

ETAT DES LIEUX DE L'EOLIEN EN FRANCE

2019

01 ETAT DES LIEUX DU MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉOLIEN ONSHORE P 6 -16

02 LES TENDANCES STRUCTURANTES À L'ŒUVRE SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉOLIEN P 17 - 28

03 LES TENDANCES DES TRANSACTIONS SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉOLIEN P 29 -33

04 LES PERSPECTIVES DU MARCHÉ ÉOLIEN FRANÇAIS P 34 - 41

05 TEVALI PARTNERS : LE POINT DE VUE DES ASSOCIÉS FONDATEURS P 42 - 44

Préambule et méthodologie

Tevali Partners a souhaité faire un état des lieux du marché de l'éolien terrestre en France, en présentant l'ensemble des principaux sujets que sont les acteurs en présence, la réglementation et l'évolution des technologies. Ce panorama est complété en fin d'étude par différentes perspectives d'évolution qui apparaissent comme les plus pertinentes.

Si vous souhaitez avoir de plus amples détails sur les données, analyses et sources de ce rapport, n'hésitez pas contacter Tevali Partners (contact@tevalipartners.com).

ELÉMENTS DE COMPRÉHENSION MÉTHODOLOGIQUE :

- La présentation des acteurs du marché de l'éolien en France se fonde sur les données de The Wind Power, complétées via différentes sources (FEE, RTE, EuroObserv'ER, Statista). La base ainsi constituée couvre en capacité 94 % du parc français installé fin 2018, soit 14.15 GW. Sauf précision contraire, l'ensemble des tables de données fait état de la situation du parc français au 31/12/2018, afin que ces tables reposent sur des chiffres et faits consolidés. Le traitement de ces données et l'analyse sont issus de la méthodologie Tevali Partners et réalisés par Tevali Partners. Il a notamment été choisi de considérer les acteurs pour ce qu'ils ont développé, opéré ou détenu seuls, c'est-à-dire hors consortium.

- Les entreprises qui ont été acquises ou qui ont fusionné avec leur société mère n'ont pas été regroupées avec la société qui les a absorbées, sauf exception. Ce choix a été fait afin de montrer le positionnement de chaque entité de manière individuelle, notamment afin de faciliter l'analyse des évolutions historiques.

- L'analyse des opérations réalisées en France a été réalisée sur une base de 311 transactions sur la période 2009 - 2017 (Sources : Renewable Now, Renewes, GreenUnivers, CFnews).

Executive summary

Malgré une croissance historique discontinue, la France connaît ces dernières années une évolution importante de la filière de l'éolien terrestre. La capacité totale du parc est de 16,5 GW au 31 décembre 2019. Deux régions se démarquent : les Hauts-de-France et le Grand-Est avec chacune plus de 3 GW installés. La filière éolienne a bénéficié des fortes innovations technologiques intervenues en moins de 20 ans : les turbines implantées ont vu leur puissance, leur hauteur et leur rendement progresser de plus de 100% entre 2000 et 2019. Cependant, le marché français reste en retard par rapport aux pays voisins en raison d'une réglementation trop contraignante bridant le potentiel de l'éolien en France. En effet, malgré des initiatives récentes en faveur d'une simplification de la réglementation, la filière française souffre encore de nombreux freins. Les cycles de développement restent trop longs (environ 8 ans en France contre 3-4 ans en Allemagne) et le manque de flexibilité ne permet pas aux nouveaux parcs de bénéficier des turbines les plus performantes. De plus, le risque de dépassement des volumes notifiés par le Gouvernement français à la Commission Européenne au titre du Complément de Rémunération 2016 (1,8 GW) a créé une nouvelle vague d'incertitude réglementaire tendant à crispier le développement ainsi que le financement de la filière, en dépit des clarifications apportées en décembre 2019 permettant a priori de sécuriser les projets développés par le biais d'un CCR 2016.

En France tout comme à l'international, le marché est très fragmenté. 188 développeurs (dont 65% sont français) ont permis de mettre en service le parc actuel ; celui-ci est aujourd'hui détenu par 195 acteurs, et opéré par 157 entreprises. Une multitude de développeurs, d'exploitants ou de propriétaires ont donc participé au développe-

ment de la filière, qui a toutefois vu l'émergence de quelques leaders. Une poignée d'acteurs se détachent ainsi comme EDF-EN, Engie, Res ou encore Energieteam, les deux premiers se démarquant de plus en plus et gagnant des parts de marché notamment par des opérations de croissance externe. En revanche, il existe très peu de constructeurs français : 87% des turbines implantées en France ont été construites par les 5 leaders mondiaux, tous étrangers.

Sur le plan financier, en raison de l'opportunité que représente cette nouvelle classe d'actifs pour les investisseurs, les acteurs de l'éolien terrestre ont accès à plus de liquidité qu'auparavant. De plus, les sources de financement sont de plus en plus diversifiées. Si le montage dit de financement de projet, qui permet aux banques de déterminer un montant de dette dépendant des flux de trésorerie futurs d'un projet, s'impose toujours comme la première source de financement, les montages mezzanines (ou bridges) prennent de l'importance. Le financement participatif, s'il permet de lever des montants croissants, reste marginal par rapport aux précédentes sources. Cependant, son rôle n'est pas tant financier que social : il permet aux acteurs locaux de participer au développement des projets, favorisant ainsi leur acceptabilité.

La croissance de la filière éolienne terrestre ne devrait pas s'en arrêter là. En effet, dans son nouveau projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) dont la version complète a été publiée le 25 janvier 2019, le gouvernement s'est fixé des objectifs ambitieux pour 2023, à 24,6 GW, et une fourchette comprise entre 34,1 et 35,6 GW pour 2028.

L'évolution technologique devrait se poursuivre dans les années à venir. Des innovations sont à prévoir au niveau des

rotors, des nacelles, du développement, du raccordement, des installations, de la maintenance ou encore de la performance environnementale. La compétitivité de la filière éolienne devrait ainsi continuer à s'améliorer.

Les premiers parcs arrivent à la fin de leur contrat d'achat. Le repowering en France est ainsi une source d'opportunité non négligeable pour les développeurs et investisseurs. Toutefois, le cadre réglementaire du repowering n'est pas clairement défini. Des discussions pourraient avoir lieu dans l'année à venir.

De nouveaux types de contrats d'achat apparaissent petit à petit en France : les corporate PPA. Ces contrats peuvent être un débouché pour les parcs qui sortent de leur contrat d'achat. Ces accords permettraient aux producteurs et aux acheteurs de se couvrir mutuellement face à l'évolution des prix de marché de l'électricité. Cependant, les incertitudes sur les perspectives de prix de marché à long terme pourraient limiter l'appétit des consommateurs pour ce type de contrats.

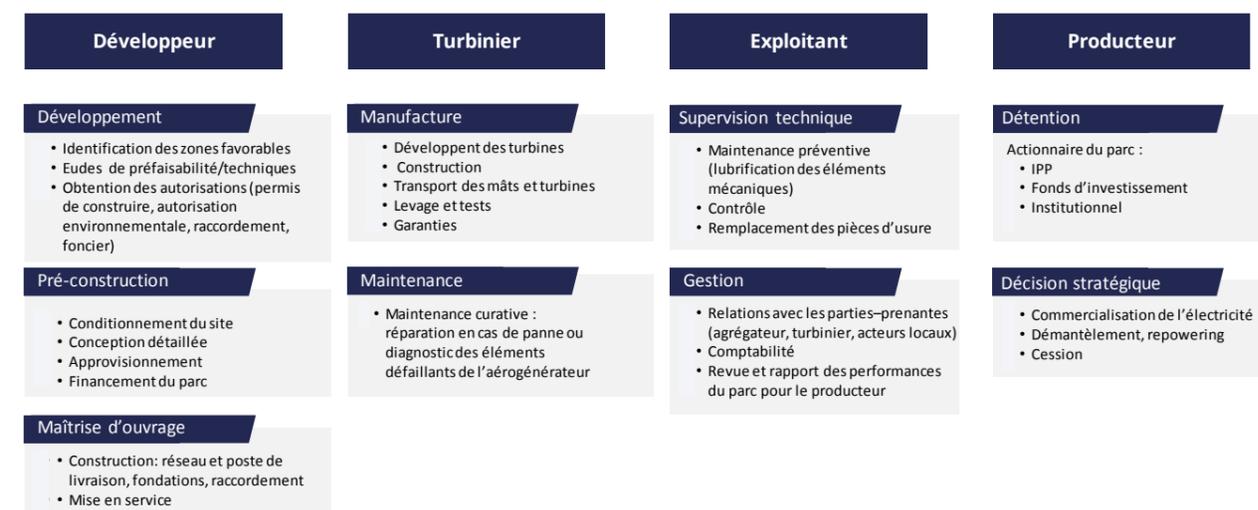
Enfin, une nouvelle tendance pourrait émerger avec la consolidation des « petits » acteurs. En effet, les acteurs majeurs du secteur, par des acquisitions externes, se positionnent sur l'ensemble de la chaîne de valeur et augmentent leurs parts de marché. Ainsi, les petites structures devront soit atteindre une taille critique pour continuer à être compétitives, soit se regrouper pour gagner en performance sur les achats, le financement et la commercialisation de l'énergie et donc concurrencer les leaders du secteur.



