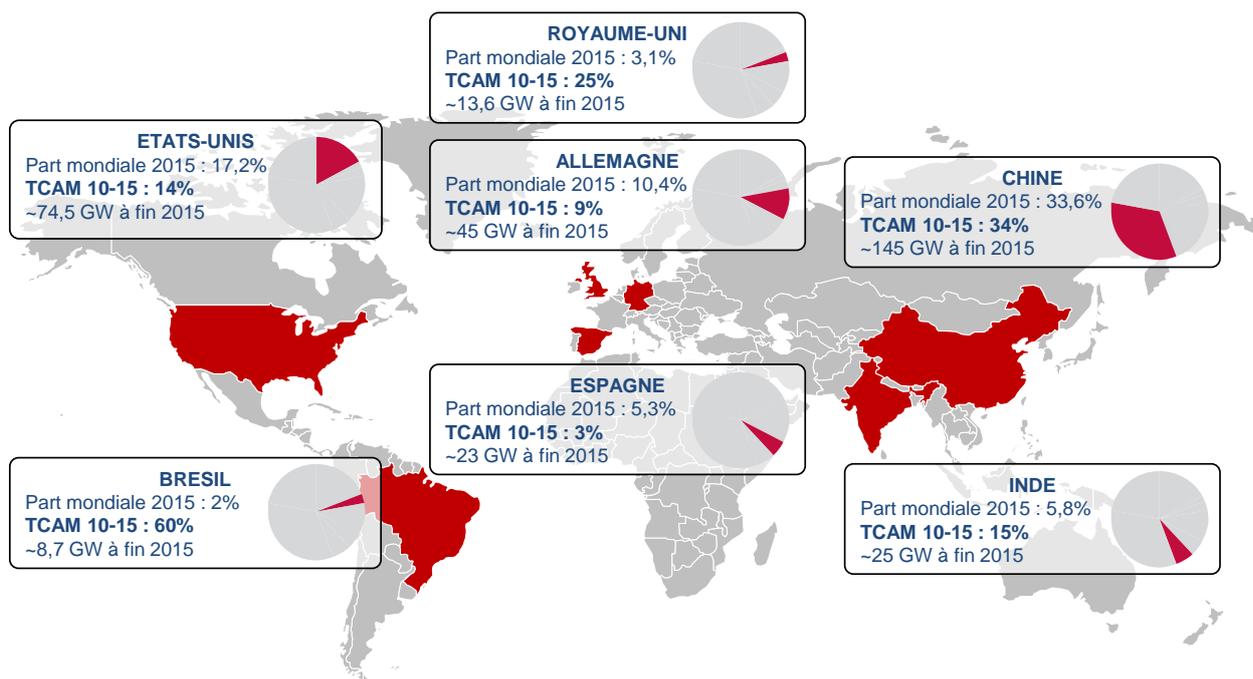


Figure 72 : Part et croissance du parc installé éolien dans les 7 pays étudiés dans le benchmark¹¹⁴

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 et privés, en termes de soutien, de spécialisation et de modèles d'affaires.

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.

¹¹⁴ Rapport GWEC 2015

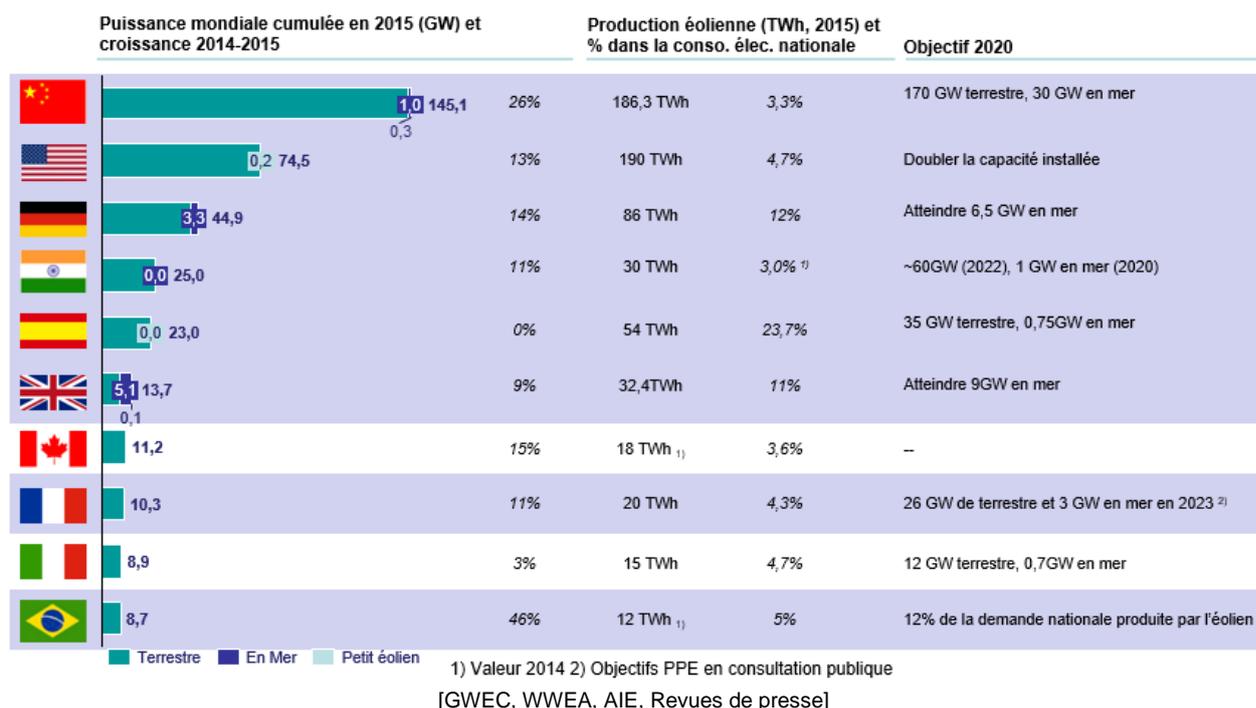


Figure 73 : Top 10 des pays producteurs d'énergie éolienne [puissance cumulée installée à fin 2015]

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+prime¹¹⁵ depuis 2012), le développement de l'éolien en mer (objectif de 15 GW en 2030¹¹⁶) 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*¹¹⁷

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%).

¹¹⁵ 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.

¹¹⁶ Wind Europe juillet 2016

¹¹⁷ 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**¹¹⁸. 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 Valtalia 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

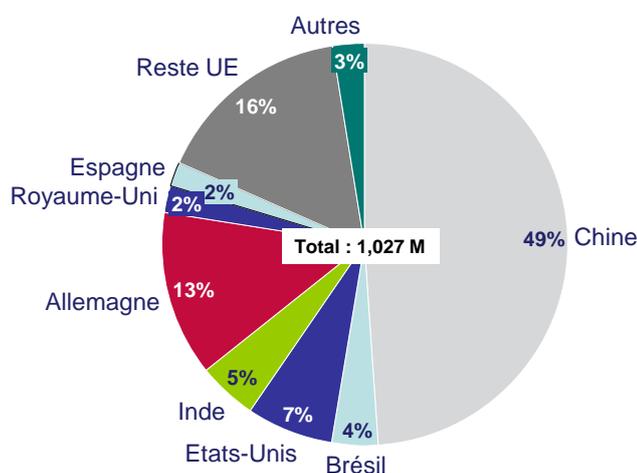
¹¹⁸ Bloomberg News Energy Finance

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.

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 mer¹¹⁹. Le développement des étrangers y est plus aisé, EDF EN a développé presque 3 GW. Une étude¹²⁰ de l'US Department of Energy a également révélé un potentiel conséquent pour l'éolien en mer.

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%)¹²¹ :



[IRENA (2015)]

Figure 74 : Répartition des emplois éoliens (directs + indirects) dans différentes régions

Pour chaque MW installé en 2014 en Chine, Inde et Allemagne, plus de 20 ETP sont occupés. 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 Allemagne¹²². 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.

¹¹⁹ 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/>

¹²⁰ 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/>

¹²¹ IRENA 2015

¹²² Données de marché à fin 2015

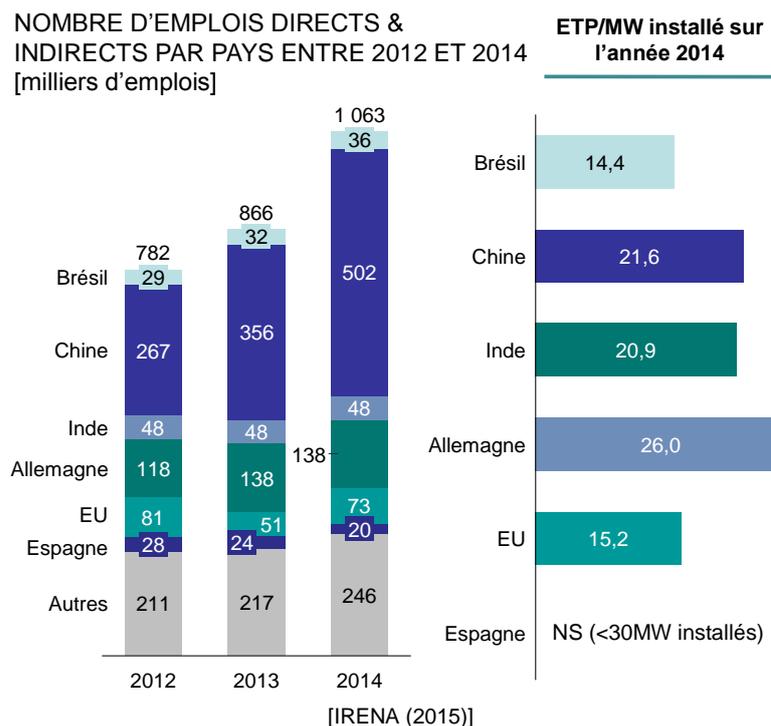


Figure 75 : Nombre d'emplois directs et indirects par pays entre 2012 et 2014 [milliers d'emplois] et ETP/MW installé sur l'année 2014¹²³

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 2014¹²⁴).

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 pays¹²⁵).

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.

¹²³ 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)

¹²⁴ AEE 2015

¹²⁵ 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 présentiel proposé par la banque dédiée au financement du secteur.

- **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 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.

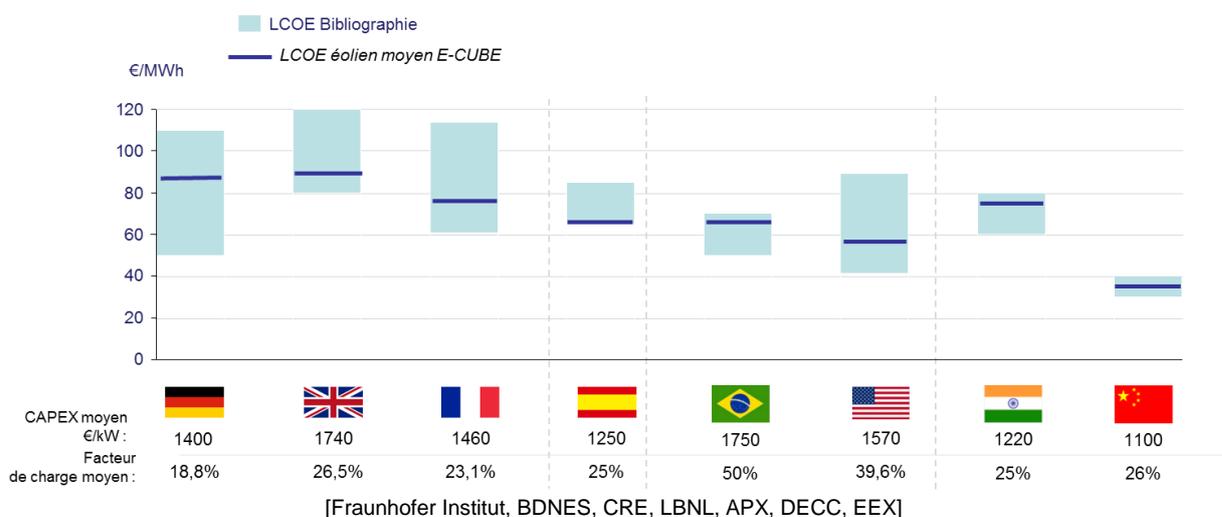


Figure 76 : Comparaison des LCOE dans les 8 pays étudiés, des CAPEX et des facteurs de charge moyens¹²⁶

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).

¹²⁶ 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)

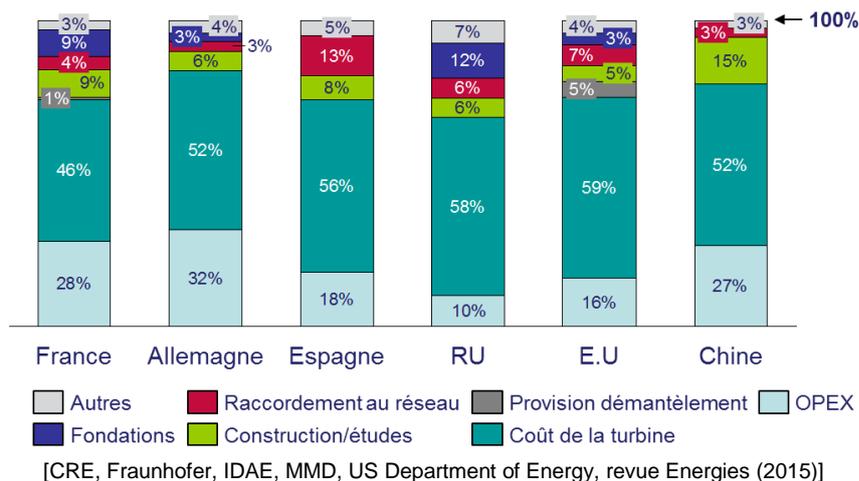


Figure 77 : Décomposition du LCOE par pays, calculé sur 20 ans, actualisation de 5 à 10% selon les pays

3.3. La parité marché¹²⁷ 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 73), 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 73), et prennent en compte les coûts de construction des centrales et le facteur de charge¹²⁸. **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. **Cette situation est très sensible au prix du gaz¹²⁹ et des droits d'émission de gaz à effet de**

¹²⁷ Evaluée comme la compétitivité avec les prix de gros de l'électricité

¹²⁸ Hypothèse de 60% en Europe et aux E.U., 80% en Chine, Inde et Brésil, où il n'y a pas de surcapacités

¹²⁹ Et dans une moindre mesure au prix du charbon, dont la part diminue dans la production d'électricité

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.

- 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.

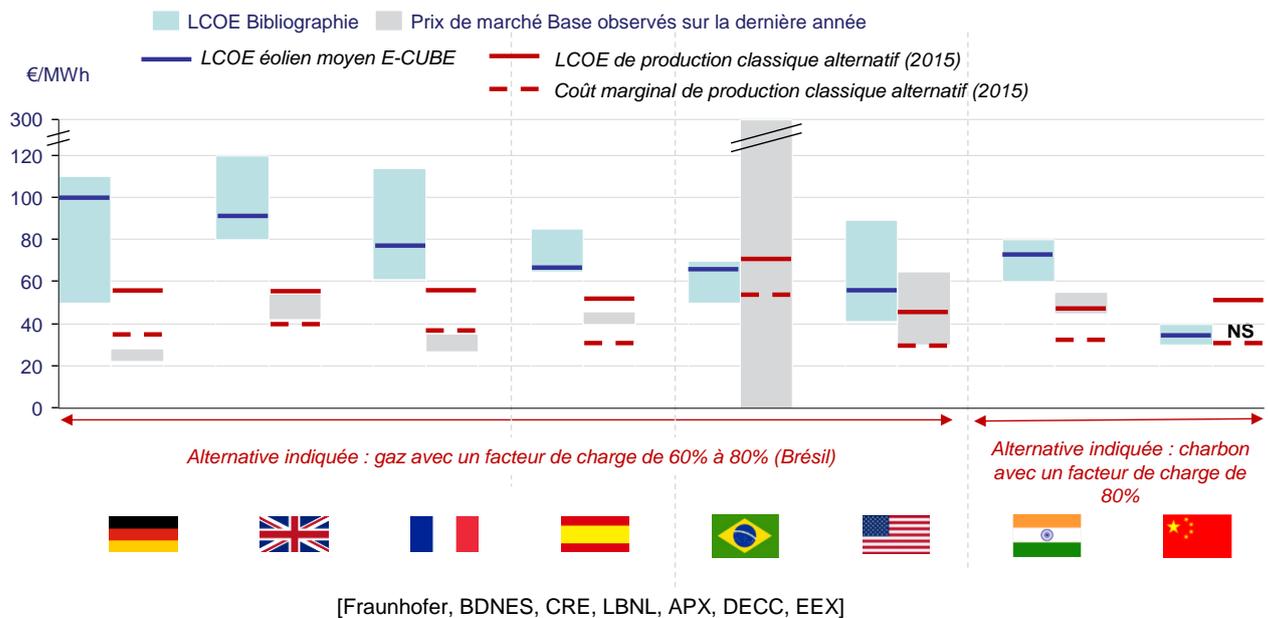


Figure 78 : Comparaison des LCOE dans les 8 pays étudiés vis-à-vis des actifs de production alternatifs locaux

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.

4.1. 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'achat¹³⁰, 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>	Risque du prix de marché	Risque volume (productible)
Marché + prime ex-post	Risque du prix de marché	Risques volume et de performance commerciale
Marché + prime ex-ante	Aucun risque	Risques prix, volume et de performance commerciale
Quotas	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	
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 79 : Les différents modèles de rémunération et d'attribution du soutien à l'éolien

¹³⁰ Le coût pour le consommateur est la différence entre le niveau de l'obligation d'achat et le prix de marché

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 :

- **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 Brésil¹³¹, certificats verts¹³²) 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*¹³³ 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).

4.2. 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 » ;

¹³¹ Les enchères au Brésil sont des appels d'offres qui permettent d'établir des contrats de long terme à un nombre déterminé de projet

¹³² 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

¹³³ 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

- **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).

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 participatifs¹³⁴, 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).

4.3. 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).

¹³⁴ 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

- 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.

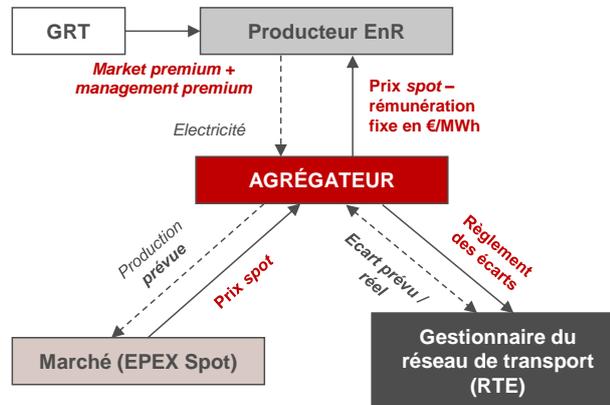


Figure 80 : Schéma du métier d'agrégateur

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 *a 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.

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 2030¹³⁵.

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.

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

6.1. Le repowering

Le repowering¹³⁶ 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.

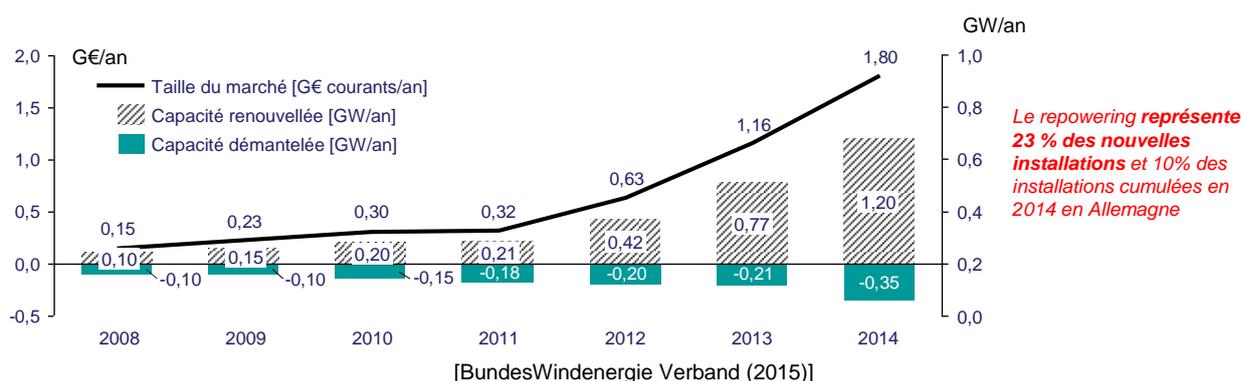


Figure 81 : Evolution et taille du marché du repowering et du démantèlement en Allemagne entre 2005 et 2014 [capacité annuelle]

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 démantelés¹³⁷. Entre 2012 et

¹³⁵ Nouveau régime de connexion au réseau pour les parcs éoliens en mer - 2013

¹³⁶ Démantèlement des anciennes installations d'un parc et remplacement par des éoliennes plus performantes (définition internationale)

¹³⁷ BWE étude repowering 2014

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€ courants/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.

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**.

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 concurrence¹³⁸ : 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

¹³⁸ Accords de l'OMC sur les mesures d'investissements liées aux échanges commerciaux

(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.

8. Les difficultés d'intégration locale ne représentent pas un obstacle majeur dans tous les pays

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 identifiées¹³⁹ : 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.

¹³⁹ FEE, rapport NREL 2013 sur l'acceptation sociale de l'éolien, Carbon Trade Watch Brazil

Annexe 1 : Les acteurs de la filière

Tableau 1. Développeurs de projets sans exploitation ni vente d'énergie

Raison sociale	CA total en euros
3D ENERGIES	<1 M
AUTAN ENVIRONNEMENT	<1 M
CALYCE DEVELOPPEMENT	<1 M
COTE DE L'EPINETTE	<1 M
DAVID ENERGIES	<1 M
ECO DELTA	<20 M€
ECOTERA	<20 M€
ECOTERA DEVELOPPEMENT SAS	<1 M
ELEMENTS	<20 M€
ENERGIE EOLIENNE FRANCE EEF	<1 M
ENERTRAG PV V	<1 M
EOLE AVENIR DEVELOPPEMENT	<1 M
EOLIENNES EN MER DIEPPE LE TREPORT	<1 M
EPURON	<1 M
ESPACE EOLIEN DEVELOPPEMENT	<20 M€
GEO LIS	<20 M€
GLOBAL ECOPOWER	<20 M€
HSE ENERGIE FRANCE SAS	<1 M
IDEX SERVICES	<100 M€
INERSYS -SYSCOM	<1 M
INFINIVENT SAS	<1 M
INGETEAM	<20 M€
INTERVENT	<1 M
KDE ENERGY FRANCE	<1 M
OPALE ENERGIES NATURELLES	<20 M€
RAZ ENERGIE 5	<1 M
SEM NIÈVRE ÉNERGIES	<1 M
SOFIVA ENERGIE	<1 M
SOLVEO ENERGIE	<20 M€
VENTS D'OC ENERGIES RENOUVELABLES SARL	<1 M
WKN FRANCE	<20 M€

Source : données d'entreprises déposées auprès des greffes, enquête In Numeri, observatoire FEE
Nd = Non disponible

Tableau 2. Développeurs et exploitants et ou énergéticiens

Raison sociale	CA total en euros
ABO WIND	<100 M€
AILENERGIE CHAMPAGNE ARDENNE	<1 M
AKUO ENERGY SAS	>100 M€
ALLIANCE DES VENTS	<1 M
ATALANTE ENERGIES SAS	<1 M
BAYWA R E FRANCE	<1 M
BMEOL	>100 M€
BORALEX	<20 M€
BOREAS	<1 M
COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE	>100 M€
EDF ENERGIES NOUVELLES REPARTIES	>100 M€
EIDEN ETUDES INGENIERIE DEVELOP ENER NO	<1 M
ELECTRAWINDS	<20 M€
ELICIO France	<20 M€
ELICIO FRANCE	<1 M
ENERCOOP	<20 M€
ENERGIETEAM	<20 M€
ENERPOLE	<1 M
ENGIE	>100 M€
EOLE RES SA	>100 M€
EOLEC	<1 M
EOLFI	<1 M
EOS WIND FRANCE SAS	<1 M
ESCOFI	<1 M

Raison sociale	CA total en euros
EUROCAPE NEW ENERGY FRANCE SARL	<1 M
FALCK ENERGIES RENOUVELABLES	<1 M
FUTURE ENERGY France	<1 M
FUTUREN	<20 M€
GLOBAL WIND POWER FRANCE	<20 M€
H2AIR	<20 M€
HYSEO	<20 M€
IBERDROLA RENOVABLES FRANCE	<20 M€
IEL	<20 M€
IMAGIN ERE	<1 M
INITIATIVES ENERGIES LOCALES	<20 M€
INNOVENT	<20 M€
JMA ENERGIES	<1 M
JP ENERGIE ENVIRONNEMENT	<20 M€
KALLISTA ENERGY	<20 M€
LA COMPAGNIE DU VENT	<100 M€
MAIA EOLIS	<20 M€
MISTRAL ENERGIE	<1 M
NEOEN	<20 M€
NORIA	<1 M
NOUVERGIES	<20 M€
OSTWIND INTERNATIONAL	<20 M€
P & T TECHNOLOGIE	<20 M€
QUADRAN	<20 M€
QUENEA ENERGIES RENOUVELABLES	<20 M€
REE REGIE D'ENERGIE EOLIENNE	<20 M€
REGIE COMMUNALE DE MONTDIDIER	<20 M€
RP GLOBAL FRANCE	<1 M
SAMEOLE	<1 M
SERGIES	<20 M€
SOC EXPLOI PARC EOLIEN CHAPELLE STE AN	<20 M€
SOCIETE EUROWATT FRANCE	<1 M
SOLEIL DU MIDI	<1 M
UNITE	<20 M€
VALECO	<20 M€
VALOREM	<100 M€
VELOCITA ENERGIES	<1 M
VENT D'EST	<1 M
VENDEE ENERGIE	<20 M€
VOL V	<20 M€
VOLKSWIND FRANCE	<20 M€
VOLTALIA	<20 M€
VSB ENERGIES NOUVELLES	<20 M€
WEB ENERGIE DU VENT	<20 M€
WIND FOR FUTURE	<1 M
WINDSTROM FRANCE	<1 M
WINDVISION FRANCE	<20 M€
WPD	<20 M€
ZEPHYR	<20 M€

Source : données d'entreprises déposées auprès des greffes, enquête In Numeri, observatoire FEE
ND = Non disponible

Tableau 3. Bureaux d'études réalisant des études environnementales

Raison sociale	CA total en euros	Activité
ABIES SARL	<20 M€	Etudes de gisement et environnement
ACOUSTEX INGENIERIE	<1 M	Etudes acoustiques
ACOUSTIBEL	<1 M	Etudes acoustiques
ACTIMAR	<20 M€	Etudes de gisement et environnement
ADEV ENVIRONNEMENT	<1 M	Etudes paysagères
AEPE-GINGKO	<1 M	Etudes paysagères

AIRELE	<100 M€	Etudes de gisement et environnement
ALISE ENVIRONNEMENT	<20 M€	Etudes de gisement et environnement
ATER ENVIRONNEMENT	<1 M	Etudes de gisement et environnement
BIAGEO	<1 M	Etudes paysagères
BRL	<20 M€	Etudes de gisement et environnement
BURGEAP	<100 M€	Etudes de gisement et environnement
CALIDRIS	<20 M€	Etudes de gisement et environnement
CERVVAL	<1 M	Etudes de gisement et environnement
CHAMP LIBRE	<1 M	Etudes paysagères
DELHOM ACOUSTIQUE	<1 M	Etudes acoustiques
ECHOPSY	<1 M	Etudes acoustiques
ECR ENVIRONNEMENT	<20 M€	Etudes de gisement et environnement
ENCIS WIND	<20 M€	Etudes de gisement et environnement
ENERGIES ET TERRITOIRES		
DEVELOPPEMENT	<1 M	Etudes de gisement et environnement
ENVOL ENVIRONNEMENT	<20 M€	Etudes de gisement et environnement
EOL-C	<20 M€	Etudes de gisement et environnement
EREA INGENIERIE	<1 M	Etudes acoustiques
GANTHA	<1 M	Etudes acoustiques
IAC SIM ENGINEERING	<20 M€	Etudes de gisement et environnement
IBERIAN SUSTAINABLE ENERGIES	<1 M	Etudes de gisement et environnement
IXSANE	<1 M	Etudes de gisement et environnement
JLBI CONSEILS	<1 M	Etudes de gisement et environnement
LEOSPHERE	<20 M€	Etudes de gisement et environnement
METEODYN	<20 M€	Etudes de gisement et environnement
ORFEA ACOUSTIQUE NORMANDIE	<1 M	Etudes acoustiques
ULR VALOR	<1 M	Etudes de gisement et environnement
VENATHEC	<20 M€	Etudes de gisement et environnement
VENATHEC ACCOUSTIQUE	<20 M€	Etudes acoustiques

Source : données d'entreprises déposées auprès des greffes, enquête In Numeri, observatoire FEE

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.

Tableau 4. Bureaux d'études techniques et R&D

Raison sociale	CA total en euros	Activité
3E FRANCE	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
ACTEMIUM	<20 M€	Etudes techniques, AMO et RD
AIRBUS DEFENSE AND SPACE	>100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
ALTERNATIVE TECHNOLOGIQUE	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
AMERIS FRANCE	<20 M€	Etudes techniques, AMO et RD
ANTEA FRANCE	<100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
ARCADIS ESG	<100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
ASSIST MECAN TUYAUT ETUDES CHAUDRON	<20 M€	Etudes techniques, AMO et RD
ASSYSTEM FRANCE	>100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
BL FINANCE	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
BUREAU VERITAS INTERNATIONAL	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
CABINET D'ETUDES METROL	<100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
CAP INGELEC SA	<100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
CASAGEC INGENIERIE	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
CERMATEX	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
CETEAL	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
CSO ENERGY	<20 M€	Etudes techniques, AMO et RD
CTRE ETUDES RECHER INDUS BETONS MANUFA	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
D2M ENGINEERING	<20 M€	Etudes techniques, AMO et RD
DAHER	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
EARTH CONSEIL AMENAG STRATEGIE EXPLOIT	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD

ECOLE CENTRALE DE NANTES	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
FIVA	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
GENWIND	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
IDEOL	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
INNOSEA	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
INTEXPAT	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
KALLIOPE	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
LCIE	<100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
METEOLIEN	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
MGH	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
NAUTIQUE CONSEIL DEVELOPPEMENT	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
ODEWA	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
ORFEA ACOUSTIQUE	<20 M€	Etudes techniques, AMO et RD
PILAG	<100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
PLENR	<1M€	Etudes techniques, AMO et RD
PROLARGE	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
PULS ACTION	<100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
QUELIA	<100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
QUIET OCEANS	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
S E L	<20 M€	Etudes techniques, AMO et RD
S E R H Y	<20 M€	Etudes techniques, AMO et RD
SAFIER INGENIERIE	<20 M€	Etudes techniques, AMO et RD
SECOMAT INGENIERIE INDUSTRIELLE	<100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
SEGULA TECHNOLOGIES	<20 M€	Etudes techniques, AMO et RD
SERVICES ORGANISATION METHODES	<100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
SETEC ENERGY SOLUTIONS SETEC ES	<20 M€	Etudes techniques, AMO et RD
SGS QUALITEST INDUSTRIE	<100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
SHERPA ENGINEERING	<20 M€	Etudes techniques, AMO et RD
SITE A WATTS DEVELOPPEMENT	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
SOLONE ENGINEERING SOLUTIONS FRANCE	<100 M€	Etudes techniques, AMO et RD
TAUW FRANCE	<20 M€	Etudes techniques, AMO et RD
TENSYL	<1M€	Etudes techniques, AMO et RD
TERRE ET LAC CONSEIL	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
VALEOL	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
VCF OUEST	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD
WIND DYNAMIC	<1 M	Etudes techniques, AMO et RD

Nd : non disponible

Source : données d'entreprises déposées auprès des greffes, enquête In Numeri, observatoire FEE

Les entreprises de petite taille représentent plus de la moitié des bureaux d'études techniques, l'autre moitié étant répartie quasi équitablement entre les entreprises de taille moyenne et les entreprises de grande taille.

Tableau 5. Bureaux d'études réalisant les études de sol

Raison sociale	CA total en euros	Activité
ALIOS INGENIERIE SARL	<20 M€	Etudes du sol
AS ARCADIS	<1 M	Etudes du sol
CATHIE ASSOCIATES SARL	<20 M€	Etudes du sol
CERES	<1 M	Etudes du sol
CIE PECHE TECHN SURVEILLANCE SS MARINE	<1 M	Etudes du sol
ETUDE EAU ENVIRONN GEOLOG GEOTECHNIQ S	<20 M€	Etudes du sol
FONDASOL	<100 M€	Etudes du sol
HYDROGEOTECHNIQUE	<20 M€	Etudes du sol
OFFSHORE FOUNDATION SOLUTIONS	<1 M	Etudes du sol
SOACSY	<1 M	Etudes du sol

Nd : non disponible

Source : données d'entreprises déposées auprès des greffes, enquête In Numeri, observatoire FEE

Les TPE sont largement majoritaires dans les bureaux d'études des sols. La société Fondasol est la plus importante. L'éolien représenterait près du quart du chiffre d'affaires global des acteurs.

Tableau 6. Bureaux d'études réalisant plusieurs types d'études éoliennes

Raison sociale	CA total en euros	Activité
8 2 FRANCE	<20 M€	Mixtes: techniques et environnement
ACROPHOTO	<1 M	Mixtes: autres
ALTECH	<1 M	Mixtes: autres
ARTELIA EAU & ENVIRONNEMENT	<100 M€	Mixtes: techniques et environnement
BIOTOPE	<20 M€	Mixtes: techniques et environnement
CEGELEC DEFENSE	<20 M€	Mixtes: techniques et sols
CREOCEAN	<20 M€	Mixtes: autres
CTE WIND CIVIL ENGINEERING	<20 M€	Mixtes: techniques et sols
DEKRA INDUSTRIAL	>100 M€	Mixtes: techniques et environnement
DET NORSKE VERITAS FRANCE	<100 M€	Mixtes: techniques et sols
EGIS FRANCE	<100 M€	Mixtes: autres
ENCIS ENVIRONNEMENT	<1 M	Mixtes: techniques et environnement
ENERLIS	<1 M	Mixtes: autres
EOLTECH	<1 M	Mixtes: techniques et environnement
EOLYS RESSOURCES ET ENERGIES	<1 M	Mixtes: autres
EPSILINE	<1 M	Mixtes: techniques et environnement
ETUDES RECHERCHE GEOTECHNIQUES	<20 M€	Mixtes: autres
FUGRO GEOCONSULTING	<1 M	Mixtes: autres
G TEC	<20 M€	Mixtes: techniques et sols
GEO XYZ	<20 M€	Mixtes: autres
GINGER CEBTP	<100 M€	Mixtes: techniques et sols
G-OCTOPUS	<1 M	Mixtes: techniques et sols
INST FR RECHERCHE POUR L'EXPLOIT MER	<1 M	Mixtes: techniques et environnement
IXSURVEY	<20 M€	Mixtes: techniques et sols
MOJO MARITIME FRANCE	<20 M€	Mixtes: techniques et sols
NASS&WIND	<20 M€	Mixtes: techniques et environnement
NATURAL POWER	<20 M€	Mixtes: techniques et environnement
OCEANIDE	<20 M€	Mixtes: techniques et environnement
PRINCIPLE POWER FRANCE	<1 M	Mixtes: techniques et environnement
RTSYS	<20 M€	Mixtes: autres
SAG FRANCE	<20 M€	Mixtes: techniques et sols
SAIPEM SA	>100 M€	Mixtes: techniques et sols
SDI SOCIETE DE DRAGAGE INTERNATIONAL	<100 M€	Mixtes: techniques et sols
SEANEO	<1 M	Mixtes: techniques et environnement
SEANERGY OCEAN INDIEN	<1 M	Mixtes: techniques et sols
SEMANTIC TS	<1 M	Mixtes: autres
SHIP STUDIO	<1 M	Mixtes: techniques et environnement
SPIE ENERGIES NOUVELLES	<1 M	Mixtes: techniques et sols
SUBSEA TECH	<20 M€	Mixtes: techniques et environnement
UL INTERNATIONAL GMBH	<20 M€	Mixtes: techniques et environnement

Nd : non disponible

Source : données d'entreprises déposées auprès des greffes, enquête In Numeri

Tableau 7. Fabricants de turbines / turbiniers actifs en France sur le grand éolien

Nom entreprise	Classe de CA
ADWEN FRANCE	<100 M€
APPLE WIND	<1 M
DDIS	<1 M
ENERCON SERVICE FRANCE (*)	<100 M€
GAMESA EOLICA FRANCE	<100 M€
GENERAL ELECTRIC (GE) WIND	>100 M€
NENUPHAR	<1 M
NORDEX FRANCE	>100 M€
POMA	>100 M€
SAS VESTAS FRANCE	>100 M€
SENVION FRANCE	>100 M€
SIEMENS SAS	>100 M€

VERGNET SA	<100 M€
ALSTOM WIND (**)	<100 M€

Nd : non disponible

Source : données d'entreprises déposées auprès des greffes, enquête In Numeri

(*) ENERCON SERVICE France SUD, EST, NORD et OUEST

(**) GE Wind offshore

Tableau 8. Acteurs fabricant des composants électriques et électroniques pour éolienne en France

Raison sociale	CA total en euros	Activité
ABB FRANCE	>100 M€	Composants électriques et électroniques
AINELEC	<1 M	Composants électriques et électroniques
ALSTOM GRID	>100 M€	Composants électriques et électroniques
ALSTOM POWER SYSTEMS	>100 M€	Composants électriques et électroniques
AVENISENSE	<1 M	Composants électriques et électroniques
BERNARD ET BONNEFOND	<20 M€	Composants électriques et électroniques
BOSCH REXROTH	<100 M€	Composants électriques et électroniques
BURKERT CONTROMATIC	<100 M€	Composants électriques et électroniques
COBHAM SLIPRINGS	<20 M€	Composants électriques et électroniques
CONTROLE MESURE REGULATION SA	<1 M	Composants électriques et électroniques
ERNEO	<1 M	Composants électriques et électroniques
FAUCHE AUTOMATION AQUITAINE	<1 M	Composants électriques et électroniques
GE ENERGY POWER CONVERSION	>100 M€	Composants électriques et électroniques
GE WIND OFFSHORE	>100 M€	Composants électriques et électroniques
GERKEN	<20 M€	Composants électriques et électroniques
GROUPE SNEF	<20 M€	Composants électriques et électroniques
HYDAC	<100 M€	Composants électriques et électroniques
IFM ELECTRONIC	<100 M€	Composants électriques et électroniques
ITRON FRANCE	>100 M€	Composants électriques et électroniques
LA DETECTION ELECTRONIQUE FRANCAISE	<100 M€	Composants électriques et électroniques
LINAK FRANCE	<20 M€	Composants électriques et électroniques
MERLIN GERIN	<100 M€	Composants électriques et électroniques
MERSEN	<100 M€	Composants électriques et électroniques
MICEL FILMS	<20 M€	Composants électriques et électroniques
MOTEURS J M	<20 M€	Composants électriques et électroniques
MOTEURS LEROY SOMER	>100 M€	Composants électriques et électroniques
NEXANS FRANCE	>100 M€	Composants électriques et électroniques
NEXEYA	<20 M€	Composants électriques et électroniques
OROS	<20 M€	Composants électriques et électroniques
PHOENIX CONTACT	<100 M€	Composants électriques et électroniques
POMMIER	<20 M€	Composants électriques et électroniques
PRYSMIAN	>100 M€	Composants électriques et électroniques
R. BOURGEOIS	<100 M€	Composants électriques et électroniques
REPACK-S INDUSTRIES	<1 M	Composants électriques et électroniques
SA SOREEL	<100 M€	Composants électriques et électroniques
SAINTRONIC	<100 M€	Composants électriques et électroniques
SCAIME SAS	<20 M€	Composants électriques et électroniques
SCHNEIDER ELECTRIC FRANCE	>100 M€	Composants électriques et électroniques
STRATIME COMPOSITES SYSTEMES	<20 M€	Composants électriques et électroniques
VON ROLL FRANCE	<100 M€	Composants électriques et électroniques

Tableau 9. Acteurs fabricant des composants autres qu'électriques et électroniques pour éolienne en France

Raison sociale	CA total en euros	Activité
3M FRANCE	>100 M€	Chimie
A2J COMPOSITES		Fondations et structures composites
ALIZEO	<1 M	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
APPLISURFACES	<20 M€	Chimie
ASTRIUM	<1 M	Composants mécaniques