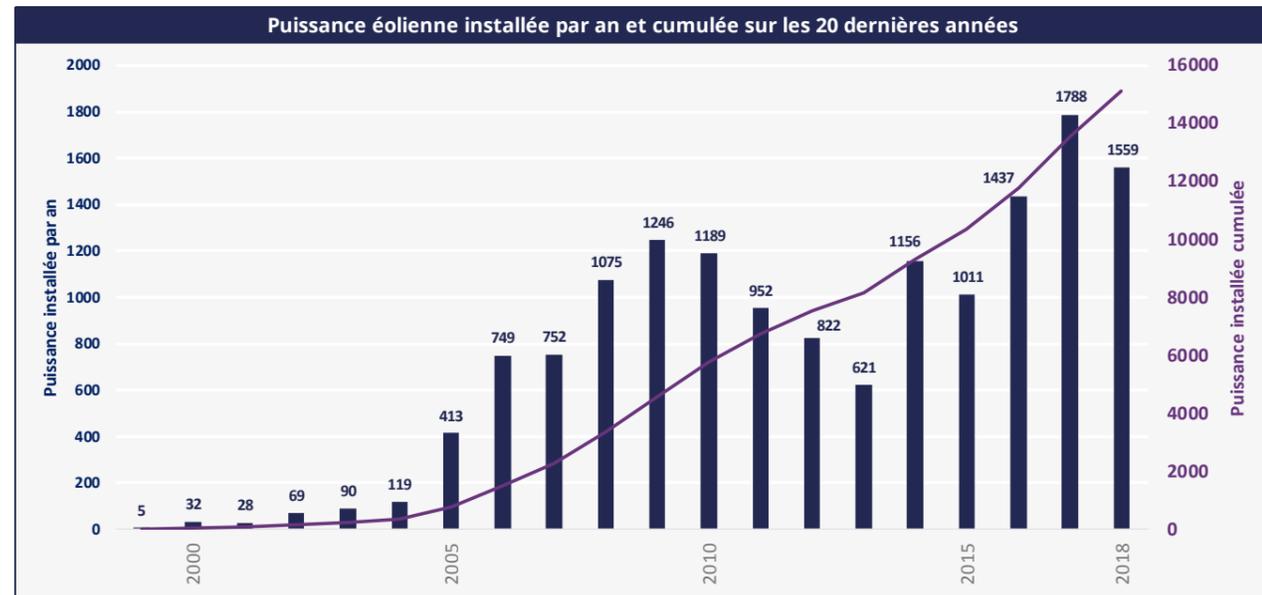
ETAT DES LIEUX DU MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉOLIEN ONSHORE

TYPOLOGIE DES SOCIÉTÉ QUI FONT LE MARCHÉ

La filière emploie plus de 18 000 personnes en France, directement ou indirectement. Les postes sont répartis inégalement sur la chaîne de valeur : la France n'a pas réussi à se doter d'un turbinier majeur (mais attire cependant plusieurs usines sur son sol). On recense plusieurs centaines d'entreprises, de l'industriel présent sur tous les secteurs d'interventions au bureau d'étude spécialisé. On peut distinguer dans cette variété 4 grandes catégories de métiers, par chronologie de l'intervention dans la vie d'un projet : développeur de projet, turbinier, exploitant et producteur. Les principales attributions de ces acteurs sont ici données.



EVOLUTION DU PARC FRANÇAIS : UNE CROISSANCE IRRÉGULIÈRE, FORTEMENT INFLUENCÉE PAR LA RÉGLEMENTATION



Après une année 2017 record, tant en termes de puissance raccordée que de production, l'année 2018 marque une inflexion de la croissance du parc français. Ce ralentissement est notamment imputable à l'incertitude engendrée par l'annulation par le Conseil d'Etat en décembre 2017 de dispositions clés relatives à l'Autorité Environnementale. La barre des 15 GW, objectif affiché par la PPE 2016 pour fin 2018, a cependant été franchie de justesse.

Cette situation est symptomatique du marché français de l'éolien, qui connaît des évolutions en dents de scie depuis de nombreuses années.

• 2010-2013 : l'impact négatif de la loi de mise en œuvre du Grenelle de l'environnement

La loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement promulguée en 2009 a eu un effet négatif sur le développement des parcs. En complexifiant les instruments de planification et en instaurant certaines contraintes – comme le minimum de 5 mâts par parc pour obtenir une autorisation environnementale – cette loi a enrayer le développement des parcs les plus modestes.

• 2014-2017 : les effets positifs de la loi Brottes, malgré une incertitude temporaire en 2015

La loi Brottes de 2013 a supprimé les Zones de Développement éolien ainsi que la contrainte des 5 mâts. Ces simplifications administratives ont libéré d'un coup bon nombre de projets, et une nette augmentation du nombre de parcs développés chaque année est visible à partir de 2014.

L'année 2015 a cependant été mitigée : cela s'explique notamment par l'incertitude liée à la réforme cette année-là des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, créant notamment le Complément de Rémunération, en substitution de l'Obligation d'Achat (pour

les nouveaux parcs).

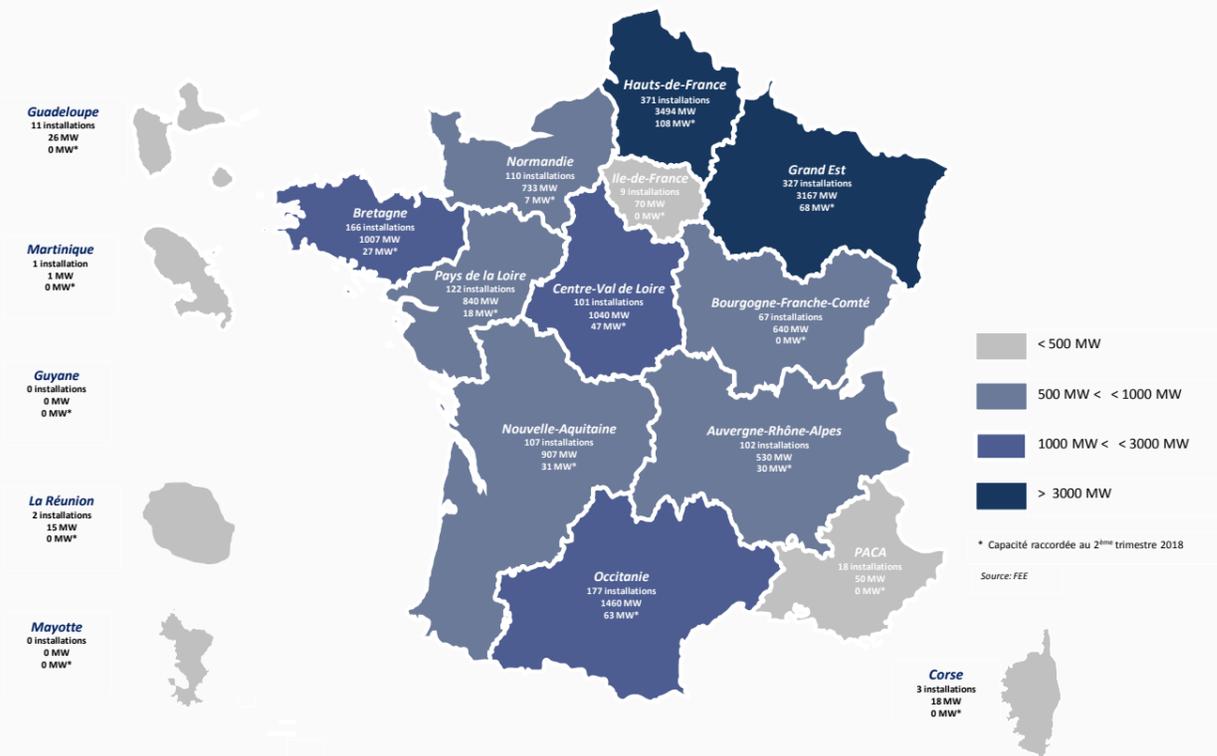
• 2018 : flou juridique et clarification

L'annulation par le Conseil d'État en décembre 2017 d'un décret qui donnait aux préfets la compétence pour délivrer l'Autorité Environnementale a fortement ralenti, voire stoppé, le développement de nombreux projets éoliens, pour lesquels l'obtention d'un avis favorable de celle-ci est une condition sine qua non. Cette situation, débloquée en septembre 2018, a suspendu 170 projets en cours d'instruction pour 3 GW, selon une estimation de France Energie Eolienne (FEE). Ce flou réglementaire explique le ralentissement observé en 2018, et ses effets devraient se faire sentir jusqu'à l'horizon 2020 - 2021 – ce déphasage étant induit par le délai de développement des projets en France.

• Les années 2016 et 2017 ont marqué des records de raccordement de parc éoliens, mais le marché français n'en a pas encore tout à fait fini avec son évolution en dents de scie.

• Le cycle de développement reste ainsi très long en France avec un délai de 7-9 ans, contre 3 ans en Allemagne.

Nombre d'installations et puissance raccordée par région



La pénétration de l'éolien par région, fonction du vent et des volontés politiques locales, est très contrastée. Deux régions se démarquent en termes de capacité installée : les Hauts-de-France et le Grand Est, avec plus de 3 GW installés chacune. Ce sont donc logiquement les régions où les objectifs à horizon 2020 inscrits dans les Schémas Régionaux Climat Air Energie (SRCAE) sont les plus élevés. Avec l'Occitanie, ces régions représentent plus de la moitié du parc français. L'inégale répartition géographique des capacités soulève un problème d'acceptabilité, auxquels les développeurs peuvent répondre notamment par un travail de concertation avec les acteurs locaux et une bonne intégration des projets dans les territoires.

UN MARCHÉ ÉOLIEN FRANÇAIS TRÈS FRAGMENTÉ

Développeurs : le développement du parc éolien français porté principalement par des spécialistes français et allemands

Top 20 des développeurs par la capacité développée en France, hors consortium				
Entreprise	Nationalité	Capacité développée (MW)	% en capacité cumulée	% en nombre de projets
Eole-Res	France	627	6,8%	4,9%
EDF EN	France	580	6,3%	4,4%
Energieteam	France	501	5,4%	5,0%
Valorem	France	390	4,2%	4,5%
Volkswind	Allemagne	382	4,1%	2,9%
Nordex	Allemagne	363	3,9%	3,7%
Enertrag	Allemagne	342	3,7%	3,3%
Compagnie du Vent ¹	France	338	3,6%	4,1%
Quadran ²	France	287	3,1%	5,2%
Maïa Eolis ³	France	276	3,0%	3,1%
WPD	Allemagne	269	2,9%	2,1%
Infinivent	France	268	2,9%	3,6%
Ostwind	Allemagne	258	2,8%	3,0%
Eole Generation ⁴	France	238	2,6%	3,0%
Futuren ⁵	France	218	2,4%	2,0%
Innovent	France	187	2,0%	3,0%
ABO-Wind	Allemagne	184	2,0%	2,1%
Valeco	France	166	1,8%	1,7%
Poweo	Belgique	154	1,7%	2,2%
VSB Energies Nouvelles	France	152	1,6%	1,3%
Autres		3 069	33,2%	34,7%
Total		9 250	100,0%	100,0%

Hors parcs dont nous ne connaissons pas le(s) développeur(s)

¹Compagnie du Vent a été acquis par Engie (en 2007, Engie entre au capital à hauteur de 59%, puis acquiert 100% des titres en 2017)

²Quadran a été acquis par Direct Energie en 2017. Poweo et Direct Energie ont fusionné en 2012.

³Maïa Eolis a été acquis par Engie en 2016.

⁴Eole Generation est une filiale d'Engie

⁵EDF EN détient une participation majoritaire - à hauteur de 61% - de Futuren

EDF-EN arrive en première position avec 627 MW de projets développés seuls (hors consortium). Nous retrouvons ensuite Eole-RES, devenu RES en 2015, Energieteam et Valorem respectivement en 2ème, 3ème et 4ème position. Le premier développeur étranger est l'allemand Volkswind qui à lui seul a développé 382 MW de projets. Comme précisé dans les éléments méthodologiques exposés ci-dessus, ces résultats distinguent les maisons-mères de leurs filiales. Si l'on prend le parti de considérer un groupe dans son ensemble, les résultats peuvent différer sensiblement. Le cas le plus notable est celui d'Engie : lorsque l'on intègre la puissance cumulée des projets développés par les filiales et les différentes entreprises acquises au cours des dernières années (la Compagnie nationale du Rhône, la Compagnie du vent, Maïa Eolis ou encore Eole Génération), le groupe devient le deuxième développeur du parc français.