ATV ENTREPRISE	<1 M	Composants mécaniques
BONFIGLIOLI TRANSMISSIONS SA	<100 M€	Composants mécaniques
BORFLEX COMPOSITES	<20 M€	Fondations et structures composites
BOTTE FONDATIONS	<100 M€	Fondations et structures composites
BRUEL & KJAER FRANCE	<20 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
CDE	<20 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
CEDEP	<1 M	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
CEMEX	<100 M€	Fondations et structures composites
CG SALES NETWORKS FRANCE SA	<20 M€	Composants mécaniques
CHARIER GC	<100 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
CIE ENGREN REDUCTEURS MESSIAN DURAND	<100 M€	Composants mécaniques
COMER INDUSTRIES SARL	<20 M€	Composants mécaniques
COMPAGNIE CHOMARAT		Fondations et structures composites
CORROSION RANCE	<1 M	Fondations et structures composites
COURBIS SILICONES	<20 M€	Composants mécaniques
CURTIL SA	<100 M€	Composants mécaniques
DDIS	<1 M	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
DEC+	<1 M	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
DELTA BOX		
DINALEC	<20 M€	Fondations et structures composites
ENERCON GMBH	<1 M	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
EPSILON COMPOSITE	<20 M€	Fondations et structures composites
EREM	<20 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
ETHM	<20 M€	Fondations et structures composites
EUROPE TECHNOLOGIES	<20 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
EUROPIPE	<100 M€	Composants mécaniques
FERRY CAPITAIN	<100 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
FIVES ECL	<100 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
FIXATOR	<20 M€	Fondations et structures composites
FONDERIE HELLIN	<1 M	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
FONDERIE MECANIQUE GEN		
CASTELBRIANTAIS	<100 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
FRANCE ENERGIES MARINES	<20 M€	
FRANCEOLE	<100 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
FREUDENBERG SIMRIT SAS	<20 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
GEOTECH INDUSTRIES	<1 M	Fondations et structures composites
GKN STROMAG FRANCE	<100 M€	Composants mécaniques
GROUPE PRESTIA	<20 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
GTS INDUSTRIES	>100 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
GUERTON	<1 M	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
HAWE OTELEC SAS	<20 M€	Fondations et structures composites
HEXIS	<100 M€	Chimie
HOWMET	<100 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
HYDROCAP ENERGY	<1 M	Fondations et structures composites
IDSUD ENERGIES - NHEOLIS	<20 M€	Composants mécaniques
JALLAIS	<20 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
JAMES WALKER FRANCE	<20 M€	Composants mécaniques
JEUMONT ELECTRIC	>100 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
KLUBER	<20 M€	Chimie
KTR FRANCE SARL	<20 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
LA FONTE ARDENNAISE	>100 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
LAFARGE	>100 M€	Fondations et structures composites
LES BRONZES D INDUSTRIE	<100 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
MADEP	<20 M€	Composants mécaniques
MANOIR BOUZONVILLE	<100 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
METAL DEPLOYE RESISTOR	<20 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
MOOG SARL	<20 M€	Fondations et structures composites
MSB	<1 M	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
NIDAPLAST HONEYCOMBS	<100 M€	Fondations et structures composites
NTN SNR ROULEMENTS	>100 M€	Composants mécaniques
OLAER INDUSTRIES	<100 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
PARKER HANNIFIN FRANCE SAS	>100 M€	Fondations et structures composites

PIRIOU		Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
PLANETA FRANCE	<1 M	Composants mécaniques
PLASTINOV SNE	<20 M€	Composants mécaniques
PROMIC	<20 M€	
PRONAL	<20 M€	Chimie
ROLLIX DEFONTAINE	>100 M€	Composants mécaniques
ROXTEC FRANCE	<20 M€	Composants mécaniques
S A FONDERIE BOT	<20 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
SA CORDM	<20 M€	Composants mécaniques
SCHAEFFLER FRANCE	>100 M€	Composants mécaniques
SCOTT BADER SAS	<100 M€	Composants mécaniques
SETIA	<20 M€	
SIKA FRANCE	>100 M€	Chimie
SKF HOLDING FRANCE	<1 M	Fondations et structures composites
SOC ENTREPRISE METALLURGIQUE D'ARMOR	<1 M	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
SOC INDUS APPLI MECAN RINGSPANN	<20 M€	Composants mécaniques
SPECIAL BRIDES SERVICE	<100 M€	Métallurgie, fonderie, chaudronnerie et forge
TPL INDUSTRIES	<20 M€	Chimie
WEC MATS BETON SAS	<20 M€	Composants mécaniques

Tableau 10. Acteurs français avec une activité de transport ou génie civil

Raison sociale	CA total en euros	Activité
A2C GRANULAT	<100 M€	Travaux électriques
ALLEZ & CIE	>100 M€	Travaux électriques
ALTEAD AUGIZEAU	<100 M€	Transports, manutention, levage
ARLAUD IRIBARREN	<20 M€	Travaux électriques
ATLANTIQUE MANUTENTION	<20 M€	Transports, manutention, levage
ATLANTIQUE MARITIME SERVICES	<20 M€	Travaux maritimes
AYALA	<20 M€	Transports, manutention, levage
B4TP	<20 M€	Travaux électriques
BALESTRA	<20 M€	Travaux électriques
BEJEAN SA	<20 M€	Travaux électriques
BELLIN	<20 M€	Travaux électriques
BELMAR	<20 M€	Transports, manutention, levage
BERTHOLD SA	<100 M€	Fondations, terrassement
BGCV	<20 M€	Fondations, terrassement
BLUE WATER SHIPPING	<20 M€	Travaux maritimes
BOLLORE LOGISTIQUE PORTUAIRE	<20 M€	Transports, manutention, levage
BOLUDA FRANCE	<100 M€	Travaux maritimes
BOUYGUES ENERGIES & SERVICES	>100 M€	Fondations, terrassement
CAPELLE	<100 M€	Transports, manutention, levage
CARRIERE ST CHRISTOPHE	<20 M€	Travaux électriques
CATEXE	<20 M€	Transports, manutention, levage
CETP	<20 M€	Travaux électriques
CHAPLAIN	<20 M€	Travaux électriques
CHERBOURG MANUTENTION	<1 M	Transports, manutention, levage
CHOLET TP	<20 M€	Fondations, terrassement
COCHEZ	<20 M€	Transports, manutention, levage
COLAS SA	>100 M€	Fondations, terrassement
DAMEN SHIPREPAIR BREST	<100 M€	Travaux maritimes
DECLERCQ	<20 M€	Travaux électriques
DESCAMPS LOMBARDO	<100 M€	Fondations, terrassement
DIALOG	<20 M€	Transports, manutention, levage
DIJON BETON	<20 M€	Travaux électriques
DSV AIR & SEA	<100 M€	Transports, manutention, levage
DUFOUR TRANSPORTS & MANUTENTIONS	<20 M€	Transports, manutention, levage
ECHART GENIE CIVIL ET MARITIME	<20 M€	Travaux électriques
ECO MARINE SERVICES		Travaux maritimes
EEIA	<20 M€	Travaux électriques

EHTP	<100 M€	Fondations, terrassement
EIFFAGE ENERGIE MAINE BRETAGNE	<100 M€	Travaux électriques
EITF	<20 M€	Travaux électriques
ELEC-ENR	<20 M€	Travaux électriques
EMCC	>100 M€	Travaux maritimes
ENEDIS	>100 M€	raccordement
ENTREPRISE BOULOGNE	<20 M€	Travaux électriques
ENTREPRISE PAUL CALIN	<20 M€	Fondations, terrassement
EUROVIA	<100 M€	Travaux électriques
FONDASOLUTIONS	<100 M€	Fondations, terrassement
FONDEOLE	<20 M€	Fondations, terrassement
FOREST AGENCY SERVICE TERMINAL	<20 M€	Transports, manutention, levage
FOSELEV INTERNATIONAL	<20 M€	Transports, manutention, levage
FRANKI FONDATION	<100 M€	Fondations, terrassement
FREYSSINET		Transports, manutention, levage
GAY ELECTRICITE	<100 M€	Travaux électriques
GRANULATS NORD EST	<20 M€	Travaux électriques
GTM OUEST	<100 M€	Travaux électriques
H2 ION	<1 M	Autres
HEAVEN CLIMBER GENIE CIVIL	>100 M€	Travaux électriques
HOLCIM	<100 M€	Travaux électriques
HUGON TRANSPORTS	<20 M€	Transports, manutention, levage
HURE	<20 M€	Travaux électriques
IDEA LOGISTIQUE	<20 M€	Transports, manutention, levage
INEO	>100 M€	Travaux électriques
JIFMAR OFFSHORE SERVICES	<20 M€	Travaux maritimes
KELLER FONDATIONS SPECIALES	<100 M€	Fondations, terrassement
LAFONT LEVAGE	<20 M€	Transports, manutention, levage
LE DU	<100 M€	Travaux électriques
LEFEVRE	<100 M€	Transports, manutention, levage
LHP AGENCY	<1 M	Transports, manutention, levage
LOUIS DREYFUS ARMATEURS SAS	<100 M€	Travaux maritimes
MABILEAU TP	<20 M€	Fondations, terrassement
MANOFFSHORE	<1 M	Travaux maritimes
MASTELLOTTO	<100 M€	Fondations, terrassement
MCA	<20 M€	Travaux électriques
MEDIACO LEVAGE	<20 M€	Transports, manutention, levage
MENARD	<100 M€	Fondations, terrassement
MEURISSE	<20 M€	Travaux électriques
MGA	<1 M	Transports, manutention, levage
MONSIEUR DANIEL DELAVAUD	<1 M	Transports, manutention, levage
NECOTRANS	>100 M€	Transports, manutention, levage
NICOLAS INDUSTRIE	<100 M€	Transports, manutention, levage
NORD EST TP	<20 M€	Travaux électriques
OMARZABAL	<100 M€	Travaux électriques
OMEXON	>100 M€	Travaux électriques
OT ENGINEERING	<20 M€	Fondations, terrassement
PALFINGER FRANCE	<100 M€	Transports, manutention, levage
PERTUY CONSTRUCTION	>100 M€	Travaux électriques
PONTICELLI	>100 M€	Transports, manutention, levage
PROMARITIME INTERNATIONAL	<20 M€	Travaux maritimes
RONCARI	<20 M€	Travaux électriques
RTE	>100 M€	raccordement
SADE	>100 M€	Travaux électriques
SAG THEPAULT	<100 M€	Travaux électriques
SAMA	<20 M€	Transports, manutention, levage
SANTERNE	>100 M€	Travaux électriques
SARENS FRANCE	<100 M€	Transports, manutention, levage
SAUVAGER TP	<20 M€	Fondations, terrassement
SE LEVAGE	<20 M€	Transports, manutention, levage
SECT TP	<20 M€	Travaux électriques
SEINEM	<20 M€	Travaux électriques

SILVEX BETON	<20 M€	Travaux électriques
SIRE DRAINAGE	<20 M€	Travaux électriques
SOC DE TRANSIT ET MANUTENTION		
BA	<20 M€	Transports, manutention, levage
SOCATER	<20 M€	Travaux électriques
SOCIETE D'EXPLOITATION DES CARRIERES DE COUSSEGREY		
<1 M		Travaux électriques
SOLIMAN LEVAGE	<20 M€	Transports, manutention, levage
SRD	<100 M€	Travaux électriques
STX FRANCE S A	>100 M€	Travaux maritimes
TECH INTER	<100 M€	Travaux électriques
TECHNILEVAGE	<20 M€	Transports, manutention, levage
TELECOISE	<100 M€	Travaux électriques
TRANSCAUSSE	<20 M€	Transports, manutention, levage
TROISEL SA	<100 M€	Transports, manutention, levage
UNIBETON	>100 M€	Travaux électriques
URANO	<100 M€	Travaux électriques
VERLINDE S A S	<100 M€	Transports, manutention, levage
WAROUDE	<20 M€	Travaux électriques

Tableau 11. Entreprises réalisant l'exploitation des parcs, hors développement

Raison sociale	CA total en euros
AALTO POWER	<1 M
ABSOLUVENT	<1 M
ACCES DIFFICILES SERVICES	<20 M€
ADELIS	<20 M€
AIR WATT ENERGY	<1 M
ALPIQ ECOPOWER FRANCE	<1 M
AN AVEL BRAZ	<20 M€
AUPIAC DIVERSIFICATION	>100 M€
AUTOMATIC SEA VISION - ASV	<1 M
BAUDREVILLE ENERGIE	<1 M
BUFA L'AURA	<1 M
C,E,P,E, DU PLATEAU ARDECHOIS	<20 M€
CENTRALE DES VIGNES	>100 M€
CGN EUROPE ENERGY	<1 M
CITEOL MENE	<20 M€
COMPAGNIE ARMORICAINE D'ENERGIE VERTE	<1 M
COMPAGNIE ÉOLIENNE DU PAYS DE ROMANS	<1 M
EDF EN SERVICES	<100 M€
EDPR	<20 M€
ENDEL	>100 M€
ENERGIE DU PARTAGE	<1 M
EOLE 48	<1 M
ERELIA PRODUCTION	<20 M€
FIRST VALHUON	<1 M
FORCES EOLIENNES DU GEVAUDAN	<20 M€
GAZ ET ELECTRICITE DE GRENOBLE	>100 M€
GREENSOLVER	<20 M€
HEOS MARINE	<1 M
HGH SYSTEMES INFRAROUGES	<20 M€
IWB ENERGIE FRANCE	<1 M
LASCOVENT	<1 M
LES AILES D'ARGENSOL	<20 M€
NET WIND	<20 M€
OBSTA	<20 M€
PTPLM	<1 M
QOS ENERGY	<1 M
RENVICO FRANCE	<1 M
SARL A4E	<20 M€
SARL AVEL-IF	<1 M

SAS BÉGAWATTS	>100 M€
SAS HOSTACHE EOLIEN	<1 M
SOCIETE D'EXPLOITATION DU PARC EOLIEN DE BERGODSOM	<1 M
SOCIETE D'EXPLOITATION DU PARC EOLIEN DE TIGNY NOYELLE	<1 M
SOCPE DE CHAMPS PERDUS	<20 M€
SOFRESUD	<20 M€
TEXSYS	<1 M
UNIPER FRANCE POWER	>100 M€
VALEMO	<20 M€
VENDEE ENERGIE	<20 M€
VENT LOCAL SAS	<20 M€
WIND PROSPECT	<20 M€
ZANIERES EOLIENNES	<20 M€

(**=>80%, *=<80%, Blanc = Non disponible
Source : données d'entreprises déposées auprès des greffes, enquête

Remarque : le tableau ci-dessus ne présente pas l'ensemble des sociétés d'exploitation dédiées à un seul parc. Ces structures sont souvent le résultat de montages spécifiques et ne comptent aucun salarié. De ce fait, l'enquête n'est pas représentative de l'ensemble des sociétés de production d'électricité.

Tableau 12. Entreprises spécialisées dans la maintenance

Raison sociale	CA total en euros
01DB METRAVIB	<100 M€
ACROTIR	<20 M€
APAVE	<100 M€
ASERTI ELECTRONIC	<20 M€
CEI	<20 M€
CMI MAINTENANCE	<100 M€
CMI MAINTENANCE NORD	<100 M€
CMI TECH 5 I PASTOR SAS	<100 M€
CORNIS	>100 M€
DOURMAP	<20 M€
ENERGY POWER RESOURCES EUROPE SARL	<1 M
ENTR TRAVAUX AERIENS INTERVENTIONS RAP	<20 M€
EOLECLEAN - COLLECO	<1 M
HELIOPALES	<1 M
JADE	<20 M€
MASER ENGINEERING	<100 M€
NAVALU	<20 M€
NET WIND	<20 M€
ORTEC ENVIRONNEMENT	<100 M€
S T O LOGISTIQUE	<1 M
SEIBO	<20 M€
SKYWORK	<1 M

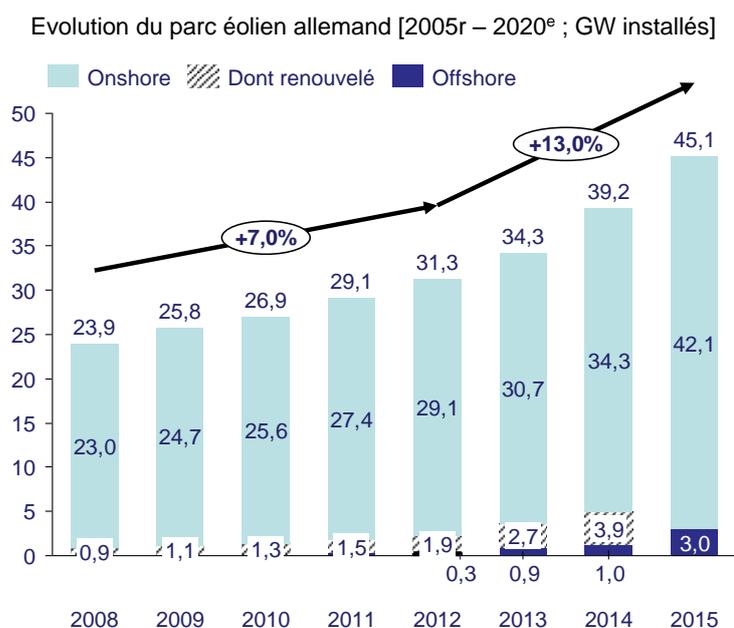
Blanc = Non disponible
Source : données d'entreprises déposées auprès des greffes, enquête

Annexe 2 : Analyse des principaux pays producteurs d'énergie éolienne

1. Allemagne

L'Allemagne est un marché mature incontournable. Représentant 30% de la capacité installée d'Europe et 11% des capacités mondiales cumulées, le marché domestique allemand est le plus grand d'Europe. **Son industrie s'oriente désormais vers de nouveaux modèles d'affaires et relais de croissance :** intégration aux marchés européens (marché + prime depuis 2012), le développement de l'éolien en mer (objectif de 7 GW en 2021) les technologies adaptées aux zones peu ventées (le facteur de charge est de 19%), et enfin le *repowering*.

Le taux de croissance moyen annuel des installations éoliennes en Allemagne est passé de 7% entre 2008 et 2011 à 13% depuis 2012 et 15% en 2015, marque du dynamisme constant de ce secteur. Depuis 2012, cette croissance comprend également de manière marquée les installations renouvelées (de nombreux parcs arrivant en fin de vie, de l'ordre de 4 GW de capacités ont été renouvelées en 2014) et les installations en mer (+1 GW en 2014, +3 GW en 2015. L'éolien représentait ainsi en 2014 12% de la consommation électrique nationale et 35% de la production renouvelable totale.



[Wind Europe (2014) World Energy Outlook (2014)]

Figure 82 : Evolution du parc éolien allemand 2005-2015¹⁴⁰

La croissance de cette activité est fortement créatrice de valeur et d'emplois pour les acteurs locaux. En 2014, le secteur a généré un chiffre d'affaires à la fois pour les turbineurs (6 milliards d'Euros, soit 20% des parts de marché mondiales), les fabricants de composants (8 milliards d'Euros, soit 30% des parts de marché mondiales) et les acteurs de l'exploitation et maintenance (1 milliard d'Euros en 2014)¹⁴¹. Toutes ces activités représentaient la même année 138 000 emplois d'un bout à l'autre de la chaîne de valeur, dont 85% étaient concentrés sur l'amont (c'est-à-dire toutes les activités intervenant avant la mise en route du parc, du développement à l'assemblage et installation des machines.

¹⁴⁰ WIND EUROPE 2014, IEA World Energy Outlook 2015

¹⁴¹ BMWi

1.1. Des politiques historiques de soutien et des mesures d'aides à la mise en place de la filière ont permis au secteur industriel de se développer

Le marché a été porté par une demande précoce pour le développement éolien, soutenu notamment par le secteur public, mais bénéficiant également d'une forte implication citoyenne via le développement et le financement de parcs communautaires. Cette croissance est pérennisée par le fait que des perspectives claires sont engagées pour le développement du secteur au niveau national, aujourd'hui notamment avec des objectifs prenant en compte le *repowering* des anciens parcs et de déploiement des parcs en mer.

Cependant, ce modèle demeure très dépendant du soutien public, du fait de l'écart entre le LCOE (50 à 110 €/MWh), c'est-à-dire les coûts supportés par les producteurs d'électricité, et le prix de gros sur les marchés (entre 22 et 37 €/MWh en 2016). Cette circonstance défavorable peut s'expliquer par 2 facteurs : le facteur de charge moyen faible sur l'ensemble du pays, qui diminue la productivité des installations (autour de 19%), et la chute générale des prix de gros de l'électricité en Europe ces 10 dernières années.

1.1.1. Le marché a été porté par des efforts de R&D précoces, qui sont encore soutenus aujourd'hui.

La phase de création du marché éolien allemand remonte au début des années 80, portée par une volonté politique post-années 1970 de sortir de la dépendance pétrolière et l'émergence d'une conscience environnementale, notamment post-Tchernobyl. **Des projets R&D sont menés de manière précoce par rapport aux autres pays développés** : 46 projets, représentant l'installation de 124 turbines, avaient vu le jour en Allemagne avant 1992¹⁴². Entre 1974 et 2003, l'Allemagne par le biais du Ministère fédéral de l'Environnement (BMU) correspond au 2ème plus grand budget alloué à la R&D éolienne après les USA. Ces projets de recherche publique/privée sont coordonnés par le Fraunhofer Institute et l'IWES notamment. Le rythme de développement demeure cependant inférieur à celui du Danemark, dont la base éolienne installée en 1989 était plus de 10 fois celle de l'Allemagne (251 MW contre 20 MW).

Les dépenses R&D publiques (Ministère fédéral de l'Environnement), privées et publiques/privées (Fraunhofer Institut, IWES) dans le secteur éolien ont crû de 30% en moyenne entre 2005 et 2010, pour atteindre 37 M€ en 2010¹⁴³. Ce budget permet de financer de multiples projets :

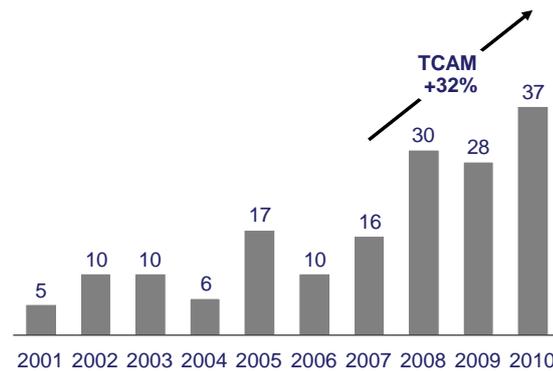
- Des centres de R&D dans différents domaines de pointe : Aix-la-Chapelle pour la conception de composants de grande taille, Stuttgart pour les procédures de contrôle en mer, Berlin pour les fondations par exemple,
- Des programmes de recherche collaboratifs : WindForS entre 6 universités sur la météorologie, les fondations, la mesure et l'intégration au réseau, ForWind Center sur les défauts et la maintenance des éoliennes,
- Des centres de tests : pour les fondations sur le projet Alpha Ventus ou, pour les pales à Bremerhaven,
- Des projets de démonstrateurs pour de nouvelles technologies : projet d'éolienne flottante GICON-SOF Pilot en 2015 avec une turbine 2,3 MW de Siemens financé à 30% par le Ministère fédéral de l'Economie¹⁴⁴.

¹⁴² Johnson and Jacobsson (2003)

¹⁴³ Ministère allemand de l'économie et de l'énergie

¹⁴⁴ Ministère allemand de l'économie et de l'énergie, Germany Trade and Invest, Interview réalisée avec la DENA le 13/05/16

DEPENSES R&D DANS LE SECTEUR EOLIEN [M€]



[Ministère allemand de l'économie et de l'énergie (2011)]

Figure 83: Dépenses R&D 2001-2010 dans le secteur éolien en Allemagne [M€]

La formation est également un volet important, avec le développement de supports éducatifs, et la création de centres de formation et cursus spécifiques dans les universités allemandes.

En ce qui concerne la certification, la Germanischer Lloyd (qui a fusionné avec De Norske Veritas en 2013) établit chaque année un guide décrivant les modalités de certification dans tous les pays majeurs du secteur sur le modèle danois du Risoe, ce qui permet de valoriser les produits allemands au niveau international. Les mesures de soutien à la demande et les objectifs à long-terme garantissent le dynamisme de l'industrie sur le long terme.

Dès sa création, le système de soutien à la filière éolienne en Allemagne s'adresse à la fois aux développeurs et aux industriels de la filière. En effet, des objectifs de déploiement sont fixés dès les années 1990 avec des objectifs de MW installés (100 MW en 1990, 250 en 1991), des tarifs d'achat et une garantie de connexion au réseau électrique (Electricity Feed-in Act entre 1991 et 1999 fixant le tarif d'achat à 90% du prix de détail). Afin de soutenir les industriels de l'éolien, ces mesures étaient complétées par des actions de protectionnisme éducatif grâce à des marchés de niche locaux et des contraintes réglementaires rendant difficile l'arrivée d'acteurs étrangers sur le marché domestique (taux préférentiels de financement pour les entreprises allemandes permettant de diminuer leurs coûts par exemple¹⁴⁵). Ces mesures précoces ont permis d'installer environ 2 GW avant 1997, et 6 GW avant 2000.

De nouvelles mesures de soutien au développement de projets et la mise en place d'objectifs clairs et ambitieux sur le long terme permettent au marché allemand de continuer son expansion, et de devenir le 3^{ème} marché du monde et le premier marché d'Europe dès 2009, avec 20 à 30% des parts de marché mondiales sur la décennie :

- Les lois successives sur les énergies renouvelables¹⁴⁶ (EEG-2000, 2004 puis 2012) permettent la mise en place d'un **tarif d'achat plus favorable**, sur 20 ans, avec une dégression annuelle pour favoriser la baisse des coûts.
- **Des objectifs successifs** sont fixés en 2000 (10% de renouvelable dans la consommation énergétique en 2010), 2002 (objectifs pour l'éolien en mer), 2010 (18% de renouvelable en 2020), 2012 (35% en 2020). Les objectifs actuels pour le secteur éolien sont fixés à 58 GW pour l'éolien terrestre et 6 GW pour l'éolien en mer à horizon 2020.

¹⁴⁵ Lewis & Wiser (2005) Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms

¹⁴⁶ EEG, Erneuerbare Energie Gesetz

1.1.2. Des mécanismes de financement favorables sont proposés par des fonds publics pour réduire le coût de l'éolien

Des fonds publics allemands sont dédiés au développement de l'éolien, ce qui facilite le financement des projets et permet d'en augmenter le rythme : Les financements disponibles pour les projets d'énergie renouvelable sont ainsi proposés soit par la KfW¹⁴⁷, soit par les subventions régionales, soit par des subventions spécifiques au secteur agricole, celui-ci représentant également un marché de niche pour le secteur.

La KfW propose ainsi 3 programmes de financement différents :

- Un programme standard pour les énergies renouvelables : plafonné à 50 M€, il peut couvrir jusqu'à 100% des frais d'investissement sous la forme de crédits à long terme et à taux avantageux¹⁴⁸
- Un programme premium des énergies renouvelables : plafonné à 10 M€, il peut couvrir jusqu'à 100% des frais d'investissement sous la forme de crédits à long terme et à taux avantageux, particulièrement favorables aux petites entreprises.
- Un programme spécifique pour l'éolien en mer au large de la côte allemande en mer du Nord et mer Baltique : plafonné à 700 M€, jusqu'à 70% du total des besoins peuvent être financés en capitaux d'emprunt (financement direct).

D'après des études récentes menées par l'Institut allemand pour la recherche économique (DIW) de Berlin, plus de 80% des éoliennes en Allemagne ont été financées via une dette contractée auprès de la KfW¹⁴⁹.

D'autres mesures sont mises en place pour inciter les investissements directs étrangers dans le secteur éolien allemand, notamment *via* l'agence Germany Trade & Invest (GTAI).

1.2. La filière éolienne allemande repose sur un tissu industriel et technologique qui a crû rapidement sur le marché domestique et cible désormais l'export, dans un contexte de saturation du marché européen

1.2.1. Les principales forces de l'industrie allemande sont ses entreprises et la présence d'un cadre structuré de soutien à l'export

Le dynamisme de l'industrie éolienne allemande est lié à la capacité de ses acteurs privés à se positionner de manière compétitive sur les maillons-clés de la chaîne de valeur, comme des références sur les marchés locaux et internationaux.

La chaîne de valeur allemande de l'éolien se distingue principalement par 3 aspects¹⁵⁰ :

- **Le nombre important d'acteurs locaux présents sur chaque maillon** (60 industriels fabricants de composants, plus de 40 développeurs et acteurs du BTP pour l'installation, plus de 30 acteurs sur les activités d'opération et maintenance)
- **La capacité d'acteurs non spécialisés dans l'éolien à se positionner sur un marché proche de leur cœur de métier** : Bosch, Baier
- **La présence de grands acteurs internationalement reconnus**, notamment dans la fabrication d'éolienne et l'exploitation-maintenance (Siemens, Enercon) ainsi que la fabrication de certains composants (Flender et Tacke pour les engrenages, FAG pour les roulements, AEG pour les composants électroniques, HSW pour la construction navale).

Parmi ceux-ci, les principaux champions nationaux sont Enercon, 3^e fabricant mondial en 2015, leader national représentant 10% des parts de marchés mondiales en terme de base installée globale, et Siemens, 4^e fabricant pour 8% des parts de marché mondiales toutes technologies confondues mais leader

¹⁴⁷ Kreditanstalt für Wiederaufbau (établissement bancaire pour la reconstruction), banque publique.

¹⁴⁸ IR 1 à 2%, jusqu'à 20 ans

¹⁴⁹ « *Impact of Renewable Energy Act Reform on Wind Project Finance* », DIW Berlin, Juin 2014

¹⁵⁰ Boeckle et al. (2010)

incontesté sur l'éolien en mer (65% de la base installée mondiale). Nordex, Fuhrlander et Senvion sont des acteurs plus modestes, classés entre 9^e et 15^e constructeurs mondiaux, et présents majoritairement en Europe¹⁵¹.

Cette force industrielle est née de conditions propres à l'industrie allemande. Tout d'abord, l'existence d'une longue tradition industrielle et d'ingénierie dans des secteurs relativement connexes à l'industrie éolienne : automobile et transport, machinerie lourde, métaux, dans le cadre d'une économie traditionnellement tournée vers l'export (40% du PIB allemand, 10% des exportations mondiales). Ensuite, par l'existence d'institutions et infrastructures au service de l'industrie :

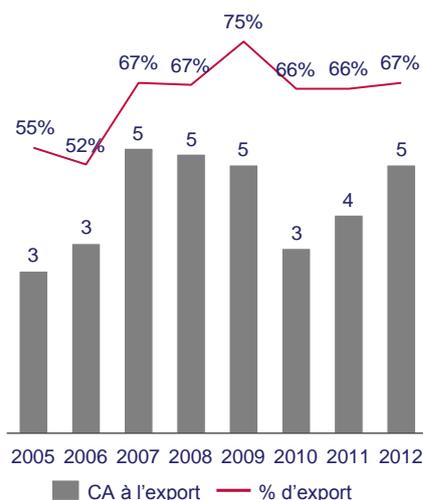
- **Une formation universitaire** de premier ordre, notamment dans les sciences, mathématiques et ingénierie (l'Allemagne concentre 30% des étudiants scientifiques d'Europe) en lien étroit avec l'industrie (système d'apprentissage développé, formation continue) : 80% des employés de l'industrie éolienne sont diplômés.
- **Plus de 15 centres de R&D** dédiés à l'éolien. Des agences régionales de développement soutiennent la création de clusters industriels en lien avec les fédérations d'entreprises. A Hambourg par exemple, le cluster « Erneuerbare Energien Hamburg » s'appuie sur la présence de Nordex, Senvion, Siemens et de nombreux développeurs dans cette région pour créer une dynamique industrielle forte. Le salon dédié à l'énergie éolienne, « Wind Energy Hamburg », a eu lieu pour la première fois en 2014, la seconde en 2016, et sera organisé tous les deux ans.
- **Un système d'infrastructures développé**, notamment à l'export (hub portuaire, Rhin)
- **Un cadre macro-économique favorable** : coûts de main d'œuvre stabilisés, accès au marché européen.

Il existe ainsi en Allemagne un important réseau de sociétés à fort contenu technologique, correspondant souvent à des PME hautement spécialisées, leaders mondiaux sur leurs marchés de niche : ce sont les fameux « champions cachés » au cœur du modèle allemand. Ce réseau permet aux industriels du secteur éolien, d'avoir un accès facile aux matières premières/produits intermédiaires (acier, polymères renforcés...) et à un réseau de sous-traitants. Pour les fabricants de sous-composants, l'industrie éolienne a représenté une opportunité de développement en ligne avec leur cœur de métier : fonderies, transformateurs de produits sidérurgiques, fabricants d'engrenages, générateurs.

Enfin, la réussite des entreprises allemandes s'explique par un soutien avantageux à l'export : des programmes spécifiques de l'IPEX de la KfW proposent de l'aide au financement, la GTAI, les ambassades et autres organismes publics assurent la promotion de l'industrie allemande, permettant au « made in Germany » de jouer un rôle de relai d'information et de promotion, et enfin les foires internationales augmentent la visibilité des entreprises allemandes. Une stratégie de coopération internationale pour tester les technologies dans différentes conditions climatiques a également été mise en place dans le cadre de programmes d'aides aux PED, qui a permis de décrocher des subventions à l'installation d'éoliennes allemandes sur place, attribuées directement aux équipementiers.

Ces avantages se traduisent par un chiffre d'affaire à l'export des acteurs allemands croissant depuis le début des années 2000, pour atteindre presque 70% de part d'export en 2012 pour les fabricants :

¹⁵¹ Öko-Institut, DIW Econ



[Ministère allemand de l'économie et de l'énergie (2013)]

Figure 84 : Exportations des fabricants d'éoliennes en Allemagne [G€]

1.2.2. Ce dynamisme se traduit par un fort contenu en emplois de la filière éolienne allemande, de l'activité à la fois dans la fabrication et dans services

L'Allemagne a le ratio d'emploi par capacité installée le plus élevé de tous les pays producteurs d'éolien. Pour chaque MW installé en 2014, 26 ETP étaient ainsi occupés. Le secteur éolien est également le plus porteur d'emplois parmi les énergies renouvelables en Allemagne : il en représente entre 30 et 40% depuis le début des années 2000, soit 138 000 emplois directs et indirects en 2015.

Ces emplois sont répartis sur l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur, ce qui montre que le pays a su localiser une grande partie des activités liées à ce secteur : les grands fabricants d'éoliennes tendent à localiser leur production en Allemagne pour se rapprocher des projets en cours et bénéficier du tissu de PME dynamiques et flexibles pour répondre à leur demande, tandis que le vieillissement des parcs augmente les besoins en service de maintenance et de remplacement et donc les emplois dans ce secteur.



[Association éolienne fédérale (BWE) (2015)]

Figure 85 : Evolution du nombre d'emplois directs et indirects dans l'éolien en Allemagne [ETP] et part dans les emplois totaux des énergies renouvelables [%]

1.2.3. Aujourd'hui cependant, ce secteur industriel fait face à des risques majeurs.

Les objectifs de déploiement éolien sont très élevés, mais ce marché à la croissance historiquement intensive fait également face à des risques de saturation :

- On observe déjà une saturation de certaines régions (taux pénétration éolienne supérieur à 50%).
- Les régions saturées correspondant aux zones les mieux ventées, l'enjeu au niveau national est donc d'implanter de nouvelles éoliennes dans des régions moins favorables à son développement, c'est-à-dire avec un facteur de charge plus faible et un LCOE plus élevé à technologie donnée.
- Par rapport aux premières années de croissance du secteur, on peut considérer que l'image publique de l'éolien est dégradée, notamment à cause de problèmes d'insuffisance du réseau électrique nécessitant d'arrêter les éoliennes du nord alors même que la demande est forte au sud et de la hausse du tarif d'électricité lié aux énergies renouvelables.
- Des difficultés de financement des nouveaux investissements sont parfois rencontrées, notamment dans l'éolien en mer.
- Plus globalement, le marché européen, fortement impacté par la crise, fait également face au risque de saturation.

Les acteurs allemands font également face à une concurrence industrielle de plus en plus accrue.

En effet, l'essentiel de la demande mais aussi de l'offre mondiale est déplacé aujourd'hui dans les pays émergents, Asie en tête, et notamment Inde et Chine. L'industrie éolienne est considérée comme semi-globalisée : la fabrication des composants se fait essentiellement à l'échelle régionale voire nationale (en réaction à des obligations d'apport local ou à des contraintes logistiques). L'Asie a par conséquent développé une forte capacité de production (Chine et Inde représentaient 48% de la production mondiale en 2010 contre 41% pour l'Europe).

Enfin, la crise économique rend le financement des projets moins disponible et plus cher, malgré les programmes publics de soutien via le KfW. La mise en place des règles Bâle III et les taux de change €/€ désavantageux interviennent également en ce sens.

1.3. Face à la part grandissante de l'éolien dans le mix électrique allemand, un nouveau mécanisme de soutien a été mis en place : le mécanisme « marché + prime »

1.3.1. Le mécanisme de marché + prime introduit un complément de rémunération par rapport à la commercialisation de l'énergie éolienne sur le marché de l'électricité

Le mécanisme de « marché + prime » mis en place en Allemagne permet de confronter les acteurs aux marchés de l'électricité et de les faire contribuer à l'équilibre offre-demande. Ce mécanisme consiste à ce que les producteurs d'énergie subventionnés commercialisent directement leur énergie sur les marchés, (*via* un agrégateur si nécessaire). La prime de marché est ajoutée aux revenus, calculée en fonction du prix de marché constaté et d'un revenu de référence (correspondant au revenu total de l'installation, dont les coûts de commercialisation). Ainsi, si le producteur vend son électricité au prix de marché constaté, il obtient le revenu de référence. Il ne subit alors que le risque de performance de sa commercialisation (coût des écarts, gestion de la couverture) et non le risque de prix de marché.

Cette nouvelle réglementation correspond à l'évolution des lois successives sur les énergies renouvelables, qui ont conduit à l'imposition de cette mesure, d'abord seulement pour les producteurs volontaires (en 2012) puis de manière obligatoire (en 2014). Le tarif de référence a été fixé en 2014 à 89 €/MWh pendant 5 à 20 ans selon conditions du site puis 49 €/MWh après cette période, pour les installations terrestres, tandis que les tarifs en mer ont été fixés à 194 €/MWh pendant 8 ans puis 39 €/MWh. Le soutien total est limité à 20 ans La durée initiale sur laquelle un site éolien peut bénéficier du complément de rémunération a cependant été durcie en 2014 ; elle dépend du rendement par rapport à une installation de référence technologiquement performante et peut ne pas excéder 5 ans.

A la prime de marché s'ajoutait également initialement une « prime de gestion », pour couvrir les coûts de commercialisation de l'électricité pour les producteurs. Elle s'élevait à 12 €/MWh en 2012, avant de passer à 4 €/MWh et d'être réintégrée à la prime de marché en 2015. L'introduction de cette prime très avantageuse pour les acteurs a conduit rapidement à la migration de nombreux actifs éoliens en exposition de marché. En 2012, 70% de la production éolienne était déjà rémunérée via complément de rémunération¹⁵².

1.3.2. Le mécanisme de marché + prime crée le marché d'agrégation de production renouvelable et permet à l'éolien de mieux s'intégrer aux marchés de l'électricité

La confrontation aux marchés et la mise en place de systèmes « flexibles » permettent de créer de nouveaux modes de valorisation de l'énergie éolienne produite. Pour accompagner ce passage aux mécanismes de marché pour les acteurs éoliens, les pouvoirs publics ont cherché à mieux intégrer cette technologie aux marchés d'ajustements nationaux (réserves secondaires et réserves tertiaires, qui permettent d'activer des actifs pour produire ou consommer de l'électricité en moins de 15 minutes et équilibrer rapidement le réseau.). Deux mécanismes d'enchères coexistent pour attribuer les capacités de réserves : la *Secondary Control Reserve* et la *Minute Control Reserve*.

En Allemagne, ces mécanismes ont la particularité d'offrir de la flexibilité uniquement dans un sens (produits dits « dissymétriques ») : soit uniquement pour produire de l'énergie en plus (ou consommer moins), soit pour produire moins d'énergie (ou consommer plus). Ce système s'oppose au système français dans lequel les produits de services systèmes sont dits « symétriques », c'est-à-dire qu'une même capacité doit être capable de produire plus ou moins, ce qui empêche donc les actifs variables d'être pertinents sur ces produits. En Allemagne, les éoliennes peuvent donc participer à l'équilibrage du réseau, en proposant des produits « à la baisse » uniquement : lorsque la capacité éolienne est appelée pour fournir de la réserve, elle peut réduire momentanément sa production. Néanmoins, l'éolienne perd alors l'opportunité de produire de l'électricité à coût marginal nul. Cette participation aux services d'équilibrage a donc un coût pour l'éolienne, mais qui peut être moindre que pour d'autres actifs

La création de ces nouveaux marchés s'accompagne du déploiement de l'activité d'agrégateur. Cependant, ce déploiement a été limité par la diminution de la prime de gestion en 2015 (de 12 à 4 €/MWh), et son intégration à la prime de marché, qui ont eu pour conséquence de réduire fortement les marges d'agrégation, stabilisées aujourd'hui autour de 0,1-0,2 €/MWh (contre 0,5 à 1 €/MWh en 2012, marges nettes). Ce revirement n'a pas laissé le temps aux grands acteurs allemands du secteur de se positionner sur le marché de l'agrégation (RWE, E-ON, Vattenfall et EnBW représentent ensemble moins de 10% du marché), qui est aujourd'hui dominé par des acteurs spécialisés comme Statkraft (historiquement positionné dans l'agrégation hydro) et Next Kraftwerke (acteur allemand du trading d'électricité), ainsi que par des compagnies régionales. Lors de la mise en place du complément de rémunération en France, les agrégateurs déjà en place, comme Hydronext, Uniper, Centrales Next (filiale de Next Kraftwerke), Green Access devrait pouvoir rapidement construire une proposition de valeur. La diminution des marges, parallèlement à la baisse de la prime de gestion, laisse anticiper une progressive consolidation du marché autour des acteurs ayant réussi à atteindre la masse critique nécessaire pour exercer cette activité de manière rentable¹⁵³.

Il est également attendu de la loi 2016 sur les énergies renouvelables le passage à un système d'appel d'offres, qui permettra de mieux encadrer le développement des énergies renouvelables et le nombre de bénéficiaires du complément de rémunération pour une année donnée, et de fixer le prix de référence.

¹⁵² Données des GRT compilées dans « *Market integration of renewable energies through direct marketing - lessons learned from the German market premium scheme* », A Purkus et al., Avril 2015

¹⁵³ IKEM, Fraunhofer Institute, sites des entreprises

1.4. A horizon 2035, pour maintenir une dynamique de croissance sur son marché national, l'Allemagne mise sur la R&D pour des zones moins ventées, sur l'éolien en mer et sur le *repowering*

Pour atteindre ses objectifs élevés à horizon 2020 et dans le cadre d'un marché dans une dynamique de saturation, l'Allemagne doit miser sur des relais de croissance et fiabiliser le développement de son réseau en mer. Le ministère de l'économie et de l'énergie a en effet fixé les objectifs de développement de l'éolien terrestre à 2,5 GW/an jusqu'en 2020 (soit 57 GW en cumulé à 2020), et à 6,5 GW en 2020 et 15 GW en 2030 pour l'éolien en mer. Ces objectifs permettraient d'atteindre un total de 151 GW installés d'éolien en 2035, contre 49 GW en 2016.



[Ministère allemand de l'économie et de l'énergie]

Figure 86 : Evolution estimée du parc éolien allemand de 2016 à 2035 [GW installés]

Les principaux enjeux pour atteindre ces objectifs sont l'amélioration du réseau de transmission et l'adaptation à la multiplication des champs d'éolien en mer (par des mécanismes d'incitation), le développement de solutions permettant de valoriser les zones moins ventées (par la R&D), et le développement de solutions permettant de rendre les technologies en mer plus compétitives (par la R&D et l'industrialisation de la chaîne de valeur).

1.4.1. Le secteur éolien en mer se développe grâce aux différentes phases d'expansion pilotées par le gouvernement, mais de manière décalée par rapport à au réseau électrique.

L'Allemagne n'a pas tout de suite su accompagner de manière assez rapide l'expansion du réseau pour les projets en mer, mais est en train de résorber son retard. La première phase d'expansion du secteur a eu lieu entre 2010 et 2014. 12 parcs, soit 3,3 GW d'éoliennes de puissances unitaires comprises entre 2,3 et 6 MW avec une taille moyenne au rotor entre 100 et 150m, ont été autorisés¹⁵⁴. Le coût du raccordement était imputé aux développeurs, et la réalisation aux transporteurs d'électricité allemands. En 2013, 43% des éoliennes installées n'étaient pas connectées au réseau.

La 2^e phase d'expansion, entre 2015 et 2020, a permis d'approuver le développement de 4,4 GW d'éolien en mer (entre 4 et 8 MW, soit des rotors de 130-170m d'envergure). Le développement des raccordements n'étant pas adapté au rythme de croissance des installations, il existait un risque que celles-ci dépassent les capacités de connexion du réseau électrique reliant les éoliennes en mer au réseau terrestre.

La loi sur les énergies renouvelables de 2014 a ainsi donc prévu d'impliquer les opérateurs du réseau électrique local dans une campagne d'investissement permettant d'augmenter les capacités raccordées de 7,7 GW à 8,3 GW d'ici à 2019 pour un montant de 23 M€, ce qui a permis de résorber le retard dès 2015.

Une 3^e phase d'expansion est programmée pour la période 2020-2030, pendant laquelle 800 MW/an de projets devraient être approuvés (dans l'objectif d'atteindre les 30 GW installés en 2030), avec des

¹⁵⁴ IEA

éoliennes de 6-10 MW, soit des rotors de 150-200m d'envergure. **Des objectifs de développement du réseau ont été définis en parallèle pour assurer leur raccordement et éviter les retards créés lors des précédentes phases** : 38 sous-stations et 27 voies électriques d'export devront voir le jour avant 2030.

1.4.2. L'Allemagne est le premier marché mondial du repowering ce qui lui permet d'accroître la performance de son parc et de maintenir une dynamique de marché en dépit d'un faible potentiel de vent

L'Allemagne a su mettre à profit l'arrivée en fin de vie de ses parcs les plus anciens, et mettre en place un soutien permettant de revaloriser ses sites les mieux ventés, en quantité limitée sur le territoire. En effet, seuls 2% du territoire allemand est adapté aux installations éoliennes (principalement dans le nord du pays). De plus, les installations de première génération représentent 19% des capacités installées (puissance moyenne de 650 kW, alors que celle des installations modernes est de 2,3 MW), et 50% des capacités installées ont plus de 10 ans. Dès lors, la valorisation de sites éoliens bien situés mais dotés d'éoliennes anciennes en remplaçant tout (dont les fondations et le mât, on parle alors de *repowering* complet) ou partie (changement de certains éléments de la nacelle et/ou des pales, on parle alors de *repowering* partiel) constitue une opération particulièrement stratégique : 23% des nouvelles installations éoliennes en Allemagne en 2014 correspondaient à des projets de *repowering* (et jusqu'à 80% dans certains Länder), portant la part cumulée des projets renouvelés à 10% du parc total.

Un système de soutien particulier a été mis en place avec l'EEG 2012, pour que les installations d'avant 2002 renouvelées bénéficient d'un tarif d'achat de 50 €/MWh, à condition que les nouvelles installations comptent moins d'éoliennes que les anciennes. Cette disposition a cependant été annulée en 2014 en vue de limiter les installations éligibles au système de soutien public. L'effet de ce revirement sur le déploiement des projets de *repowering* n'est cependant pas encore quantifiable aujourd'hui (la définition du *repowering* ayant changé entre temps).

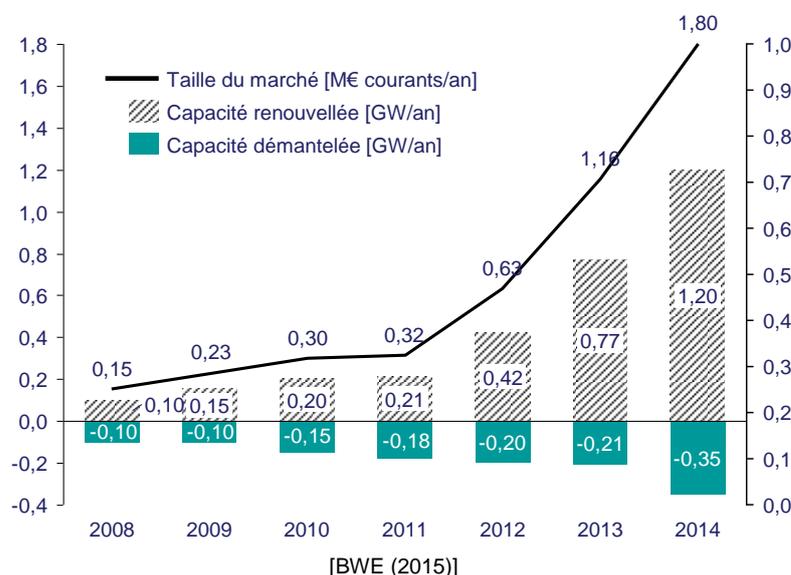


Figure 87: Evolution et taille du marché du *repowering* (et du démantèlement) en Allemagne entre 2008 et 2014 [capacité annuelle]

2. Royaume-Uni

Avec une croissance forte et régulière d'environ 23% par an, le Royaume-Uni (RU) est un marché important de l'éolien : il est le 3^e marché d'Europe (9,7% des capacités installées), et le 6^e marché mondial (3,4% des puissances installées), avec 14 GW installés à fin 2015.

Le RU se distingue par des marchés de l'éolien en mer et du petit et moyen éolien particulièrement significatifs : le Royaume-Uni est le 1^{er} marché européen et mondial pour l'éolien en mer (45% des capacités installées) et le 3^e marché mondial pour le petit éolien après la Chine et les Etats-Unis. Cet intérêt pour l'éolien peut notamment s'expliquer par les importantes ressources de vent du pays : le Royaume-Uni dispose de 40% des gisements de vents d'Europe¹⁵⁵. En 2015, la production d'énergie éolienne représentait ainsi 11% de la consommation électrique nationale.

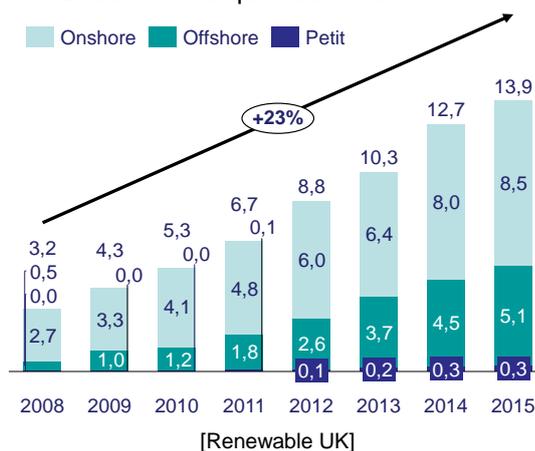


Figure 88 : Evolution du parc éolien britannique [2005-2015; GW installés]

2.1. Les mécanismes de soutien de l'énergie éolienne ont évolué fortement, avec le développement des « *Contracts for Difference* », un mécanisme de type marché + prime

Le Royaume-Uni révisé aujourd'hui son système de soutien aux producteurs éoliens, et encourage leur progressive mise sur le marché. A partir de 2017, deux mécanismes de soutien coexisteront au Royaume-Uni pour les installations renouvelables de plus de 5 MW :

- Pour les parcs installés avant le 01/01/2017, le système de « *Renewable Obligations* » se maintiendra. Ce système impose un quota de renouvelables aux fournisseurs d'électricité, et l'obligation d'obtenir des certificats en signant des *Power Purchasing Agreements* (PPA) de long terme avec les développeurs et les producteurs indépendants.
- Pour les parcs installés après le 01/01/2017, le seul mécanisme de soutien possible sera celui de « *Contract for Difference* », c'est-à-dire un complément de rémunération de type « marché + prime » où un producteur renouvelable et une contrepartie – la *Low Carbon Contracts Company*, réalise un contrat de compensation financière entre le prix de marché et un prix de référence.

Ce mécanisme permet de soutenir les renouvelables avec un prix de référence élevé, tout en réduisant le risque de marché pour les producteurs en sécurisant les revenus. Le 1^{er} *round* a été lancé en 2014 pour 1 895 MW d'éolien, au prix de référence de 80 à 95 £/MWh sur 15 ans.

Pour les installations d'éolien de petite puissance (maximum 5 MW par parc), un tarif d'achat est fixé par l'Ofgem par rapport à la quantité d'énergie produite.

¹⁵⁵ IEA

2.2. La part locale des projets réalisée au Royaume-Uni est de 69% pour l'éolien terrestre et 43% pour l'éolien en mer. Elle est réalisée en partie par des acteurs internationaux y ayant localisé leur production

Si les industriels locaux ne sont pas présents sur l'ensemble de la chaîne de valeur, des entreprises ont su trouver une spécialisation-clé qui leur permet de se positionner sur la scène internationale.

La chaîne de valeur de l'industrie éolienne au Royaume-Uni est ainsi caractérisée par quatre éléments¹⁵⁶ :

- **Il n'existe aucun turbinier britannique**, et le marché local est dominé par Vestas et Siemens, ainsi que Samsung Heavy Industries. Le marché des systèmes électriques et électroniques est largement occupé par GE, ABB et Siemens.
- **Les cabinets d'ingénierie et développeurs britanniques sont reconnus à l'international** : Natural Power, RES, Sgurr, Atkins
- **Les acteurs locaux sont leaders dans le petit éolien** : Kingspan Wind, Ampair et Evance par exemple sont des références dans le secteur
- **Certains acteurs spécialisés dans l'éolien en mer sont des références internationales** : JDR Cable system (câbles pour l'éolien en mer), South Boats, Blyth Boats (navires de transport et montage).

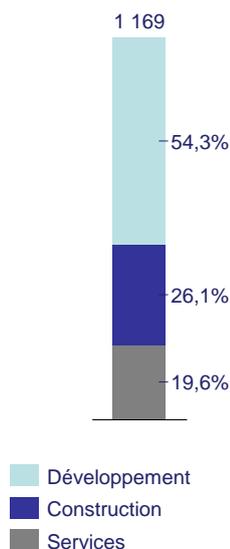
Le nombre d'entreprises locales est donc limité, mais **les grands acteurs internationaux ont installé des filiales localement afin de se rapprocher des dynamiques du marché** et de la possibilité de se fournir localement en matières premières (acier), et composants (sous station en mer, mâts) : Siemens et Vestas se sont ainsi installés en 2012.

Le ratio chiffre d'affaires par GW installé du secteur britannique s'élevait en 2014 à 72,5 M€/GW, contre 330 M€/GW en Allemagne, soit moins du tiers, ce qui démontre sa dépendance par rapport aux fournisseurs étrangers présents sur son territoire. En revanche, le ratio d'emplois directs et indirects par MW installé était de 12,5 ETP, contre 26 en Allemagne, soit presque la moitié, ce qui constitue de bonnes performances en termes de création d'emplois grâce au positionnement des entreprises de développement et dans le secteur du petit éolien.

On observe une **forte concentration des emplois et de la valeur ajoutée dans le secteur des services, amonts et aval** : Le marché des services O&M liés à l'éolien en mer pourrait atteindre 2,6 M€/an d'ici 2025, et donc proposer de plus en plus d'emplois. Les métiers concernés sont les suivants: logistique terrestre, logistique en mer, *back office*, maintenance des turbines et des câbles et fondations. Enfin, Le secteur du développement constitue un vrai atout de l'industrie britannique notamment grâce à ses cabinets d'ingénierie et bureaux d'études¹⁵⁷ : Le chiffre d'affaires réalisé en 2014 par les développeurs était ainsi de 630 M€, contre 300 M€ pour les constructeurs et 230 M€ par les activités d'opération et maintenance.

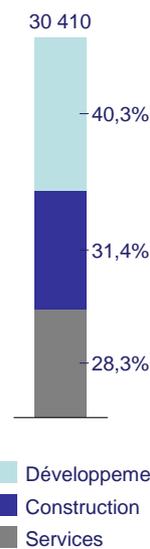
¹⁵⁶ Rapport annuel RenewableUK, Center for Economic & Business Research

¹⁵⁷ GWEC, WWEA, IEA, WIND EUROPE, The Crown Estate



[Rapport Renewable UK (2014)]

Figure 89 : Répartition de la valeur ajoutée locale par type d'activité sur l'éolien terrestre en 2014 [M€]



[Rapport Crown Estate (2014)]

Figure 90 : Répartition des emplois locaux par type d'activité sur l'éolien terrestre et en mer en 2014 [ETP directs et indirects]

2.3. Les perspectives de développement du marché sont notamment portées par les secteurs du petit éolien et de l'éolien en mer, qui représenteront ensemble 45% du marché en 2020

De manière notable par rapport aux autres pays européens, le développement du petit et du moyen éolien et de l'éolien en mer est important au Royaume-Uni. Il peut s'expliquer par le fait que le secteur de l'éolien terrestre rencontre certains freins au développement, et notamment l'acceptation sociale : de nombreuses réclamations sont exprimées de la part de lobbies anti-éoliens. Cette opposition a entraîné la mise en place de réglementations ayant un impact direct sur le développement des projets, comme par exemple la limitation de la hauteur des éoliennes à 125 m en bout de pale, alors que la hauteur des nouvelles machines les plus performantes est autour de 160 m.

Les secteurs du petit/moyen éolien ainsi que l'éolien en mer bénéficient également de systèmes de soutien qui favorisent leur croissance.



Figure 91 : Evolution anticipée du parc éolien britannique entre 2015 et 2020 [GW installés]

2.3.1. Le marché du moyen éolien (installations entre 100 et 500 kW) au RU est le plus dynamique d'Europe, grâce à un système de soutien spécifique (autoconsommation et tarif d'injection)

Le marché britannique est le premier marché européen pour le petit et moyen éolien, avec une base installée représentant près du double de la base installée en Allemagne, deuxième marché européen. Depuis les années 2010, le petit/moyen éolien se développe de manière importante : 100 MW/an d'installations nouvelles de petit et moyen éolien sont anticipés par l'association nationale *Renewable UK*. Le moyen éolien est prépondérant : 130 MW étaient installés en 2014, soit plus de 50% des 250 MW de petit et moyen éolien installés en cumulé.

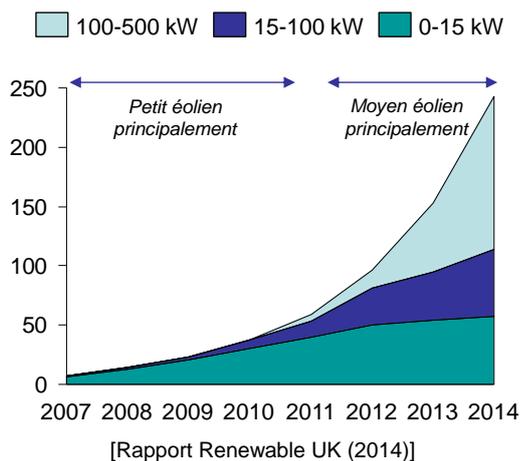


Figure 92 : Evolution du parc petit et moyen éolien au Royaume-Uni [MW]

Le petit et très petit éolien est notamment plébiscité par des utilisateurs privés pour une utilisation domestique : foyers, entreprises locales et communautés rurales. En revanche le moyen éolien représente une solution de production d'énergie en autonomie intéressante pour les agriculteurs, et valorise leurs terrains.

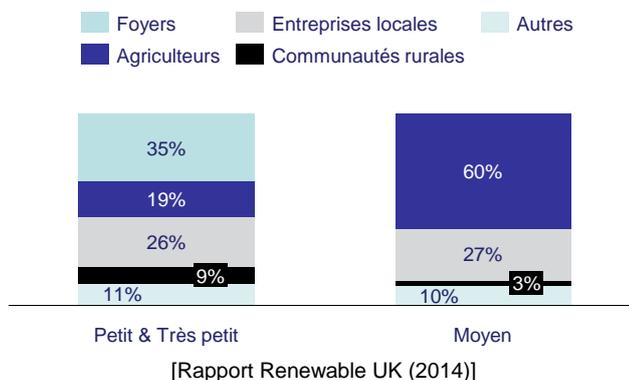


Figure 93 : Segmentation des types d'utilisateurs¹⁵⁸ de petit et moyen éolien au Royaume-Uni

Pour soutenir cette filière, des mécanismes de soutien spécifiques aux petites installations renouvelables ont été mis en place. Il s'agit d'un tarif d'autoconsommation, où l'énergie autoconsommée est valorisée au prix de détail et d'un tarif d'injection réseau (« exportation ») permettant de valoriser l'énergie non autoconsommée. Ce tarif est dédié aux moyennes installations en dessous de 5 MW, il est dégressif en fonction de la capacité annuelle installée. Il dépend de la taille de l'installation, avec une variation de 133 à 160 €/MWh pour la tranche 0-500 kW, et garantit un prix d'injection de l'électricité produite non consommée, inférieur au prix de détail, sur le modèle de l'autoconsommation en Italie ou en Suisse.

¹⁵⁸ Consommateurs finaux de l'électricité produite

Quinze turbineurs locaux sont présents sur le marché, et 207 entreprises impliquées dans la *chaîne de valeur* sont recensées par l'association Renewable UK. L'industrie locale représentait ainsi un marché intérieur de 214 M€ en 2014, et 8 M€ d'exportations¹⁵⁹, principalement vers l'Europe et l'Amérique du Nord.

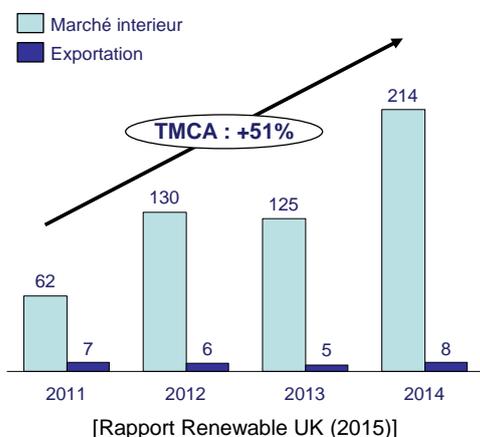


Figure 94 : Ventes du secteur du petit & moyen éolien au Royaume-Uni [M€]

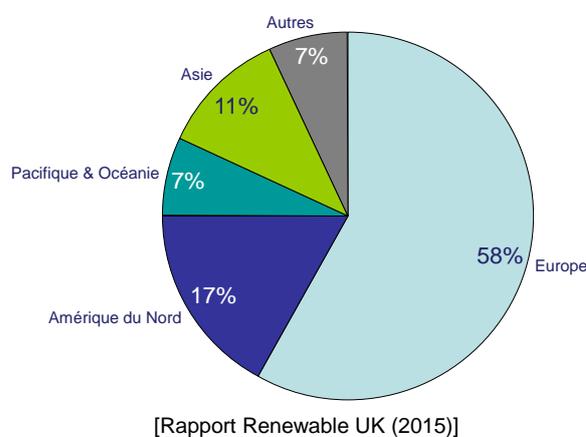


Figure 95 : Pays destinataires de l'exportation de l'industrie britannique du petit & moyen éolien [% en valeur]

2.3.2. L'éolien en mer, véritable opportunité au Royaume-Uni, se développe avec un soutien continu du gouvernement de l'offre et la demande.

La croissance stable du secteur de l'éolien en mer au Royaume-Uni est permise à la fois par l'organisation d'appels d'offres réguliers et par un déploiement efficace du réseau électrique. Les *rounds* successifs d'appel d'offres pour le développement de l'éolien en mer organisés par le gouvernement ont ainsi permis d'attribuer des zones de manière exclusive à certains développeurs. Trois *rounds* ont été organisés à ce jour :

- Le premier *round* en 2000 a financé l'installation de plusieurs projets de 500 W chacun en eau peu profonde. 13 projets ont abouti, pour une base installée en fonctionnement de 1,2 GW. En revanche, 3 projets ont été annulés, représentant 390 MW.
- Le 2^e *round*, en 2003, a financé 16 projets pour une capacité totale de 6 GW. Parmi ces 16 projets, 12 sont en fonctionnement aujourd'hui (soit 3,8 GW), 3 sont encore en cours d'approbation (soit 1,8 GW) et 1 projet a été annulé.
- Le 3^e *round* a été organisé en 2009 sur 9 zones identifiées ayant un potentiel global de 33 GW. 24 GW ont déjà été attribués, pour des projets dont la construction a commencé en 2015. 9 GW sont encore à attribuer.

En 2010, les développeurs ayant remporté des projets sur les *rounds* 1 et 2 ont également été autorisés à agrandir leurs parcs pour une puissance additionnelle totale de 1,4 GW.

Les projets sélectionnés lors des *rounds* ne voient pas tous le jour : après l'attribution des zones, des études d'ingénierie et de design doivent être faites pour le parc et présentées aux autorités pour confirmer l'autorisation finale de construire. Autour de 20% des projets ne passent pas cette phase. Les autorités concernées sont, selon la taille des parcs, respectivement au-dessus ou en dessous de 100 MW, le secrétaire d'Etat pour l'Energie et le climat ou l'organisation responsable des zones maritimes¹⁶⁰.

Les connexions électriques sont développées au même rythme que les installations : l'Ofgem, organise des appels d'offres pour attribuer des licences aux développeurs de réseaux en mer (Offshore Transmission Owners - OFTOs). Ils ont eu lieu d'abord en 2009, pour attribuer 2 GW de capacités à connecter, en 2013 pour 1,8 GW et en 2014 pour 425 MW.

¹⁵⁹ Hypothèse de taux de change GBP/EUR de 1,23

¹⁶⁰ RenewableUK, Crown Estate



Figure 96 : Parc éolien en mer au Royaume-Uni entre 2001 et 2020 [GW]

Cette croissance est soutenue par un fort investissement dans la R&D sur le domaine de l'éolien en mer, dans le but de soutenir les entreprises locales et d'amener les investisseurs et constructeurs à localiser leurs ressources au Royaume-Uni¹⁶¹.

- **Le Supergen Wind Programme**, lancé par le Research Energy Council en 2006, réunit 5 universités, 1 laboratoire, le cabinet d'expertise DNV et 1 incubateur dans le but de poursuivre des projets de recherche sur les technologies, les matériaux, les systèmes électriques et les systèmes de contrôle. La phase 2 du projet (2010-2014) était concentrée sur l'éolien en mer.
- **Le National Renewable Energy Center (Narec - Blyth)** est un centre de tests et démonstrations dans le nord du pays, unique à l'échelle mondiale. Il possède des capacités de test pour les systèmes rotatifs, les pales de 50 m et 100 m, les systèmes d'énergies marines, systèmes électriques et matériaux, et est de plus en plus concentré sur l'éolien en mer. Des partenariats avec Samsung Heavy Industries pour son modèle 7 MW, et avec Vattenfall pour des projets-tests ont été formés.
- **Le Energy Technology Institute (2007)**, en partenariat entre le gouvernement britannique et des entreprises du secteur (dont EDF et E.ON), s'est fixé 3 objectifs: analyser le réseau britannique et proposer des solutions vertes à moindre coût, porter des projets de démonstration et aider leur mise en place sur le marché. Concentré sur l'éolien en mer, l'institut a mis en place un centre de test (en partenariat avec GE Power Conversion et Samsung) et des installations particulières pour les longues pales (plus de 80 m), les installations flottantes (à 60-100 m des côtes) et le monitoring pour l'O&M. Son budget a été fixé à 64,5 M€/an par le Department of Business entre 2009 et 2019, auquel s'ajoutent 6,5 M€/an par les entreprises partenaires (BP, Caterpillar, E.ON, EDF, RollsRoys, Shell) soit au total 97 M€/an toutes technologies confondues.
- **L'Advanced Manufacturing Supply Chain Initiative** a pour objectif d'améliorer la compétitivité de la chaîne de valeur et d'attirer les fabricants internationaux via du soutien à la R&D des entreprises, des formations et des investissements en capital.
- **Les « Centres for Offshore Renewable Engineering »** proposent des expertises et financements pour les entreprises locales et les investissements étrangers
- **Inward Investments** – UK Trade&Investment aide les entreprises étrangères à s'implanter
- **Le Manufacturing advisory service** existe pour les PME, un budget de 24,5 M€/an lui est attribué par le ministère de l'économie.

Le potentiel local sur l'éolien en mer flottant (en termes de vitesse moyenne de vent sur les zones situées en eau profonde) représente une véritable opportunité pour l'industrie britannique, en particulier dans la perspective de prise de position sur le marché mondial. Le Royaume-Uni n'est pas leader de la R&D dans le domaine, il se classe 10^e et est surpassé, en nombre de concepts développés, par le Japon, les USA, la France et la Norvège notamment. Cependant, des démonstrateurs locaux sont bien positionnés : en Ecosse, la première production du Hywind Pilot Park est prévue pour 2017 (5 turbines de 6 MW), Kincardine Offshore pour 2018 (8 turbines de 6-8 MW). Le gouvernement cherche à développer des mécanismes de soutien favorables : l'Ecosse propose déjà un mécanisme de soutien à travers les Obligations de renouvelable (1 MW= 3,5 certificats). Le Royaume-Uni pourrait surtout capitaliser sur les atouts du marché concernant la *chaîne de valeur* : elle est déjà existante pour les composants en acier (ex. structure de flottaison), ainsi que pour la flotte de vaisseaux pour la maintenance (développés déjà pour le posé) et certaines compétences locales majeures. Le Royaume-Uni est ainsi le premier pays en potentiel de approvisionnement pour l'éolien flottant (capacités de design et construction de projets marins par Harland & Wolff, Barrow Shipyard, Cammell Laird notamment)¹⁶².

¹⁶¹ EIA, sites et communications officielles des structures, UK Government

¹⁶² UK Renewable, EDP Renovaveis, Carbon Trust

3. Espagne

L'Espagne est un marché historique de l'éolien : 2^{ème} parc européen et 4^e mondial (il en représente 6,2%), 25 GW y sont installés à fin 2015. Le pays bénéficie d'un profil de vent à fort potentiel (autour de 25% de facteur de charge en moyenne), et a su développer une industrie locale majeure sur l'ensemble de la chaîne de valeur (Iberdrola, Gamesa, etc.). En 2015, l'éolien représente ainsi 23,7% de la consommation totale d'électricité, première source avec le nucléaire.

Cependant, l'arrêt du soutien en 2013 a complètement stoppé le développement du marché domestique. Le déclin à partir de 2009 est dû à des changements réglementaires progressifs et à la diminution des allocations aux programmes de soutien pour les EnR, ainsi qu'à la situation de crise généralisée sur le pays : la demande d'électricité a diminué de 8% depuis 2008, causant d'importantes surcapacités, avec des centrales à l'arrêt parfois 20% du temps. Ces événements remettent en question les objectifs de développement du parc éolien, fixés à 35,7 GW en 2020. Une reprise est annoncée pour 2016, notamment grâce à deux appels d'offres successifs attribuant des projets pour 1,5 GW d'éolien. Aucune nouvelle capacité n'a cependant vu le jour jusqu'à présent.

Les entreprises nationales ont néanmoins bien survécu grâce à leurs positions à l'international jusqu'à présent¹⁶³.

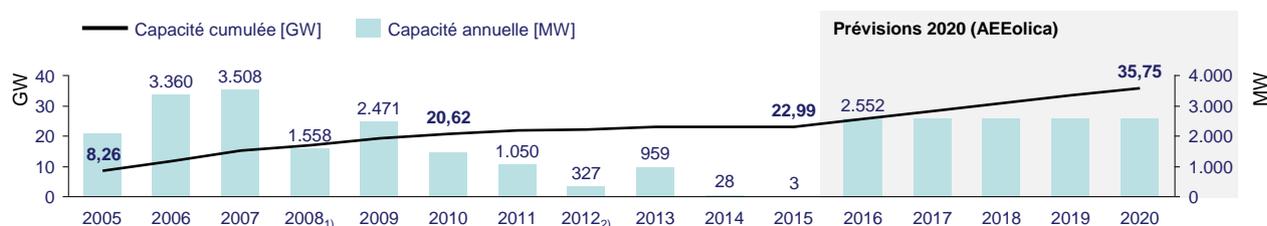


Figure 97 : Evolution et prévision des capacités cumulées [GW] et installées annuellement [MW] entre 2005 et 2020¹⁶⁴

3.1. Le soutien à l'éolien a été précoce en Espagne, mais les politiques mises à l'œuvre sont cependant remises en cause dans un contexte de crise économique importante (1,4% de croissance du PIB en 2014)

3.1.1. Un soutien précoce et un pionnier dans la mise en place d'un mécanisme de marché + prime pour l'ensemble des énergies renouvelables.

Les lois successives sur les énergies renouvelables ont permis à la filière espagnole de se structurer. Ces lois portaient à la fois sur la mise en place de mécanismes de soutien et sur des mesures améliorant le contexte de développement des projets :

- Les énergies vertes sont valorisées depuis la première loi sur l'efficacité énergétique de 1980, qui s'accompagne d'objectifs de limitation des importations d'énergie, d'indépendance énergétique et d'économie verte.
- Des projets démonstrateurs sont mis en place dès 1986, notamment pour soutenir l'entreprise Ecotecnia premier constructeur espagnol de turbines, créé en 1985.
- Les revenus des producteurs sont sécurisés : le décret de 1994 donne accès à un tarif d'achat préférentiel pour les producteurs d'énergies renouvelables (« régime spécial » Ley 40/1994 – RD 2818/1998 pour l'éolien, le solaire, la biomasse, les déchets, la cogénération),
- Le même décret met en place des obligations régionales de local content. Une joint-venture la même année entre Gamesa et Vestas, permet au premier de se positionner sur le marché des

¹⁶³ IEA, GWEC, IRENA, AEolica, BNEF

¹⁶⁴ 2008 : Suppression du soutien au marché qui existait depuis 1996 – mise en place d'un plafond et d'un seuil. 2012 : Suspension des mécanismes de soutien

éoliennes, et au second de se plier aux obligations de contenu local pour se positionner sur le marché espagnol.

- **L'intégration sur le marché des énergies renouvelables est garantie** grâce aux *Electricity Acts* de la fin des années 90¹⁶⁵.

A partir de 2004, les producteurs d'énergie éolienne peuvent bénéficier d'un double régime au choix : tarif régulé ou vente sur le marché (RD 436/2004). Le marché + prime (vente sur le marché) représente ainsi 50,7% de la production « régime spécial » en 2012.

3.1.2. La suspension des rémunérations en 2012 puis les instabilités du système ont eu un impact négatif sur le déploiement des projets

Le système de soutien au secteur éolien est en partie responsable de l'importante augmentation du déficit tarifaire du système électrique espagnol (40 G€ en 2013). **En conséquence, dès 2012-2013, l'ensemble des mécanismes de soutien a été suspendu, pour laisser la place à un régime exclusif de marché + prime en 2014 (RD413/2014)**¹⁶⁶. En plus des rétributions spécifiques au mécanisme de soutien (rétribution à l'investissement en €/MW, en vue d'atteindre un TRI de 7,39% sur le projet), les acteurs sont rémunérés via la valeur marché « pool » sur les marchés journaliers et intra-journaliers, ainsi que la valeur sur les réserves (pour des blocs > 5 MW).

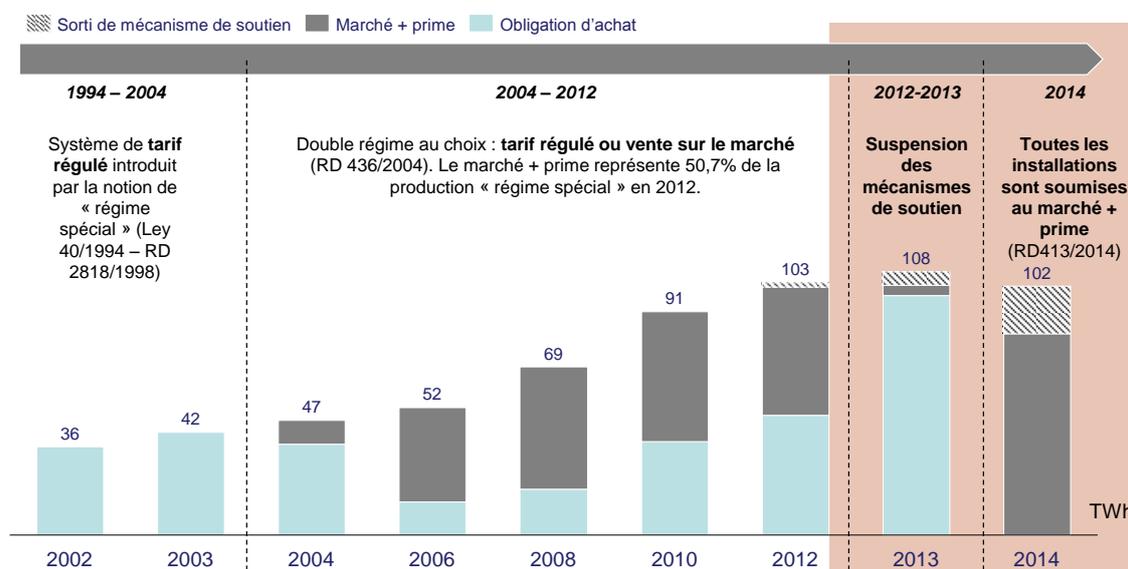


Figure 98 : Croissance de la production renouvelable "régime spécial" en Espagne selon le mécanisme de soutien¹⁶⁷ accordé [TWh]

Dans le même temps, ce nouveau régime instaure une instabilité dans les mécanismes mis en place : les paramètres redistributifs – y compris le niveau de rentabilité raisonnable – peuvent être revus tous les 6 ans, et la loi est rétroactive.

L'arrêt momentané des subventions ainsi que l'introduction d'une instabilité dans le système de soutien a ainsi eu des effets importants sur le développement du marché éolien espagnol : **depuis 2012, le développement des installations est gelé** (seulement 27 MW installés en 2014, et aucune nouvelle installation en 2015). Malgré le fait que le taux de pénétration de l'éolien est déjà élevé (23,7% du mix électrique aujourd'hui), les perspectives sont relativement limitées : les énergies renouvelables ne représentent que 15% de la consommation finale brute alors que l'objectif fixé en 2007 était de 20% en 2020, c'est-à-dire qu'environ 8,5 GW de productions EnR doivent encore être installées. Le Commissaire

¹⁶⁵ GWEC, IRENA

¹⁶⁶ CNMC, IDEA/RB, Revue de presse

¹⁶⁷ Les variations entre 2012 et 2013 peuvent s'expliquer par un intérêt économique plus ou moins fort pour l'un ou l'autre des mécanismes. En 2013, l'obligation d'achat était plus intéressante que le mécanisme marché + prime, ce qui n'était pas le cas en 2012. En effet, la prime en Espagne étant calculée ex-ante (indépendamment du prix de marché), l'intérêt du choix (réversible) entre marché + prime et tarif d'achat dépend du prix de l'énergie chaque année.

européen de l'énergie Oettinger déclarait en 2014 : « Les mesures mises en place actuellement en Espagne pour le secteur éolien ne permettront pas d'atteindre les objectifs nationaux fixés pour le marché en 2020 ».

Des solutions sont donc étudiées pour relancer le développement de l'éolien sans mécanisme de soutien : débat sur l'autoconsommation en cours, *grid parity* grand solaire / éolien (cf. GNF parc Cordal de Montouto), et introduction d'appels d'offres en 2016.

3.1.3. Cette évolution a néanmoins donné naissance à un marché de l'agrégation de production distribuée

Le marché espagnol de l'agrégation est très mature et consolidé¹⁶⁸. Il est composé à la fois de *pure players*, qui représentent 30% du marché (Wind to market, Onera energy, Energy By Cogen) et de fournisseurs d'énergie (Axpo, Acciona, Nexus...).

L'activité d'agrégation se définit comme un service, consistant à gérer et à optimiser la vente d'électricité sur les marchés pour les producteurs en agrégeant leur production. Le marché est estimé à 46 TWh en 2015, dont 20 TWh (environ 9 GW d'éolien)¹⁶⁹, pour un chiffre d'affaires total de 2,4 G€ (dont 3,5% de marge brute¹⁷⁰).

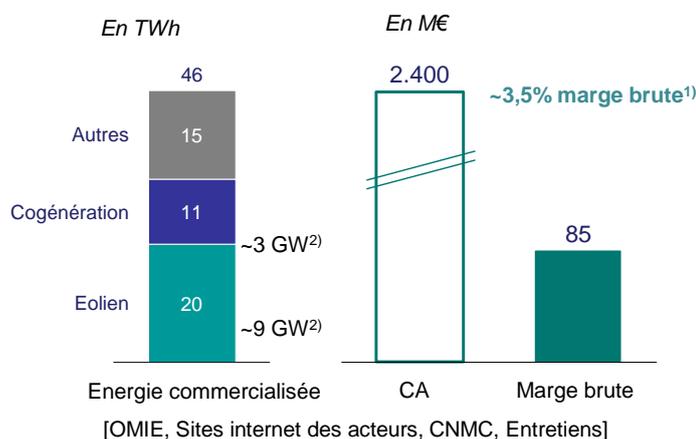


Figure 99 : Estimation de la taille du marché de l'agrégation en Espagne

3.2. Le passé de l'industrie éolienne espagnole a permis l'émergence d'acteurs locaux dynamiques, qui survivent grâce aux exportations

3.2.1. Des entreprises sont présentes sur tous les maillons et dans tous les secteurs

Le secteur éolien espagnol a généré environ 2 G€ de revenus en 2013¹⁷¹. Si le grand éolien est le plus porteur et fut le plus soutenu, cela n'empêche pas les entreprises locales du petit éolien et de l'éolien en mer de se positionner sur les marchés étrangers et dans la R&D¹⁷².

Des acteurs locaux, et internationaux ayant des moyens de production en local, sont présents tout au long de la chaîne de valeur et représentent ensemble plus de 20 000 emplois directs en 2013 contre 40 000 en 2008. Ils sont notamment présents sur les secteurs suivants :

¹⁶⁸ Interview Next Kraftwerke - agrégateur allemand

¹⁶⁹ Hors parc appartenant aux opérateurs dominants + grands agrégateurs type Acciona ou grands industriels qui passent en direct

¹⁷⁰ Estimée à partir des marges brutes obtenues sur le marché allemand

¹⁷¹ AEEolica, rapport 2014

¹⁷² GWEC, IRENA, IEA, En mer Wind Energy Basque Country, sites des entreprises

- le développement, avec de grandes entreprises locales comme Iberdrola et Acciona ;
- la fabrication d'éoliennes : Gamesa est le 4^{ème} turbinier mondial, et 12% des éoliennes mondiales sont fabriquées en Espagne ;
- les composants : structures (Inneo Torres), générateurs (Indar Electric).