ETAT DES LIEUX DU MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉOLIEN ONSHORE

Pays de provenance des développeurs impliqués dans des projets en France, dont consortium		
Nationalité	Nombre de développeurs	Capacité cumulée (MW)
France	130	6095
Allemagne	28	2071
Belgique	7	207
Espagne	5	284
Royaume-Uni	4	150
Italie	3	99
Autriche	2	71
Danemark	2	26
Etats-Unis	2	8
Brésil	1	10
Canada	1	123
Pays-Bas	1	60
Pologne	1	
Portugal	1	10
Total	188	

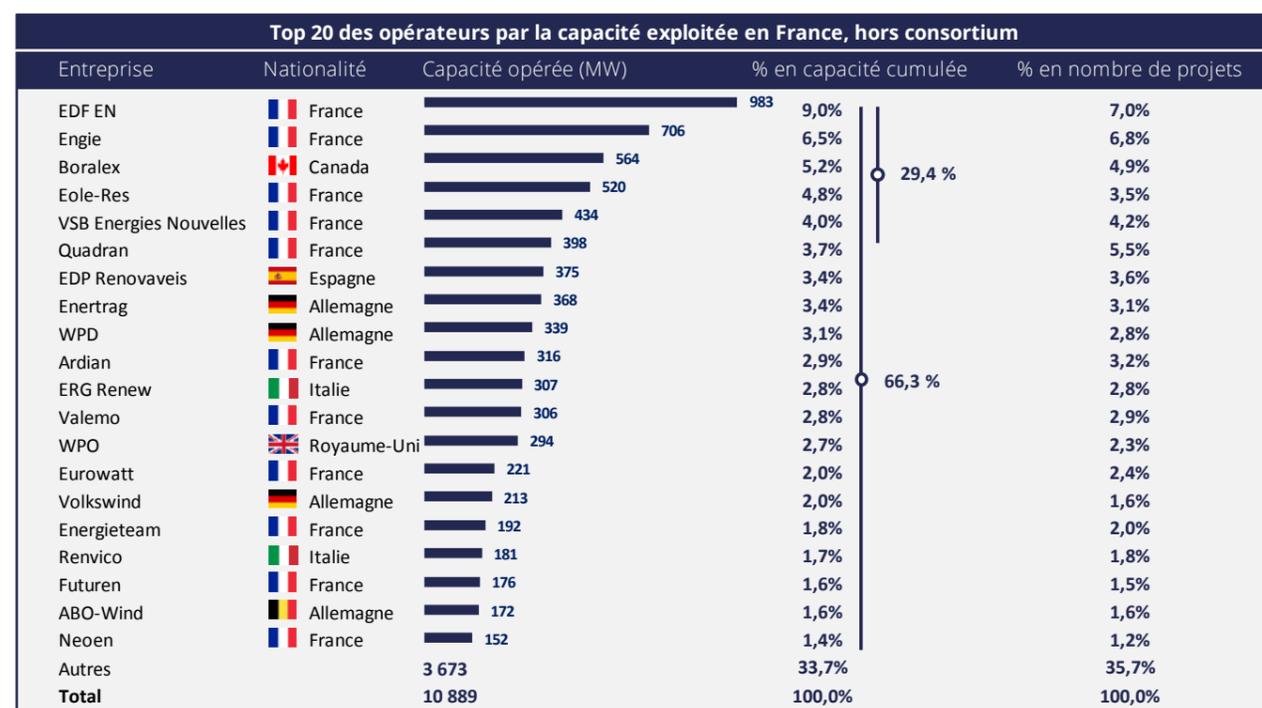
Hors entreprises dont nous ne connaissons pas la nationalité

188 développeurs ont participé au développement du parc français. La majorité d'entre eux sont français ou allemands, le métier de développeur restant par essence une activité ancrée sur le territoire. La plupart des acteurs étrangers interviennent d'ailleurs via un bureau en France. Un grand nombre de projets ont été co-développés par plusieurs acteurs (30,0% de la capacité installée). Certains développeurs se concentrent ainsi sur un sous-segment spécifique au développement afin de se différencier, et interviennent dès lors uniquement en co-développement. D'autres voient dans la formation d'un consortium la possibilité de diversifier et partager le risque.

Le marché français est donc très fragmenté, avec de nombreux développeurs. Dans un marché de plus en plus compétitif, il est vraisemblable que l'on assiste dans les prochaines années à une consolidation significative du secteur, même si celle-ci pourrait être assez étalée dans le temps.

ETAT DES LIEUX DU MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉOLIEN ONSHORE

Exploitants : Les deux énergéticiens français EDF & ENGIE dominant un marché atomisé



Hors parcs dont nous ne connaissons pas le(s) développeur(s)

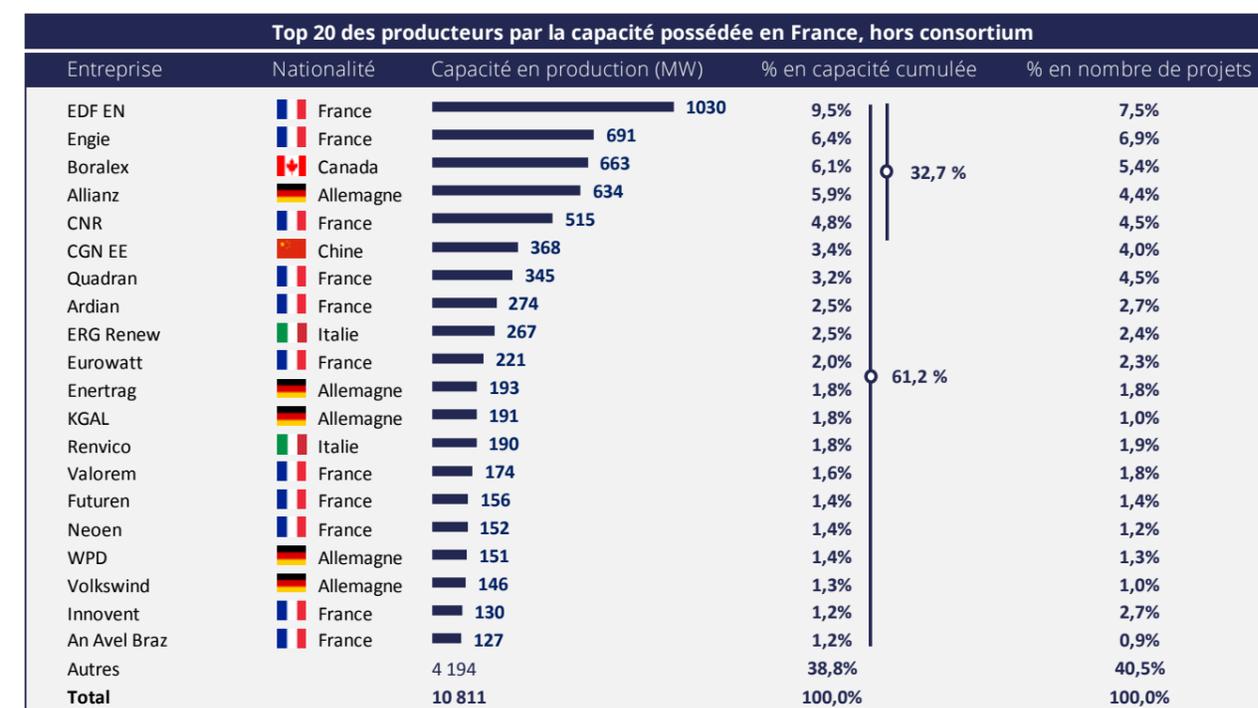
Nous avons identifié les opérateurs de 13,3 GW de la puissance installée française. Les 5 premiers opérateurs sont EDF-EN, Engie, Boralex, Eole-Res et VSB Energies Nouvelles. Ils exploitent fin 2017 respectivement 983 MW, 706 MW, 564 MW, 520 MW et 434 MW, hors consortium et hors filiales.



Hors entreprises dont nous ne connaissons pas la nationalité

Nous avons recensé 157 opérateurs exploitant l'ensemble des parcs français et dont nous connaissons la nationalité. Une grande majorité de ces acteurs sont français (65%), tandis que 14% sont allemands. Le reste des opérateurs est européen, sauf exception. Les opérateurs français participent à l'exploitation d'environ 60% de la puissance installée en France hors consortium, et ce chiffre monte à 75% si l'on prend en compte les parcs co-exploités. Les opérateurs allemands participent à l'exploitation de 16% de la puissance installée en France (en tant que seul exploitant ou co-exploitant).

Des profils d'actionnaires variés, allant du fonds d'investissement à l'énergéticien



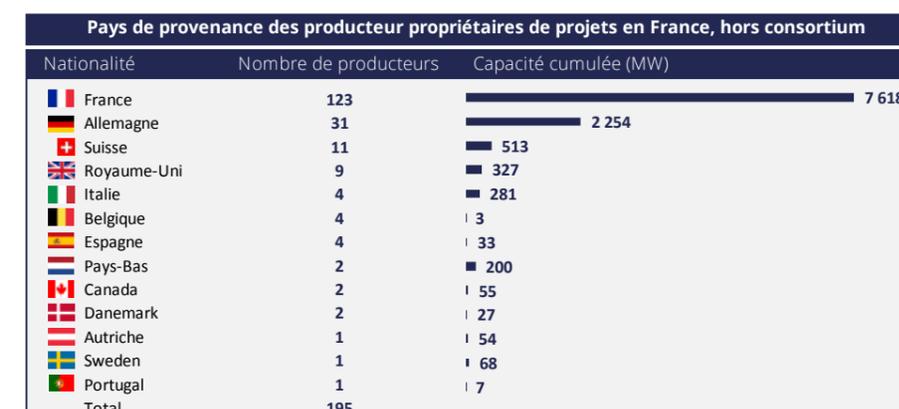
Hors parcs dont nous ne connaissons pas le(s) producteur(s)

Nous avons identifié les producteurs ou consortiums de producteurs pour 13,2 GW de la puissance installée en France. Ces acteurs représentent les actionnaires des parcs. On retrouve des producteurs indépendants (IPP), mais aussi des fonds d'investissement ou des acteurs institutionnels. Les parcs détenus par un seul acteur représentent 10,8 GW, et le top 20 des producteurs dressé ci-dessus est évalué sur la base de ces 10,8 GW.

Parmi l'ensemble des parcs français, EDF-EN détient à 100% (en tant que seul actionnaire) 1 030 MW de projets, soit 7,3% de la puissance totale installée au 31 décembre 2018. Suivent Engie avec 691 MW et

Boralex avec 663 MW. La majorité des producteurs complétant sont français, allemands ou italiens – à l'exception notable du géant chinois CGN qui, désireux de se diversifier, investit massivement en France via sa filiale Europe Energy. Les cinq premiers producteurs détiennent plus de 26% de la puissance installée.