6.4.1.1. Développeurs

Le secteur du développement de projet, très fort dans le passé en Espagne, a fait émerger des acteurs très présents à l'international. Le marché est composé en majorité d'entreprises locales, de plusieurs sortes :

- Energéticiens : Iberdrola représente 24% du marché soit 5,5 GW en 2015, Gas natural fenosa renouvelables 4% du marché soit 982 MW
- turbiniers/développeurs : Acciona 18,5% du marché, 4,3 GW
- développeurs purs : les quelques 10 acteurs sont moins présents à l'international. Les principaux sont Eolia Renovables, qui représente 2,2% du marché soit 514 MW, Eyra, 2,2% du marché soit 512 MW, Vapat, 2%, soit 471 MW).

Des acteurs internationaux sont également présents: *utilities* (Enel Green Power, 6,5% du marché, soit 1,5GW, EDP Renovaveis 9% du marché soit 2,1 GW), développeurs (ABO Wind) et fabricants (GE)¹⁷³.

6.4.1.2. Turbiniers

Deux fabricants/turbiniers locaux dominant largement le marché espagnol, et d'autres acteurs internationaux y ont implanté des centres de production de composants. Gamesa opère 16 usines, Acciona une, Vestas cinq (pour les composants de structure, les générateurs et les pièces de remplacement, ainsi que pour l'assemblage). Si Alstom a fermé une usine en 2013, le groupe GE a gardé une usine d'assemblage en Espagne suite au rachat des actifs de la branche énergie. Dans le petit éolien en particulier, il existe quelques acteurs dont Norvento Enerxia Distribuida, Air windpower, ElectriaWind¹⁷⁴.

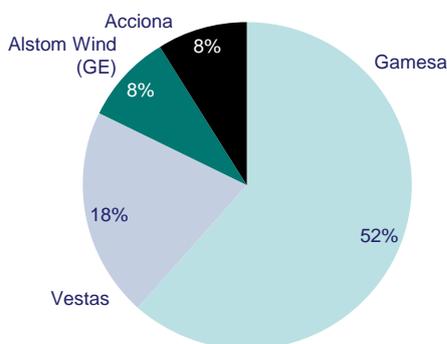


Figure 100 : Parts de marché cumulées des différents fabricants en Espagne à 2014 [%]

6.4.1.3. Fabricants de composants

Tous les composants éoliens peuvent être fabriqués en Espagne : tours (Inneo Torres, RM Eolica), Pales (Aeroblade), principaux composants de nacelle (Indar Electric pour les générateurs), systèmes de contrôle (Indra Sistemas), ingénierie (Aries Ingenieria Sistemas et plus de 10 acteurs locaux), installation (Artecha, Altius, Elecnor), matières transformées (Gonvarri Eolica pour l'acier)¹⁷⁵. Cela permet aux

¹⁷³ GWEC, IRENA, rapports des entreprises

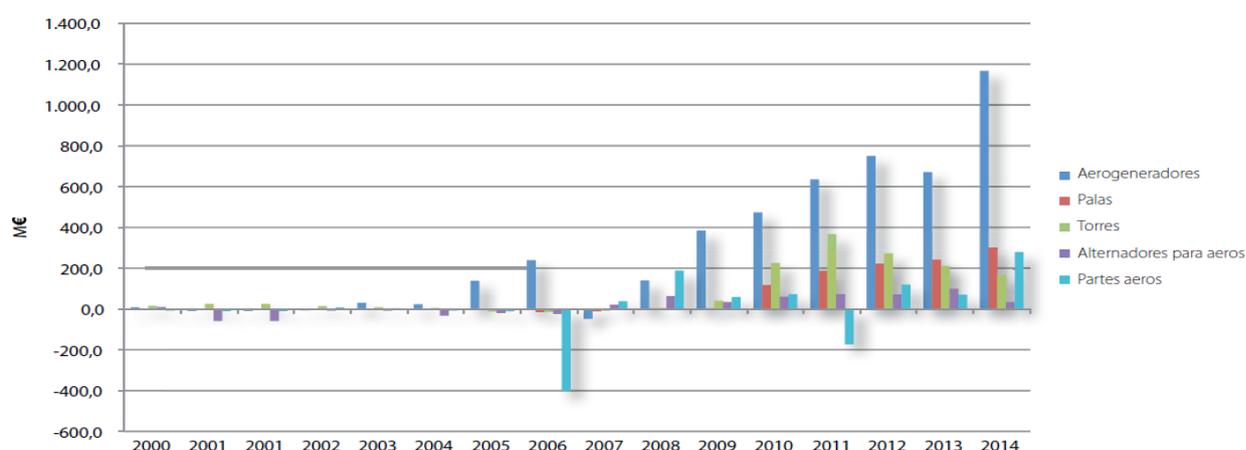
¹⁷⁴ Aeeolica, sites des entreprises, Observatorio Eolico, Spanish Institute for Foreign Trade

constructeurs de se fournir directement sur le marché espagnol et de diminuer les coûts de transport des pièces, et ainsi le coût global des projets.

3.2.2. La balance commerciale du secteur reste largement positive (1 G€/an)

Malgré la perte de vitesse du marché espagnol et la diminution du soutien accordé à ses acteurs, certains secteurs restent dynamiques. Gamesa, qui possède 16 usines de fabrication en Espagne, a par exemple connu une croissance de 26% de ses ventes en 2015, dont 80% hors Europe. Le secteur éolien est également exportateur à plus de 1 G€/an depuis 2013.

Troisième pays constructeur en Europe et cinquième mondial, la crise actuelle du marché domestique pousse les industriels à exporter la totalité de leur production depuis 2014¹⁷⁶. Ces exportations sont dirigées principalement vers 57 pays, dont 22 européens (France, Italie, Allemagne en premier lieu) et 18 américains (US, Mexique, Brésil en premier lieu) dans les cinq dernières années.



Fuente: DataComex, Ministerio de Economía y Competitividad

Figure 101 : Evolution du solde exportateur des entreprises espagnoles par composant entre 2000 et 2014 [M€]

3.2.3. L'investissement en R&D est fort

La compétitivité de ces acteurs est renforcée par le fait que **l'industrie espagnole est un leader en R&D** : 12 centres de recherche et 14 universités ont des activités dans ce secteur, de nombreux « programmes d'innovation » successifs sont lancés via des financements de projets. L'Espagne est le 7^e pays au monde ayant présenté le plus de brevets dans le secteur éolien (245 brevets au total entre 2000 et 2013), derrière l'Allemagne, le Danemark, le Japon, la Chine, le UK et la Corée du Sud¹⁷⁷. Gamesa est la 9^e entreprise mondiale à détenir le plus de brevets techniques (23), derrière Samsung et Sinovel notamment. Enfin, le passage d'un système de subventions à un système de prêts à taux préférentiels a permis de mieux confronter les projets aux exigences du marché et de les rendre plus performants.

3.2.4. Eolien en mer

Les projets en mer espagnols sont encore au stade de R&D, avec 5 MW de projets en cours. L'Espagne ne disposant pas de plateforme continentale (les fonds marins ont 50 m de profondeur minimum), il existe peu de zones propices au développement de parcs en mer. Cependant, des investissements en R&D permettent de développer des machines puissantes adaptées aux installations en mer (recherche coordonnée par Gamesa avec 11 entreprises et 22 centres de recherche). Une première

¹⁷⁶ AEE, ONU, interview AEEolica

¹⁷⁷ AEE 2015 d'après l'office espagnol des brevets et des marques.

machine de 5 MW a ainsi été installée par Gamesa aux Canaries. L'entreprise a également formé une *joint-venture* avec Areva en 2015 pour développer des projets en mer et a depuis racheté l'ensemble des parts de la co-entreprise. Enfin, le cluster basque dédié à l'éolien en mer réunit 87 entreprises du secteur réparties tout le long de la chaîne de valeur et capables de porter des projets de la conception à la mise à l'eau. Même si les perspectives de financement sont gelées à l'heure actuelle et les projets stoppés, le potentiel de développement de l'éolien en mer est de 150 MW/an.

3.2.5. Eolien de faible puissance (< 100 kW)

Aucune éolienne de faible puissance n'est connectée au réseau. Un mécanisme de soutien a été envisagé (pour les turbines de puissance nominale inférieure à 100 kW) mais n'est pas publié. Malgré tout, les entreprises se positionnent sur les marchés internationaux, et des projets R&D sont menés en vue de promouvoir les technologies locales. Le potentiel de développement de cette gamme de puissance est de l'ordre de 30 MW/an pour cette technologie.

4. Etats-Unis

Avec un potentiel de vent et des espaces importants, les Etats-Unis sont un pays majeur de l'industrie éolienne, avec une croissance qui reste forte (+10%/an). C'est aussi le seul pays du panel appartenant à l'OCDE où la parité marché est atteinte (*a minima* dans certains états), grâce aux facteurs de charge élevés qui réduisent le LCOE et aux aides fiscales (*Production Tax Credit*). Cela explique des modèles de rémunération originaux, où la part de vente sur le marché à court terme devient importante (plus de 20% de l'énergie produite). Cependant, certaines barrières pourraient venir bousculer cette croissance : les irrégularités du système règlementaire entraînent ponctuellement l'effondrement du marché, et le modèle économique dépend encore des incitations fiscales fédérales, dont la prolongation est régulièrement remise en cause.

Les Etats-Unis sont le 2^e marché mondial pour la capacité installée (17,8% des capacités mondiales), et le premier marché mondial en termes de production électrique d'origine éolienne. En moyenne 6,8 GW ont été installés par an entre 2007 et 2015, ce qui a permis à l'éolien de représenter 24% des nouvelles installations énergétiques en 2014, ce taux n'étant pas inférieur à 15% depuis 2004.

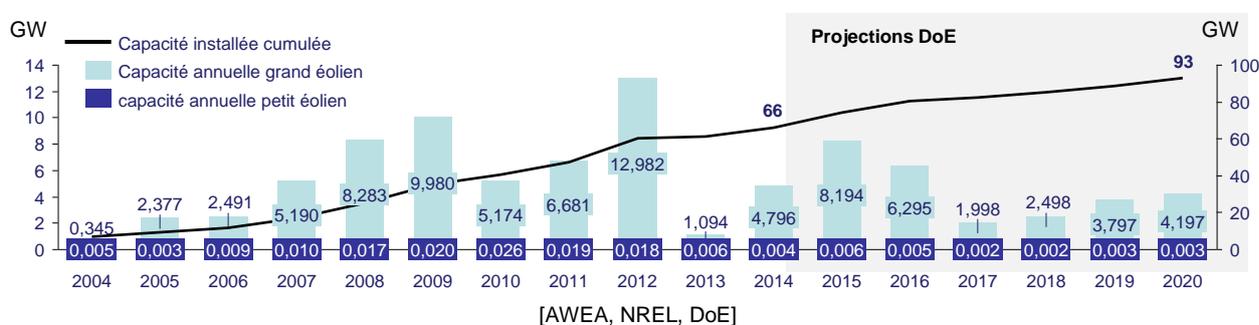


Figure 102 : Evolution de la capacité installée cumulée aux Etats-Unis et des capacités annuelles grand et petit éolien [GW]¹⁷⁸

80% de la puissance installée est concentrée dans 16 Etats, qui pour la plupart parviennent ainsi à atteindre des taux de pénétration bien supérieurs à la moyenne nationale, qui était de 4,4% en 2015. Le Texas est équipé de plus de 14 GW, avec un taux de pénétration moyen de plus de 10%.

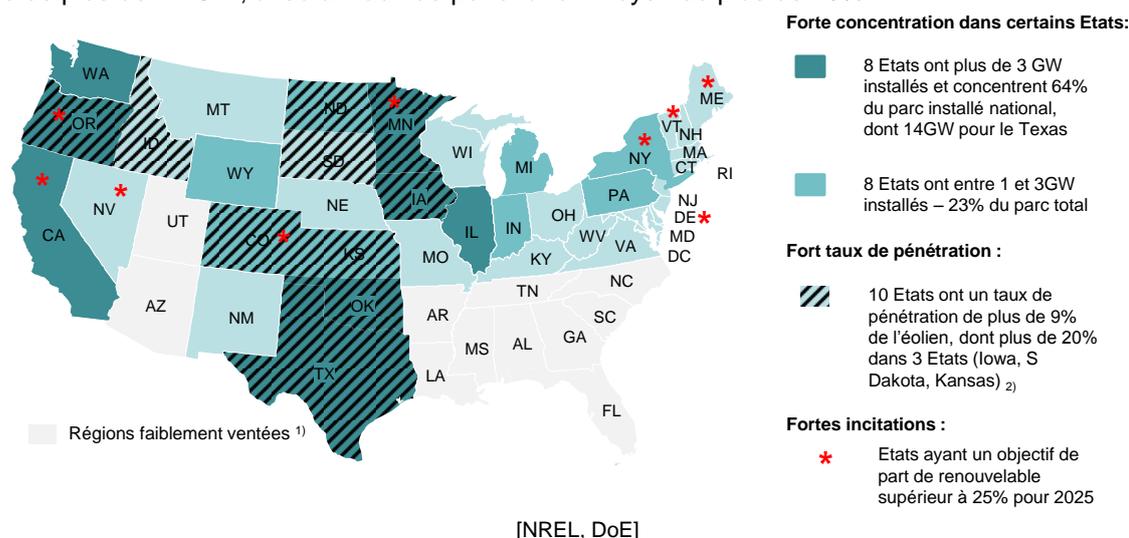


Figure 103 : Taux de pénétration et capacités installées par Etats [% consommation électrique annuelle]¹⁷⁹

¹⁷⁸ La baisse des installations en 2010 est due à l'impact décalé de la crise économique, la diminution du prix du gaz et celle de l'électricité.

4.1. Le développement de l'éolien aux Etats-Unis s'appuie sur deux leviers : un soutien fiscal du gouvernement fédéral et une réglementation étatique sur les quotas d'ENR qui favorise les *Power Purchasing Agreements*

Les Etats-Unis se démarquent des autres pays par des mécanismes de soutien originaux :

- Des crédits d'impôts fédéraux, qu'ils soient liés à la production ou à l'investissement
- Des quotas étatiques, qui portent sur les utilities et les grands consommateurs.

Il n'y a donc ni tarif d'achat de l'électricité, ni mécanisme de type marché + prime.

4.1.1. Le soutien fédéral est limité au Production Tax Credits et à l'Investment Tax Credit

Le soutien fédéral a reposé sur deux mécanismes fiscaux qui se sont alternés : le *Production Tax Credit* (PTC) a garanti pendant 10 ans un crédit d'impôt fondé sur la production d'énergie verte.

L'*Investment Tax Credit* (ITC) est un crédit d'impôt lié à la l'investissement, et non à la production. Ce mécanisme a subsisté de 2009 à 2012.

Ces mécanismes sont soumis au budget fédéral et doivent régulièrement être prolongés par décision du congrès. Ils influent sur le financement des projets, par l'utilisation de *tax equity*¹⁸⁰ (5,8 G\$ levés en 2014). Le congrès américain a proposé une poursuite du PTC jusqu'en 2020, avec une réduction progressive de la part soumise au crédit d'impôt, de 20% par an entre 2016 et 2020.

4.1.2. Les Etats ont mis en place des quotas d'énergie renouvelable, ce qui incite fournisseurs et consommateurs à signer des Power Purchasing Agreement (PPA)

Des quotas d'énergie verte (Renewable Portfolio Standards) imposés aux *utilities* et consommateurs importants *via* les Etats viennent également soutenir la croissance du secteur. Ils s'élèvent entre 8% (Pennsylvanie) et 33% de la production électrique (Californie) pour 2020, avec une moyenne de 20% sur l'ensemble des Etats concernés.

En 2016, 66 des 100 plus grandes entreprises américaines ont des objectifs de production renouvelable ou de réduction d'émissions d'ici 2030¹⁸¹, ce qui les engage à signer des contrats de long terme avec des fournisseurs d'énergie renouvelable, les PPA.

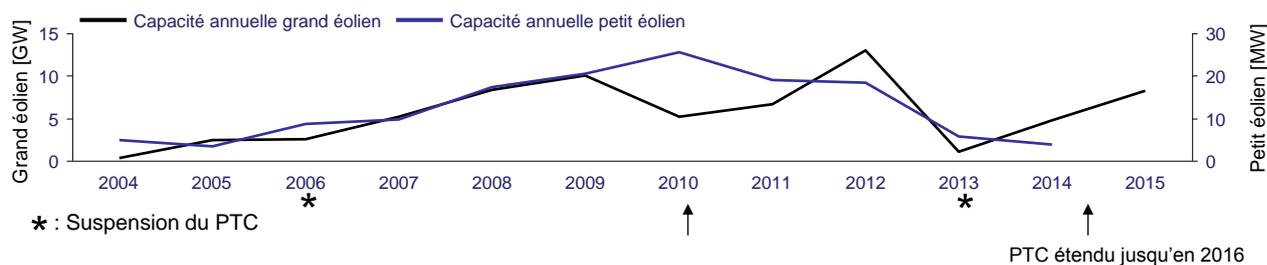
4.1.3. Les réglementations fiscales sont néanmoins fortement imprévisibles pour les acteurs économiques, ce qui explique une croissance irrégulière des installations

Le PTC a été suspendu en 2006 et en 2013 en raison de restrictions budgétaires. L'ITC mis en place entre 2009 et 2012 a constitué un modèle de soutien moins attractif pour le grand éolien, alors que le petit éolien est resté un secteur fortement soutenu : un crédit d'impôt de 30% des investissements pour les installations de faible puissance (< 100 kW) a été mis en place en 2009, à condition de respecter certains standards. Ce crédit a soutenu une forte croissance des installations de petit/moyen éolien entre 2009 et 2012, et doit expirer en 2016. En 2014, le PTC a été étendu jusqu'en 2016, entraînant une croissance significative des installations (de l'ordre de 4 GW en 2014 et 6 GW en 2016), et démontrant la sensibilité du marché au maintien de ce système de soutien.

¹⁷⁹ Régions indiquées comme faiblement ventées selon le critère NREL « Poor wind resource potential ». 9% est le taux de pénétration de l'énergie éolienne en Allemagne et Royaume-Uni en 2014.

¹⁸⁰ Partenariat entre deux investisseurs en vue de bénéficier des crédits d'impôts, accordés uniquement aux structures financières ayant un certain niveau d'obligation fiscale.

¹⁸¹ Financial Times 12/05/2016



[AWEA, NREL, DoE, analyse E-Cube]

Figure 104 : Evolution de la capacité installée annuellement du grand éolien [GW] et en petites puissances (< 100 kW) [MW]¹⁸²

4.2. Il existe une variété de modèles de vente sur les marchés de l'énergie éolienne, qui apportent un complément aux PPA.

Plus de 70% de la production éolienne aux Etats-Unis est vendue au travers des contrats « *Power Purchasing Agreement* ». Ces contrats permettent de vendre la production sur plusieurs années (5-10 à 20 ans) à un énergéticien, un fournisseur ou un consommateur. Réalisés lors de la phase projet, ces contrats permettent d'obtenir le financement en sécurisant les revenus sur une longue durée. Les acheteurs sont de deux types :

- Les énergéticiens (publiques ou privés)
- Les fournisseurs d'électricité alternatifs
- Les entreprises ayant une consommation d'électricité importante

Le risque pour le producteur est faible, ses revenus sont sécurisés dans la mesure où il n'encourt pas de risque prix ni de risque volume (en dehors de la défaillance de l'acheteur). Pour les énergéticiens, le risque est limité car elles sont également fournisseurs d'électricité, à des prix parfois régulés. Les PPA leur permettent donc de sécuriser l'obtention des quotas et les revenus des producteurs. Pour les entreprises et fournisseurs enfin, utiliser les PPA permet d'obtenir leurs propres quotas d'ENR. Il n'y a pas de PPA type : ni sur la durée, le format, le prix ou la prise en compte du prix de marché ou du transport.

Deux autres modèles de vente de l'énergie éolienne coexistent ou peuvent être combinés avec les PPA :

- **La vente sur le marché court terme** consiste à ne pas souscrire de PPA long terme, mais à vendre l'électricité sur le marché de gros ou *via* des contrats à court terme. La vente est soit réalisée par le producteur (ou sa maison mère) soit *via* un agrégateur. Dans ce modèle, les producteurs peuvent couvrir le risque prix en achetant des contrats financiers de couverture sur 10 à 12 ans, avec pour sous-jacent le marché de gros.
- **L'autoconsommation** consiste à valoriser l'énergie produite directement par le consommateur, en raccordant l'éolienne derrière le compteur. Aux **Etats-Unis, le mécanisme de *net-metering* permet de valoriser l'énergie autoconsommée ou réinjectée sur le réseau au prix de détail de l'électricité achetée auprès du fournisseur.** La taille maximum tolérée par le mécanisme dépend des Etats, et varie généralement de 10 kW à 2 MW.

Le modèle de vente directe sur les marchés spots ou par des contrats à court terme est plus développé qu'en Europe. Entre 1998 et 2014, on observe ainsi que la part des PPA diminue¹⁸³ : ces contrats sont difficiles à décrocher pour les développeurs, soumis à de nombreux critères de rentabilité, de fiabilité sur le long terme et d'une forte compétition sur le prix. Cela explique la chute des prix des PPA, qui sont dorénavant souvent inférieurs au LCOE constaté (ex : prix de vente des PPA à 30 €/MWh en moyenne sur 2012-2014). En revanche, lors de la forte phase d'expansion du marché (années 2000), des intermédiaires sur le marché sont souvent intervenus pour aider les opérateurs de parcs à revendre leur électricité, en signant un PPA et revendant sur le marché spot, ce qui nécessite une prise de risque. Aujourd'hui, les

¹⁸² La baisse des installations en 2010 est due à l'impact décalé de la crise économique, la diminution du prix du gaz et celle de l'électricité.

¹⁸³ AWEA, NREL, DoE

grosses entreprises qui produisent leur énergie font partie de cette catégorie, et pourraient tendre à augmenter en importance en raison de leur obligation de produire une part de leur énergie de manière durable. (Ex: Google, Ikea). Enfin, le marché court-terme par le biais d'un agrégateur (sans PPA) gagne en importance grâce à la diminution des coûts des projets éoliens et leur compétitivité par rapport aux prix de vente de l'électricité, notamment au Texas. Le manque de demande des PPA face au développement de l'offre de production éolienne peut aussi expliquer cette dynamique.

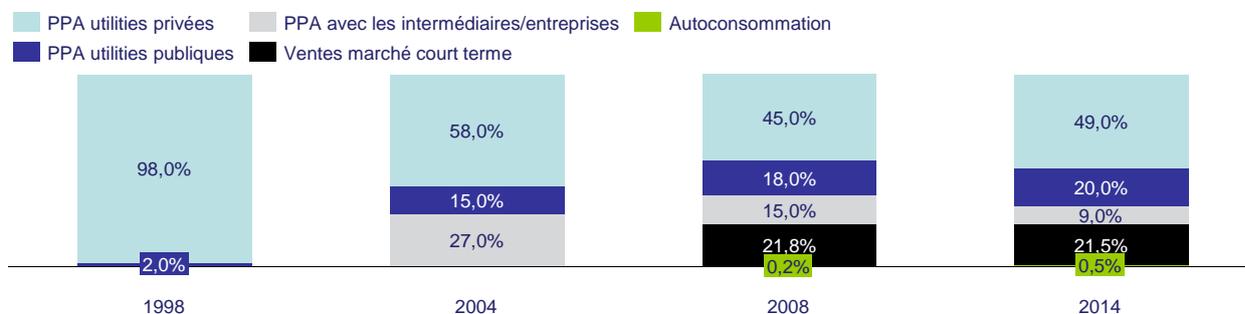


Figure 105 : Evolution des différents types de contrats conclus par les producteurs d'énergie éolienne aux Etats-Unis sur le parc cumulé [%]¹⁸⁴

La structure des acteurs porteurs de projets est composée à 80% d'acteurs indépendants, qui doivent négocier des PPA avec les grands fournisseurs d'énergie : aux petits producteurs indépendants, localisés dans chaque Etat, s'ajoutent les particuliers (dans le cas de l'autoconsommation agricole ou durable), les développeurs et utilities internationales (EDF EN opère 2,8 GW, EDP Renovaveis 4,2 GW, E-ON 7 GW¹⁸⁵) et les purs développeurs (par exemple Infinity Renewables, opérateur de 800 MW).

4.3. Le marché américain se distingue par un secteur en mer encore naissant et un secteur du petit éolien particulièrement dynamique

4.3.1. Un secteur éolien en mer encore émergent

De nombreux projets d'éolien en mer ne parviennent pas à décrocher des PPA auprès des utilities : la concurrence avec les projets d'éolien terrestre, dont le potentiel de développement reste conséquent, est encore défavorable à l'éolien en mer.

Malgré une démarche importante en termes de développement par les universités et laboratoires, des obstacles demeurent pour le développement de l'éolien en mer. En effet, les coûts de la main d'œuvre et des composants fabriqués en local rendent les projets américains peu rentables à la commercialisation (avec un coût d'investissement de l'ordre de 5 M€/MW), et peu attractifs pour les énergéticiens. Des incitations existent au niveau régional pour contrebalancer cet effet, mais peu au niveau national, ce qui les rend plus complexes et plus difficilement intéressants. Ces charges lourdes entraînent des difficultés dans la gestion des projets: retards dans les différentes phases de construction, difficulté d'obtenir les autorisations de développer des projets dont l'issue est incertaine, difficulté de décrocher des financements privés pour un projet dont la rentabilité n'est pas assurée.

¹⁸⁴ Dans « autres » sont considérés les projets d'autoconsommation développés de manière locale par des écoles, des fermes etc

¹⁸⁵ Chiffres 2015

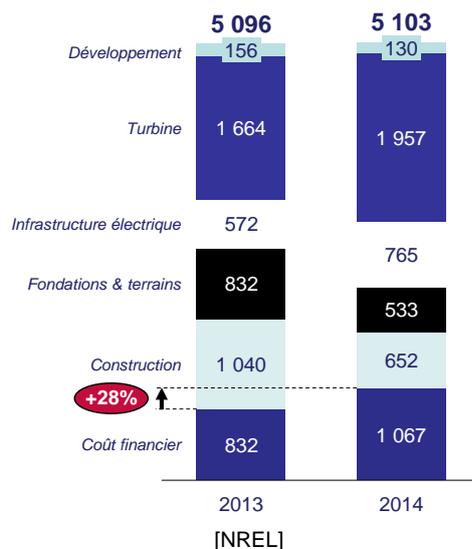


Figure 106 : CAPEX de l'éolien en mer aux Etats-Unis [\$/kW]

4.3.2. 2^{ème} marché mondial de l'éolien de faible puissance

Les Etats-Unis sont le 2^{ème} marché mondial du petit éolien derrière la Chine, la production « distribuée » d'électricité est mise en avant dans le cadre de la consommation agricole et locale comme une solution rentable. L'éolien « distribué » correspond aux capacités non-connectées au réseau. Très présent aux Etats-Unis, il s'agit néanmoins principalement de larges turbines de plus de 1 MW, qui n'entrent donc pas dans la catégorie du petit ou moyen éolien.

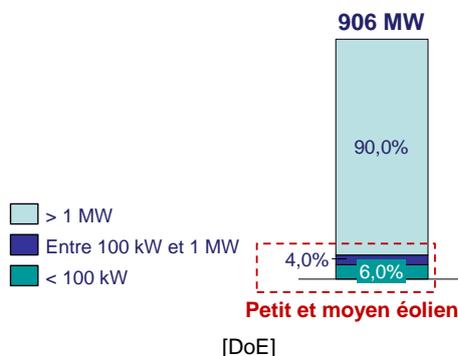


Figure 107 : Capacité éolienne "distribuée" en 2014 [MW]

Il existe néanmoins 220 MW de petit et moyen éolien, dont 100 MW « distribués ». Ce succès de l'éolien de faible puissance s'explique par trois facteurs :

- L'existence de mécanismes incitateurs pour l'autoconsommation (*net metering*)
- Un intérêt culturel pour la production d'énergie local, distribuée, dans une recherche d'autonomie.
- La promotion de cette solution au niveau national et l'existence d'un mécanisme de soutien dédié. L'Iowa et le Nevada ont ainsi plus de 10 MW installés, et 16 autres états plus de 2 MW.

La dynamique de ce segment s'est accélérée récemment, à partir de 2008, et reste forte actuellement, avec 40 MW installés en 2012 aux Etats-Unis, à 50% pour le petit éolien et 50% pour le moyen éolien

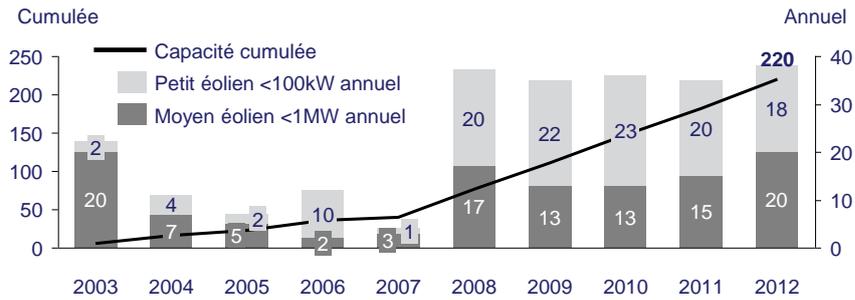


Figure 108 : Evolution des installations annuelles de capacités de petit et moyen éolien [< 1 MW, MW]¹⁸⁶

La poursuite du développement du marché éolien s'accompagne de modèles d'affaires innovants, comme la location d'éoliennes par des entreprises tierces :

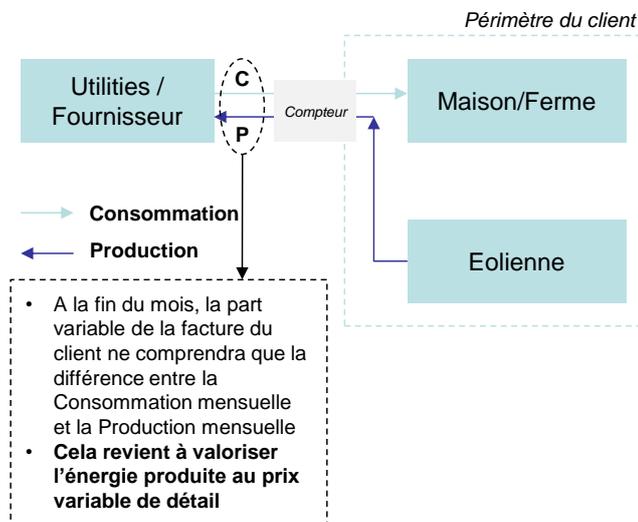


Figure 109 : Le principe du net metering

United Wind, résultant de la fusion entre une entreprise de construction d'éolienne (Talco) et d'un modèle de prévision de production (Wind Analytics) propose le modèle d'affaire suivant :

- Le consommateur bénéficie d'un contrat de location d'éoliennes à long terme (20 ans), et économise sur sa facture d'électricité grâce à sa production locale.
- United Wind s'occupe de l'installation, l'exploitation et la maintenance de l'éolienne. Pour réduire les frais de développement, UW a réalisé un modèle de simulation de revenus adaptés et personnalisé à chaque propriété. United Wind lève des fonds pour réaliser l'investissement, qui s'élève autour de 6500 €/kW.

Ce modèle innovant de financement des projets éoliens permet à un plus grand nombre d'acteurs (entreprises, particuliers) d'avoir accès à cette technologie. L'intérêt porté à United Wind par Total, qui en a acquis une part en 2016, montre que ce modèle pourrait constituer une piste-clé pour le déploiement de la filière.

Cette dynamique a engendré une industrie locale performante sur le petit et moyen éolien : 90% des éoliennes de petite puissance installées ont été fabriquées aux Etats-Unis. Il existe 9 turbiniers locaux, 3 internationaux ont des capacités de production sur le territoire américain, et 3000 entreprises locales font partie de la *chaîne de valeur*. 50% des productions locales sont exportés vers 130 pays.

¹⁸⁶ NB : La segmentation n'est pas la même en France, le petit éolien concerne les centrales de 1 à 36 kW, le moyen éolien de 36 à 350 kW. Aux Etats-Unis, les seuils sont respectivement de 100 et 1000 kW

4.4. Le coût des projets terrestres est en baisse depuis 2010, notamment grâce à la réduction de 20% du coût des turbines depuis 2008. Cette baisse des coûts permet à de plus en plus de projets de s'aligner en matière de coûts de l'électricité

Le coût des projets aux Etats-Unis est particulièrement bas comparé à d'autres pays développés : les prix fixés dans les contrats long terme en 2014 étaient compris entre 29 et 77 €/MWh au niveau national¹⁸⁷. Cela permet à de nombreux projets d'être compétitifs, dans la mesure où les prix de gros du marché de l'électricité variaient entre 30 et 65 €/MWh selon les régions la même année. Ce niveau s'explique par deux choses :

- Des coûts d'investissements modérés et en baisse. Le coût de la turbine est passé de 1300 k€/MW en 2008 à 1050 k€/MW en 2014, soit une diminution de 21%.
- Un facteur de charge élevé de l'ordre de 40% en moyenne sur le territoire

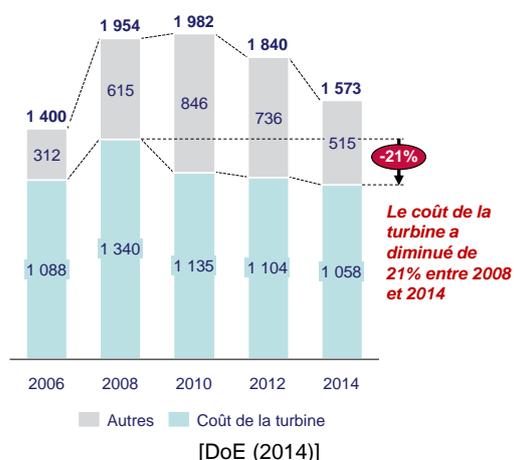


Figure 110 : Evolution des coûts d'un projet installé aux Etats-Unis [k€/MW]

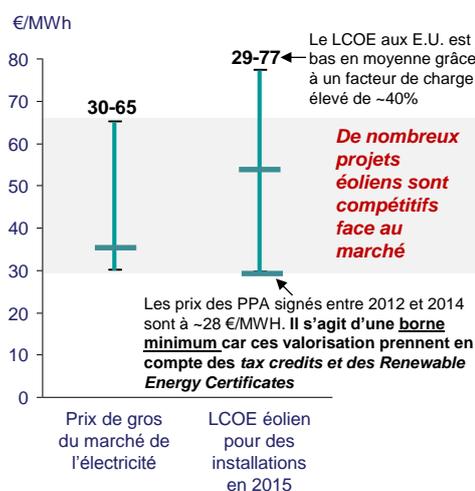


Figure 111 : Comparaison du LCOE des projets éoliens aux Etats-Unis et du prix de l'électricité sur les marchés de gros en 2014 [€/MWh]

4.5. Malgré un important tissu industriel local permettant de fournir certains composants pour plus de 70% en local, l'industrie éolienne américaine demeure importatrice

L'industrie éolienne américaine utilise pour une large part les technologies développées par le constructeur national General Electric (42% des capacités cumulées en 2014). General Electric y a ainsi installé 3 usines pour les composants de nacelle. Cependant, les autres fournisseurs internationaux sont également présents sur le marché, et développent des capacités de production sur le territoire américain. Y sont également implantés Vestas (2 usines de pales, 1 usines de tours, 18% des capacités nationales cumulées en 2014), Siemens (1 usine de pales, 15% des capacités cumulées en 2014), et jusqu'en 2014, Gamesa (6% des capacités cumulées en 2014). **La présence croissante des 3 turbiniers les plus importants (65% du marché en 2010, 72% en 2012, 97% en 2014) entraîne une consolidation des capacités de fabrication aux Etats-Unis, par le rachat ou la fermeture de certaines entités.**

¹⁸⁷ IRENA, DoE, Taux de change €/€ constant 2016

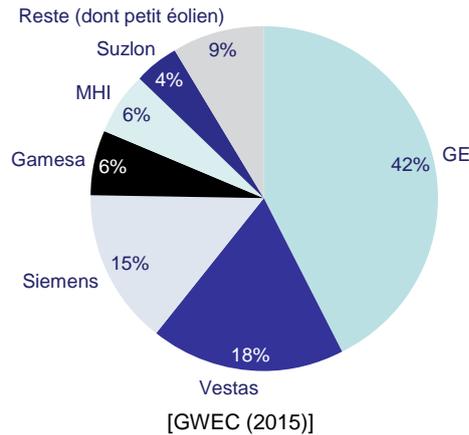


Figure 112 : Répartition des parts de marchés entre les différents constructeurs [capacité cumulée 2014 en %]

Des industries locales sont positionnées dans la fabrication de nombreux composants, portés par la présence des grands turbiniers, ce qui donne lieu à une forte compétition. Plus de 10 sites de production existent pour les tours ainsi que pour les pales (capacité totale de 7 GW par an), et des entreprises comme DMI, Tower Tech, Knight & Carver, Molded Fiberglass et TPI composites sont positionnées sur ces marchés, aux côtés d'entreprises internationales comme LM Windpower. 35 sites de production existent pour produire les gros composants de la nacelle (générateur, multiplicateur), et 78 sites pour les autres systèmes mécaniques et électroniques. **Ce sont les générateurs qui ne sont produits qu'à 15% localement, qui sont donc majoritairement importés.**

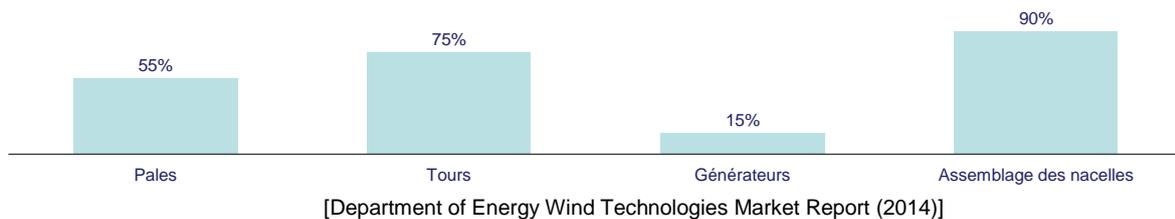


Figure 113 : Part locale de certains composants aux Etats-Unis en 2014 [%]

Ainsi, les données de l'association nationale pour l'énergie éolienne (AWEA) montrent que les importations de produits liés à la production éolienne restent significatives entre 2006 et 2012 (autour de 3,5 G\$/an en moyenne, contre 0,15 G\$/an pour les exportations du même secteur), et suivent la dynamique des nouvelles installations : elles sont à la baisse en 2013, mais augmentent en 2014 en même temps que les nouvelles installations. **Cependant, on constate un équilibrage progressif de la balance commerciale des Etats-Unis sur le secteur de l'éolien, ce qui montre que l'industrie locale s'organise pour répondre à une demande qui reste soutenue.**

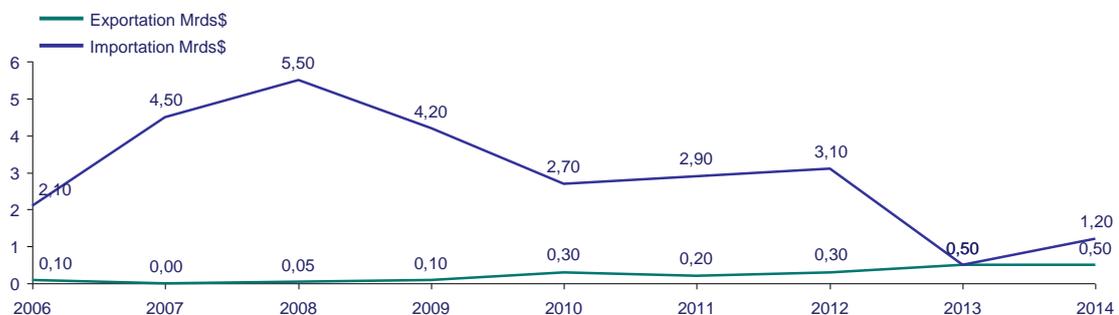


Figure 114 : Evolution de la valeur des échanges commerciaux internationaux dans le secteur éolien aux Etats-Unis [G€]

5. Chine

Le marché éolien chinois est le premier mondial, avec 145 GW à fin 2015, au-dessus de ses objectifs qui visaient 140 GW à horizon 2020. 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 : jusqu'à 600 €/kW. Si le marché chinois est peu ouvert pour les acteurs internationaux, les acteurs chinois, comme Goldwind, se développent désormais à l'international.

5.1. Le marché éolien chinois est le plus dynamique au monde

Avec une croissance annuelle moyenne supérieure à 20% depuis 2012 (15 GW/an), constante depuis le début des années 2000 et située entre +20 et +70%/an depuis 2010 (soit 16 GW par an environ), **le marché chinois est le 1^{er} marché mondial depuis 2009, à la fois en installations annuelles et en cumulé.** Il est porté par des conditions favorables pour cette technologie : 50% du pays est classé en « *mid-high wind potential* », offrant un potentiel important de 2000 GW à 50 m de haut. Cependant, le pays ne bénéficie pas de zone à très fort facteur de charge comme aux Etats-Unis ou au Brésil

Des objectifs nationaux ont été fixés, et même dépassés : l'objectif de 70 GW d'éolien en 2015 dans le 12^e plan quinquennal de 2010 a été doublé pour l'horizon 2020 dans le 13^{ème} plan quinquennal avec atteinte de la parité marché prévue à cette échéance. Enfin, la croissance économique du pays de plus de 6% par an permet de tabler sur une croissance de la consommation et de la demande pour le secteur.

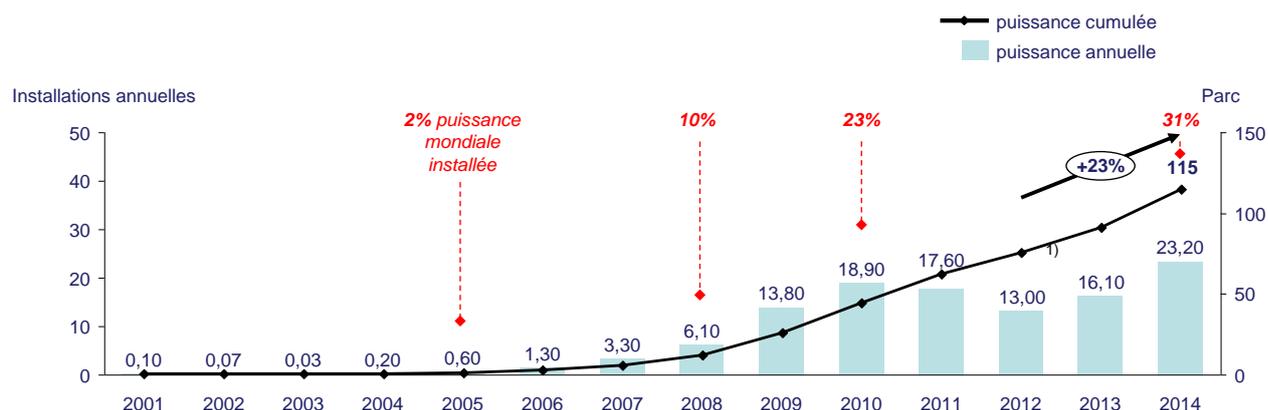


Figure 115 : Evolution de la capacité éolienne totale cumulée et annuelle [GW]

5.1.1. L'éolien en mer est encore peu développé mais en phase de croissance forte

La Chine a longtemps misé sur le développement de l'éolien terrestre, ce qui lui vaut un certain retard pour le développement des projets en mer. A fin 2015, 1 GW d'éolien en mer est installé en Chine au titre de la R&D, et 38 projets, soit 16,5 GW, sont en cours de construction. **Le rythme de déploiement est rapide, avec une augmentation de 57% des installations annuelles entre 2014 et 2015,** et un objectif de déploiement de 5 GW/an en moyenne. Les côtes Est de la Chine bénéficient d'une bonne connexion réseau et d'un tissu industriel à même de porter le développement d'une filière éolien en mer, dans la mesure où elles sont situées à proximité des régions les plus dynamiques et peuplées du pays. La plupart de ces projets sont situés à proximité des côtes ou en zone intermédiaire : on estime le potentiel total sur les côtes chinoises à 200 GW entre 5 et 25 m de profondeur et à 300 GW entre 25 et 50 m.

Aujourd'hui, les acteurs chinois monopolisent le développement des projets et la fabrication des composants de ces installations. Cependant, il existe un écart technologique fort par rapport aux pays développés : la puissance maximale des turbines installée est de 3,6 MW, alors que des modèles de 8 MW existent déjà en Europe.

5.1.2. La Chine est le premier marché mondial du petit éolien

Le petit éolien est particulièrement sollicité en Chine comme une solution pour la fourniture d'électricité dans les régions non connectées au réseau. Une puissance de 0,3 GW est installée à 2014, soit 41% du marché mondial en capacités installées et 625 000 unités. Ce marché a la particularité d'être principalement non-connecté au réseau pour 97% des installations¹⁸⁸, dans un pays où 2,4 millions de foyers n'ont pas accès à l'électricité transportée sur le réseau national.

Le marché du petit éolien est soutenu spécifiquement via la mise en place d'un tarif d'achat accordé pour les installations non-connectées (entre 0,2 et 3 kW, à 140 €/MWh) et connectées (5 à 20 kW, à 110 €/MWh), ce qui a permis **l'émergence de nombreux fabricants locaux**, avec une capacité de production de plus de 180 000 unités par an. Dans la mesure où une croissance moyenne d'environ 50 000 unités/an entre 2015 et 2020 est attendue au niveau national¹⁸⁹, Les acteurs internationaux sont donc peu présents sur le marché.

5.2. La filière éolienne en Chine s'est développée à la faveur de grands appels d'offres favorisant le transfert de technologies occidentales et à la mise en place de dispositifs protectionnistes

La filière industrielle de l'éolien chinois s'est historiquement structurée grâce à l'organisation d'appels d'offres au développement de capacités éoliennes et le soutien aux fabricants locaux. Des appels d'offres éoliens ont été lancés successivement en 2001, 2003 et 2009.

De plus, le système garantit des revenus réguliers pour les producteurs. En complément des appels d'offres, des obligations d'achat au bénéfice des *utilities* ont été mises en place pour une partie de la production en 2001, et se sont étendues à l'ensemble des énergies renouvelables produites sur le territoire en 2009. En parallèle, le revenu des producteurs éoliens est sécurisé grâce aux mesures mises en place par les lois sur les énergies renouvelables (2006-2014), qui proposent et mettent à jour le tarif d'achat (entre 30 et 90 €/MWh pour le terrestre et 110-120 €/MWh pour l'éolien en mer selon 4 zones de vent classées de la plus ventée à la moins ventée). **Ces prix sont au-dessus du coût de production local de 30 à 40 €/MWh**, et une baisse est attendue par les acteurs du secteur.

Enfin, des mesures favorables aux acteurs de l'éolien facilitent le développement de projets. Des conditions préférentielles sont mises en place :

- les sites utilisés sont loués à des loyers préférentiels par le gouvernement, en facilitant l'accès pour les développeurs,
- le raccordement au réseau et les infrastructures sont financés de manière publique,
- des crédits d'impôts sont accordés aux acteurs du secteur,
- l'investissement initial par les développeurs peut être en partie porté par le fonds public de subvention pour les énergies renouvelables.

Le monopole de l'Etat sur le foncier en Chine est une grande particularité du marché. L'ensemble des terrains fonciers en Chine appartiennent au gouvernement, et c'est à lui que doivent faire appel les développeurs de projet pour décrocher les autorisations leur permettant d'ériger un parc et de louer les terrains à l'Etat. Le coût moyen du développement de projet tend à augmenter à mesure que des projets sont développés dans les régions Sud, où les coûts de cession des terrains sont plus élevés.

Toutes ces mesures de soutien sont accordées à condition de remplir les conditions de certification nécessaires. Les contrôles et certifications sont ainsi particulièrement rigoureux¹⁹⁰, et suivis par l'office national de l'énergie.

Les éléments de soutien intègrent une volonté forte de développer la filière locale. Les appels d'offres encourageaient les entreprises travaillant en partenariat avec des acteurs étrangers pour favoriser le transfert technologique. Nordex a ainsi noué un partenariat avec la Xian Aero Engine Company en 2001

¹⁸⁸ Rapport WWEA 2015

¹⁸⁹ GWEC, IRENA, Fraunhofer, IEA, CREIA, WWEA

¹⁹⁰ GWEC Energy Outlook 2014

pour développer 400 MW. **Dans le même temps, des mesures protectionnistes étaient mises en place** : une obligation de contenu local a d'abord imposé 100% de part locale en 2001, et 70% en 2006, avant d'être révoqué en 2009, tandis que les taxes à l'importation diminuaient de manière progressive.

La Chine a également investi dans de nombreux projets de R&D, notamment *via* le Bureau National de l'Energie, les centres publics établis par le ministère des sciences et des technologies, et des partenariats avec les entreprises privées comme Guodian, Sinovel ou Xiangtan Electric Manufacturing Group. Ces projets visent l'éolien en mer, l'optimisation de la performance, les systèmes hybrides éolien/solaire, et la standardisation du réseau haute tension.

5.3. Des acteurs nationaux ont émergé sur tous les maillons de la chaîne de valeur.

5.3.1. Développement

Le marché chinois du développement de projets est dominé par les *utilities* publiques, qu'elles soient nationales ou régionales, incitées à investir dans la croissance des énergies renouvelables. On dénombre ainsi plus de 50 *utilities* impliquées dans le développement éolien, et les 10 plus grandes utilities totalisent 70% du marché (parmi lesquelles Datang, Huaneng Corporation, Guodian, Huadian, China Power Investment). 36 développeurs privés locaux (Tianrun (appartient à Goldwind, 6^e développeur chinois), China Wind power, Daqing Ruihao...) se partagent le reste du marché. Le modèle dominant dans le cadre du développement de projet est celui du développeur-exploitant : les entreprises conservent et exploitent les parcs qu'elles ont développés.

Ce marché laisse donc peu de place aux acteurs étrangers. Pour s'y installer, EDF EN a racheté en 2016 la majorité des parts d'un développeur local (UPC Asia Wind), mais les principaux développeurs mondiaux (EDP Renovaveis, RES, E.ON) n'y sont pas présents.

5.3.2. Fabricants

Le marché des fabricants est dominé à 90% par des acteurs chinois, signe de la réussite des mesures protectionnistes mises en place. En effet, Si dans les premières années de développement, une stratégie de JV avec des acteurs internationaux – principalement européens et allemands a été mise en place (Vensys et Goldwind, Siemens et Shanghai Electric), dans un 2^e temps, les compagnies chinoises ont acquis leur indépendance, et investi dans des sociétés étrangères pour améliorer leur positionnement sur les marchés internationaux.

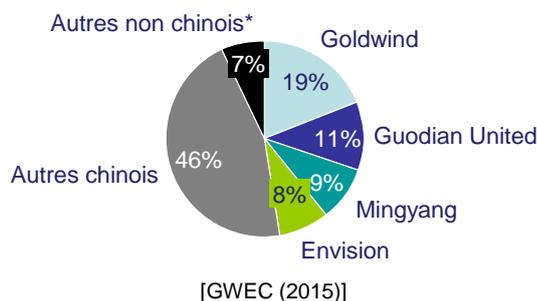


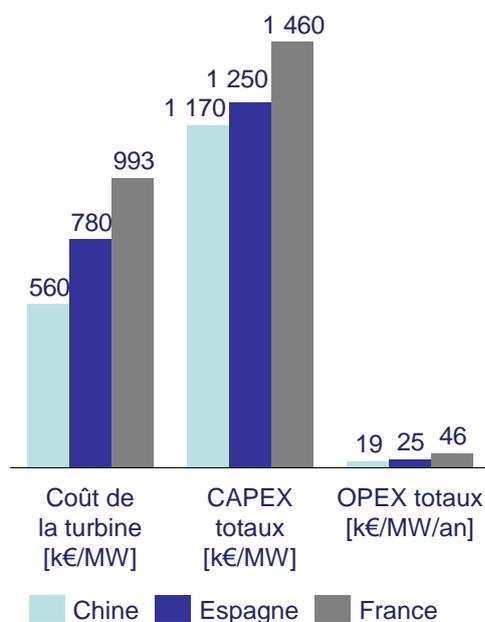
Figure 116 : Part de marché annuelle des différents fabricants en Chine en 2014

A la faveur du développement du marché, la position de Goldwind et des 2 autres acteurs historiques s'érode et de nouveaux acteurs captent des parts de marché, de plus en plus nombreux (9 acteurs représentaient plus de 4% des installations annuelles chacun en 2014).

Les fabricants chinois sont positionnés sur l'ensemble des activités de fabrication (design, composants), et également intégrés à l'aval. Ils se positionnent comme prestataires exclusifs sur l'exploitation et la maintenance de leurs éoliennes. **Les acteurs non chinois sont implantés de manière**

plus marginale, notamment Vestas (1 usine de pale) et Gamesa (6 usines locales pour les pales, boîtes de vitesse, équipements électroniques, assemblage de la nacelle).

L'industrie chinoise mise notamment sur des produits « low cost » et de la R&D sur des technologies matures pour se positionner sur le marché international. Le faible coût de construction des technologies chinoises s'avère particulièrement adapté aux projets dans les pays en développement : Sinovel est ainsi présent au Brésil et en Afrique du Sud, Shanghai Electric en Inde, Goldwind en Equateur, au Chili et en Ethiopie, XEMC en Argentine. L'Indonésie, La Turquie, le Pakistan et le Vietnam figurent depuis la fin des années 2000 parmi les principaux importateurs de technologies éoliennes chinoises.



[CRE, IDAE, Energies 2015.]

Figure 117 : Comparaison de coûts de projets éoliens en Chine, en Espagne et en France [€/MW pour les CAPEX et €/MW/an pour les OPEX]¹⁹¹

Les faibles coûts globaux des projets éoliens chinois s'observent dans tous les domaines :

- au niveau du coût de la turbine et de ses composants, fabriqués sur place (entre 30 et 40% de moins que les coûts observés en France et en Espagne),
- du niveau global des investissements liés également au transport et à l'installation (20% de moins que les coûts observés en France),
- du montant des OPEX annuels (40% des niveaux français).

Goldwind est un bon exemple du développement et de la stratégie des fabricants chinois : 1er fabricant chinois d'éolienne et le 4^e mondial, il totalise en 2014 24 GW de puissance installée, soit 17600 unités, pour des revenus de 2,5 G€, soit +44% par rapport à 2013. Il possède également 18 filiales en propre, 107 filiales indirectes, 8 JV et 14 compagnies associées¹⁹².

La stratégie de la marque est fondée à la fois :

- **sur un positionnement consolidé sur l'ensemble de la chaîne de valeur, qui lui permet de maîtriser ses coûts.** Le département Wind Farm Investment & Development (nommé Tianrun) représente ainsi 6% des revenus du groupe en 2014, le département WTG Manufacturing en représente 89%, et le département Wind Power Services (Tianyuan) 5%,
- **sur des investissements en R&D (3 centres en activités)**, notamment sur la valorisation des zones moins ventées, les éoliennes en mer de forte puissance, les modèles hybrides avec chauffage, hydrogène et smart grids,

¹⁹¹ L'Espagne a été choisie pour cette comparaison car c'est le pays aux coûts les plus bas en Europe.

¹⁹² Rapport annuel 2014

- **sur le développement international** : En Europe, par le biais de Vensys et son centre de R&D en Allemagne et des parcs installés dans tous les pays producteurs et des pays dont le secteur est en développement, comme la Roumanie (50 MW), en Amérique, via ses entités aux Etats-Unis, au Canada et au Chili, et son parc installé dans des pays en développement (Cuba, Equateur, Panama) pour 270 MW au total, en Afrique, notamment en Afrique du Sud et en Ethiopie (50 MW), en Australie (165 MW), et enfin en Asie, avec des projets en cours en Thaïlande et au Pakistan.

5.3.3. Autres segments

Les autres segments de la chaîne de valeur sont également peu ouverts aux acteurs internationaux. Les acteurs locaux présents dans le transport et le montage de grands projets sur tout le territoire ont su s'adapter au rythme de construction des projets et aux méthodes particulières liées au déploiement éolien.

5.4. Le grand défi du marché éolien chinois est le déploiement du réseau électrique

Les zones les mieux ventées se situent à l'opposé des régions les plus consommatrices d'électricité, nécessitant le développement d'un large réseau en parallèle de la création de nouveaux parcs. Les parcs éoliens terrestres se développent principalement dans les zones Nord du pays, mais ces régions sont également des régions peu peuplées, dans lesquelles le réseau national est faiblement développé, et peu d'électricité est consommée. La majorité de l'énergie produite est consommée dans les régions Sud-Est du pays, les plus peuplées et les plus développées (régions de Shanghai, Pékin et Hong Kong notamment). Aujourd'hui, seule une ligne de 800 kV est opérationnelle entre les régions Nord-Ouest et Sud-Est de la Chine. Deux autres sont en construction depuis mars 2016, de 800 et 1000 kV.

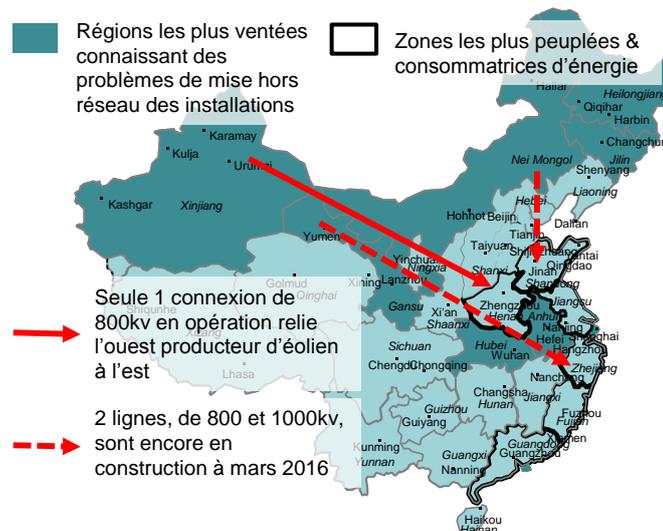
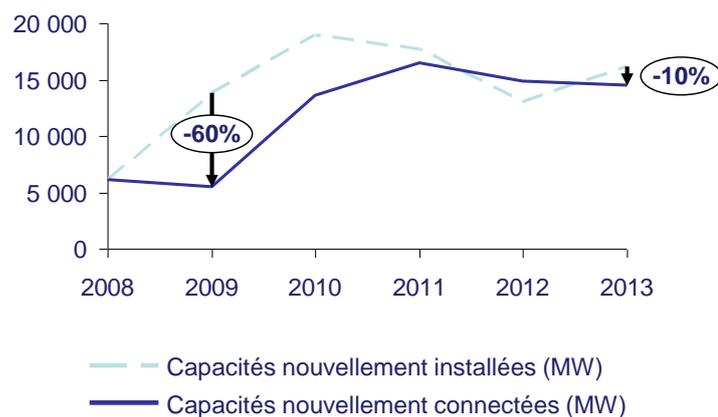


Figure 118 : Connexions électriques entre les zones productrices et les zones consommatrices d'énergie éolienne en Chine

En conséquence, une part importante d'éoliennes en service n'est pas encore raccordée, ou régulièrement déconnectée du réseau : **800 MW étaient encore en attente de raccordement à fin 2015, soit 23% de la puissance installée cette même année. L'écrêtement des installations peut être lié à des périodes de surproduction (wind curtailment)** : le taux peut aller jusqu'à 50% des capacités pour certaines fermes, mais la moyenne nationale est 10% (contre 3,5% aux Etats-Unis).



[IRENA]

Figure 119 : Comparaison entre les capacités annuelles nouvellement installées et réellement connectées au réseau en Chine entre 2008 et 2013

Néanmoins, le taux des nouvelles capacités non connectées au réseau est décroissant : il est passé de 60% des nouvelles capacités en 2009 à 10% en 2013, ce qui montre l'augmentation du rythme de développement du réseau.

6. Inde

L'Inde est le 5^{ème} marché mondial, 2^{ème} pays en développement après la Chine, avec 6% des capacités mondiales installées. L'Inde a bénéficié d'une croissance soutenue depuis 2001 mais plus instable ces dernières années. Le parc éolien indien atteignait 25 GW à fin 2015. Plusieurs mécanismes de soutien au niveau national (mesures fiscales, quotas) et au niveau régional (tarif d'achat) coexistent pour permettre un développement de la filière, alors que son coût peut être compétitif face au coût de l'électricité des énergéticiens locaux. 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, le financement et l'accès au réseau freinent le développement de la filière.

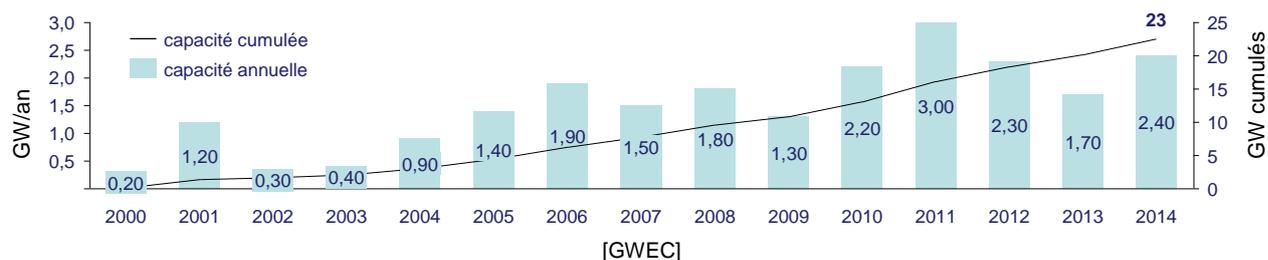


Figure 120 : Evolution du marché éolien en Inde, capacité cumulée [GW] et annuelle [GW/an]¹⁹³

L'objectif fixé par le ministère des énergies nouvelles et renouvelable est de 60 GW installé à horizon 2022.

6.1. Un marché historiquement important

Avant d'être dépassé par la Chine en 2008, l'Inde était le premier marché éolien parmi les pays en développement. L'éolien représente 6% des capacités de production d'électricité installées, cette part étant stable depuis 2000, et 70% des installations renouvelables locales. Le taux de croissance annuelle des capacités installées est situé entre 10 et 20% depuis 2007¹⁹⁴ : la croissance de l'éolien fait partie d'une croissance forte du secteur électrique en Inde.

Le développement de l'éolien terrestre a été précoce, et plusieurs parcs ont été installés il y a plus de 15 ans. La croissance actuelle est plutôt portée par le déploiement de nouveaux parcs dans des régions au potentiel encore important, que par le *repowering* d'anciens parcs. En effet le *repowering* rencontre des obstacles à la fois techniques (industrie du démantèlement et recyclage inexistante) et légaux (pas de cadre légal actuellement) des discussions sont en cours sur un soutien éventuel.

Des projets de R&D internationaux cherchent à lancer les acteurs indiens sur le secteur de l'éolien en mer. Une *joint-venture* pour l'éolien en mer a été identifiée pour un projet en 2015, et certaines zones ont été identifiées au nord du pays pour un potentiel 350GW. Des acteurs internationaux interviennent dans ce domaine, ainsi que l'UE et le GWEC avec le projet « Fowind » – Facilitating Offshore Wind in India. Un projet est ainsi en cours de discussion pour un soutien de ce secteur, mais l'industrie indienne n'a actuellement pas les capacités de se lancer seule sur le développement de ces technologies. Le gouvernement s'est tout de même fixé un objectif de développement de 1 000 MW développés à horizon 2020¹⁹⁵.

Le petit éolien représente un certain potentiel encore non exploité. L'autoconsommation par petit éolien a en effet le potentiel de résoudre localement les problèmes d'insuffisances du réseau. Les constructeurs locaux sont nombreux, et un programme spécifique a été lancé dès 1994 pour soutenir l'investissement dans les petites installations. Au mieux 2 MW aurait cependant été installé, ce qui

¹⁹³ L'année 2011 a été particulièrement exceptionnelle grâce au renforcement de la politique tarifaire en vigueur.

¹⁹⁴ Ministère des Energies Nouvelles et Renouvelables, MNRE

¹⁹⁵ IRENA

s'explique par le coût trop élevé de ces installations pour les consommateurs potentiels, notamment par rapport à la filière solaire, mieux adapté à cet usage¹⁹⁶.

6.2. Le déploiement du marché est freiné par ses faibles ressources et le développement du réseau

L'Inde est un pays aux ressources éoliennes faibles, qui présente un facteur de charge moyen de 25% sur l'ensemble du pays, contre 50% au Brésil par exemple. La majorité de la surface du pays est située dans la catégorie « low wind », ce qui entraîne l'utilisation d'éoliennes 20 à 30% moins puissantes que la moyenne mondiale. Ce facteur impacte le niveau du LCOE en Inde (entre 60 et 80 €/MWh) et augmente sa dépendance aux mesures de soutien publiques.

La difficulté de la gestion du réseau dans un pays fédéral bloque le raccordement de certains parcs. Le réseau étant géré de façon régionale, et celui-ci étant à des niveaux de développement variés selon les régions, les investissements inter-Etats pour acheminer l'énergie décentralisée vers les Etats plus consommateurs sont difficiles à coordonner.

6.3. Un développement précoce grâce à des politiques de soutien ciblées

6.3.1. Politiques de soutien à la demande

Le soutien à la demande prend deux formes principales : la mise en place de fonds gouvernementaux et la sécurisation des revenus des producteurs. Des structures gouvernementales se sont ainsi mises en place progressivement pour soutenir les acteurs, notamment une commission pour les ressources additionnelles d'énergies finançant les mesures de vent en 1981, l'Agence de développement IREDA proposant des prêts aux entreprises en 1987, et enfin le Ministère des énergies non conventionnelles en 1992.

D'autre part, les mesures incitatives successives mises en place ont su sécuriser les revenus des acteurs :

- En 1986 ont été mis en place la dépréciation accélérée sur 100% des actifs est proposée, une exemption d'impôts pendant 5 ans, l'achat de l'électricité par l'Etat à un tarif préférentiel, et des régulations préférentielles pour les entreprises du secteur en termes de commerce international.
- En 1991, une 2^e série de mesures encourage les entreprises à former des *joint-ventures* avec des entreprises internationales, diminue les impôts et les taxes à l'import pour les producteurs d'énergie indépendants, et propose des tarifs alignés sur les coûts pour les investisseurs étrangers.
- Enfin, une 3^e série de mesures en 1993 met en place un tarif d'achat (0,16 €/kWh) progressif (+5%/an), appliqué uniformément sans discrimination à tous les projets¹⁹⁷.

Le soutien au développement de la filière provient aujourd'hui cumulativement de supports nationaux, régionaux et internationaux, et est particulièrement diversifié (soutien à l'investissement, politique fiscale, tarifs d'achats, soutien à la R&D) :

¹⁹⁶ Entretien avec Business France Inde

¹⁹⁷ IRENA

TYPE DE SOUTIEN	TYPE DE STRUCTURE CONCERNEE	MODALITES
Choix 1	Petites installations <10MW, investissement privé pour consommation locale	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dépréciation accélérée (AD) : diminution de la part imposable des revenus - de 100% en 1986, 80% en 2003, 35% en 2012 – non cumulable avec les REC ▪ Generation Based Incentive (GIB) : depuis 2009 0,092c€/kWh pour 4 ou 10 ans, avec un plafond d'aide perçue par MW installé et par an. Étendu jusqu'en 2017.
Choix 2	Grandes installations >10MW intégrées au réseau régional ou national	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Renewable Purchase Obligation avec système de pénalité, fixé à 5% du mix en 2012, prévu à 15% en 2020 ▪ Renewable Energy Certificate (REC) à échanger – non cumulable avec la dépréciation accélérée

Ces mesures nationales sont complétées par des mesures régionales, adaptées à la stratégie des gouvernements régionaux dans ce domaine. Le niveau de déploiement éolien varie fortement entre les régions, les plus dynamiques étant situées à l'ouest et au sud (Gujarat, Maharashtra (Nord-Ouest) et Tamil Nadu (Sud Est)).

Les mesures régionales portent sur une régulation particulière des marchés, confiée aux *State Electricity Regulatory Commission*, chargées de fixer des tarifs régionaux.

- **Des tarifs d'achat** sont ainsi fixés dans 13 régions (autour de 52 €/MWh), ainsi que des quotas d'énergie renouvelable (9% en Gujarat, Maharashtra et Tamil Nadu).
- **Des objectifs de développement régionaux** (21 GW en 2020 au Maharashtra) viennent également s'ajouter aux dispositifs nationaux.
- Les régions peuvent enfin mettre à disposition de terrains (loyers préférentiels), autoriser le non-paiement des charges liées au réseau, mettre en place des impôts « verts » pour soutenir des projets éoliens, et fournir des subventions en capital aux développeurs.

Enfin, certains acteurs bénéficient d'un soutien international, notamment via le protocole de Kyoto : les projets indiens peuvent recevoir des Certificats d'Énergie Verte à valoriser sur les marchés du carbone (*Clean Development Market*).

L'analyse de l'évolution du marché indien montre à quel point les nouvelles installations annuelles dépendent de l'évolution des dispositifs de soutien. La forte baisse de 2002 est ainsi liée à la diminution de l'AD, la hausse de 2009 à l'introduction du GBI, et la baisse de 2012 à leur suppression temporaire.¹⁹⁸

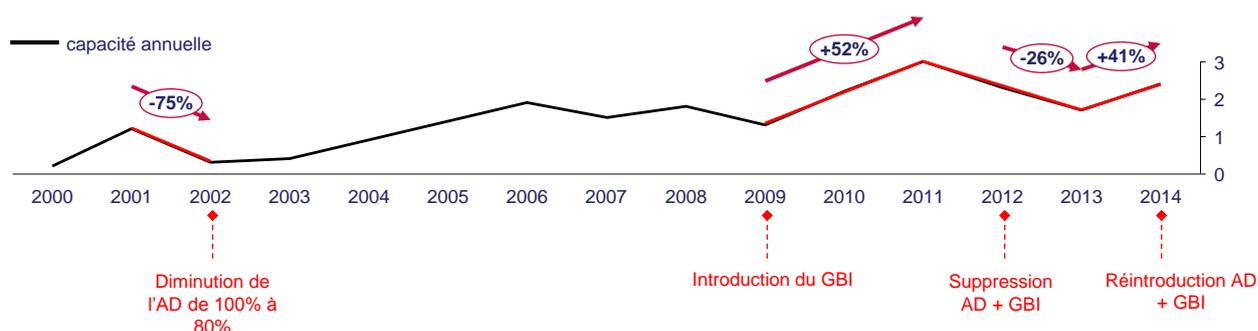


Figure 121 : Evolution du marché indien, capacité annuelle installée [GW/an]

6.3.2. Politique de soutien à l'offre

Les politiques de soutien à l'offre apportent un soutien structurant aux acteurs industriels de la filière. Elles ont été initiées dès le début des années 80, avec les premiers sites de démonstration et projets de R&D. Ce soutien actif du gouvernement a permis en 1987 la constitution d'une *joint-venture* entre RRB Energy et Vestas, afin de lancer un premier développement commercial, aidé par des partenaires internationaux comme Nordex et Enercon. En 1995, cette politique a permis la création de Suzlon, qui

¹⁹⁸ EEW Council

deviendra un champion national de construction d'éoliennes. L'accompagnement au niveau national porte à la fois sur :

- la R&D, la formation, la certification, les tests et les essais : le *National Institute for Wind Technologie* basé à Chennai concentre ces initiatives et finance notamment des projets de petit éolien et de projets hybrides ;
- l'encouragement des investissements étrangers avec des programmes IDE ;
- une taxe sur le charbon ;
- la défiscalisation de toutes les entreprises liées à l'éolien (fabricants, fournisseurs, sous-traitants) et des facilitations à l'import/export ;
- des prêts à taux préférentiels par l'agence de développement des renouvelables (8%) ;
- une régulation fédérale des marchés par la *Central Electricity Regulatory Commission*, chargée de définir les principes de régulation et de soutien (tarif d'achat, etc).

Cette diversité de mesures montre l'implication du gouvernement dans le développement de la filière éolienne dans le but d'atteindre ses objectifs de déploiement.

6.4. Plusieurs modèles de rémunération sont disponibles pour les acteurs en fonction de leur modèle d'affaire et de soutien

La diversité des modèles de rémunération permet aux acteurs de multiplier les sources de valorisation de l'énergie produite. Le choix du modèle de rémunération dépend du modèle de soutien choisi par les développeurs. **En effet, le tarif d'achat n'est disponible que dans certaines régions et parfois non cumulable avec l'AD et le GBI.** Il prend la forme d'un PPA à long terme à prix fixé par le gouvernement régional, et permet aux développeurs de vendre leur énergie éolienne à des utilités régionales. En complément, les entreprises ayant fait le choix des obligations de renouvelable et des certificats d'énergie verte n'y ont pas accès.

Deux autres modèles de rémunération coexistent avec le tarif d'achat¹⁹⁹ :

- **le modèle « open access » consiste à vendre de l'énergie sur le marché ouvert**, à des prix fixés entre un exploitant et un acheteur, qui peut être un énergéticien ou une entreprise. Il est soumis à autorisation via des procédures d'approbation, et est de plus assujéti à une taxation pour compenser les utilities qui voient leur nombre de clients diminuer.
- **Le modèle dit « captif » consiste à l'acquisition directe de l'énergie par les propriétaires des centrales**, via un consortium d'entreprises propriétaires. Ce schéma est soumis à une obligation de propriété d'au moins 26% du parc concerné.

L'Etat tend donc à limiter le recours à ces modèles en vue de maintenir le *sourcing* des grands consommateurs chez les fournisseurs régionaux. Ces deux modèles sont notamment rendus possibles grâce à une compétitivité raisonnable de l'éolien : le LCOE s'établit à 60-80 €/MWh, le prix de marché à environ 50 €/MWh (2014), et les certificats valent 20 €/MWh.

6.5. Le soutien précoce à la filière a permis aux acteurs indiens du secteur éolien de se positionner sur l'ensemble de la chaîne de valeur

6.5.1. Le développement est dominé par les grands turbiniers et des producteurs indépendants

Le secteur du développement éolien en Inde est relativement concentré et laisse peu de place aux acteurs étrangers. Une vingtaine d'acteurs principaux se partagent le marché²⁰⁰:

¹⁹⁹ Etude Mytrah Group/EY 2014

²⁰⁰ Données des acteurs 2014

- **le développement de projets est principalement confié aux grands turbiniers**, qui représentent une large part du marché au travers de leurs offres « clés en main » (plus de 50% de parts de marchés). Les principaux sont Suzlon (8,5 GW), Windworld (4,5 GW), et Regen (1 GW).
- Des producteurs indépendants d'énergie se positionnent ensuite au niveau régional, dont les plus importants sont Leap Green Energy (453 MW), Renew Power (700 MW), Green Infra (406 MW) et Welspun renewables (146 MW).
- Des utilités privées participent aussi au développement des parcs et les utilisent dans leur portefeuille, comme Tata Power (511 MW).
- Enfin, de « purs développeurs » se positionnent exclusivement dans la phase amont, comme par exemple Sitac Wind, appartenant à 50% à EDF EN depuis 2016 (830 MW). **C'est le seul modèle qui permet aux investisseurs étrangers de se positionner dans le domaine, mais le cas reste rare.**

6.5.2. La présence d'une vingtaine de turbiniers en Inde rend le marché particulièrement compétitif

Les fabricants locaux dominent plus de 60% du marché indien. De surcroît, ceux-ci développent en interne la majorité de leurs composants, ce qui permet de fabriquer en local 70% d'un projet, pour une capacité de production nationale de 9GW par an. Suzlon, 6^e fabricant mondial représentant 37% des installations mondiales, possède ainsi 9 usines et un centre de R&D en Inde. Windworld représente 5600 emplois dans le pays grâce à ses 7 usines. D'autres fabricants locaux (Inox Wind, Regen, Indowind), fabriquent également sur place l'ensemble des composants (de la structure aux systèmes mécaniques et électroniques). Tous assurent également l'opération et la maintenance de leurs équipements.

Par conséquent, peu d'espace de marché reste disponible pour les acteurs étrangers. Pour maximiser leurs chances, ceux-ci s'y implantent en local avec des unités de production propres. Vestas et Gamesa sont les principaux acteurs étrangers ayant réussi à occuper des parts de marché significatives. Vestas, qui en représentait 13% en cumulé en 2015, y opère une usine d'assemblage. Gamesa (7% des parts de marché), y a installé une usine de pale et une usine d'assemblage. Enfin GE (qui y a ouvert un centre de R&D), Enercon, Siemens et Winwind y sont également présents²⁰¹.

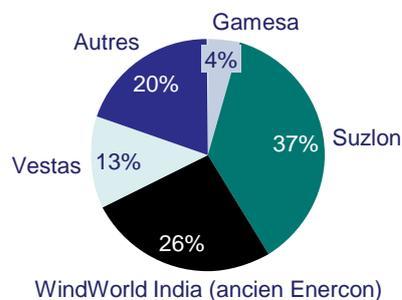


Figure 122 : Parts de marché cumulées des différents fabricants en 2015

Aujourd'hui cependant, les constructeurs indiens ne sont pas positionnés comme leaders dans la R&D sur l'éolien : ils sont encore dépendants des technologies développées par les grands fabricants européens ou américains. Ils ne produisent pas encore localement les modèles les plus puissants et se limitent aux technologies de 3 MW, ce qui compromet le développement de l'éolien en mer.

6.6. La réduction du coût de financement des projets éoliens est un des principaux enjeux pour la poursuite du développement du marché éolien indien

Le coût élevé du financement de projet, qui vient impacter le niveau du LCOE et diminuer la compétitivité des projets éoliens, est un facteur bloquant pour le développement des projets. En Inde, le taux d'emprunt sur le marché est de 11% aujourd'hui, contre 6% en Chine et entre 3 et 7% dans les

²⁰¹ Etude du ministère des affaires étrangères des Pays-Bas

pays européens, Des modèles de financement privés, publics ou internationaux proposent cependant des modèles permettant d'obtenir un coût moins élevé de la dette²⁰² :

Le financement privé local et international représente aujourd'hui 40% des projets. De nouveaux modèles émergent pour atteindre des taux moins élevés: dette mezzanine, *private equity*, *pooling debt financing*. Les acteurs se positionnant sur ces modèles sont des banques commerciales ou fonds locaux (UTI Capital, VenturEast), ou internationaux (Morgan Stanley, HSBC).

Le financement public local représente 20% des projets financés (utilités locales comprises). La banque publique dédiée au financement de projets renouvelables (IREDA) a été créée en 1987 et propose des prêts à des taux inférieurs au marché (8%). Elle propose des financements « sans recours » qui permettent de protéger les investisseurs. Depuis 2014, elle lève également des « *green bonds* » non imposés, émis à 20 ans.

Enfin, des institutions internationales s'impliquent localement pour porter le secteur éolien indien dans le but de favoriser la croissance verte mondiale (Banque Mondiale, *Asian Development Bank*). L'ONU s'implique également dans le financement de projets *via* le *Clean Investment Mechanism*, ce qui montre la forte implication des acteurs internationaux dans le développement du secteur éolien en Inde.

²⁰² NRDC International

7. Brésil

7.1. Un marché à haut potentiel dominé par les projets de grand éolien terrestre

Le marché brésilien est en croissance constante et gagne du terrain par rapport aux autres marchés internationaux. Aujourd'hui 10^{ème} marché mondial avec 1,6% des capacités cumulées installées, on estime le potentiel total du Brésil entre 200 et 300 GW, notamment grâce à un facteur de charge de 50% voire davantage dans les meilleures zones (Nordeste). Le marché est porté notamment par la croissance de l'économie et de la demande en énergie, et représente aujourd'hui 4,7% de la production électrique totale du pays²⁰³.

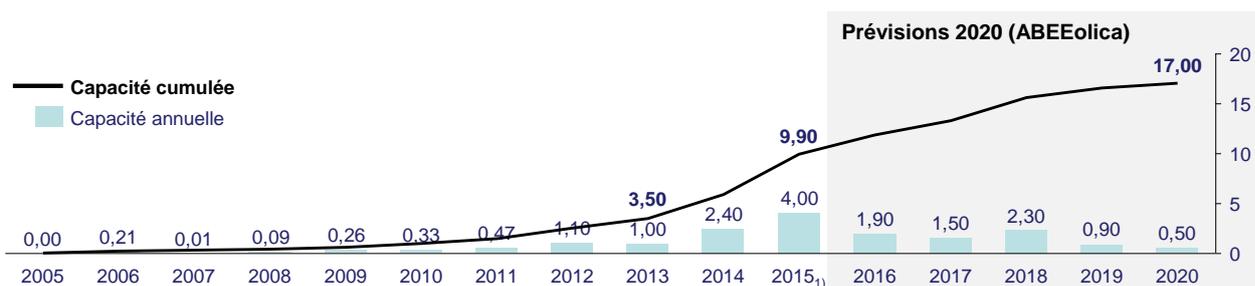


Figure 123 : Evolution et prévision de la capacité éolienne totale cumulée et annuelle [GW]²⁰⁴

L'éolien en mer et le petit et moyen éolien sont éclipsés par le potentiel et la compétitivité de l'éolien terrestre, et ne se développent pas²⁰⁵. En effet, malgré un fort potentiel de vent, aucun projet d'éolien en mer n'est encore lancé. Il existe de rares projets de recherches, et des mesures de vents sont effectuées dans la région du Rio Grande. Néanmoins, le marché éolien en mer n'apporte pas d'intérêt fort dans la mesure où le coût est nettement supérieur pour un gain de facteur de charge moindre qu'en Europe. Aucune capacité n'est recensée pour le petit éolien.

7.2. La croissance du marché brésilien est rendue possible par la mise en place d'un soutien visant l'offre et la demande

Le soutien à l'offre se manifeste principalement par les mesures de protection du local content, mises en place successivement :

- En 2002, 60% des projets devaient être achetés localement, et en 2003, une taxe est mise en place sur les projets importés.
- En 2014, l'exigence de contenu local est concentrée sur les multiplicateurs et les générateurs, à moins qu'au moins 3 des 4 composants majeurs de l'éolienne soient fabriqués localement.
- En 2016, la mesure se concentre sur les tours. Ces critères de contenu local conditionnent l'accès aux financements préférentiels de la BNDB depuis 2009 via un « index de nationalisation », ainsi que la participation aux appels d'offres.