Ce panorama des gros actionnaires du parc éolien français est globalement inchangé si l'on prend en compte les actifs détenus partiellement seulement.



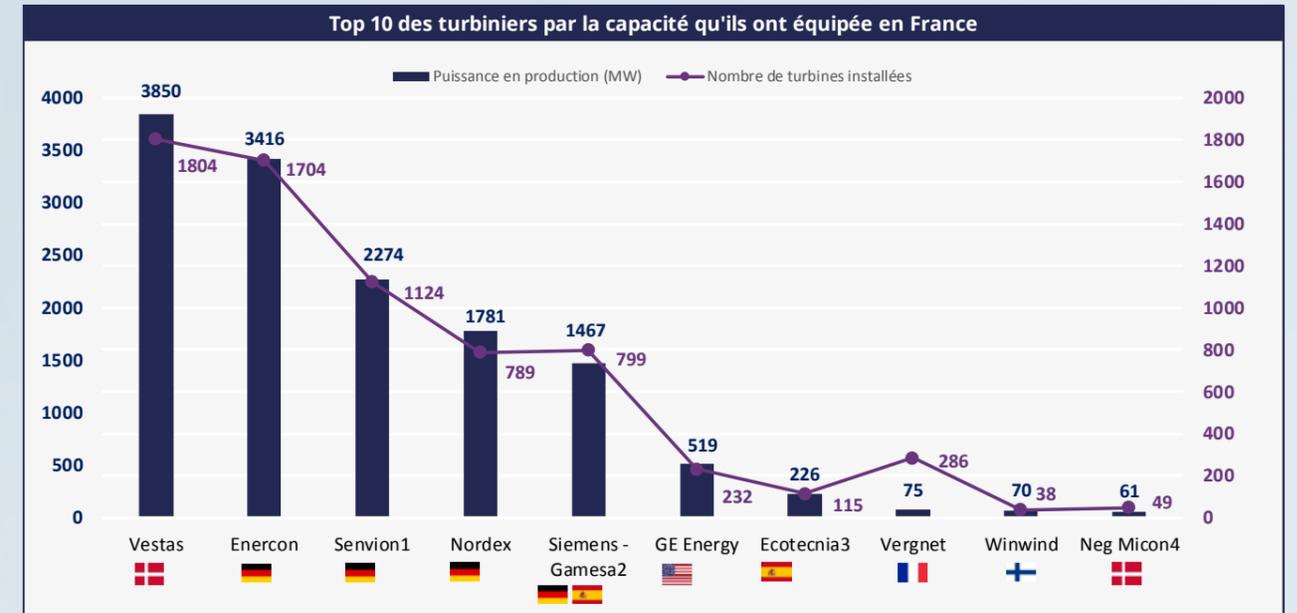
Hors entreprises dont nous ne connaissons pas la nationalité

Il existe en France de nombreux producteurs. Si les 10 premiers acteurs ou consortiums d'acteurs détiennent plus de 36% du parc français, le paysage demeure très fragmenté avec une multitude d'acteurs de petite taille.

Nous avons recensé en France 195 actionnaires de parcs éoliens. Nous connaissons la nationalité de 91% d'entre eux. Une majorité de ces acteurs sont français (123). L'Allemagne arrive en deuxième position avec 31 IPP, institutionnel ou fonds détenant une participation ou la totalité d'un parc éolien en France.

Les producteurs français possèdent des participations dans 11,3 GW de parcs, mais ne détiennent que 7,6 GW hors consortium. Les producteurs allemands sont au capital de projets totalisant 2,7 GW – dont 2,3 GW où ils sont seuls au capital. Leur participation dans le parc français se situe donc dans cette fourchette, sans qu'il soit possible de donner une valeur plus précise.

Les 5 premiers turbiniers mondiaux ont installé la quasi-totalité du parc français



Hors parcs dont nous ne connaissons pas l'équipementier

¹Senvion a fait faillite en septembre 2019, et devrait être partiellement repris par Siemens-Gamesa

²Siemens et Gamesa ont fusionné en 2016.

³Ecotecnia a été racheté en 2016 par Alstom Power (60 MW). Ce dernier a lui même été racheté par GE Energy en 2015.

⁴Neg Micon a été racheté par Vestas en 2005.

L'exploitation des données compilées par Tevali Partners permet de dresser une vue d'ensemble de la compétition que se livrent les turbiniers sur le marché français, en mesurant le nombre de turbines et la puissance correspondante que chacun installe. Là aussi, les entreprises et leurs filiales n'ont pas été consolidées, pour neutraliser les effets des fusion-acquisitions qui ont rythmé l'industrie ces dernières années, et permettre une lecture de l'évolution des acteurs plus conforme à la réalité. En effet, Nordex et Acciona ont fusionné en 2016, GE Energy a acquis les activités énergie d'Alstom en 2015 et Vestas a acquis Neg Micon en 2004. Seul Siemens - Gamesa a été traitée comme une seule entité du fait de l'intégration opérationnelle importante lors de la fusion des deux turbiniers.

Dans ce marché où les barrières à l'entrée sont importantes, le marché est très concentré puisque les 5 premiers acteurs (sans même prendre en compte leurs acquisitions) ont installé 12,8 GW, soit 91% du parc français - et les 2 premiers 52% ! Le constat est similaire si on raisonne en nombre de turbines installées : 87% des turbines implantées en France l'ont été par l'un des 5 plus gros manufacturiers (sur 7113 turbines implantées en France au 31 décembre 2018, hors parcs dont nous n'avons pas identifié les constructeurs).

Pays de provenance des turbiniers équipant le parc français		
Nationalité	Nombre de turbines	Capacité cumulée (MW)
Allemagne	3618	7474
Danemark	1853	3911
Espagne	940	1732
Etats-Unis	233	520
France	315	143
Finlande	38	70
Chine	23	17
Total	7020	

Hors entreprises dont nous ne connaissons pas la nationalité

Ces leaders mondiaux proviennent d'Allemagne, du Danemark, d'Espagne ou des Etats-Unis. Les turbiniers allemands ont installé 51% de la capacité installée en France et 54% du nombre total de turbines. Les turbiniers français restent quant à eux de bien plus petite taille, loin des géants mondiaux.

En 2018, les 4 leaders sur le marché de la manufacture d'éoliennes ont représenté à eux seuls 80% du volume des nouvelles installations. De plus, ils se positionnent sur le segment du développement, parfois en prenant des parts d'un projet que son développeur initial a des difficultés à porter jusqu'au bout. Si cette stratégie vise en premier lieu à imposer leurs turbines pour équiper ces parcs, elle démontre aussi leur volonté de diversifier leurs revenus. Ils sont ainsi présents sur une part croissante de la chaîne de valeur. Cette concentration pourrait se poursuivre, asseyant ainsi le pouvoir de négociation de ces entreprises, notamment du fait des effets d'échelles auxquels contraint la concurrence en prix inhérente aux appels d'offres.

LES TENDANCES STRUCTURANTES À L'ŒUVRE SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉOLIEN

L'ÉVOLUTION TECHNOLOGIQUE : DES PERFORMANCES QUALITATIVES ET QUANTITATIVES

Un type de turbines domine historiquement le marché

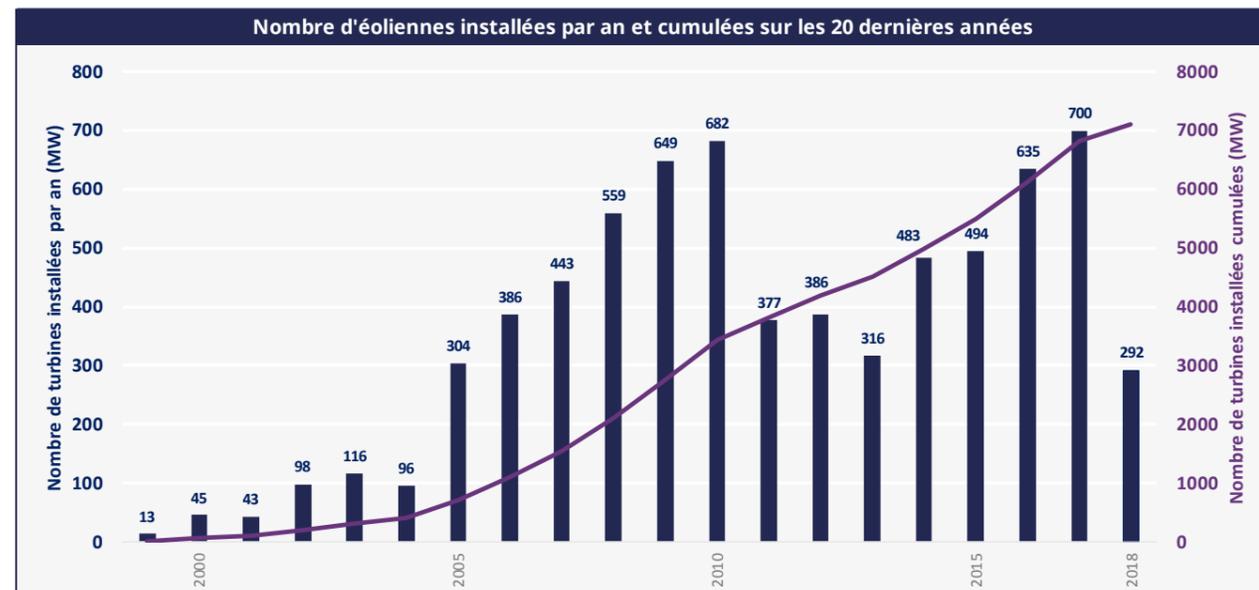
Top 20 des turbines qui équipent le parc français				
Modèle	Constructeur	Capacité en production (MW)	% en capacité cumulée	% en nombre de turbines
V90/2000	Vestas	1.632	9,3%	9,1%
MM92/2050	Senvion	1.200	8,2%	7,9%
E70/2300	Enercon	1.100	6,7%	5,8%
E82/2000	Enercon	1.000	5,4%	5,3%
V100/2000	Vestas	900	5,4%	5,3%
N100/2500	Nordex	800	4,3%	3,3%
N90/2500	Nordex	700	4,0%	3,2%
E70/2000	Enercon	600	3,2%	3,2%
E82/2300	Enercon	500	3,0%	2,6%
V80/2000	Vestas	400	2,8%	2,7%
G90/2000	Gamesa	300	2,7%	2,7%
MM82	Senvion	200	2,4%	2,4%
V90/3000	Vestas	150	2,3%	1,5%
N90/2300	Nordex	150	2,2%	1,9%
E92/2350	Enercon	150	2,1%	1,7%
MM92	Senvion	150	2,0%	2,0%
V110/2000	Vestas	100	1,6%	1,6%
V112/3300	Vestas	100	1,6%	0,9%
MM82/2050	Senvion	100	1,5%	1,4%
2.5xl	GE Energy	100	1,1%	0,9%
Autres		3 805	27,9%	34,6%
Total		13 632	100,0%	100,0%

Hors parcs dont nous ne connaissons pas le(s) modèle(s) de turbine

Les éoliennes équipant les parcs français ont une puissance allant de 1,6 à 3,6 MW, mais la majorité des turbines possèdent des puissances comprises entre 2 et 2,5 MW : cette gamme représente 76% de la puissance installée. Le « stock » de turbines actuellement installé comporte donc principalement des rotors de faible diamètre. Compte tenu des temps de développement longs en France, deux fois plus élevés que la moyenne européenne, les nouvelles turbines, plus puissantes, ne pénètrent en effet le marché que lentement. L'année 2019 a cependant été marquée par l'arrivée de turbines de puissance unitaire plus importante, et cette tendance semble être appelée à durer : la capacité moyenne des

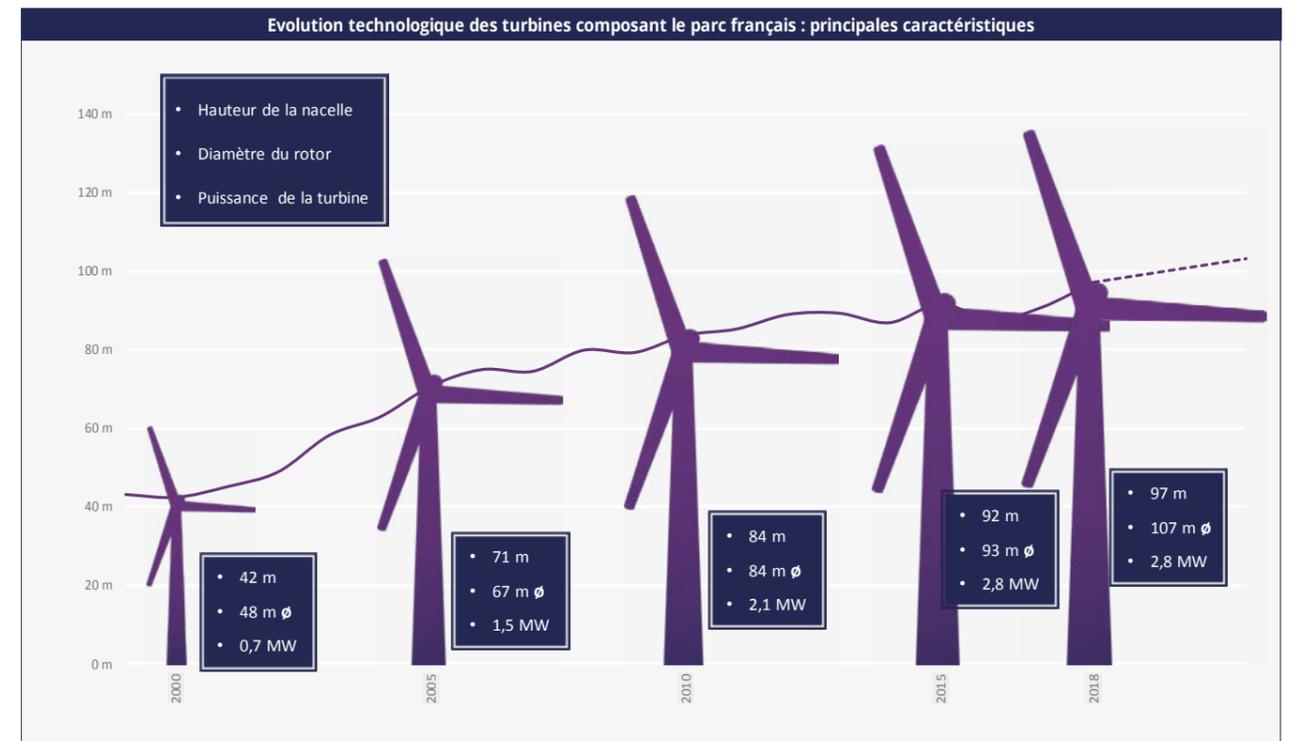
aérogénérateurs lauréats de la 4e tranche du cycle d'appels d'offre en cours était de 3,56 MW, selon le rapport de synthèse de la CRE.

La turbine la plus installée en France au 31 décembre 2018 est le modèle V90, avec un total de 741 turbines représentant une capacité installée cumulée de 1.6 GW. Le classement du podium est respecté si l'on considère les turbines par modèle, c'est-à-dire si l'on agrège les turbines de la même gamme mais de puissances différentes.



L'évolution du nombre de turbines installées en France connaît une croissance ralentie ces dernières années, alors même que la puissance installée chaque année est en hausse : cela reflète le fait que les turbines installées aujourd'hui ont une puissance unitaire de plus en plus importante. Les turbines historiquement dominantes sont ainsi de moins en moins utilisées et sont vouées à être remplacées par des modèles plus performants.

Une amélioration des performances bridée par des contraintes réglementaires qui limitent l'optimisation du parc français



Entre 2000 et 2018, les caractéristiques techniques des éoliennes ont beaucoup évolué. La puissance moyenne des nouvelles turbines installées en France a ainsi augmenté de 276%, la hauteur des nacelles de 130% et le diamètre des rotors a progressé de 123%. Des puissances ainsi que des hauteurs plus importantes permettent d'exploiter des gisements plus faibles et/ou de diminuer les coûts de production. La France est à cet égard représentative de la tendance mondiale : selon l'Agence internationale des énergies renouvelables (Irena), les coûts de production de l'éolien dans le monde auraient ainsi diminué d'environ 25% depuis 2010. Des rotors plus grands, des génératrices plus puissantes, mais surtout des mâts plus hauts permettent en effet d'améliorer de 15 voire 20% le facteur de charge des éoliennes.

Les éoliennes installées en France restent cependant dans l'ensemble 20% plus petites que les éoliennes implantées en Allemagne si l'on considère la hauteur en bout de pale. On peut trouver deux raisons principales à ce différentiel : d'une part, les contraintes réglementaires - notamment les servitudes aéronautiques

- restent drastiques en France. D'autre part, en raison d'un temps de développement des projets en moyenne plus long en France, les parcs français ne bénéficient que plus tardivement des nouvelles technologies, et donc de la tendance globale de croissance des mâts et rotors. Les éoliennes installées en France entre 2015 et 2017 ont ainsi des rotors en moyenne 11% plus petits que les éoliennes implantées en Allemagne sur la même période.

Malgré une évolution des technologies, le marché français reste trop en retard par rapport aux pays voisins et la production du parc français est en-dessous de son réel potentiel. Toutefois, un marché de l'optimisation de la production éolienne se met en place afin d'améliorer la performance des parcs, notamment en ce qui concerne les problématiques d'alignement des nacelles.

L'ÉVOLUTION RÉGLEMENTAIRE

Malgré des progrès ces dernières années, des contraintes administratives demeurent

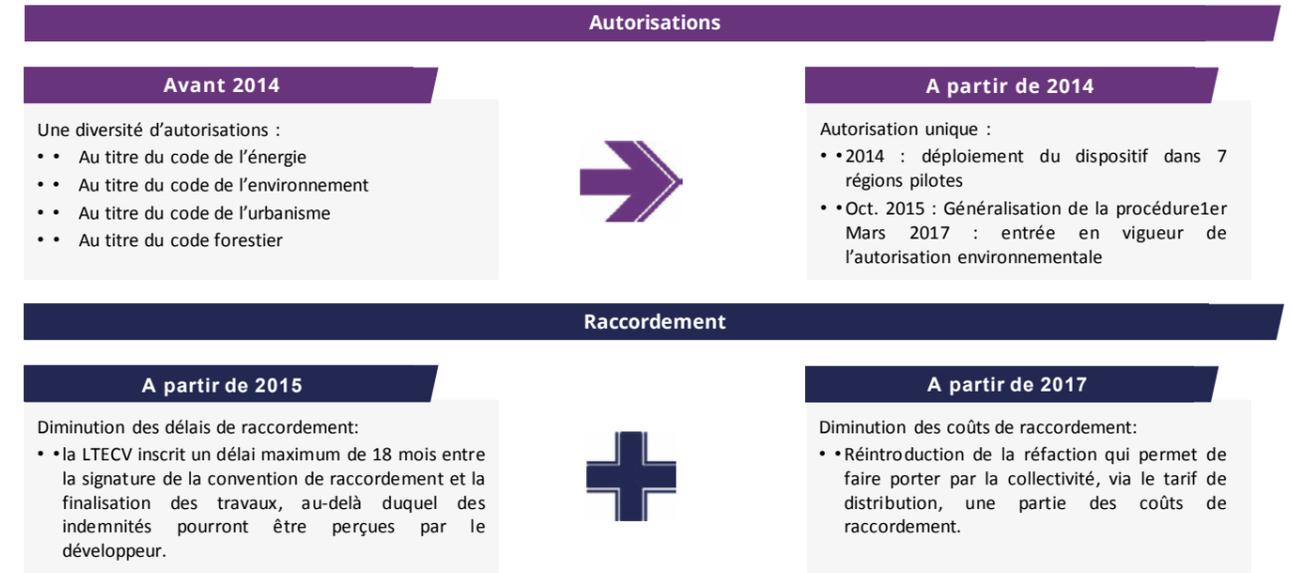
Le 1er mars 2017, l'autorisation environnementale unique est entrée en vigueur (par ordonnance et décrets) dans le but de faciliter les démarches administratives et de sécuriser les projets. Auparavant, de nombreuses autorisations étaient en effet nécessaires pour développer un parc éolien, notamment au titre du code de l'énergie, du code de l'environnement et du code forestier... Le processus d'autorisation mène désormais à une seule décision du Préfet, et prend ainsi le relais de jusqu'à 12 autorisations administratives selon les filières renouvelables.