Parallèlement, un soutien à la demande est mis en place :

- **Par les appels d'offres, qui permettent de lancer de grands projets et de fixer les prix de vente de l'électricité** : Le premier appel d'offres a eu lieu en 2003 pour 1,4 GW, appelés par un processus d'enchères inversées. Un PPA sur 20 ans a ensuite été mis en place avec l'entreprise nationale Petrobras à partir de 2008 pour 1,8GW supplémentaire. En 2014, un nouvel appel d'offres a eu lieu pour 2,25 GW, dont le prix d'achat a atteint 40 €/MWh. Les trois appels d'offres ayant eu

²⁰³ ABEEolica

²⁰⁴ Année 2015 exceptionnelle grâce aux mesures favorables prises en 2014 (défiscalisation de composants et simplification de procédures)

²⁰⁵ IRENA

lieu en 2015 ont permis la vente de 1 177 MW à un prix moyen de 44 €/MWh. Ces processus d'appel d'offres permettent d'exercer une pression sur les prix en obligeant les candidats à positionner leur offre au coût le plus bas possible, grâce à quoi les coûts de développement de projet au Brésil ont été divisés par 3 entre 2005 et 2011²⁰⁶. Cependant, ils sont aussi la cause de l'échec d'un grand nombre de projets, dont les budgets initiaux n'ont pas permis l'aboutissement.

- **Par la mise en place de conditions préférentielles d'achat et des crédits d'impôts:** pour les projets développés hors appel d'offres, un tarif préférentiel d'achat est mis en place dès 2004 (Programme PROINFA), et dans certaines régions (dont Bahia, Rio Grande del Sul et Rio Grande do Norte), des crédits d'impôts sont disponibles pour les acteurs du secteur.

7.3. Les modèles de vente d'électricité sont nombreux pour les producteurs éoliens, qui cherchent à sécuriser les revenus futurs

7.3.1. La vente *via* des contrats long terme sur le marché « régulé » et le marché « libre » représente près de 100% de la vente d'énergie éolienne

Le Brésil ouvre aux producteurs des possibilités variées pour valoriser leur énergie les marchés :

- le marché régulé, avec des enchères organisées par l'Etat,
- le marché libre, face aux fournisseurs d'énergie ou aux gros consommateurs
- le marché « *spot* », court terme
- le mécanisme d'autoconsommation, permettant d'encourager la production distribuée d'énergie.

Dans les faits, seuls 2 sont véritablement utilisés²⁰⁷ : le marché « régulé » pour 75 – 80 % des revenus et le marché « libre » pour 20 – 25%.

Le marché régulé permet d'assurer aux producteurs des revenus réguliers assurés par l'Etat, mais moins élevés que sur le marché libre. Il fonctionne avec les appels d'offres décrits plus haut. Plusieurs types d'enchères existent pour éviter la concurrence : Des enchères régulières, qui limitent la durée de mise en place de la centrale (1, 3 ou 5 ans – les enchères à 1 an visent le *repowering*, le prix est fixé entre 40 et 43 €/MWh), des enchères réservées aux énergies alternatives (solaire, petit hydraulique, éolien), plus rares, et des enchères de réserves (non utilisées, elles soutiennent spécifiquement certaines technologies, dont le PV actuellement). Les prix sont moins élevés que sur le marché libre mais de prêts à taux bonifiés sont mis à disposition par la BNDES. Les producteurs cherchent à sécuriser 75 à 80% de leurs revenus par ce biais, qui les assurent sur 20 ans. Néanmoins, 20 à 30% des projets ne sortent pas après obtention d'un tarif.

Le marché libre permet de contractualiser la vente de l'énergie éolienne avec des acteurs privés à des taux plus élevés, mais sur des durées plus variables. Les contrats s'étalent entre 3 et 20 ans, et leurs prix sont donc plus élevés que ceux des enchères, qui sont calculées sur 20 ans. Cependant ils peuvent être indexés sur le « *spot* »²⁰⁸, qui peut être très variable entre les variations fortes de consommation (croissance économique) et de production (hydraulicité). Les producteurs peuvent placer 20 à 25% de leurs revenus sur ce marché.

Le marché « *spot* » permet d'accéder à des prix de vente potentiellement plus élevés sur le court terme, mais dans les faits il n'est pas utilisé. En effet, il n'est pas l'équivalent des marchés *spot* européens : ses caractéristiques sont plus proches des marchés d'équilibrage, au prix très variable, notamment en fonction de l'hydraulicité.

Un mécanisme d'autoconsommation existe également au Brésil. Néanmoins, le petit éolien ne s'y développant pas, il concerne principalement le photovoltaïque.

²⁰⁶ Rapport IRENA 2013 « *Auctions in Developing Countries* »

²⁰⁷ Fraunhofer Institut

²⁰⁸ Le marché dit « *spot* » au Brésil correspond au mécanisme d'ajustement en France : un marché en temps réel, intraday

7.3.2. Le LCOE est faible au Brésil, grâce à un facteur de charge très élevé. Mais les prix SPOT sont très variables, donc les développeurs l'évitent encore

Le Brésil fait partie des rares marchés dans lesquels les projets éoliens parviennent à atteindre la parité-marché. Le LCOE de l'éolien au Brésil (entre 50 et 70 €/MWh²⁰⁹) est ainsi inférieur au marché spot des deux dernières années. Ce faible niveau de LCOE est essentiellement permis par le facteur de charge élevé sur l'ensemble du pays, car les niveaux de CAPEX et d'OPEX sont à des niveaux plus élevés que la plupart des pays européens, au même niveau qu'au Royaume-Uni (1740 €/MWh de CAPEX, 50 k€/MW/an d'OPEX²¹⁰).

On remarque cependant que sa compétitivité est fortement liée aux périodes de stress hydraulique, telle celle observée en 2014 : en cas de stress, les prix spots remontent, et vice-versa. Le spot ne peut donc pas assurer un revenu prévisible sur le long terme, ce qui explique que les producteurs ne l'utilisent pas.

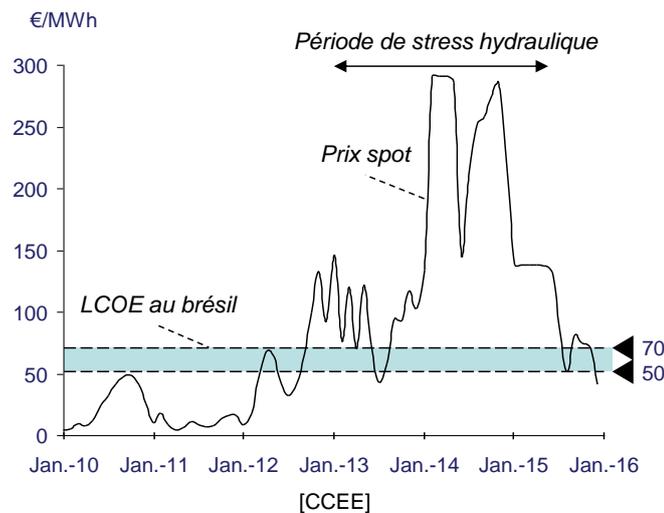


Figure 124 : Prix mensuel moyen du marché spot au Brésil comparé au LCOE éolien [€/MWh]

En revanche, avec un LCOE de l'ordre de 50 €/MWh, la technologie éolienne est compétitive vis-à-vis des autres énergies dans les enchères organisées par l'Etat, notamment par rapport au gaz naturel, à la biomasse et au solaire, ce qui n'est le cas dans aucun autre pays. L'éolien se positionne donc comme la deuxième énergie la plus compétitive du marché. C'est pourquoi les enchères organisées par l'Etat sont la cible privilégiée des développeurs éoliens.

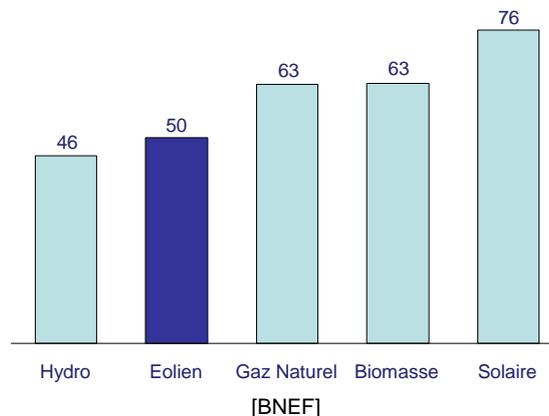


Figure 125 : Prix moyen demandé par les technologies lors des enchères en octobre 2014 [€/MWh]

²⁰⁹ 1\$=0,92€, 1\$=2.6 RS

²¹⁰ California Energy Commission, Levelized Cost of Energy model, 2010 et DBCCA analysis, 2012

7.4. En dépit des mesures favorisant le *local content*, les entreprises brésiliennes ne sont pas présentes sur l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur

7.4.1. Le développement des projets est principalement porté par des producteurs d'énergie régionaux

Les acteurs locaux ont su s'approprier rapidement le marché du développement de projets. Les producteurs d'énergie locaux sont les premiers acteurs sur ce marché, ayant profité du système de soutien et de leur expérience dans le développement de grands projets renouvelables (notamment hydrauliques). Les principaux sont OPFL Renovave (5,3 GW développés ou en cours), Casa Dos ventos (5,5 GW développés ou en cours), Renova (1,8 GW de capacité installée), mais aussi Cemig, et Electrobras.

Cependant, des acteurs internationaux ont également su se positionner sur le marché du développement, sur lequel aucun quota de *local content* n'est imposé, et qui présente de fortes opportunités par rapport à d'autres pays à moindre facteur de charge. Le français Voltalia (30 MW en 2014, +60 MW prévus en 2016), l'américain Contour Global (365 MW), mais aussi Tractabel, EDP, Enel, et EDF y sont présents.

7.4.2. Il n'existe qu'un turbinier brésilien principal, en joint-venture avec une entreprise espagnole

Le marché de fabrication d'éoliennes au Brésil est dominé par des acteurs étrangers. Depuis l'acquisition d'Alstom, GE est ainsi devenu le premier fournisseur du pays en 2014 avec 31% des parts de marché, avant Siemens (18%) et Suzlon (14%). La stratégie de ces entreprises consiste à déjouer l'obstacle du « *local content* », en installant localement leurs activités, des services à la R&D :

- Le chiffre d'affaires de Siemens au Brésil s'élevait ainsi à 310 k€ en 2014, pour 1000 emplois locaux dans ses 12 usines locales d'assemblage et de fabrication, ainsi que dans son centre de R&D et dans ses activités d'exploitation et maintenance.
- General Electric y a installé une capacité cumulée de 1 GW, ainsi que 2 centres de services et une usine pour pièces de fonderies.
- Suzlon, pour ses 740 MW installés et ses activités de supervision des parcs, de fabrication de composants de structure, concentre au Brésil 2,5 k€ de chiffre d'affaire en 2014 et 150 emplois.
- Acciona a installé au Brésil 1,1 GW et opère une usine d'assemblage.
- Enfin, le chinois Goldwind, et l'argentin IMPSA ont également des activités locales.

Le seul acteur local fabricant d'éoliennes est WEG Equipamentos Electricos, en Joint Venture avec l'espagnol MTOI, qui propose 2 modèles (de 95 kW et 2,1 MW) mais ne représente pas de part de marché significative.

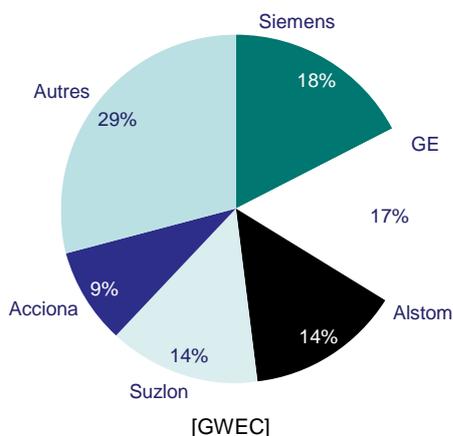


Figure 126 : Parts de marché annuelles des différents fabricants au Brésil en 2014 [%]

7.4.3. Sur les autres maillons, les entreprises brésiliennes sont principalement concentrées dans les activités à faible composante technologique et forte compétitivité-coût

La capacité industrielle de fabrication d'éoliennes par les entreprises brésiliennes est de l'ordre de 1,5 GW par an, alors que plus de 2 GW y sont installés par an depuis 2014. Ce décalage s'explique par le fait que les acteurs locaux ne se sont pas spécialisés dans les secteurs les plus porteurs de valeur ajoutée, dont les composants sont donc importés. Ainsi, aucune entreprise n'est positionnée sur la maintenance des éoliennes, qui est assurée par les constructeurs internationaux. Une unique entreprise existe pour les gros composants de la nacelle (WEG Equipamentos pour les générateurs et les boîtes de vitesse), et deux entreprises seulement pour les pales (Aeris Energy et Tecsis).

Sur les autres maillons de la chaîne de valeur en revanche, plus faibles en valeur ajoutée mais plus stratégiques en termes de compétitivité-coût, l'offre est plus diversifiée. Des fabricants de tours (Egebasa, Piratiniga, tecnomaq et Intecnia), de systèmes mécaniques et électroniques (Algolix, Engebasa et Peveduto) et des prestataires d'installation (Camargo-Schubert, Grupe Encalso, Notus Renovaveis)²¹¹ se partagent les marchés et permettent à l'économie brésilienne de bénéficier de la croissance du secteur éolien.

7.5. Le financement, les lourdeurs administratives et le développement du réseau électrique restent les principaux freins au développement de l'éolien

Le marché brésilien fait face à des enjeux à la fois sur les conditions du développement de projets et sur leur réalisation technique.

7.5.1. Le coût de financement des projets

Le coût élevé du financement est un frein au développement de l'éolien au Brésil. Grâce aux prêts à taux bonifiés de la Brazilian National Development Bank (BDNES), c'est aussi un levier de maîtrise du développement de l'éolien²¹². Le marché de la dette privée propose un taux particulièrement élevé, autour de 14%. Ce problème n'est pas spécifique à l'éolien, et touche toute l'économie brésilienne. Il s'ajoute à un risque de change très fort pour les acteurs internationaux. Pour répondre à ce problème, la BDNES propose donc des emprunts à taux bonifiés (9%) pour les projets éoliens.

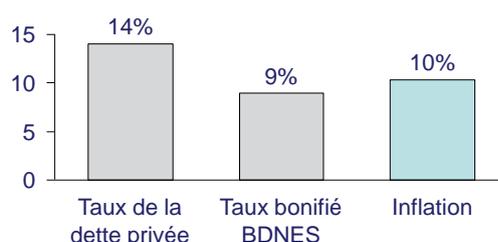


Figure 127 : Taux d'emprunt et inflation au Brésil en 2015 [%]

L'obtention de prêts de la part de la BDNES est cependant soumise à conditions :

- **les projets doivent respecter une clause de contenu local** liée à un indice de nationalisation. Les composants du contenu local (« *local content* ») changent selon les années, ce qui a permis à des acteurs locaux de se développer progressivement sur certains maillons (notamment les tours).
- **Une clause d'obtention de contrat sur le marché régulé est également nécessaire** : cette clause permet de maîtriser le développement de l'éolien et d'accroître la concurrence sur les enchères gouvernementales.

²¹¹ Rapport du ministère des affaires étrangères Pays-Bas

²¹² Entretien avec Business France Brésil

7.5.2. La complexité des procédures liées au développement de projet

Le Brésil a mis en place de nombreuses procédures d'autorisations, complexes et longues, qui ralentissent le développement des projets. Ces complexités s'ajoutent aux délais liés au transport et à la logistique, considérés peu fiables sur les routes peu entretenues du pays.

Cette complexité porte aussi une incertitude forte, liée notamment à la corruption et aux projets retenus mais non réalisés, et des risques réglementaires, administratifs et industriels²¹³. Des progrès sont néanmoins constatés avec la simplification de certaines procédures d'autorisation²¹⁴.

7.5.3. Le raccordement au réseau électrique

Le rythme de déploiement du réseau électrique national ne garantit pas la connexion au réseau de l'ensemble des capacités installées chaque année. En effet, 90% de la production est concentrée dans 4 régions, ce qui nécessite un large déploiement du réseau. Or, le réseau électrique brésilien a une capacité limitée, notamment dans le Nordeste. Le développement du réseau, permis par l'attribution d'appels d'offres, n'est pas en phase avec le rythme de développement rapide de l'éolien.

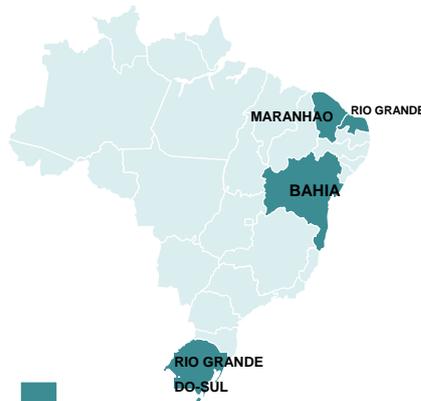


Figure 128 : Régions avec plus de 1 000 MW installé et représentant ensemble plus de 90% de la capacité

Les réglementations récentes tentent cependant à résoudre ces freins au développement de la filière : en 2014, les procédures de développement de projet sont simplifiées et fiabilisées dans le temps par la résolution 462/2014. Les composants électriques sont défiscalisés, et un plan de connexion au réseau est obligatoire pour pouvoir répondre à un appel d'offres.

²¹³ Deutsche Bank, 2012

²¹⁴ Ministère des affaires économiques des Pays-Bas, Market Study Wind Energy Brazil, 2014

Annexe 3 : Méthodologie d'estimation du marché, des emplois et de la production

Etape 1 : le marché éolien terrestre France

L'étape 1 vise à évaluer le marché de l'éolien terrestre domestique.

Le marché de la filière éolienne terrestre concerne d'une part les installations, d'autre part l'exploitation et la maintenance.

- Le marché des investissements est estimé en multipliant les puissances installées en 2015 (source SOes) par les coûts d'implantation d'une éolienne, en M€/MW. Ces coûts sont issus de l'enquête auprès des développeurs, moyennes des coûts de 63 projets réalisés entre 2006 et 2018. Les données collectées sur les coûts et leur décomposition ont été validés par le comité de pilotage ;
- Le marché de la maintenance est évalué en multipliant les coûts d'exploitation-maintenance en k€/MW/an par le total du parc installé, qui correspond à la moyenne des coûts de 39 projets. La crédibilité de ces données a également été validée en comité de pilotage ;
- Le marché de la vente d'énergie est évalué à partir de données CRE : 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€. Source CRE : *Délibération de la CRE du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des CSPE pour 2017. Annexe 1. Pages 13, 17, et 18.*

Tableau 13. Hypothèses de coût des investissements dans l'éolien terrestre

	% du coût	Coût en M€/MW	Part France
Etudes et développement	10,2%	0,149	90%
Frais financiers et provision démantèlement	4,0%	0,058	
Eolienne, dont	68,0%	0,993	
Etudes techniques/construction	4,0%	0,058	80%
Mâts	14,6%	0,213	20%
Pales	12,3%	0,180	5%
Composants structures	5,6%	0,081	5%
Gros composants électriques	7,6%	0,111	5%
Composants électriques	15,4%	0,225	23%
Assemblage	8,0%	0,117	100%
Génie civil (terrassment, voirie, travaux électriques)	12,0%	0,175	100%
Raccordement	6,3%	0,092	100%
TOTAL	100%	1,460	

Tableau 14. Hypothèses de coût des OPEX dans l'éolien terrestre

	% coût total	Coût en k€/MW/an
Maintenance	48%	22,0
Loyer	7%	3,3
Taxes	15%	6,8
Frais administratifs	9%	4,1
Autres	1%	0,6
Salaires et charges	7%	3,1
Achat de matériel	3%	1,2
Assurances	6%	2,9

Organismes de contrôle	1%	0,6
Etudes environnementales	2%	0,7
Coût de réseau	2%	0,8
Total	100%	46,0

Etape 2 : Les emplois directs de la filière, 1^{ère} estimation

Les emplois directs de la filière sont estimés à partir :

- De l'enquête IN NUMERI
- De l'enquête réalisée par Bearing Point pour l'observatoire de l'Eolien,

A partir d'une enquête courrier/Web auprès de 700 entreprises, ainsi que de rappels téléphoniques, l'enquête IN NUMERI établit un champ d'entreprises de l'éolien de 460 entreprises.

En comparant avec un exercice semblable réalisé dans le cadre de l'Observatoire de l'éolien 2016 de FEE / Bearing Point, 130 entreprises ont été ajoutées, ce qui porte le champ à 580 entreprises.

Par rapport à l'observatoire de la FEE, ont été exclues les activités suivantes :

- Avocats
- Assurances
- Banques
- les grands cabinets de consultants généralistes en comptabilité / gestion: Ernst&Young, PriceWaterHouse, Deloitte
- le traitement des déchets,
- société de travail temporaire,
- fédérations,
- organismes de formation,
- société de locations de machines pour levage / terrassement
- sociétés de fabrication de machines pour les chantiers.

Pour chacune de ces entreprises, on affecte un effectif « éolien », en ETP, à partir :

- D'une réponse à l'enquête IN NUMERI,
- Sinon, d'une réponse à l'enquête de la FEE,
- Sinon, d'une estimation réalisée par la FEE ; cette estimation est faite, soit à dire d'expert, soit en appliquant le pourcentage d'emplois éolien moyen des entreprises répondantes ayant la même activité ;
- Sinon, d'estimation IN NUMERI s'appuyant sur les données de societe.com ou de SIREN.
- Pour les plus grands acteurs, une dizaine, les estimations sont faites au cas par cas, en s'appuyant sur les estimations à dire d'expert de la FEE, complétées par les informations de societe.com et des sites Internet.

Les estimations effectuées pour calculer les emplois éoliens de chaque entreprise s'appuient sur :

- La moyenne du ratio effectif éolien/effectif total
- Par activité de la filière éolienne et taille d'entreprise (plus ou moins 100 M€ de CA).

Cette opération aboutit à évaluer le nombre d'ETP à 10 420.

Tableau 15. Répartition des effectifs directs selon le niveau d'extrapolation

Enquête IN	43%
Enquête FEE	5%
Estimation "grands acteurs"	21%
Autres estimations	31%
Ensemble	100%

Sur ces 10 420 ETP, la moitié environ est issue de réponses des entreprises et 20 % sont estimées à partir des données publiées par les entreprises. L'extrapolation complète porte sur 30 % des effectifs.

Etape 3 : Estimation des exportations et des chiffres d'affaires en mer posés et flottants

Principe de la pondération

Les exportations connues sont issues des réponses à l'enquête IN NUMERI,

De plus, pour les fabricants « grands acteurs » non-répondants, pour lesquels des emplois étaient recensés ou estimés par la FEE, des niveaux d'exportation ont été estimés en s'appuyant sur le taux d'exportation global de l'entreprise et sur celui d'entreprises comparables ayant répondu à l'enquête.

Ces estimations concernent 3 fabricants :

- Schneider
- Rollix Defontaine
- General Electric Power Conversion

Pour quelques acteurs « pure players » non répondants, le chiffre des exportations est issu de *societe.com* et de leurs sites Internet.

L'estimation globale du chiffre d'affaires est réalisée par une méthode de pondération par post-stratification :

- Construction de strates d'activité et de taille ;
- Calcul d'une pondération pour chaque strate d'activité et de taille, de manière à « caler » les résultats sur les ETP calculés précédemment, en divisant les ETP éoliens totaux par les ETP éoliens des répondants, comme indiqué dans le tableau ci-dessous ;
- Les intervenants les plus importants (EDF EN, ...) ont été pondérés à 1, leur situation étant difficilement extrapolable à celle des autres acteurs.

Tableau 16. Calcul des pondérations

	ETP des répondants et des estimations « grands acteurs »	ETP total	Pondération
Turbiniers > 75 ETP	569	569	1,0
Turbiniers <75 ETP	277	338	1,2
BTP	140	1177	8,4
Développeurs >75 ETP	785	785	1,0
Développeurs <75 ETP	815	1363	1,7
S ^{cté} d'études >75 ETP	80	180	2,3
S ^{cté} d'études <75 ETP	371	867	2,3
Industriels >75 ETP	1753	1865	1,1
Industriels <75 ETP	291	1045	3,6
Maintenance	85	528	6,2
Maritime	106	118	1,1
Raccordement	0	718	

A chaque entreprise *i* pour laquelle le chiffre d'affaires éolien est connu, est affectée une pondération p_i .

Calcul des exportations

Le questionnaire incluait une question sur la part de chiffre d'affaires éolien exportée (t_e). Si l'on pose Ca comme chiffre d'affaire d'une entreprise, le chiffre d'affaires total des exportations est calculé selon la formule ci-dessous.

$$\sum_i CA \times t_e \times p$$

Pour chaque entreprise répondante, le montant de ses exportations est multiplié par la pondération.

Remarque : quand un groupe réalise un CA très important hors de France, mais à partir d'implantations à l'étranger, ce chiffre d'affaires est exclu des exportations (exemple : EDF EN).

Calcul de l'éolien en mer France

Le questionnaire demandait de manière séparée le % d'exportations et le % d'éolien en mer et flottant. Pour chaque entreprise répondante, on estime que :

- Si le montant du CA éolien en mer est inférieur à celui des exportations, le CA éolien en mer est entièrement exporté,
- Si le montant du CA éolien en mer est supérieur à celui des exportations, le CA « en mer France » est égal à la différence « En mer-Exportations ».

Cette hypothèse s'appuie sur le fait que la filière éolienne en mer française en est à la phase de démarrage en 2015 et que la fabrication pour cette filière est vraisemblablement exportée, comme on le constate pour de nombreux acteurs comme ROLLIX.

Etape 4 : Application du modèle IN NUMERI au calcul des emplois, importations et VA de la filière éolienne terrestre.

Le modèle IN NUMERI, présenté dans l'annexe 4, permet, à partir de la valeur de la production de la filière éolienne terrestre France, de calculer, par maillon de la chaîne de valeur :

- Les emplois directs, indirects, induits en ETP/MW
- La valeur ajoutée, directe et indirecte en M€/MW
- Les importations, directes et indirectes en M€/MW.

Ce modèle repose sur les hypothèses suivantes :

- Décomposition des coûts des tableaux précédents
- Taux d'importation à chaque maillon de la chaîne de valeur, des mêmes tableaux.

Les hypothèses de taux d'importation très importants sont justifiées par le fait que les turbiniers qui réalisent la majeure partie des parcs sont des acteurs étrangers, qui n'ont pas d'activité de fabrication en France et qui importent l'essentiel des composants de leur groupe d'origine. Ces hypothèses sont identiques à celles de l'étude « Marchés et Emplois ».

Les puissances installées en 2015 sont de 944 MW, selon le SOeS, le parc total de 10 320 MW.

En appliquant ces valeurs aux ratios calculés par le modèle, on obtient les évaluations suivantes :

- Emplois directs : 6835 ; emplois indirects : 4247 ; emplois induits : 2226
- Importations directes : 685 M€, importations indirectes : 110 millions d'euros.

Etape 5 : Application du modèle IN NUMERI au calcul des emplois, importations et VA liées aux exportations et à la filière en mer Française

Le modèle précédent est ensuite appliqué pour évaluer les emplois directs, indirects et induits correspondants aux CA des exportations et filière française offshore calculés à l'étape 4.

A partir des résultats de l'enquête, on répartit les CA d'exportations dans les maillons de la chaîne de valeur précédente. Pour chaque maillon, on évalue les emplois directs, indirects et induits.

Le tableau ci-dessous présente les emplois calculés selon la méthode précédente.

EMPLOIS	Terrestre français		Exportations		En mer France		Total	
	Direct	Indirect	Direct	Indirect	Direct	Indirect	Direct	Indirect
Développement de projet	734	253	1447	498	1	0	2182	752
Études préliminaires	463	265			88	39	552	304
Etudes techniques	394	176	162	72			556	248
Fabrication de composants	465	376	2066	1807	21	20	2552	2203
Assemblage	736	545	95	93	202	198	1032	836
Génie civil	998	931	91	79	16	14	1105	1024
Raccordement	625	462	0				625	462
Exploitation	662	469					662	469
Maintenance	1757	771	72	58			1828	829
Ensemble	6835	4247	3933	2608	328	271	11096	7125

On notera que les deux évaluations d'emplois directs réalisées sont assez proches : 11 100 d'un côté, 10200 de l'autre.

Annexe 4 : Modélisation macro-économique et emplois

Le modèle macroéconomique doit permettre de déterminer, pour un niveau d'installations donné, la production nationale, les revenus et les emplois générés par cette demande supplémentaire. Les effets d'installations de nouvelles éoliennes sur le territoire sont décomposés en trois catégories :

- **Les effets et emplois directs** : les activités de production « directes » sont celles qui concernent des produits spécifiques à la filière éolienne. Il s'agit par exemple de la fabrication de mâts, de nacelles, de matériels de contrôle, d'études acoustiques, etc. Les emplois directs sont les emplois associés aux activités de production directes ;
- **Les effets et emplois indirects** : les activités de production « indirectes » sont celles qui concernent la fabrication de produits nécessaires à la fabrication des produits directs. Ces activités de production ne sont pas spécifiques à la filière éolienne. Les emplois indirects sont ceux des activités de production indirectes ;
- **Les effets et emplois induits** : les activités « induites » relèvent des interactions de la filière avec le reste de l'économie : effet d'entraînement par la dépense de consommation, les revenus supplémentaires générés (ou la perte de revenus) etc.

Pour chaque type d'effet (et d'emplois associés), une approche spécifique est développée. Les effets directs sont évalués en utilisant une méthode d'analyse et décomposition de filière. Une partie du résultat de cette décomposition de filière alimentera l'analyse des effets indirects, qui passe par l'utilisation des outils de comptabilité nationale, et notamment du tableau entrées-sorties. Enfin, les effets induits sont évalués en combinant plusieurs outils de comptabilité nationale : le tableau économique d'ensemble et le tableau entrées-sorties.

Une section est dédiée à chaque type d'effet. A chaque fois, on commence par présenter le cadre conceptuel et les outils utilisés, avant de montrer comment ils seront utilisés dans le cas de l'étude sur la filière éolienne.

Principe de l'approche utilisée pour l'estimation des effets et emplois directs

La première approche concerne l'évaluation des effets et emplois directs ; il s'agit d'une analyse et décomposition de filière.

Le premier paragraphe présente les principes généraux de cette approche, et le type de résultat que l'on peut obtenir, le second paragraphe détaille la manière dont cette approche sera appliquée au cas de l'éolien en France.

Cadre conceptuel de l'approche filière

Démarche de l'analyse de filière

L'approche filière est l'une des approches sur les chaînes de valeur. Elle retrace l'ensemble des opérations qui, en partant en amont d'une matière première, aboutit en aval, et après plusieurs stades de transformation/valorisation à un produit fini au niveau de l'utilisateur final.

Autrement dit, le principe de l'approche filière et de la décomposition de chaîne de valeur est de faire ressortir clairement tous les « endroits » où se crée de la valeur. L'analyse de filière et la décomposition de chaîne de valeur n'utilisent pas directement de sources statistiques, mais reposent sur une analyse des processus industriels.

Le principe de base de la décomposition de la filière est d'identifier, pour chaque maillon de la chaîne de valeur ou chaque produit direct, l'ensemble des intrants utilisés. Cela permet de faire ressortir clairement la création de valeur (ajoutée) aux différents stades de fabrication du produit fini.

Pour chaque produit direct, on décompose la valeur de la production de la façon suivante :

Production = Consommations Intermédiaires + Valeur Ajoutée (1)

Note : dans la suite du document, on notera P la production, CI les consommations intermédiaires, VA la valeur ajoutée.

La décomposition de filière s'effectuant dans le cadre d'une économie ouverte, il faut donc tenir compte des échanges extérieurs, et en particulier du fait qu'une partie des consommations intermédiaires est d'origine importée. On réécrit donc la relation (1) :

$$P = CI^N + CI^M + VA \quad (2)$$

Avec CI^N les consommations intermédiaires d'origine nationale, CI^M les CI importées. Le schéma suivant illustre de façon simplifiée le principe de la décomposition de filière.

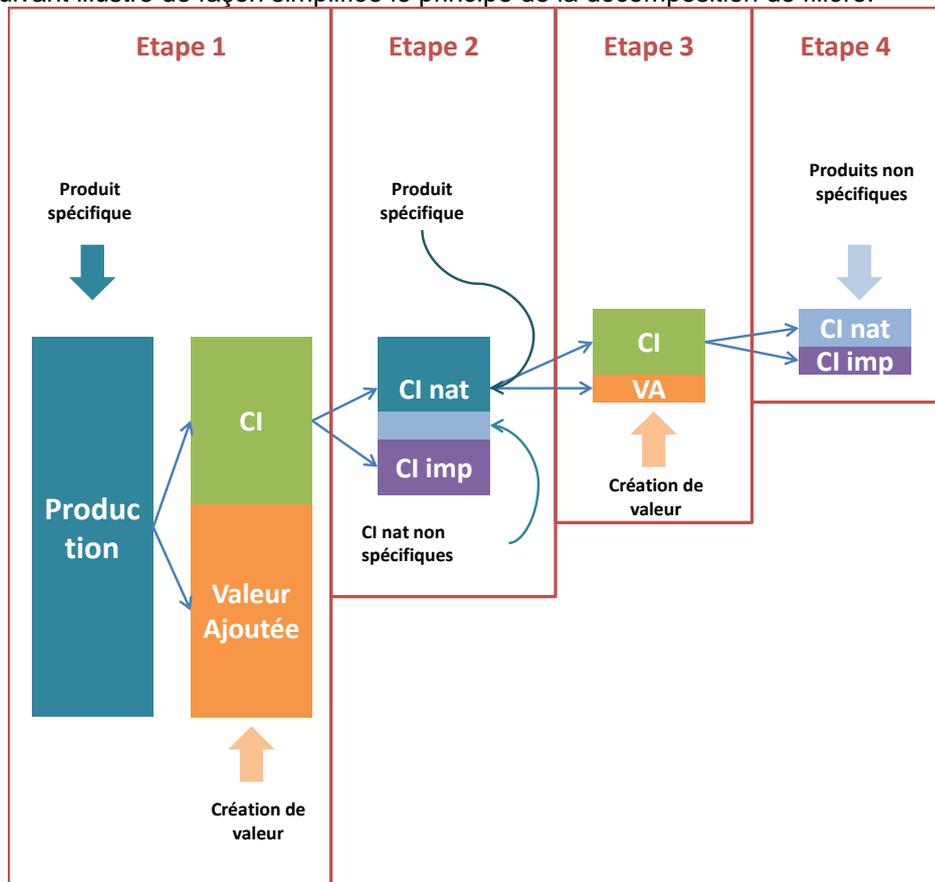


Figure 129 : Représentation simplifiée du processus de décomposition/d'analyse de filière

La première étape d'analyse consiste à partir du produit « fini » spécifique, et à décomposer la valeur de sa production entre consommation intermédiaire et valeur ajoutée. La deuxième étape consiste à ventiler les consommations intermédiaires entre CI d'origine nationale et CI importées, et à identifier parmi les CI d'origine nationale celles qui concernent des produits spécifiques. On peut également distinguer dans les CI d'origine importée celles qui concernent des produits spécifiques à la filière.

Pour chaque produit spécifique recensé dans les CI nationales, on décompose la valeur de la production entre CI et VA (étape 3), puis on ventile les CI selon leur origine nationale ou importée (étape 4) ... On procède ainsi jusqu'à ce que les CI d'origine nationale ne contiennent plus aucun produit spécifique.

L'écriture mathématique d'une décomposition complète avec deux niveaux de produits spécifiques est la suivante :

Niveau 1 : $P = CI_{s1}^N + CI_{ns1}^N + CI^M + VA_1$

Niveau 2 : $P = CI_{s2}^N + CI_{ns2}^N + CI^M + VA_2 + CI_{ns1}^N + CI^M + VA_1$

Niveau 3 : $P = CI_{s3}^N + CI_{ns3}^N + CI^M + VA_3 + CI_{ns2}^N + CI^M + VA_2 + CI_{ns1}^N + CI^M + VA_1$

$P = 0 + CI_{ns3}^N + CI^M + VA_3 + CI_{ns2}^N + CI^M + VA_2 + CI_{ns1}^N + CI^M + VA_1$

Après toutes les étapes de décomposition sur les produits spécifiques, la valeur de la production de départ se trouve donc décomposée de la façon suivante :

$$P = \sum CI^{N_{ns}} + \sum CI^M + \sum VA \quad (3)$$

avec $CI^{N_{ns}}$ l'ensemble des consommations intermédiaires de produits non spécifiques et d'origine nationale. L'analyse fine du fonctionnement de la filière et la mise en évidence d'activités de production spécifiques permet donc de réécrire la valeur de la production évaluée en première étape en fonction de l'ensemble des consommations intermédiaires en produits non spécifiques, des consommations intermédiaires d'origine importée et des valeurs ajoutées liées aux activités de production spécifiques.

On procède ainsi à une « réduction » de la filière, qui met en avant les intrants non spécifiques, le niveau d'importations, et la création de valeur le long de la chaîne de valeur. Cette réduction, et notamment la mise en évidence des consommations intermédiaires non spécifiques d'origine nationale servira lors de la seconde phase d'analyse.

Évaluation des emplois directs

En mettant en évidence les valeurs ajoutées de chaque activité de production spécifique, la décomposition de filière permet d'estimer de façon relativement simple les emplois directs.

En l'absence de données industrielles, les emplois peuvent donc en effet être évalués en utilisant le ratio production/emploi de la branche d'activité correspondante la plus détaillée, la plus proche ou des ratios issus des données d'entreprises.

Application au cas de l'éolien

Dans le cadre de l'étude, on mène une analyse et une décomposition de filière pour l'activité éolienne.

La décomposition de filière est réalisée à partir de la chaîne de valeur, dont les maillons vont constituer une grande partie des produits spécifiques. L'analyse se fait selon les étapes suivantes :

- **Réalisation d'une « cartographie » de la filière**, qui identifie les maillons de la chaîne de valeur et recense pour chaque maillon l'ensemble des intrants nécessaires. Cette étape sert en particulier à déterminer les activités de production spécifiques qui n'apparaissent pas dans la décomposition initiale de la chaîne de valeur. L'enjeu de cette cartographie est de **déterminer précisément les activités de production spécifiques à la filière et les activités non spécifiques.**
- **Rattachement** de l'ensemble des **produits** recensés à leur position dans la **nomenclature de produits**, et **détermination de la part importée** pour chacun d'entre eux.
- **Mise en place d'une matrice de décomposition unitaire**, qui donne pour chaque produit et chaque flux (production, importations, valeur ajoutée, consommation intermédiaire ...) les montants en €/W

Application de la décomposition unitaire à la filière en 2015, et aux différents scénarios qui seront développés dans la suite de l'étude.

Rappel de la chaîne de valeur éolienne

Le cycle de vie général d'un système photovoltaïque peut être représenté à l'aide du schéma suivant :

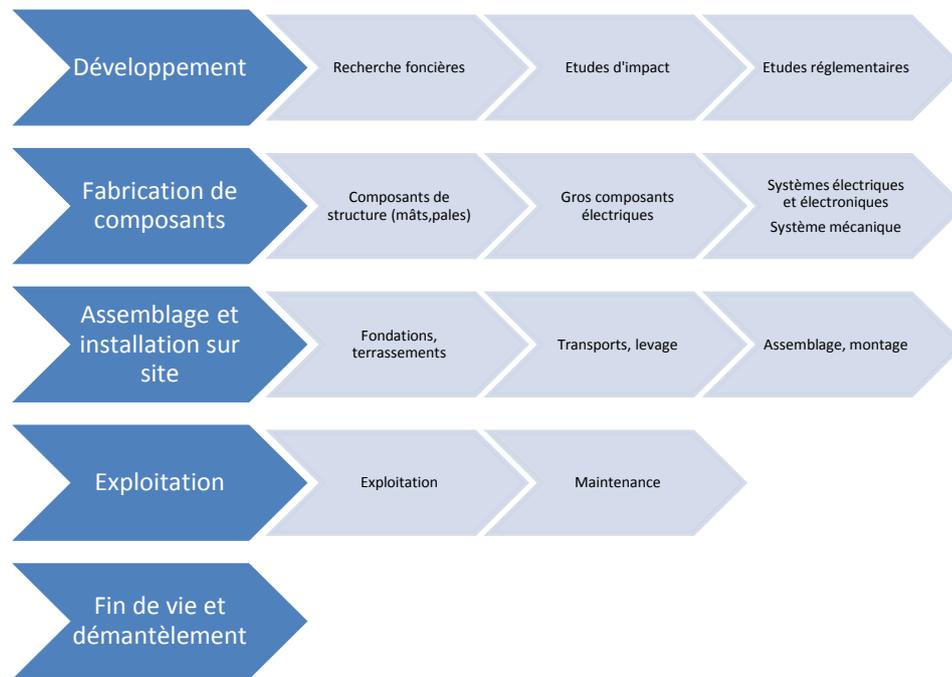


Figure 130 : Cycle de vie d'une éolienne

Cet ensemble de la chaîne de valeur part de la matière première pour arriver aux éoliennes posées, en incluant la fin de vie et le démantèlement.

Dans le modèle, on ne tient pas compte de la fin de vie et du démantèlement.

Le modèle se décompose en deux parties :

- Une partie liée à la phase d'investissements, où les coûts seront proportionnels aux puissances installées dans l'année.
- Une partie liée à la vente d'énergie, où les coûts seront proportionnels au total des puissances raccordées une année donnée.