A la simplification des démarches administratives grâce à l'autorisation unique s'ajoute la possibilité de concentrer les potentiels recours sur un document unique et d'encadrer les délais, sans abaisser le niveau de protection environnementale. Cette procédure prévoit ainsi la réalisation d'une étude d'impact et de dangers qui évalue les effets du projet sur l'environnement

(paysage, biodiversité, risques pour les riverains, nuisances sonores) et une enquête publique dans un rayon de 6 km. Un nouveau décret a en outre été pris en novembre 2018 afin de réduire la durée des contentieux administratifs, en particulier en supprimant un niveau de juridiction (celui du tribunal administratif). L'éolien français souffre en effet de nombreux recours devant les tribunaux, ce qui retarde la sécurisation des projets, et par conséquent leur construction. Or, la plupart des décisions des tribunaux administratifs étaient systématiquement portées devant la Cour administrative d'appel, sans que cela ne fasse émerger d'arguments nouveaux. Cette évolution devrait ainsi permettre d'aligner le temps de développement moyen des parcs éoliens français (8 ans) sur celui de ses voisins européens (3 à 4 ans en Allemagne). Il est néanmoins important de noter que malgré le nombre important de recours, aucune décision de

justice n'a jamais imposé le démantèlement d'un parc. Enfin, des mesures ont également été prises pour diminuer les délais et les coûts de raccordement. Le délai entre la signature de la convention de raccordement et la finalisation des travaux est désormais théoriquement au maximum de 18 mois. Les coûts de raccordement bénéficient en outre d'un taux de réfaction : une partie d'entre eux est mutualisée sur l'ensemble des utilisateurs des réseaux, via les tarifs de réseaux. Enfin, il existe également des solutions alternatives permettant à certains parcs d'être raccordés plus rapidement et à moindre coût, en contrepartie d'une limitation de la puissance maximale évacuée.

LES TENDANCES STRUCTURANTES À L'ŒUVRE SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉOLIEN

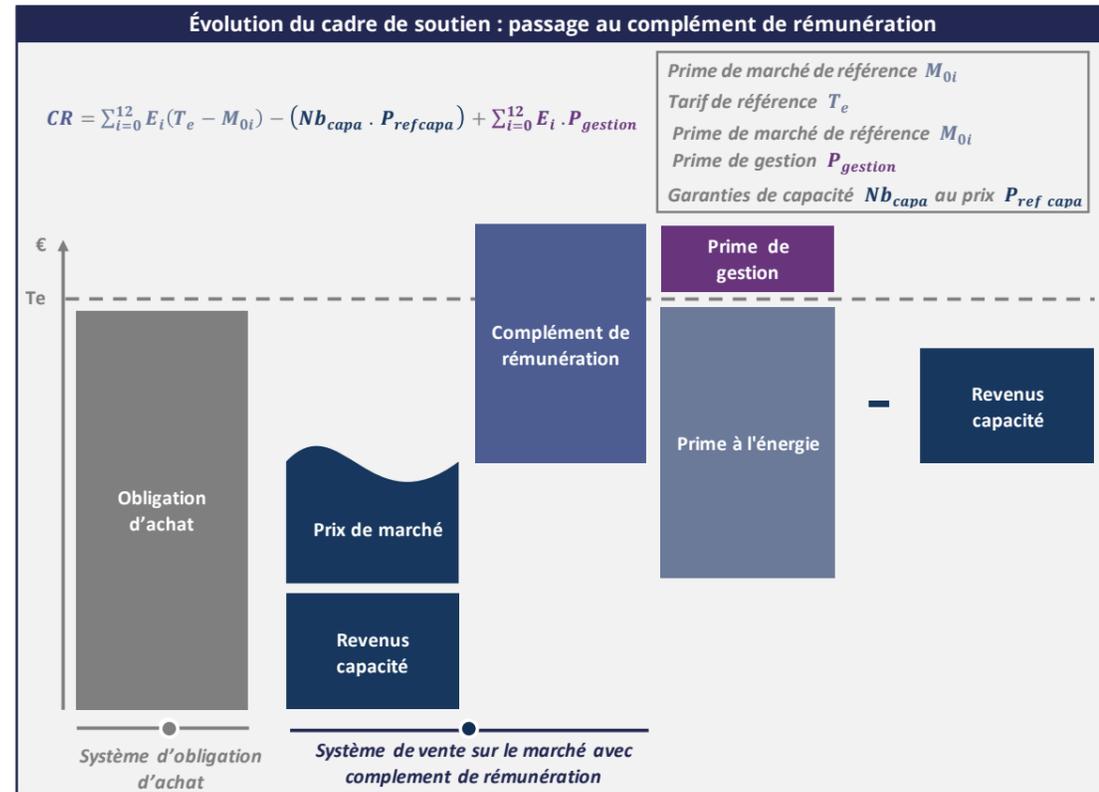


Le gouvernement français a pris des initiatives pour simplifier la réglementation et sécuriser les projets plus rapidement afin d'accélérer le développement du secteur éolien, sans diminuer le niveau de protection environnementale.

Malgré ces améliorations récentes du cadre réglementaire, le marché français souffre encore de nombreux freins : le cycle de développement reste trop long (6-9 ans contre 3-4 ans en Allemagne) ; le nombre de recours important démontre que les parties prenantes locales sont dans l'ensemble encore réticentes aux projets ; les contraintes aéronautiques et radars limitent les développements ; enfin, les développeurs manquent d'une réelle flexibilité dans le développement de leurs projets éoliens.

LES TENDANCES STRUCTURANTES À L'ŒUVRE SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉOLIEN

Le cadre de rémunération et de soutien a évolué pour favoriser la concurrence



Dans le but de favoriser le développement de la filière éolienne (comme des autres énergies renouvelables), l'Etat français avait mis en place de 2000 à fin 2015 un mécanisme de soutien sous forme d'obligation d'achat. Ainsi, EDF (ou, sur leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution) avait l'obligation d'acheter l'électricité aux producteurs qui en faisaient la demande, à un tarif d'achat fixé par arrêté. Le surcoût pour ces « acheteurs obligés » par rapport au prix de marché de l'électricité est ensuite compensé par les pouvoirs publics. Le surcoût était initialement financé par une partie des revenus de la Contribution au Service Public de l'Electricité, la CSPE. Depuis 2016, il est directement financé par le budget de l'Etat.

En 2016, le dispositif a évolué de l'obligation d'achat vers un système de complément de rémunération. Désormais, le producteur vend son électricité directement sur le marché, et la différence entre un tarif de référence et le prix moyen de l'électricité verte constaté chaque mois sur les marchés lui est reversée par EDF.

Depuis le 30 juillet 2017, ce complément de rémunération se décline en deux volets :

- Un guichet ouvert pour les parcs respectant les conditions suivantes :
 - Ne pas comprendre plus de 6 turbines ;
 - N'avoir aucune turbine d'une puissance nominale supérieure à 3 MW ;
- La mise en place d'appels d'offres pour le reste des parcs.

Une délibération de la CRE publiée le 2 août 2019 prévoit de restreindre l'accès au guichet ouvert à partir du 1er juin 2020, et de se conformer ainsi à la législation européenne. Le texte vise, comme la filière l'anticipait, à interdire l'accès au guichet ouvert aux parcs de plus de deux mâts, sauf si une servitude aéronautique contraint à utiliser des éoliennes de moins de 125 m de hauteur en bout de pôle ; dans ce cas, la limite de 6 mâts est conservée. Ainsi, ce texte renforce l'appel d'offre comme le mécanisme privilégié pour accorder un soutien public maîtrisé.

Dans le cas du guichet ouvert comme dans celui des appels d'offre, le soutien est accordé pour une période de 20 ans. Le niveau de soutien est fixé par arrêté tarifaire dans le cas du guichet ouvert (et varie notamment en fonction des diamètres des rotors), ou proposé par le candidat dans le cas des appels d'offres. Une prime de gestion, fixée à 2,8€/MWh, est également octroyée en guichet ouvert, afin de compenser les coûts de commercialisation, les coûts d'équilibrage et les marges de l'opérateur de vente directe. Enfin, l'Etat a mis en place un bonus pour les développeurs lauréats d'un appel d'offres qui s'engagent à recourir au financement participatif, dans le but de favoriser l'acceptabilité des projets. Lors de la quatrième période de l'appel d'offres éolien terrestre, le montant de la majoration allait de 2 à 3 €/MWh en sus du prix de référence proposé.

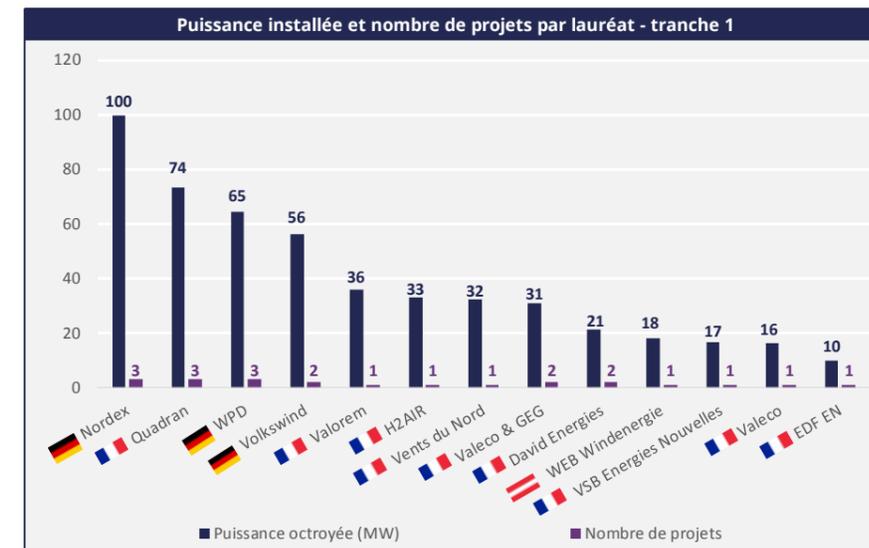
Dans le cadre des appels d'offres, les coûts de commercialisation sont compris dans le prix soumis par les candidats dans leurs soumissions aux appels d'offres.

Le mécanisme actuel et son historicité sont résumés ci-dessous :

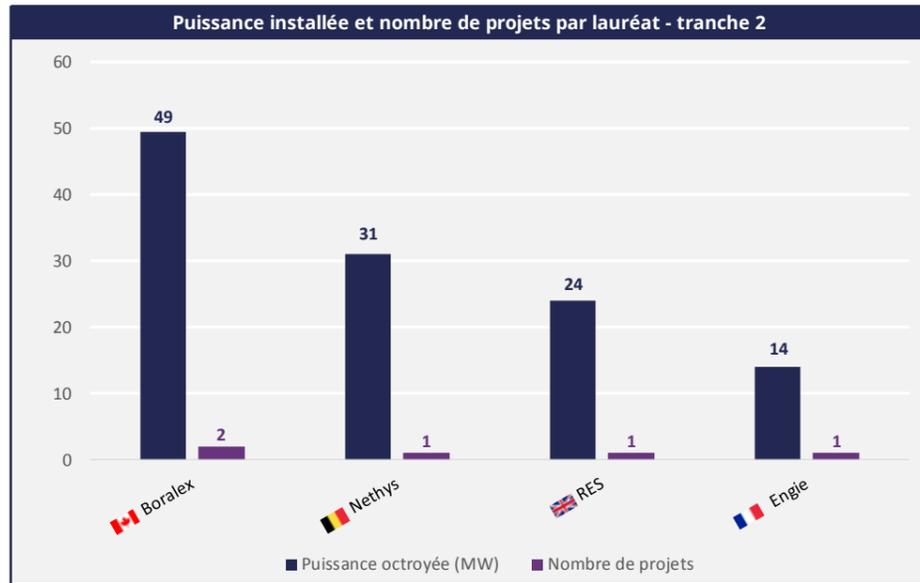
Demande complète	Avant 2016	Du 01/01/2016 au 30/07/2017	A partir du 01/08/2019	
Puissances installées	Toutes	Toutes	Jusqu'à 6 éoliennes et 18 MW	Plus de 6 éoliennes ou 18 MW
Architecture du soutien	Tarif d'achat	Complément de rémunération	Complément de rémunération	Complément de rémunération
Modalité d'attribution	Guichet ouvert	Guichet ouvert	Guichet ouvert	Appel d'offres
Durée de soutien	15 ans	15 ans	20 ans	20 ans
Tarif de référence	82 €/MWh sur 10 ans puis 28 à 82 €/MWh sur 5 ans selon le vent	83 €/MWh sur 10 ans puis 28 à 82 €/MWh sur 5 ans selon le vent	72 à 74 €/MWh puis 40 €/MWh au-delà d'un plafond en MWh/an	Selon l'offre du candidat
Prime de gestion	Non	2,8 €/MWh	2,8 €/MWh	Compris dans le pli
Bonus participatif	Non	Non	Non	De 2 à 3 €/MWh
Texte correspondant	Arrêté du 17/06/2014	Arrêté du 13/06/2016	Arrêté du 06/05/2017	Arrêté du 6 mai 2017

Pour ce qui est des installations nouvelles, les premiers appels d'offres ont connu ce qu'on pourrait qualifier de retard à l'allumage. Les pouvoirs publics ont initialement projeté d'attribuer en 2 ans un volume total de 3 GW réparti en 6 périodes de candidatures. Les résultats des quatre premières tranches de ces appels d'offres sont connus, et détaillés ci-contre.

Période	Période 1	Période 2	Période 3	Période 4
Résultat	28/02/2018	06/09/2018	12/06/2019	08/09/2019
Puissance attribuée	508,4 MW	118,2 MW	516,5 MW	576 MW
Nombre de lauréats	13	4	16	11
Nombre de projets	22	5	21	20
Prix moyen retenu	65,4 €/MWh	66,9 €/MWh	63,0 €/MWh	66,5 €/MWh
Investissement participatif	7 lauréats	Aucun lauréat	1 lauréat	1 lauréat



Environ la moitié seulement de la capacité attribuée via le premier appel d'offre l'a été à des producteurs du top 20 : cette première tranche a donc montré que d'autres acteurs pouvaient être compétitifs, qu'ils soient turbiniéristes (Nordex remporte le plus de MW) ou multi-énergies (c'est le cas de David Energies). 8 projets seront implantés en Hauts-de-France pour une puissance cumulée de 226 MW. Bien qu'il s'agisse de la 2ème région en puissance raccordée, un seul projet sera implanté en Grand-Est. Les Pays de la Loire, 6ème région actuelle en puissance installée, se voient octroyer 4 projets représentant 15% de la puissance attribuée. Le prix moyen d'attribution, à 65,4 €/MWh, fait la preuve que la mise en concurrence permet une baisse des coûts.

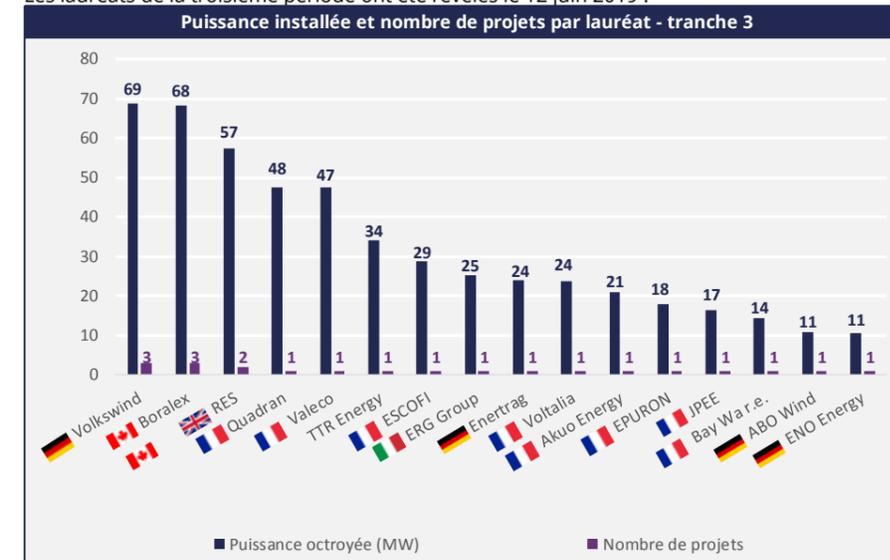


La deuxième période de l'appel d'offres éolien n'a pas été satisfaisante, notamment à la suite de la décision du Conseil d'Etat de décembre 2017 concernant l'Autorité Environnementale. Cette décision a fortement ralenti, voire stoppé, le développement des projets. Seulement 230 MW ont ainsi été déposés et 118 MW attribués. Boralex a remporté deux projets d'une puissance cumulée de 49,4 MW. Les deux projets en Hauts-de-France représentent une puissance cumulée de 45,1 MW soit 38 % de la puissance totale attribuée. Le projet localisé en Auvergne-Rhône-Alpes représente une capacité de 35,4 MW. Il s'agit du plus grand projet lauréat de cette tranche. Les prix d'attribution n'ont pas été communiqués aussitôt, laissant supposer un manque de compétitivité au regard de la tranche précédente. Leur divulgation ultérieure a confirmé cette analyse : ce prix s'est établi en moyenne à 66,9 €/MWh.

A la suite du fiasco de la deuxième période, le gouvernement a modifié fin août 2018 les dates de dépôts, les volumes attribués et les conditions de candidature des prochaines périodes, notamment en cessant d'exiger l'autorisation environnementale, pour créer les conditions d'une sélection par les prix.

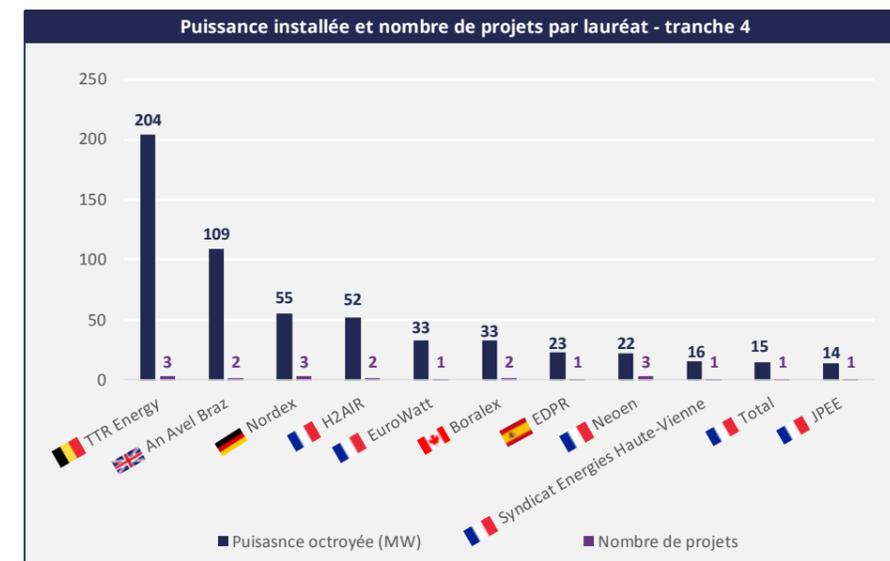
Période	Du :	Au :	Puissance appelée
1	01/11/2017	01/12/2017	500 MW
2	01/05/2018	01/06/2018	500 MW
3	01/03/2019	01/04/2019	500 MW
4	01/07/2019	01/10/2019	500 MW
5	01/11/2019	01/12/2019	630 MW
6	01/05/2020	01/06/2020	752 MW

Les lauréats de la troisième période ont été révélés le 12 juin 2019 :



Environ 75% de la puissance a été remportée par des producteurs du top 20 en France, mais 7 entreprises n'en faisant pas partie ont obtenu un projet, souvent de plus faible puissance. La totalité de la puissance disponible a été allouée. Le prix moyen d'attribution – 63 €/MWh – témoigne d'une véritable concurrence, qu'on peut en partie attribuer au goulot qu'avait créé le flou juridique autour de l'autorité compétente pour délivrer l'autorisation environnementale au moment de la deuxième tranche. Les conditions requises pour candidater ont aussi été assouplies, et n'exigent plus des développeurs d'avoir sécurisé leur permis de construire comme c'était le cas lors de l'appel d'offres précédent. La CRE regrette cependant que nombre de ces projets n'aient pas été en mesure de justifier de l'obtention de l'autorisation environnementale, et recommande de ne retenir systématiquement que 80% des puissances soumises, pour éviter à l'avenir les effets d'aubaine que peuvent engendrer l'anticipation d'une sous-souscription. Ce dernier mécanisme devrait être appliqué dans la sélection des offres pendant les périodes à venir.

Les lauréats de la quatrième période ont été révélés le 8 octobre 2019 :



Plus que le prix moyen d'attribution, on peut retenir de cette 4ème tranche deux faits saillants. La filière semble d'abord tenir ses promesses : malgré la « règle des 80% » instaurée pour éviter un effet d'aubaine en cas de sous-souscription, la totalité de la capacité appelée a été allouée – et un peu plus encore. En second lieu, on note la très inégale répartition géographique des projets lauréats : la région Grand-Est concentre 55% d'entre eux (en capacité). Si ce chiffre peut s'expliquer par les beaux succès du développeur belge TTR Energy, plus de 200 MW remportés en trois parcs seulement, il alerte quant à l'attention particulière que la filière devra porter à son acceptabilité pour poursuivre son développement dans le sillage des objectifs posés pour 2028. Des propositions de dispositifs de nature à rendre plus harmonieux le développement de l'éolien sur le territoire pourraient, à ce sujet, être formulés au cours de l'année 2020 – conformément à la direction donnée par le projet révisé de Programmation Pluriannuelle de l'Energie.

La filière a connu le passage du cadre de guichet ouvert à celui des appels d'offres, avec une confrontation au marché, au début de l'année 2017. Avec quelques ajustements, ce mécanisme de dialogue compétitif a prouvé qu'il était capable de traduire les gains de compétitivité de la filière. Il est maintenu jusqu'à juin 2020, et sera ensuite refondu avec un probable élargissement de la logique de mise en concurrence aux parcs de plus petite taille.