La partie liée à l'investissement décompose la chaîne de valeur selon les éléments suivants :

- Développement
- Etudes préliminaires
- Etudes de construction
- Mâts
- Pales
- Composants structure
- Gros composants électriques
- Composants électriques
- Assemblage
- Génie civil
- Raccordements

La partie liée à la vente d'énergie décompose la chaîne de valeur selon les éléments suivants :

- Exploitation
- Contrôles
- Assurances
- Etudes environnementales
- Coûts de réseau.

Hypothèses sur la répartition des coûts et les importations

Une fois l'ensemble des produits spécifiques et non spécifiques identifiés, on les rattache à leur position dans la nomenclature de produits développée au niveau européen (et reprise par l'Insee au niveau national).

L'une des étapes-clés de l'analyse et de la décomposition de la filière est également de déterminer pour chaque produit recensé la part qui est produite nationalement, et la part qui est importée. Cette détermination du contenu en importations se fait à partir des données recueillies lors des entretiens, par l'enquête auprès des acteurs, ou en utilisant les données de statistique publique, et notamment le TES. Le tableau suivant récapitule ces éléments ainsi que les sources de données utilisés :

	Produit spécifique	NAF	CPA	Part importée	Source
VA niveau 0	Développement	71.12B	CPA_M71	0%	Hypothèse
CI spécifiques niveau 1	Etudes préliminaires	71.12B	CPA_M71	10%	Enquête
	Etudes de construction	71.12B	CPA_M71		
	Mâts	25.11Z	CPA_C25	80%	Données constructeurs
	Pales	28.11Z	CPA_C28	95%	Hypothèse
	Composants structures	28.11Z	CPA_C28	95%	Hypothèse
	Gros composants électriques	27.11Z	CPA_C27	95%	Hypothèse
	Composants électriques	26.51B	CPA_C26	75%	Enquête : 50% à 75% (Schneider ?)
	Assemblage		CPA_F	0%	Hypothèse
	Génie civil	43.12	CPA_F	0%	Hypothèse
	Raccordement	42.22Z	CPA_F	0%	Hypothèse

Figure 131 : Branche d'activité et part importée de chaque produit spécifique – filière éolienne terrestre

Concernant les mâts, les entretiens auprès des fabricants permettent d'évaluer le taux de mâts réalisés en France à environ 50%. En revanche, les mâts acier étant réalisés en sous-traitance, le montant produit en France n'inclut pas le prix de l'acier. Le pourcentage d'importation figurant dans le tableau ci-dessus correspond approximativement à une production équivalente au chiffre d'affaires des deux constructeurs de mâts français.

Concernant les pales et les autres principaux composants, l'hypothèse prise s'appuie sur le fait qu'aucun des turbiniers n'est français et ne produit d'éléments sur le sol national en-dehors des mâts.

Décomposition de la valeur de la production et calcul des emplois directs

La décomposition de la valeur de la production, pour chaque segment du marché éolien, s'est faite en combinant les résultats de l'enquête, le modèle de coût développé par type de système dans le cadre de l'étude, et les données issues de la comptabilité nationale (TES) pour la branche d'activité à laquelle est rattachée le produit. Le tableau suivant récapitule la décomposition effectuée ainsi que les hypothèses utilisées.

	Coût en M€/MW	Rémunération / Production	Taux d'importation de CI NS	Rémunération en k€/ ETP	Taux de marge
Développement	0,080	60%	13%	68,1	4%
Etudes préliminaires	0,066	50%	13%	68,7	5%
Etudes de construction	0,058	51%	13%	68,7	7%
Mâts	0,213	32%	33%	49,5	3%
Pales	0,180	22%	35%	68,7	6%
Composants structures	0,081	25%	35%	55,6	5%
Gros composants électriques	0,219	27%	43%	58,4	3%
Composants électriques	0,117	33%	42%	58,4	3%
Assemblage	0,117	36%	18%	52,7	5%
Génie civil	0,175	36%	18%	55,9	2%
Raccordement	0,092	36%	18%	50,2	6%

Figure 132 : Décomposition de la valeur de la production et ratio de rémunération par ETP, par maillon de la chaîne de valeur – filière éolienne terrestre

Emplois directs liés aux produits spécifiques de niveau 0 (l'activité de développement)

Les emplois directs dans le montage des projets éoliens sont calculés en utilisant le ratio de rémunération par emploi tiré des données d'entreprises (ESANE 2014),

Un facteur de correction a également été utilisé pour tenir compte du fait que tous les employés ne sont pas salariés : le ratio rémunération par emploi doit donc être augmenté de la part des non-salariés. D'après les données d'entreprises de l'Insee (ESANE 2014), ce ratio a été évalué à 1,1 pour le développement, 1,04 pour les études préliminaires et 1,18 pour les études de construction. La marge a été évaluée en appliquant un taux de marge moyen par rapport au CA, estimé à partir des comptes, données issues des déclarations obligatoires et achetées à societe.com.

Finalement les emplois directs unitaires dans l'installation sont calculés de la façon suivante :

$$\text{emploi} = \text{rémunération (€/W)} * \text{rémunération par salarié} * 1,1$$

A l'issue de la décomposition en premiers et deuxièmes niveaux, la valeur des équipements exprimée en euro par watt installé peut être décomposée comme le montre le tableau ci-dessus.

On en déduit des ratios d'emplois directs, en ETP par MW installé, correspondant à chaque segment de la chaîne de valeur, comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

Maillons de la chaîne de valeur	Coût en M€/MW	ETP direct (ETP/MW)
Développement	0,080	0,777682
Etudes préliminaires	0,066	0,490961
Etudes de construction	0,058	0,417182
Mâts	0,213	0,270277
Pales	0,180	0,032850
Composants structure	0,081	0,017213
Gros composants électriques	0,219	0,045015
Composants électriques	0,117	0,126992
Assemblage	0,117	0,779605
Génie civil	0,175	1,057533
Raccordements	0,092	0,662429
Ensemble	1,398	4,677739

[Modèle InNumeri 2015]

Figure 133 : Résultats du modèle pour les emplois directs liés aux investissements de la filière éolienne terrestre en France

Application aux exportations

Une approche similaire utilisée pour les exportations, mais celles-ci ne peuvent pas être rapprochées de puissances installées.

- Les productions de chaque maillon de la chaîne de valeur sont estimées à partir de l'enquête auprès des acteurs.
- La décomposition de la production entre Rémunérations / EBE / CI importées / CI France se fait comme précédemment, en utilisant des ratios identiques pour les fabricants de composants et des ratios légèrement différents pour les développeurs – exploitants, puisqu'on répartit maintenant la production et non plus la production – consommations spécifiques (études).

Approche utilisée pour les effets et emplois indirects

Après avoir estimé les effets et emplois directs en utilisant une analyse de filière, on évalue les effets et emplois indirects, qui correspondent aux activités de production liées aux consommations intermédiaires non spécifiques.

Ces effets et emplois indirects sont évalués selon une approche input-output, en utilisant les tableaux entrées-sorties des comptes nationaux.

On présente dans un premier temps les outils de comptabilité nationale et la façon dont ils peuvent être utilisés avant de décrire l'application au cas de l'étude.

Présentation des outils de comptabilité nationale : les tableaux entrées-sorties symétriques

Structure et fonctionnement des tableaux entrées-sorties symétriques

L'équilibre ressources-emplois par produit

Le système des comptes nationaux permet de retracer pour une année donnée l'équilibre entre les ressources et les utilisations des différents produits. Pour rappel, cet équilibre s'écrit de la façon suivante :

$$P + M = CI + CF + FBC + X \quad (4)$$

avec *M* les importations, *X* les exportations, *CF* la consommation finale et *FBC* la formation brute de capital.

Cette écriture de l'équilibre est simplifiée, et suppose que l'ensemble des ressources sont estimés au prix d'acquisition – les utilisations étant systématiquement estimées à ce prix.

Or, en comptabilité nationale, la production et les importations sont évaluées au *prix de base*, c'est-à-dire hors marges commerciales et de transport, et hors impôts et subventions sur produits. Une écriture plus détaillée de cet équilibre est donc :

$$P + M + MC + T - SP = CI + CF + FBC + X \quad (4.1)$$

avec *MC* les marges commerciales et de transport, *T* les impôts sur produits, et *SP* les subventions sur produits.

Les tableaux entrées-sorties symétriques comprennent un produit « marges commerciales ». En faisant la correction des impôts et subventions sur produits, on peut donc revenir à l'écriture simplifiée de l'équilibre ressources-emplois dit tableau « aux prix de base ».

Structure des tableaux entrées-sorties symétriques

Les tableaux entrées-sorties symétriques sont des matrices (produit x produit) montrant comment les ressources correspondent aux emplois ; ils décrivent en détail les opérations de consommations intermédiaires et les emplois finals. Le schéma ci-dessous illustre la façon dont est construit et présenté un tableau entrées-sorties symétrique.

La première partie du tableau retrace l'utilisation des différents produits en tant que consommations intermédiaires pour la fabrication d'autres produits. La deuxième partie donne les utilisations finales de

chaque produit, qui sont soit de la consommation finale, de la formation brute de capital ou des exportations. La colonne « total » reprend l'ensemble des utilisations de chaque produit, elle fait la somme entre utilisations intermédiaires et utilisations finales.

	Produits fabriqués (j)	CF	FBC	RDM	Total
	Utilisations intermédiaires	Utilisations finales			
	$CI_{i,j}$	CF_i	FBC_i	X_i	
TOTAL CI	ΣCI_j				
D21 Taxes moins subventions sur produits					
D1 Rémunération brute des salariés	W_j				
D29 Autres impôts sur production					
B2 EBE					
B1 Valeur Ajoutée Brute	VA_j				
P1 Production	P_j				
P7 Importations	M_j				
Total ressources prix de base	$P_j + M_j$				

Figure 134 : Représentation simplifiée d'un tableau entrées-sorties symétrique

La partie relative aux utilisations intermédiaires du tableau peut être lue en ligne ou en colonne :

- En ligne, elle donne la répartition de l'utilisation de chaque produit dans les processus de production de l'ensemble des produits de l'économie,
- En colonne, elle donne l'ensemble des consommations intermédiaires nécessaires à la fabrication d'un produit donné.

Les tableaux entrées-sorties disponibles sur le site d'Eurostat présentent l'avantage d'être ventilés entre produits domestiques et importations. Cela signifie que le tableau ci-dessus est décomposé en deux sous-tableaux, l'un pour les produits d'origine nationale, l'autre pour les importations.

Les égalités suivantes sont donc vérifiées pour tous les produits :

$$\begin{aligned}
 CI_{i,j} &= CI_{i,j}^N + CI_{i,j}^M \\
 CF_i &= CF_i^N + CF_i^M \\
 FBC_i &= FBC_i^N + FBC_i^M
 \end{aligned}$$

L'exposant N signifie que le produit est d'origine nationale, l'exposant M qu'il est importé.

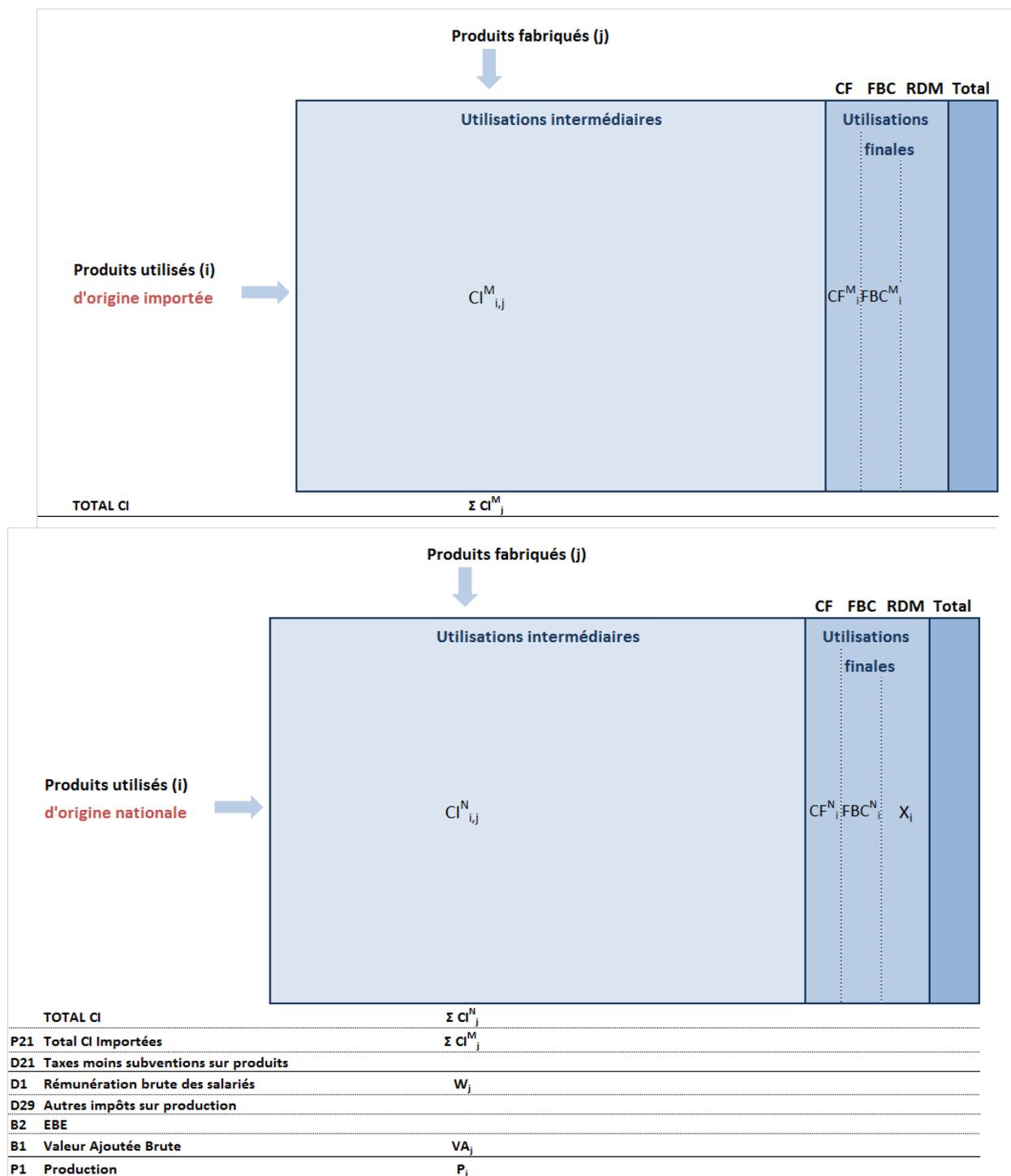


Figure 135 : Ventilation du tableau entrées-sorties symétrique en importations

La matrice des utilisations intermédiaires permet de construire une matrice des coefficients techniques, souvent notée A. Elle est définie par l'ensemble des éléments a_{ij} tels que :

$$a_{ij} = CI_{i,j} / P_j$$

avec P_j la production de produit j.

Les coefficients techniques représentent donc les consommations intermédiaires unitaires de chaque produit j fabriqué. Comme les tableaux sont ventilés selon l'origine des produits (domestique ou importée), il est possible de calculer des coefficients techniques pour chaque type de produit. On a donc :

- $a_{ij}^N = CI_{i,j}^N / P_j$ le coefficient technique des CI d'origine nationale, qui mesure le contenu en produits d'origine nationale des consommations intermédiaires nécessaires à la production du produit j,
- $a_{ij}^M = CI_{i,j}^M / P_j$ le coefficient technique des CI d'origine importée, qui mesure le contenu en produits importés des consommations intermédiaires nécessaires à la production du produit j.

Utilisation des tableaux entrées-sorties symétriques comme outil d'analyse

Les tableaux entrées-sorties symétriques peuvent être utilisés comme outil d'analyse, notamment pour étudier l'impact sur le système productif, et éventuellement sur la répartition de la valeur ajoutée, d'une modification d'un élément de demande finale.

En supposant que les coefficients techniques de production sont stables, il est possible de prévoir les productions requises pour une variation d'un élément de demande finale.

On repart pour cela de l'équilibre ressources-emplois :

$$P + M = CI + CF + FBC + X$$

La ventilation des tableaux entrées-sorties avec le contenu en importations permet de décomposer cet équilibre en deux :

$$\begin{aligned} P &= CI^N + CF^N + FBC^N + X \\ M &= CI^M + CF^M + FBC^M \end{aligned}$$

Dans la suite, on notera UF les utilisations finales de produits ; UF^N représentera donc les utilisations finales de produits d'origine domestique (somme $CF^N + FBC^N + X$), UF^M les utilisations finales de produits importés (somme $CF^M + FBC^M$). Les deux relations d'équilibre s'écrivent donc :

$$P = CI^N + UF^N \quad (5)$$

$$M = CI^M + UF^M \quad (6)$$

Dans le cadre de l'étude, on cherchera à évaluer la production nécessaire pour satisfaire une augmentation des utilisations finales de produits d'origine domestique. On se concentre donc sur la relation d'équilibre (5), vérifiée pour chaque produit i, que l'on peut réécrire de la façon suivante grâce à la définition des coefficients techniques :

$$P_i = \sum a_{ij}^N P_j + UF_i^N \quad (7)$$

La réécriture des consommations intermédiaires en fonction de la production grâce aux coefficients techniques permet d'obtenir un système à autant d'équations que d'inconnues. On peut le réécrire sous forme matricielle ; on obtient donc :

$$(P) = (A) (P) + (UF) \quad (8)$$

soit :

$$(P) - (A) (P) = (UF),$$

$(I-A) (P) = (UF)$, avec (I) la matrice identité, qui joue le rôle du 1 dans le produit matriciel.

La production nécessaire pour répondre à un niveau donné d'utilisations finales est donc déterminée par :

$$(P) = (I-A)^{-1} \bullet (UF) \text{ où } (I-A)^{-1} \text{ est la matrice inverse de } (I-A)$$

NB : Le fait d'inverser la matrice $(I-A)$ permet de prendre en compte le fait que la fabrication de consommations intermédiaires d'une branche nécessite des consommations intermédiaires, dont la fabrication nécessite des consommations intermédiaires etc.

Application au cas de l'étude

La première étape de calcul des effets indirects consiste à répartir les CI non spécifiques d'origine nationale par branche d'activité, en utilisant les données du TES. On calcule ensuite la production générée par cette production par la méthode de l'inversion de matrice expliquée au point précédent, puis les emplois associés à cette production, répartie par branche, à l'aide des ratios production/emploi tirés des comptes nationaux. Le schéma suivant illustre ce calcul.

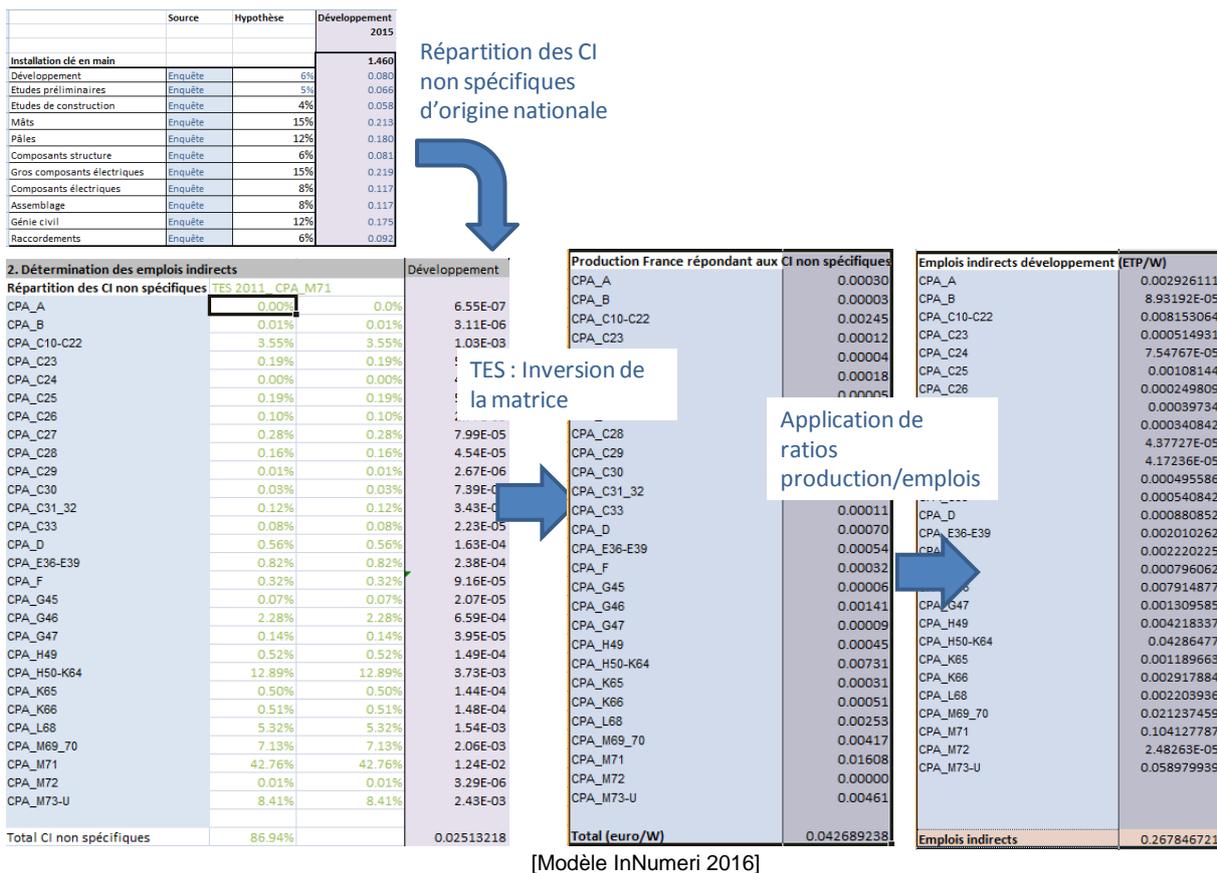


Figure 136 : Illustration du calcul des effets indirects

1. Approche utilisée pour les effets induits

L'analyse de filière et l'utilisation des outils de comptabilité nationale ont permis de déterminer le niveau d'activité et les emplois (directs et indirects) liés au développement du photovoltaïque en France. Mais pour avoir une vision exhaustive de l'ensemble des effets produits par le développement d'une filière dans l'économie, il faut prendre en compte un autre type d'effets : les activités de production directes et indirectes vont générer un supplément de Valeur Ajoutée Brute (VAB) dans l'économie, et donc de revenus primaires pour les différents secteurs institutionnels. On étudie la manière dont ce supplément de revenu sera réinjecté dans l'économie nationale, notamment au travers de la consommation finale.

Cette analyse demande de mobiliser un autre outil de comptabilité nationale : le Tableau Economique d'Ensemble (TEE). On présente dans un premier temps le TEE avant d'expliquer comment il peut être utilisé dans le cadre de l'analyse menée.

Présentation du Tableau économique d'ensemble

Le Tableau Economique d'Ensemble (TEE) est le tableau de synthèse de l'ensemble des comptes pour les différents secteurs institutionnels. On présente dans un premier temps le passage de la production à la dépense de consommation finale à travers les comptes des secteurs institutionnels, puis leur agrégation au sein du TEE.

Les différents types de comptes et les secteurs institutionnels

Le système de comptabilité nationale présente les opérations économiques effectuées par les unités résidentes au cours d'une année. Ces opérations sont retracées dans une séquence de comptes. Le Système Européen des Comptes de 2010 (SEC 2010) comprend deux grandes séries de tableaux :

- Les comptes des secteurs institutionnels ;
- Le cadre entrées-sorties et les comptes des branches d'activités ; présentés plus haut.

Les différents types de comptes

Les comptes des secteurs institutionnels enregistrent, pour chaque secteur, l'ensemble des opérations économiques réalisées sur l'année écoulée. Ils sont tenus sur le principe d'un enregistrement en partie quadruple, et permettent de faire apparaître les soldes significatifs. Ils sont présentés selon une logique qui permet de les faire se succéder rationnellement, et de les articuler entre eux par transmission de leur solde.

- Les comptes sont regroupés en trois grandes catégories :
- Les comptes d'opérations courantes, établis en termes de flux et présentés en emplois et ressources,
- Les comptes d'accumulation, également établis en termes de flux, et ventilés en variations d'actifs et de passif,
- Les comptes de patrimoine, qui sont des comptes de stock, enregistrant à une date donnée les encours d'actifs détenus et de passifs contractés par les différents secteurs institutionnels.

L'analyse qui est menée se concentrera sur une partie des comptes d'opérations courantes, qui permet de passer de la production à la formation des revenus puis à la dépense de consommation finale.

Les secteurs institutionnels

On distingue cinq types de secteurs institutionnels :

- Les sociétés non financières (S.11)
- Les sociétés financières (S12)
- Les Administrations Publiques (APU -S.13)
- Les ménages (y compris entrepreneurs individuels) (S.14)
- Les Institutions Sans But Lucratif au Service des Ménages (ISBLSM – S.15)

A ces cinq secteurs résidents, s'ajoute le Reste du Monde (RDM – S.2).

Dans le contexte de l'analyse qui est menée, les secteurs institutionnels sur lesquels on se concentrera seront les ménages, les sociétés non financières et les APU.

Le passage de la production à la dépense de consommation finale à travers les comptes

Les comptes des opérations courantes décrivent, pour l'ensemble des secteurs institutionnels, les opérations économiques permettant de passer de la production nationale à la dépense de consommation finale. Le schéma suivant présente de façon simplifiée l'enchaînement des comptes :



Figure 137 : Enchaînement simplifié d'une partie des comptes sur opérations courantes

Le compte de production décrit la relation entre la production et les consommations intermédiaires, faisant ainsi apparaître comme solde significatif la valeur ajoutée brute. La partie du compte établie pour les différentes branches d'activité se retrouve dans les tableaux entrées-sorties.

Le compte d'exploitation décrit le partage de la valeur ajoutée, qui sert à rémunérer les salariés, et à payer les autres impôts sur la production (nets de subventions). Le solde significatif qui en ressort est l'EBE (ou revenu mixte dans le cas des ménages en tant qu'entrepreneurs).

Les deux comptes suivants sont les comptes d'affectation des revenus. Ils recensent les revenus dont bénéficient les différents secteurs institutionnels - EBE pour les entreprises, rémunération des salariés pour les ménages, impôts sur la production pour les APU - et déterminent le revenu disponible, en prenant en compte les cotisations sociales et les différentes prestations sociales (c'est-à-dire les opérations de redistribution).

Le dernier compte, d'utilisation du revenu, fait le lien pour les ménages entre le revenu disponible et la consommation finale, et fait apparaître comme solde l'épargne brute.

Le passage d'une activité de production à une dépense de consommation finale s'effectue donc en partant de la Valeur Ajoutée, dont on étudie la répartition afin de faire ressortir les revenus du facteur travail salarié et de l'activité des entrepreneurs individuels (revenu mixte). On corrige ensuite ces revenus des diverses cotisations et prestations sociales, avant d'examiner la façon dont ils sont utilisés et le partage consommation – épargne.

Intégration des comptes au sein du TEE

Présentation générale du TEE

Le TEE est un tableau synthétique reprenant l'ensemble des comptes des différents secteurs institutionnels et du Reste Du Monde (RDM). Il est construit en deux parties :

- A gauche, les emplois des différents comptes courants et les variations d'actifs des comptes d'accumulation,
- A droite, les ressources des différents comptes courants et les variations de passif des comptes d'accumulation.

Les soldes significatifs sont notés en emploi de chaque compte et se retrouvent en ressource du compte suivant ; la délimitation des comptes n'est donc pas la même de chaque côté du TEE.

Sur chaque ligne du tableau, se trouvent donc les opérations ou soldes des différents comptes. Les colonnes, construites de façon symétrique en emploi et en ressources, correspondent aux différents secteurs institutionnels et au RDM. Le schéma en page suivante est une représentation simplifiée d'un TEE. Le TEE peut être lu de façon verticale ou horizontale :

- La lecture verticale donne la description des activités économiques de chaque secteur institutionnel et du reste du monde, et permet de reconstituer les comptes pour chacun d'entre eux.
- La lecture horizontale permet de connaître la participation de chaque secteur institutionnel aux différentes opérations et donne les relations d'interdépendances entre les secteurs.

Application au cas de l'étude

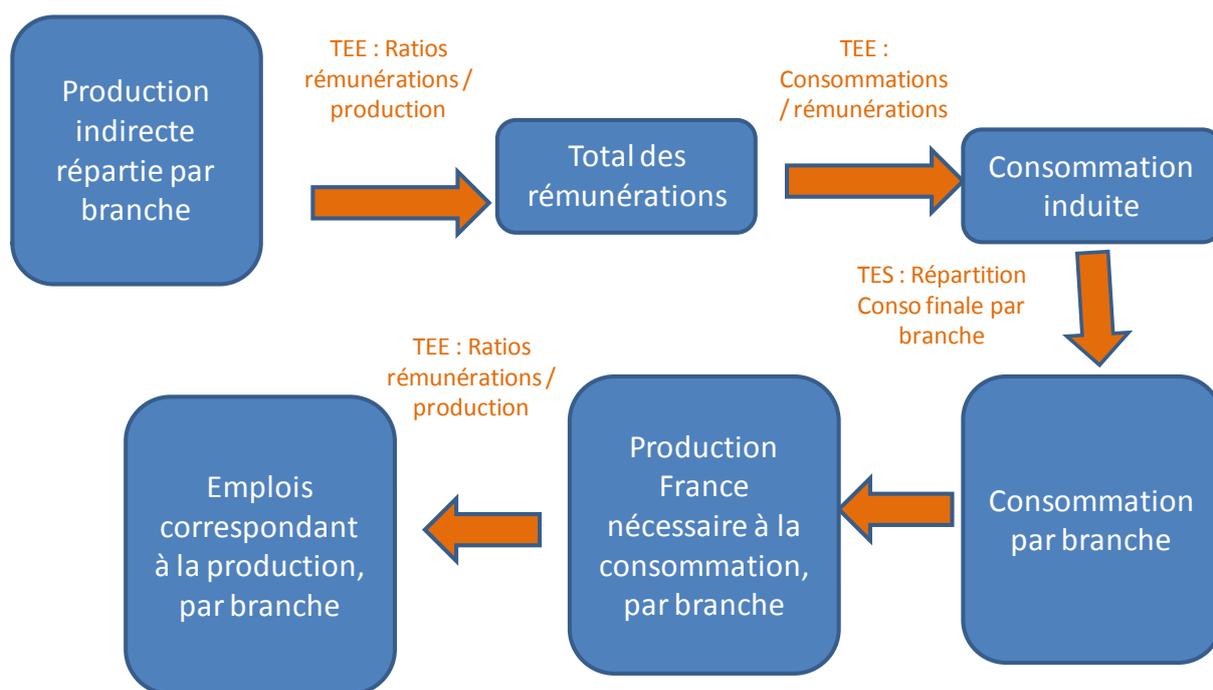
Dans le cadre de l'étude qui est réalisée, les informations du TEE sont utilisées pour estimer les effets et emplois induits par le développement de la filière photovoltaïque. Pour rappel, les effets et emplois induits sont définis comme ceux qui passent par les revenus résultant de l'activité de production : effet d'entraînement par la dépense de consommation, revenus supplémentaires générés (ou la perte de revenus) etc.

Note sur les données issues du TEE et du Tableau Entrées-Sorties

Dans le cadre du système harmonisé des comptes européen, l'Insee élabore et fournit à Eurostat le Tableau Entrées-Sorties (TES) ainsi que le Tableau Economique d'Ensemble (TEE). Eurostat retravaille les données fournies par les différents pays afin de publier des tableaux harmonisés pour l'ensemble des Etats membres. Les tableaux entrées-sorties font l'objet d'une publication pays par pays tous les deux ans. La dernière publication disponible concerne l'année 2010. Le TEE, dont l'équivalent dans le cadre européen de comptabilité nationale est le Tableau des Comptes Economiques Intégrés, ne fait pas l'objet à notre connaissance d'une publication individuelle par pays de la part d'Eurostat.

Dans le cadre de l'étude menée, les analyses portant sur le TES sont faites à partir des tableaux Eurostat, qui présentent l'avantage d'être ventilés entre produits domestiques et importés. En revanche, la partie de l'analyse qui utilise les informations du TEE est faite à partir de la publication de l'Insee pour l'année 2010. Pour cette raison, des écarts mineurs peuvent apparaître dans les ratios et agrégats présents dans les deux types de tableaux (comme la VA, l'EBE, la rémunération des salariés etc.). Ces écarts sont négligeables et n'empêchent pas le bon déroulement de l'analyse.

Les étapes précédentes ont permis de calculer le vecteur de production indirecte. La première étape de calcul des effets induits consiste à associer les rémunérations des salariés correspondantes à chaque branche d'activité. On calcule ensuite la consommation finale des ménages en produits nationaux en utilisant les données du TEE. On répartit cette consommation finale par produits, pour calculer la production qui en découle en utilisant le TES (comme pour le calcul des effets indirects). A l'aide du ratio production/emploi de chaque branche, on détermine les emplois induits. Les étapes de calcul sont représentées sur le schéma suivant :



[Modèle In Numeri 2016]

Figure 138 : Schéma du calcul des emplois induits

Maillons de la chaîne de valeur	Coût en M€/MW	ETP direct (ETP/MW)	ETP indirect (ETP/MW)	ETP induit (ETP/MW)
Développement	0,080	0,77768	0,26785	0,21991
Etudes préliminaires	0,066	0,49096	0,28022	0,16485
Etudes de construction	0,058	0,41718	0,18614	0,11996
Mâts	0,213	0,27028	0,18596	0,08018
Pales	0,180	0,03285	0,04309	0,01427
Composants structure	0,081	0,01721	0,01865	0,00671
Gros composants électriques	0,219	0,04502	0,04377	0,01661
Composants électriques	0,117	0,12699	0,10670	0,05247
Assemblage	0,117	0,77960	0,57780	0,23986
Génie civil	0,175	1,05753	0,98614	0,38178
Raccordements	0,092	0,66243	0,48922	0,19728
Ensemble	1,398	4,67774	3,18555	1,49388

[Modèle In Numeri 2016]

Figure 139 : Résultats du modèle pour les investissements de la filière éolienne terrestre en France

Annexe 5 : Comparaison avec l'étude marchés et emplois

L'étude Marchés et emplois (« M&E »)²¹⁵ exclut les marchés et les emplois liés à l'exportation et à l'éolien en mer. Par ailleurs elle ne porte que sur les activités directes avec une décomposition beaucoup plus simplifiée des marchés, ce qui a une incidence sur les emplois comptabilisés comme emplois directs. Par conséquent le périmètre des emplois comptabilisés dans M&E est radicalement différent de celui utilisé dans la présente étude (ci-après dénommée « Etude filière »). La comparaison ci-dessous porte donc sur les ETP directs de l'éolien terrestre à destination du marché domestique, limité aux marchés et aux emplois liés aux activités d'investissements et d'exploitation et maintenance. Il importe en outre de tenir compte du fait que certaines données ne sont devenues disponibles qu'après la publication de l'étude marchés et emplois (mai 2016) et que plusieurs d'hypothèses structurantes ont pu être mise à jour grâce aux données collectées dans le cadre de l'enquête In Numeri 2016 auprès des acteurs de la filière.

8.1. Marchés et emplois liés à la production d'énergie

La valeur de l'énergie vendue est estimée à 1,694 M€ dans l'étude M&E (18,7 TWh à 90,6 €/MWh). Pour l'étude filière éolienne on dispose des données réelles de production et du prix d'achat effectif : 21,134 TWh et 88,6 €/MWh. Le montant des ventes est de 1,872 Md€. Cette différence n'a pas d'incidence sur les emplois, calculés à partir du parc en service.

Dans l'étude M&E les emplois d'exploitation et de maintenance sont estimés à 2 337 ETP (parc en service de 10 428 MW et ratio de 0,224 ETP/MW). Dans l'étude filière le total des emplois directs est de 2 419 (un parc de 10 329 MW et ratio de 0,234 ETP/MW).

8.2. Marchés et emplois liés aux investissements dans l'éolien terrestre en France

8.2.1. Le montant des investissements :

Etude M&E : 878 MW à 1,3 M€/MW soit 1,135 Md€

Etude filière : 944 MW à 1,358 M€/MW soit 1,320 Md€ (+16,3% par rapport à l'étude M&E)

8.2.2. Décomposition des investissements et part France

La décomposition et la part France des investissements est différente entre les deux études.

Etude M&E

²¹⁵ ADEME. *Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables : 2013-2014 et perspectives à court terme.* Dernière édition parue en Juin 2016.

	%	part France
Aérogénérateur	77%	14,2%
mâts tours	20,3%	54%
pales	17,1%	0%
rotor	7,7%	0%
turbine (générateur, alternateur ...)	10,5%	0%
autres : équipements électriques et mécaniques (engrenages, etc.)	21,4%	0%
Autres coûts (Génie civil, montage, connexions)	23%	100,0%
études, ingénierie, supervision	4,6%	100%
fondations, accès	6,9%	100%
connexion électrique (raccordement)	9,2%	100%
levage	2,3%	100%
Total	100%	33,9%

A la production résultant de cette décomposition et de ces parts France, l'étude M&E ajoute la valeur ajoutée des filiales françaises des turbiniers étrangers.

Au total la part France des investissements est la suivante :

Part France des investissements	
Aérogénérateur	123,9
mâts tours	123,9
pales	0
rotor	0
turbine (générateur, alternateur ...)	0
autres : équipements électriques et mécaniques (engrenages, etc.)	0
Autres coûts (Génie civil, montage, connexions)	261,1
études, ingénierie, supervision	52,2
fondations, accès	78,3
connexion électrique (raccordement)	104,4
levage	26,1
Filiales françaises des turbiniers	65,0
Total	450,0

source M&E, M€ ; année 2015

Etude filière

Décomposition et part France des investissements	%	% France
Aérogénérateur	58%	11,8%
Mâts	15%	20%
Pâles	13%	5%
Composants structure	6%	5%
Gros composants électriques	16%	5%
Composants électriques	8%	25%
Autres coûts	42%	98,0%
Développement	6%	100%
Etudes préliminaires	5%	100%
Etudes de construction	4%	80%
Assemblage	8%	100%
Génie civil	13%	100%
Raccordements	7%	100%
Total	100%	48,1%

Au total la part France des investissements est la suivante :

Part France des investissements : montants	
Aérogénérateur	90.5
Mâts	40.2
Pâles	8.5
Composants structure	3.8
Gros composants électriques	10.3
Composants électriques	27.6
Autres coûts	544.4
Développement	75.8
Etudes préliminaires	62.0
Etudes de construction	44.1
Assemblage	110.3
Génie civil	165.4
Raccordements	86.8
Total	634.9

M€ ; 2015 ; NB il y a une différence de 20 M€ entre le montant de la production de composants dans le tableau 1 de la page 64 (111 M€) et la somme des items de la rubrique aérogénérateurs ci-dessus (91M€)

L'étude filière évalue la production France pour l'investissement à 635 M€ contre 450 M€ dans l'étude M&E. L'écart entre les deux évaluations est de 185 M€ (41%) et peut être décomposé entre l'effet de l'augmentation du montant des investissements (80 M€) et l'impact des différences dans la décomposition et la part France (+105 M€).

8.2.3. Passage de la production aux emplois

On calcule les emplois à partir de la production France en utilisant des ratios, soit directement des ratios ETP/M€ de production (Etude M&E) soit en passant par la valeur ajoutée et les rémunérations (Etude filière).

Etude M&E

	production M€	emplois (ETP)	ratio k€/ETP
Aérogénérateur	124	236	
mâts tour	124	236	526
pales	0	0	
rotor	0	0	
turbine (générateur, alternateur ...)	0	0	
autres : équipements électriques et mécaniques (engrenages, etc.)	0	0	
Autres coûts (Génie civil, montage, connexions)	261	1 482	
études, ingénierie, supervision	52	245	213
fondations, accès	78	462	170
connexion électrique (raccordement)	104	650	161
levage	26	125	209
Filiales des turbiniers étrangers	65	739	88
Total	450	2 457	183

NB comme indiqué, le montant indiqué pour les filiales de turbiniers étrangers est celui de la valeur ajoutée ; les emplois ne sont pas calculés par ratios mais à partir des données des entreprises concernées ; les emplois dans la construction de mâts sont calculés à partir des comptes des entreprises concernées ; les autres ratios utilisés sont

Etude filière

	production M€	emplois (ETP)	ratio k€/ETP
Aérogénérateur	90	465	
Mâts	40	255	158
Pâles	8	31	274
Composants structure	4	16	235
Gros composants électriques	10	42	243
Composants électriques	28	120	230
Autres coûts	544	3 951	
Développement	76	734	103
Etudes préliminaires	62	463	134
Etudes de construction	44	394	112
Assemblage	110	736	150
Génie civil	165	998	166
Raccordements	87	625	139
Total	635	4 416	144

Le ratio moyen production par emploi des deux études est différent (183 k€/ETP dans l'étude M&E et 144 k€/ETP pour l'étude filière). A niveau de production identique cet écart induit une différence de 27% entre les emplois des deux études.

Une grande partie de l'écart entre les deux ratios est imputable à la structure très différente de la production avec, dans l'étude filière, une part plus importante des études et du développement dont les ratios d'emploi sont plus faibles que ceux des autres activités. Le reste de l'écart est imputable à des différences dans les ratios k€ par emploi les ratios de l'étude M&E étant systématiquement plus élevés.

Au total, l'écart entre les deux évaluations, pour ce qui est des emplois associés à l'investissement dans l'éolien terrestre, est de 1 962 emplois (79%).

	Etude filiale	Etude M&E
Etudes et développement	1 591	245
Fabrication des mâts	255	236
Fabrication d'autres composants	210	0
Autres (génie civil, assemblage ...)	2 360	1 237
Total	4 416	2 457

emplois ETP

On peut approximativement le décomposer entre les facteurs suivants:

Montant des investissements	400
Part de la production France	610
Structure de la production et ratios de passage de la production aux emplois	950
Total	1 960

Annexe 6 : Bibliographie

- Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie, *Fiche technique petit éolien*, 2015
- Agencia Brasileira de Desenvolvimento Industrial, *Mapeamento da Cadeia Produtiva Da Industria Eolica No Brasil*, 2014
- Alliance for Rural Electrification, *The Potential of Small and Medium Wind Energy in Developing Countries*, 2012
- Asociacion Empresarial Eolica, *Impacto Macroeconomico del Sector Eolico en Espana*, 2012
- Asociacion Empresarial Eolica, *Rapports annuels 2014, 2013 et 2011*
- Asociacion Empresarial Eolica, *Who is who in the Spanish Wind Energy Industry*, 2014
- Associação Brasileira de Energia Eolica, *Boletim Annual de Geracao Eolica*, 2014
- Bloomberg New Energy Finance, *Clean Energy Investment: Q4 2015 FactPack*, 2015
- Boeckle et al. *The German Wind Technology Cluster*, 2010
- Bundesministerium für Wirtschaft, *Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland*, 2015
- Bundesministerium für Wirtschaft, *Bundesbericht Energieforschung*, 2015
- Bundesministerium für Wirtschaft, *Marktanalyse Windenergie an Land*, 2015
- Bundesverband WindEnergie, *Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland*, 2015
- Bundesverband WindEnergie, *Akteursstrukturen von Windprojekte in Deutschland*, 2015
- Bundesverband WindEnergie, *Fakten zu Windenergie*, 2015
- Bundesverband WindEnergie, *Repowering von Windenergieanlagen*, 2012
- Bundesverband WindEnergie, *Windindustrie in Deutschland, Branchenreport*, 2015
- BVG Associates, *Future Renewable Energy Cost: Onshore Wind*, KIC Future renewable energy cost, 2014
- BVG Associates, *The UK content of operating on shore wind farms*, 2015
- BVG Associates, *Toward round 3: Building the On shore Wind supply Chain*, 2010
- BVG Associates, *UK On shore Wind Supply Chain, capabilities and opportunities*, 2014
- California Energy Commission, *Levelized Cost of Energy Model*, 2010
- Carbon Trade Watch, *The Wind Industry Experiment in Northeastern Brazil*, 2012
- Carbon Trust, *Detailed Appraisal of the On shore Wind Industry in China*, 2014
- Carbon Trust, *Floating On shore Wind: Market & Technology Review*, 2015
- Catapult, *Economic Impact Study of the on shore renewable energy industry in the UK*, 2014
- Catapult, *Floating Wind: Technology Assessment*, 2015
- Chinese Renewable Energy Industries Association, Global Wind Energy Council, *China Wind Power Review & Outlook*, 2014
- Climate Policy Initiative, *Financing of Renewable Energy in India, Implications for Policy*, 2013
- Climate Policy Initiative, *Researching India's Renewable Energy Targets Cost-Effectively*, 2015
- Commission de régulation de l'énergie, *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine*, 2014
- Congressional Research Service, *U.S. Wind Turbine Manufacturing Federal Support for an Emerging Industry*, 2012

Consultation on Indian Wind Energy Mission, *Existing Wind Power Policies and Incentives*, 2014

Deloitte & Taylor Wessing, *European Wind Service Study*, 2012

Deutsche Bank, *Brazil Tenders Case Study*, 2012

Deutsche Bank, *Leading Clean Energy Markets*, 2012

Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung, *Beschäftigung durch Erneuerbare Energien in Deutschland*, 2015

Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung, *Die ökonomische Bedeutung der Windenergiebranche*, 2014

Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung, *Impact of Renewable Energy Act Reform on Wind Project Finance*, 2014

Deutsche Windenergie Institut, *German On shore Market Growing Despite Problems with Grid Connection*, 2014

Deutsche Windenergie Institut, *Major Failures in the Wind Turbine Components and the Importance of Periodic Inspections*, 2014

Deutsche Windenergie Institut, *Wind Energy Use in Germany*, 2014

Deutsche Windguard, *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland*, 2015

Deutsche Windguard, *Kostensituation der Windenergie an Land, Internationaler Vergleich*, 2014

Deutsche Windguard, *Status of Land-based Wind Energy Development in Germany*, 2014

Distributed Wind Energy Association, *Distributed Wind Vision 2015-2030*, 2015

Energies 2015, *The Economics of Wind Power in China and Policy Implications*, 2015

Enerpresse, *Dong Energy casse les prix de l'éolien en mer*, n°11610 juillet 2016

Eurobserv'er, *Baromètre éolien*, 2015

European Wind Energy Association, *Deep Water, the next step for On shore Wind Energy*, 2013

European Wind Energy Association, *Green Growth*, 2012

European Wind Energy Association, *The European On shore Wind Industry, key trends and statistics*, 2015

European Wind Energy Association, *Wind Energy Scenarios for 2020*, 2014

European Wind Energy Association, *Wind in Power – Annual Statistics*, 2015

European Wind Energy Technology Platform, *Strategic Research Agenda / Market Deployment Strategy*, 2014

Facilitating Offshore Wind in India, *Offshore Wind Policy and Market Assessment, a Global Outlook*, 2014

Financial Times, *US groups back renewable energy alliances*, mai 2016

France Energie Eolienne, *Annuaire éolien 2016*

France Energie Eolienne, *Etude IFOP 2016 sur l'acceptabilité de l'éolien*, septembre 2016

France Energie Eolienne, Observatoire de l'éolien, *Analyse du marché et des emplois éoliens en France 2014*, FEE / Bearing Point

France Energie Eolienne, *Observatoire de l'éolien 2016* (FEE / Bearing Point), septembre 2016

France Energie Eolienne, *Observatoire des coûts de l'éolien terrestre*, décembre 2016

Frankfurt School, Bloomberg New Energy Finance, *Global Trends in Renewable Energy Investment*, 2015

Fraunhofer Institut, *Windenergie Report Deutschland*, 2014

Fraunhofer Institut, *Levelized Cost of Electricity, Renewable Energy Study*, 2013

Fraunhofer Institut, *The International Transfer of Wind Power Technology to Brazil and China*, 2013

Germany Trade & Invest, *The German Wind Industry*, 2014

Germany Trade & Invest, *The Wind Industry in Germany*, 2015

Global Capital Finance, *The European Renewable Energy Investor Landscape*, 2014

Global Wind Energy Council, *Global Wind Energy Outlook 2014*, 2015

Global Wind Energy Council, *Global Wind Energy Outlook 2015*, 2016

Global Wind Energy Council, *India Wind Energy Outlook*, 2012

Global Wind Energy Council, International Renewable Energy Agency, *China Market Overview*, 2015

Goldwind, *Annual Report*, 2014

Greensolver, *5 New Trends in Onshore Wind O&M*, 2014

HSH Nordbank, *Repowering In Deutschland*, 2014

Iberdrola, *Regulation Outlook*, 2014

IFP Energies Nouvelles, *Panorama de l'éolien En mer*, 2016

Indian Wind Turbine Manufacturers Association, *Indian Wind Power*, 2015 et 2014

Institute for Energy Economics and Financial Analysis, *India's Electricity Sector*, 2015

International Energy Agency, *Annual Report*, 2013

International Energy Agency, *China Wind Energy Development Roadmap 2050*, 2011

International Energy Agency, *Task 26, Wind Technology, Cost and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, the European Union and the United States : 2007 – 2012*, 2015

International Energy Agency, *Technology Roadmap*, 2013

International Energy Agency, *Tracking Wind Energy Progress*, 2015

International Energy Agency, *World Energy Outlook*, 2014

International Energy Agency, *Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers*, 2016

International Renewable Energy Agency, *Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2016*, 2016

International Renewable Energy Agency, *Auctions in Developing Countries*, 2013

International Renewable Energy Agency, *Renewable Energy and Jobs*, 2013, 2014

International Renewable Energy Agency, *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Wind*, 2012

International Renewable Energy Agency, *Renewable Jobs, annual review*, 2015

International Renewable Energy Agency, *Renewable Power Generation Costs*, 2014

International Renewable Energy Agency, *The Socio-economic Benefits of Solar and Wind Energy*, 2014

International Renewable Energy Agency, *Solar and Wind Cost reduction potential to 2025*, 2016

Johnson and Jacobsson, *The Emergence of a Growth Industry : A Comparative Analysis of the German, Dutch and Swedish Wind Turbine Industries*, 2003

Joint Research Council, *Wind Status Report*, 2014

Lazard, *Levelized Cost of Energy Analysis Version 9.0*, 2015

Légifrance, *Arrêté du 8 mars 2013 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées dans des zones particulièrement exposées au risque cyclonique et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production*, 2013

Lewis and Wiser, *Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms*, 2005

Li Junfeng, et al. *China Wind Energy Outlook*, 2012

Ministry of Economic Affairs in The Netherlands, *Wind Energy in Brazil*, 2014

Mott MacDonald, *Cost of Low Carbon Generation Technologies*, 2011

Mythrah, Price WaterhouseCoopers, *Renewable energy's Transformation of the Indian electricity Landscape*, 2014

National Renewable Energies Laboratory, *Cost of Wind Energy Review*, 2014 et 2013

National Renewable Energies Laboratory, *En mer Wind Energy Market Review*, 2014

National Renewable Energies Laboratory, *En mer Wind Technologies Market Report*, 2015

National Renewable Energies Laboratory, *Social Acceptance of Wind: A brief Overview*, 2015

Natural Resources defense Council, *Financing Mechanisms to support India's National Wind Energy Mission*, 2014

Office Franco-Allemand pour la Transition énergétique, *Le Repowering en Allemagne*, 2014

Office Franco-Allemand pour la Transition énergétique, *Récapitulatif des points-clés de la réforme de la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG 2017)*, 2016

PD Ports, Clean Energy Pipeline, *En mer Wind Project Cost Outlook*, 2014

Personal Computing Industry Center, *Value Capture in the Global Wind Energy Industry*, 2011

Pöyry, *Observatoire des coûts de l'éolien terrestre*, réalisée pour la FEE, 2016

Purkus et al. *Market integration of renewable energies through direct marketing - lessons learned from the German market premium scheme*, 2015

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, *Renewable 2014 Global Status Report*, 2014

Renewable UK, *Local Supply Chain Opportunities in Onshore Wind*, 2014

Renewable UK, *Onshore Wind Cost Reduction Taskforce Report*, 2015

Renewable UK, *Onshore Wind, Economic Impacts in 2014*, 2015

Renewable UK, *Onshore Wind: Economic Impact*, 2014

Renewable UK, *Our En mer Energy Future, Actions for Growth*, 2015

Renewable UK, *Small and Medium Wind Strategy*, 2014

Renewable UK, *Small and Medium Wind UK Market Report*, 2015 et 2014

Renewable UK, *Wind Energy in the UK*, 2015 et 2014

Rutovitz and Harris, *Calculating Global Energy Sector Jobs: 2012 Methodology for Greenpeace International*, 2012

Siemens, *Annual report*, 2015

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

Siemens, *Siemens in Brazil*, 2015

Suzlon, *Annual Report*, 2015

Syndicat des énergies renouvelables, *Etat des coûts de production de l'éolien terrestre en France*, 2014

The Crown Estate, *A Guide to UK En mer Wind Operation and Maintenance*, 2013

The Crown Estate, *Jack-up Vessel Optimization*, 2014

UK Trade and Investment, *UK En mer Wind: Opportunities for trade and investment*, 2015

US Department of Energy, *Distributed Wind Market Report*, 2014

US Department of Energy, Office of Indian Energy, *Levelized Cost of Energy*, 2012

US Department of Energy, *Wind Technologies Market Report*, 2014

US Department of Energy, *Wind Vision: A New Era for Wind Power in the United States*, 2015

US Energy Information Administration, *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016*, 2016

World Energy Council, *World Energy Perspective – Cost of Energy Technologies*, 2013

Annexe 7 : Liste des entretiens réalisés pour la section benchmark

Allemagne: Esther Frey, *Wind Energy Manager*, Germany Trade and Invest

Allemagne: Florian Schmidt, *Project Director for Renewable Energies*, DENA

Allemagne: Thomas Egeling, *Head of Strategy*, Winergy

Brésil: Paul Vandebeuque, *Responsible for Energy*, Business France

Chine: Michel Aublant, *Executive Director*, Institute for Clean and Renewable Energy

Espagne: Luis Polo, *Director*, AEEolica

Espagne: Pauline Vandendor et Laurence Sulpice, *Responsible for Development and Industry*, Business France

France: Paul Duclos et Mathilde Mathieu, *Chargés de mission éolien et marchés de l'énergie*, Syndicat des Energies Renouvelables

France: Matthieu Monnier, *Chargé de mission industrie et offshore*, France Energie Eolienne

Inde: Chintan Shah, *Strategic Director*, Suzlon

Inde: Prof. Dr. K. Kasthurirangaian, *President*, WindPro

Inde: Remi Perony, *Responsible for Industry and Cleantech*, Business France

Inde: Shri V. Subramanian, *President*, INWEA

UK: Gordon Edge, *Director of Policy*, Renewable UK

US: Alice Orrell, *Analyst*, Pacific Northwest National Laboratory

Table des figures:

FIGURE 1 : EVOLUTION DE LA CAPACITE EOLIENNE INSTALLEE ANNUELLEMENT ENTRE 2000 ET 2015 AU NIVEAU MONDIAL ET REPARTITION DE LA CAPACITE CUMULEE ENTRE LES PRINCIPAUX PAYS	8
FIGURE 2 : EMPLOIS DIRECTS ET INDIRECTS EN ETP, PAR ACTIVITE DE LA CHAINE DE VALEUR EOLIENNE EN FRANCE	10
FIGURE 3 : REPARTITION DES ETP EOLIEN EN 2015 EN FRANCE METROPOLITAINE	12
FIGURE 4 : EVOLUTION DE LA CAPACITE EOLIENNE TERRESTRE ET EN MER INSTALLEE ANNUELLEMENT ENTRE 2000 ET 2015 DANS LE MONDE	15
FIGURE 5 : CROISSANCE DE LA CAPACITE INSTALLEE EN CUMULE DEPUIS 2000.....	16
FIGURE 6 : EVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE EOLIENNE DANS LE MONDE PAR TECHNOLOGIE	16
FIGURE 7 : PART DES PRINCIPAUX PAYS DANS LES 12 GW DE CAPACITE INSTALLEE GLOBALE D'EOLIEN EN MER EN 2015.....	17
FIGURE 8 : PART DES PRINCIPAUX PAYS DANS LES 756 MW DE PETIT EOLIEN INSTALLE EN 2014	17
FIGURE 9 : REPARTITION DE LA CAPACITE CUMULEE ENTRE LES PRINCIPAUX PAYS EN 2015.....	18
FIGURE 10 : REPARTITION DE LA NOUVELLE CAPACITE INSTALLEE PAR PAYS DANS L'ANNEE 2015	18
FIGURE 11 : CHAINE DE VALEUR DE LA FILIERE EOLIENNE	19
FIGURE 12 : REPARTITION DES COUTS POUR UN PROJET EOLIEN MOYEN TERRESTRE	20
FIGURE 13 : EMPLOIS 2015 DANS LES DIFFERENTES ENERGIES RENOUVELABLES HORS GRAND HYDRO ET REPARTITION PAR TYPE D'EMPLOIS POUR LE SECTEUR EOLIEN	21
FIGURE 14 : RATIOS D'ETP PAR MAILLON DE LA CHAINE DE VALEUR POUR L'EOLIEN TERRESTRE	22
FIGURE 15 : SEGMENTATION DES DIFFERENTS ACTEURS DANS LE DEVELOPPEMENT DE PROJETS EOLIENS	28
FIGURE 16 : POSITIONNEMENT A L'ETRANGER DES DEVELOPPEURS FRANÇAIS EN 2015	29
FIGURE 17 : POSITIONNEMENT DES BUREAUX D'ETUDES FRANÇAIS SELON LE TYPE D'ETUDE – <i>NON EXHAUSTIF</i>	31
FIGURE 18 : PERFORMANCES A L'EXPORT DES ENTREPRISES EN FRANCE	31
FIGURE 19 : POSITIONNEMENT DES FABRICANTS DE COMPOSANTS PRESENTS EN FRANCE	38
FIGURE 20 : PERFORMANCES A L'EXPORT DES FOURNISSEURS DE COMPOSANTS PRESENTS EN FRANCE	38
FIGURE 21 : SEGMENTATION DES DIFFERENTS ACTEURS DANS L'ASSEMBLAGE.....	40
FIGURE 22 : SEGMENTATION DES DIFFERENTS ACTEURS FRANÇAIS DANS L'INSTALLATION ET LA MISE EN SERVICE D'EOLIENNES - <i>NON EXHAUSTIVE</i>	43
FIGURE 23 : PERFORMANCES A L'EXPORT DES ACTEURS FRANÇAIS POSITIONNES DANS L'INSTALLATION	44
FIGURE 24 : CARACTERISATION DES ACTEURS DE L'OPERATION ET MAINTENANCE.....	48
FIGURE 25 : PERFORMANCE A L'EXPORT DES ACTEURS DE LA MAINTENANCE PURE.....	48
FIGURE 26 : PERSPECTIVES DU MARCHÉ DU DEMANTELEMENT	50
FIGURE 27 : COMPARAISON DES CAPEX ET OPEX POUR L'EOLIEN TERRESTRE ET EN MER (ALLEMAGNE ET ROYAUME-UNI)	51
FIGURE 28 : PRINCIPE DE DECOMPOSITION DE FILIERE UTILISE DANS LE MODELE.....	61
FIGURE 29 : PRODUCTION DES ACTEURS DE L'EOLIEN EN FRANCE, EN 2015.....	62
FIGURE 30 : DECOMPOSITION DU MARCHÉ DOMESTIQUE LIEE AU DEPLOIEMENT ET A L'EXPLOITATION DE PARCS EOLIENS TERRESTRES, 2015	63
FIGURE 31 : DECOMPOSITION DE LA PRODUCTION DOMESTIQUE LIEE AU DEPLOIEMENT DE PARCS EOLIEN EN MER EN 2015.....	63
FIGURE 32 : DECOMPOSITION DE LA PRODUCTION EOLIEN A DESTINATION DES MARCHES ETRANGERS EN 2015	64
FIGURE 33 : VALEUR AJOUTEE PAR MARCHÉ, AVEC OU SANS ACTIVITES NON-DELOCALISABLES, EN 2015	65
FIGURE 34 : EMPLOIS DIRECTS, INDIRECTS ET INDUITS LIES A LA FILIERE EOLIENNE EN 2015	66
FIGURE 35 : REPARTITION DU TOTAL DES ETP DIRECTS SELON LE MARCHÉ ET LE MAILLON DE LA CHAINE DE VALEUR EN 2015.....	66
FIGURE 36 : REPARTITION DES ETP DIRECTS SELON LE MAILLON DE LA CHAINE DE VALEUR EN 2015, PAR MARCHÉ	67
FIGURE 37 : RECAPITULATIF DU TOTAL DES ETP DIRECTS ET INDIRECTS PAR MAILLON DE LA CHAINE DE VALEUR.....	67
FIGURE 38 : INTENSITE EN MAIN D'ŒUVRE PAR MAILLON DE LA CHAINE DE VALEUR	68
FIGURE 39 : REPARTITION GEOGRAPHIQUE DES EMPLOIS DIRECTS LIES A L'ACTIVITE EOLIENNE	69
FIGURE 40 : INTERVALLES DE CONFIANCE DES ESTIMATION D'ETP DIRECTS PAR MAILLON DE LA CHAINE DE VALEUR	70
FIGURE 41 : CAPACITES EOLIENNES RACCORDEES AU COURS DE L'ANNEE 2015	70
FIGURE 42 : REPARTITION DES DEVELOPPEURS ET DEVELOPPEURS EXPLOITANTS PAR CLASSE DE CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL (INCLUANT DES ACTIVITES NON-EOLIENNES).....	71
FIGURE 43 : REPARTITION DU CA DES DEVELOPPEURS ET DEVELOPPEURS EXPLOITANTS PAR MARCHÉ ET PAR MODELE D'AFFAIRES.....	72
FIGURE 44 : REPARTITION REGIONALE DES EMPLOIS, EN ETP, DES DEVELOPPEURS ET DEVELOPPEURS-EXPLOITANTS.....	72
FIGURE 45 : REPARTITION DES BUREAUX D'ETUDES ET DES SOCIETES DE CONTROLES PAR CLASSE DE CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL (INCLUANT DES ACTIVITES NON-EOLIENNES).....	73
FIGURE 46 : REPARTITION DU CHIFFRE D'AFFAIRES DES BUREAUX D'ETUDES PAR TYPE D'ACTIVITE ET PAR FILIERE	74
FIGURE 47 : REPARTITION REGIONALE DES EMPLOIS DANS LES BUREAUX D'ETUDES, EN ETP.....	75
FIGURE 48 : REPARTITION DES TURBINIERS PAR CLASSE DE CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL (INCLUANT DES ACTIVITES NON-EOLIENNES).....	76
FIGURE 49 : REPARTITION DU CHIFFRE D'AFFAIRES DES TURBINIERS PAR FILIERE	77

FIGURE 50 : REPARTITION DES FABRICANTS DE COMPOSANTS PAR CLASSE DE CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL (INCLUANT DES ACTIVITES NON-EOLIENNES).....	77
FIGURE 51 : REPARTITION DU CHIFFRE D'AFFAIRES DES FABRICANTS DE COMPOSANTS PAR FILIERE EOLIENNE ET NATURE DES COMPOSANTS..	78
FIGURE 52 : REPARTITION REGIONALE DES EMPLOIS CHEZ LES FABRICANTS DE COMPOSANTS ET LES TURBINIERS	79
FIGURE 53 : REPARTITION DES ENTREPRISES DE GENIE CIVIL ET TRAVAUX MARITIMES PAR CLASSE DE CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL (INCLUANT DES ACTIVITES NON-EOLIENNES).....	80
FIGURE 54 : REPARTITION DES ENTREPRISES DE GENIE CIVIL ET TRAVAUX MARITIMES PAR ACTIVITE	80
FIGURE 55 : REPARTITION REGIONALE DES EMPLOIS DE GENIE CIVIL.....	81
FIGURE 56 : REPARTITION DES ENTREPRISES D'EXPLOITATION EN FRANCE SELON LE MONTANT DE LEUR CHIFFRE D'AFFAIRES EOLIEN.....	82
FIGURE 57 : DECOMPOSITION DU LCOE EN % DU LCOE TOTAL [SUR 20 ANS, ACTUALISATION A 4,8%].....	84
FIGURE 58 : FACTEURS DE CHARGE DANS LES DIFFERENTES REGIONS FRANÇAISES D'APRES LES DONNEES SUR LES PARCS EXISTANTS EN 2015	86
FIGURE 59 : COMPARAISON DES COUTS OBSERVES LORS DE L'ETUDE BENCHMARK INTERNATIONAL ET DE L'ENQUETE REALISEE AUPRES DES ACTEURS FRANÇAIS (MOYENNE) [%]	87
FIGURE 60 : EVOLUTION DES CAPEX EN FONCTION DE LA PUISSANCE TOTALE DES PARCS (MOYENNE, 10E CENTILE, 90E CENTILE) EN K€/MW	88
FIGURE 61 : EVOLUTION DES CAPEX EN FONCTION DE LA PUISSANCE NOMINALE DES EOLIENNES INSTALLEES EN FRANCE (MOYENNE, 10E CENTILE, 90E CENTILE) EN K€/MW	88
FIGURE 62 : EVOLUTION DES CAPEX EN FONCTION DU DIAMETRE DU ROTOR DES EOLIENNES INSTALLEES EN FRANCE (MOYENNE, 10E CENTILE, 90E CENTILE) EN K€/MW	89
FIGURE 63 : EVOLUTION DES CAPEX DES PROJETS MIS EN SERVICE ENTRE 2012 ET 2017 (ESTIMATION) - COMPARAISON ENTRE LES DONNEES DE L'ENQUETE ET DES ETUDES FRANÇAISES SIMILAIRES (K€/MW)	89
FIGURE 64 : REPARTITION DES OPEX - COMPARAISON ENTRE LES DONNEES ISSUES DE L'ENQUETE ET L'ETUDE CRE 2014	90
FIGURE 65 : EVOLUTION DES OPEX EN FONCTION DE LA PUISSANCE NOMINALE DES EOLIENNES INSTALLEES EN FRANCE (MOYENNE, 10E CENTILE ET 90E CENTILE) EN K€/MW/AN.....	91
FIGURE 66 : EVOLUTION DES OPEX EN FONCTION DE LA PUISSANCE TOTALE DES PARCS EN K€/MW.....	91
FIGURE 67 : EVOLUTION DES OPEX DES PROJETS REALISES ENTRE 2013 ET 2017 (ESTIMATION).....	92
FIGURE 68 : VARIATION DU LCOE PAR RAPPORT AU TAUX D'ACTUALISATION	92
FIGURE 69 : LCOE 2015 DANS LES DIFFERENTES REGIONS FRANÇAISES [€/MWH].....	93
FIGURE 70 : EVOLUTION DU FACTEUR DE CHARGE NET EN FONCTION DE LA VITESSE MOYENNE DE VENT, POUR UNE EOLIENNE TOILEE TYPE (DE S_u DE L'ORDRE DE 4,6 m^2/kW OU $1/S_u \sim 217 W/m^2$), SELON DIFFERENTES VALEURS DE FACTEUR DE PERTES.....	94
FIGURE 71 : COMPARAISON ENTRE LE LCOE ATTENDU DES PROJETS EN MERS FRANÇAIS ET LES DERNIERES ANNONCES EUROPEENNES.....	95
FIGURE 72 : PART ET CROISSANCE DU PARC INSTALLE EOLIEN DANS LES 7 PAYS ETUDIES DANS LE BENCHMARK	98
FIGURE 73 : TOP 10 DES PAYS PRODUCTEURS D'ENERGIE EOLIENNE [PUISSANCE CUMULEE INSTALLEE A FIN 2015]	99
FIGURE 74 : REPARTITION DES EMPLOIS EOLIENS (DIRECTS + INDIRECTS) DANS DIFFERENTES REGIONS.....	101
FIGURE 75 : NOMBRE D'EMPLOIS DIRECTS ET INDIRECTS PAR PAYS ENTRE 2012 ET 2014 [MILLIERS D'EMPLOIS] ET ETP/MW INSTALLE SUR L'ANNEE 2014	102
FIGURE 76 : COMPARAISON DES LCOE DANS LES 8 PAYS ETUDIES, DES CAPEX ET DES FACTEURS DE CHARGE MOYENS	103
FIGURE 77 : DECOMPOSITION DU LCOE PAR PAYS, CALCULE SUR 20 ANS, ACTUALISATION DE 5 A 10% SELON LES PAYS	104
FIGURE 78 : COMPARAISON DES LCOE DANS LES 8 PAYS ETUDIES VIS-A-VIS DES ACTIFS DE PRODUCTION ALTERNATIFS LOCAUX	105
FIGURE 79 : LES DIFFERENTS MODELES DE REMUNERATION ET D'ATTRIBUTION DU SOUTIEN A L'EOLIEN	106
FIGURE 80 : SCHEMA DU METIER D'AGREGATEUR.....	109
FIGURE 81 : EVOLUTION ET TAILLE DU MARCHE DU REPOWERING ET DU DEMANTELEMENT EN ALLEMAGNE ENTRE 2005 ET 2014 [CAPACITE ANNUELLE].....	110
FIGURE 82 : EVOLUTION DU PARC EOLIEN ALLEMAND 2005-2015.....	124
FIGURE 83 : DEPENSES R&D 2001-2010 DANS LE SECTEUR EOLIEN EN ALLEMAGNE [M€].....	126
FIGURE 84 : EXPORTATIONS DES FABRICANTS D'EOLIENNES EN ALLEMAGNE [G€].....	129
FIGURE 85 : EVOLUTION DU NOMBRE D'EMPLOIS DIRECTS ET INDIRECTS DANS L'EOLIEN EN ALLEMAGNE [ETP] ET PART DANS LES EMPLOIS TOTAUX DES ENERGIES RENOUVELABLES [%].....	129
FIGURE 86 : EVOLUTION ESTIMEE DU PARC EOLIEN ALLEMAND DE 2016 A 2035 [GW INSTALLES]	132
FIGURE 87 : EVOLUTION ET TAILLE DU MARCHE DU REPOWERING (ET DU DEMANTELEMENT) EN ALLEMAGNE ENTRE 2005 ET 2014 [CAPACITE ANNUELLE].....	133
FIGURE 88 : EVOLUTION DU PARC EOLIEN BRITANNIQUE [2005-2015; GW INSTALLES].....	134
FIGURE 89 : REPARTITION DE LA VALEUR AJOUTEE LOCALE PAR TYPE D'ACTIVITE SUR L'EOLIEN TERRESTRE EN 2014 [M€]	136
FIGURE 90 : REPARTITION DES EMPLOIS LOCAUX PAR TYPE D'ACTIVITE SUR L'EOLIEN TERRESTRE ET EN MER EN 2014 [ETP DIRECTS ET INDIRECTS].....	136
FIGURE 91 : EVOLUTION ANTICIPEE DU PARC EOLIEN BRITANNIQUE ENTRE 2015 ET 2020 [GW INSTALLES]	136

FIGURE 92 : EVOLUTION DU PARC PETIT ET MOYEN EOLIEN AU ROYAUME-UNI [MW]	137
FIGURE 93 : SEGMENTATION DES TYPES D'UTILISATEURS DE PETIT ET MOYEN EOLIEN AU ROYAUME-UNI	137
FIGURE 94 : VENTES DU SECTEUR DU PETIT & MOYEN EOLIEN AU ROYAUME-UNI [M€]	138
FIGURE 95 : PAYS DESTINATAIRES DE L'EXPORTATION DE L'INDUSTRIE BRITANNIQUE DU PETIT & MOYEN EOLIEN [% EN VALEUR]	138
FIGURE 96 : PARC EOLIEN EN MER AU ROYAUME-UNI ENTRE 2001 ET 2020 [GW]	139
FIGURE 97 : EVOLUTION ET PREVISION DES CAPACITES CUMULEES [GW] ET INSTALLEES ANNUELLEMENT [MW] ENTRE 2005R ET 2020E.	140
FIGURE 98 : CROISSANCE DE LA PRODUCTION RENOUEVELABLE "REGIME SPECIAL" EN ESPAGNE SELON LE MECANISME DE SOUTIEN ACCORDE [TWH]	141
FIGURE 99 : ESTIMATION DE LA TAILLE DU MARCHÉ DE L'AGREGATION EN ESPAGNE	142
FIGURE 100 : PARTS DE MARCHÉ CUMULEES DES DIFFERENTS FABRICANTS EN ESPAGNE A 2014 [%]	143
FIGURE 101 : EVOLUTION DU SOLDE EXPORTATEUR DES ENTREPRISES ESPAGNOLES PAR COMPOSANT ENTRE 2000 ET 2014 [M€]	144
FIGURE 102 : EVOLUTION DE LA CAPACITE INSTALLEE CUMULEE AUX ETATS-UNIS ET DES CAPACITES ANNUELLES GRAND ET PETIT EOLIEN [GW]	146
FIGURE 103 : TAUX DE PENETRATION ET CAPACITES INSTALLEES PAR ETATS [% CONSOMMATION ELECTRIQUE ANNUELLE]	146
FIGURE 104 : EVOLUTION DE LA CAPACITE INSTALLEE ANNUELLEMENT DU GRAND EOLIEN [GW] ET EN PETITES PUISSANCES (< 100 kW) [MW]	148
FIGURE 105 : EVOLUTION DES DIFFERENTS TYPES DE CONTRATS CONCLUS PAR LES PRODUCTEURS D'ENERGIE EOLIENNE AUX ETATS-UNIS SUR LE PARC CUMULE [%]	149
FIGURE 106 : CAPEX DE L'EOLIEN EN MER AUX ETATS-UNIS [\$/kW]	150
FIGURE 107 : CAPACITE EOLIENNE "DISTRIBUEE" EN 2014 [MW]	150
FIGURE 108 : EVOLUTION DES INSTALLATIONS ANNUELLES DE CAPACITES DE PETIT ET MOYEN EOLIEN [< 1 MW, MW]	151
FIGURE 109 : LE PRINCIPE DU <i>NET METERING</i>	151
FIGURE 110 : EVOLUTION DES COUTS D'UN PROJET INSTALLE AUX ETATS-UNIS [κ€/MW]	152
FIGURE 111 : COMPARAISON DU LCOE DES PROJETS EOLIENS AUX ETATS-UNIS ET DU PRIX DE L'ELECTRICITE SUR LES MARCHES DE GROS EN 2014 [€/MWh]	152
FIGURE 112 : REPARTITION DES PARTS DE MARCHES ENTRE LES DIFFERENTS CONSTRUCTEURS [CAPACITE CUMULEE 2014 EN %]	153
FIGURE 113 : PART LOCALE DE CERTAINS COMPOSANTS AUX ETATS-UNIS EN 2014 [%]	153
FIGURE 114 : EVOLUTION DE LA VALEUR DES ECHANGES COMMERCIAUX INTERNATIONAUX DANS LE SECTEUR EOLIEN AUX ETATS-UNIS [G€]	153
FIGURE 115 : EVOLUTION DE LA CAPACITE EOLIENNE TOTALE CUMULEE ET ANNUELLE [GW]	154
FIGURE 116 : PART DE MARCHÉ ANNUELLE DES DIFFERENTS FABRICANTS EN CHINE EN 2014	156
FIGURE 117 : COMPARAISON DE COUTS DE PROJETS EOLIENS EN CHINE, EN ESPAGNE ET EN FRANCE [€/MW POUR LES CAPEX ET €/MW/AN POUR LES OPEX]	157
FIGURE 118 : CONNEXIONS ELECTRIQUES ENTRE LES ZONES PRODUCTRICES ET LES ZONES CONSOMMATRICES D'ENERGIE EOLIENNE EN CHINE	158
FIGURE 119 : COMPARAISON ENTRE LES CAPACITES ANNUELLES NOUVELLEMENT INSTALLEES ET REELLEMENT CONNECTEES AU RESEAU EN CHINE ENTRE 2008 ET 2013	159
FIGURE 120 : EVOLUTION DU MARCHÉ EOLIEN EN INDE, CAPACITE CUMULEE [GW] ET ANNUELLE [GW/AN]	160
FIGURE 121 : EVOLUTION DU MARCHÉ INDIEN, CAPACITE ANNUELLE INSTALLE [GW/AN]	162
FIGURE 122 : PARTS DE MARCHÉ CUMULEES DES DIFFERENTS FABRICANTS EN 2015	164
FIGURE 123 : EVOLUTION ET PREVISION DE LA CAPACITE EOLIENNE TOTALE CUMULEE ET ANNUELLE [GW]	166
FIGURE 124 : PRIX MENSUEL MOYEN DU MARCHÉ SPOT AU BRESIL COMPARE AU LCOE EOLIEN [€/MWh]	168
FIGURE 125 : PRIX MOYEN DEMANDE PAR LES TECHNOLOGIES LORS DES ENCHERES EN OCTOBRE 2014 [€/MWh]	168
FIGURE 126 : PARTS DE MARCHÉ ANNUELLES DES DIFFERENTS FABRICANTS AU BRESIL EN 2014 [%]	169
FIGURE 127 : TAUX D'EMPRUNT ET INFLATION AU BRESIL EN 2015 [%]	170
FIGURE 128 : REGIONS AVEC PLUS DE 1 000 MW INSTALLE ET REPRESENTANT ENSEMBLE PLUS DE 90% DE LA CAPACITE	171
FIGURE 129 : REPRESENTATION SIMPLIFIEE DU PROCESSUS DE DECOMPOSITION/D'ANALYSE DE FILIERE	178
FIGURE 130 : CYCLE DE VIE D'UNE EOLIENNE	180
FIGURE 131 : BRANCHE D'ACTIVITE ET PART IMPORTEE DE CHAQUE PRODUIT SPECIFIQUE – FILIERE EOLIENNE TERRESTRE	181
FIGURE 132 : DECOMPOSITION DE LA VALEUR DE LA PRODUCTION ET RATIO DE REMUNERATION PAR ETP, PAR MAILLON DE LA CHAINE DE VALEUR – FILIERE EOLIENNE TERRESTRE	182
FIGURE 133 : RESULTATS DU MODELE POUR LES EMPLOIS DIRECTS LIES AUX INVESTISSEMENTS DE LA FILIERE EOLIENNE TERRESTRE EN FRANCE	182
FIGURE 134 : REPRESENTATION SIMPLIFIEE D'UN TABLEAU ENTREES-SORTIES SYMETRIQUE	184
FIGURE 135 : VENTILATION DU TABLEAU ENTREES-SORTIES SYMETRIQUE EN IMPORTATIONS	185
FIGURE 136 : ILLUSTRATION DU CALCUL DES EFFETS INDIRECTS	187

FIGURE 137 : ENCHAINEMENT SIMPLIFIE D'UNE PARTIE DES COMPTES SUR OPERATIONS COURANTES.....	189
FIGURE 138 : SCHEMA DU CALCUL DES EMPLOIS INDUITS.....	191
FIGURE 139 : RESULTATS DU MODELE POUR LES INVESTISSEMENTS DE LA FILIERE EOLIENNE TERRESTRE EN FRANCE	191

Liste des tableaux

TABLEAU 1.	REPARTITION DE LA PRODUCTION FRANÇAISE PAR MAILLON DE LA CHAÎNE DE VALEUR	64
TABLEAU 2.	REPARTITION DE LA VALEUR AJOUTÉE FRANÇAISE PAR MAILLON DE LA CHAÎNE DE VALEUR	65
TABLEAU 1.	DEVELOPPEURS DE PROJETS SANS EXPLOITATION NI VENTE D'ÉNERGIE	113
TABLEAU 2.	DEVELOPPEURS ET EXPLOITANTS ET OU ÉNERGETICIENS	113
TABLEAU 3.	BUREAUX D'ÉTUDES REALISANT DES ÉTUDES ENVIRONNEMENTALES	114
TABLEAU 4.	BUREAUX D'ÉTUDES TECHNIQUES ET R&D.....	115
TABLEAU 5.	BUREAUX D'ÉTUDES REALISANT LES ÉTUDES DE SOL	116
TABLEAU 6.	BUREAUX D'ÉTUDES REALISANT PLUSIEURS TYPES D'ÉTUDES ÉOLIENNES	117
TABLEAU 7.	FABRICANTS DE TURBINES / TURBINIERS ACTIFS EN FRANCE SUR LE GRAND ÉOLIEN.....	117
TABLEAU 8.	ACTEURS FABRICANT DES COMPOSANTS ÉLECTRIQUES ET ÉLECTRONIQUES POUR ÉOLIENNE EN FRANCE	118
TABLEAU 9.	ACTEURS FABRICANT DES COMPOSANTS AUTRES QU'ÉLECTRIQUES ET ÉLECTRONIQUES POUR ÉOLIENNE EN FRANCE	118
TABLEAU 10.	ACTEURS FRANÇAIS AVEC UNE ACTIVITÉ DE TRANSPORT OU GÉNIE CIVIL	120
TABLEAU 11.	ENTREPRISES REALISANT L'EXPLOITATION DES PARCS, HORS DÉVELOPPEMENT	122
TABLEAU 12.	ENTREPRISES SPÉCIALISÉES DANS LA MAINTENANCE	123
TABLEAU 13.	HYPOTHÈSES DE COUT DES INVESTISSEMENTS DANS L'ÉOLIEN TERRESTRE	172
TABLEAU 14.	HYPOTHÈSES DE COUT DES OPEX DANS L'ÉOLIEN TERRESTRE	172
TABLEAU 15.	REPARTITION DES EFFECTIFS DIRECTS SELON LE NIVEAU D'EXTRAPOLATION	173
TABLEAU 16.	CALCUL DES PONDERATIONS	174

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. Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil. Elle 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, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et du ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.



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

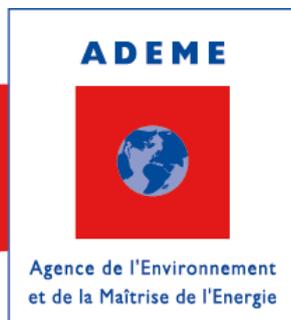
www.ademe.fr

ABOUT ADEME

The French Environment and Energy Management Agency (ADEME) is a public agency under the joint authority of the Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy, and the Ministry for Higher Education and Research. The agency is active in the implementation of public policy in the areas of the environment, energy and sustainable development.

ADEME provides expertise and advisory services to businesses, local authorities and communities, government bodies and the public at large, to enable them to establish and consolidate their environmental action. As part of this work the agency helps finance projects, from research to implementation, in the areas of waste management, soil conservation, energy efficiency and renewable energy, air quality and noise abatement.

www.ademe.fr.



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

www.ademe.fr