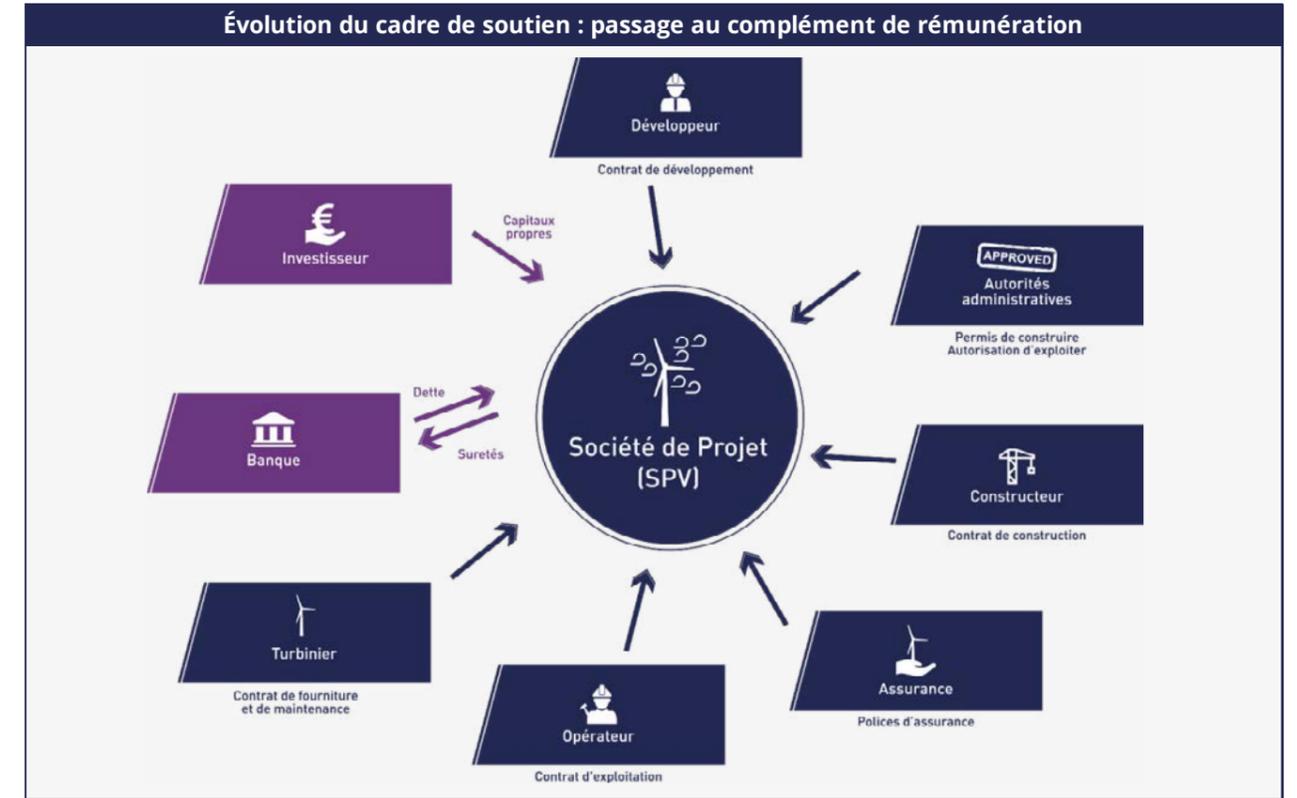
VERS DES MODES DE FINANCEMENTS DE PLUS EN PLUS DIVERSIFIÉS ?

Le financement de projet / sans recours

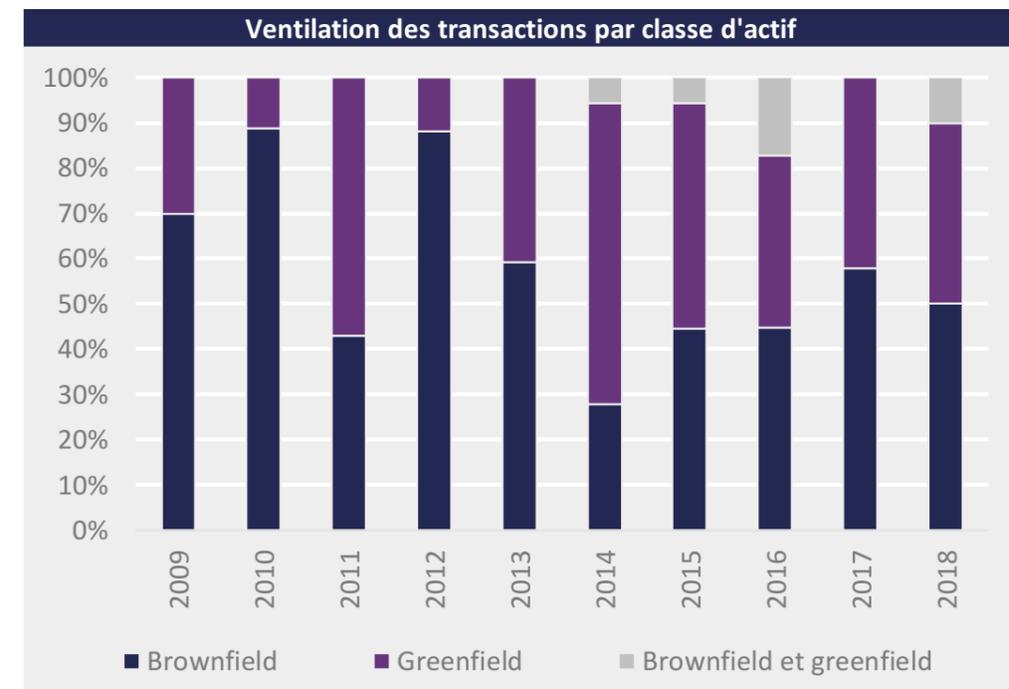
Le financement de projet est un mode de financement dans lequel l'investisseur, propriétaire du projet, utilise les revenus générés par le parc éolien pour assurer le service de la dette, et où le financement est garanti par les actifs du projet (financement sans recours). Ce mode de financement repose sur une séparation économique et juridique entre les entreprises développant le projet (les actionnaires ou porteurs de projet) et les actifs développés, grâce à la création d'une SPV ad hoc (Special Purpose Vehicle), société de projet regroupant les actifs concernés. Cette dernière rembourse le service de la dette uniquement grâce aux flux de trésorerie générés par la vente d'électricité provenant du parc éolien.

Les flux de trésorerie d'un projet éolien sont modélisés sous la forme d'un business plan sur la période d'exploitation du projet. Les mécanismes de soutien (obligation d'achat, complément de rémunération) permettent de valoriser la production en €/MWh. Cette dernière est, quant à elle, estimée en MWh par le biais d'études de productible. Ce double effet, prix et volume, va permettre de déterminer les revenus annuels anticipés grâce à la production et la vente d'électricité du parc éolien. Les différents postes de charge ou OPEX (Operational Expenditures) intègrent la maintenance, les assurances, le loyer, les frais administratifs, frais de gestion (asset management)... La différence entre les revenus générés et les charges va permettre

de servir la dette, et de dégager des bénéfices. Ainsi le montant de la dette est déterminé en fonction des flux de trésorerie futurs du projet, dans un scénario de production dégradé, sur une durée le plus souvent égale à la durée résiduelle du contrat d'achat.



Le refinancement représente un enjeu majeur aujourd'hui. Il porte notamment sur des actifs déjà en service, dits « brownfield » qui ont été financés il y a plusieurs années dans des conditions non optimales, au vu des conditions de marché actuelles. Ainsi, le refinancement peut par exemple permettre à un propriétaire de parc éolien de profiter de la baisse des taux d'intérêt, allonger la maturité du financement et/ou augmenter le ratio « gearing » entre les fonds propres et le montant de dette levé notamment grâce à la production historique qui est généralement supérieure à celle qui a permis de définir le montant de la dette initialement. Le nombre croissant d'opérations de financement et de refinancement de projets brownfield en France depuis 2014 s'observe sur le graphique ci-dessous (rappelons qu'il est difficile de comparer les périodes pré et post-2014 en raison du faible volume de capacités installées avant cette date).



Financement Mezzanine ou bridge : une flexibilité appréciée par les porteurs de projets

On appelle la dette mezzanine ou junior une forme de dette subordonnée de tiers qui s'interpose entre la dette senior et les capitaux propres ou comptes courants d'associés. Le remboursement de la dette mezzanine est donc conditionné au remboursement de la dette senior. L'investissement en dette mezzanine permet de limiter les fonds propres investis (qui ont un coût du capital généralement plus élevé) et ainsi d'accroître l'effet de levier. Il existe également des fonds de dette qui interviennent sur des projets jugés comme étant trop risqués par les banques traditionnelles. Leur intervention peut-être plus rapide et moins conservatrice. Cette exposition plus forte au risque entraîne une rémunération plus importante que celle de la tranche bancaire.

Ainsi l'apparente stabilité des flux de trésorerie disponibles pour les créanciers permet de sculpter des dettes mezzanines « sur mesure » qui intègrent parfaitement les contraintes des structures de capital déjà existantes. De manière générale, la durée de ces prêts est à court-moyen terme.

Les fonds spécialisés en dette junior ont des profils plus diversifiés que les prêteurs historiques du secteur. Ces fonds ont notamment tendance à valoriser la simplicité d'un processus de due diligence déjà entrepris par les prêteurs en dette senior ainsi qu'une gestion opérationnelle du projet pilotée par les investisseurs en fonds propres. A noter que les investisseurs institutionnels (fonds de pensions, caisse de retraites...) investissent également en mezzanine afin de diversifier leurs expositions aux risques.

Le financement bridge, pour sa part, est une ligne de financement relai disponible pendant la durée des travaux, et appelée à être refinancée par la dette bancaire de long terme. L'objectif peut être de permettre au sponsor d'obtenir des conditions bancaires plus intéressantes, en ayant plus de temps pour sélectionner le prêteur senior d'une part, et en présentant un projet sans risque de construction d'autre part. La gestion flexible des appels de capitaux que permet l'intervention d'un fonds bridge permet de concilier au mieux le calendrier de développement et de financement, ce qui est apprécié des développeurs.

Financement participatif : l'implication des citoyens est avant tout un moyen pour favoriser l'acceptabilité

En 2018, près de 10 M€ de financement participatif ont été levés pour 40 projets éoliens. On voit cependant l'importance relative de cette somme lorsqu'on la compare au milliard d'euros qui a financé le parc français en 2017. Le financement citoyen ou participatif répond ainsi plus à la nécessité de favoriser l'acceptabilité des parcs éoliens (dans un contexte où 70% des projets éoliens font l'objet de recours), en permettant à chacun d'être partie prenante au projet, qu'à un réel besoin de financement. C'est cet enjeu d'acceptabilité qui justifie le périmètre géographique retenu pour lever ce financement citoyen : le département où est implanté le projet, et les départements limitrophes. Enfin, il est à noter que, dans le cadre des appels d'offres, le financement participatif permet aux porteurs de projet d'obtenir un bonus sur la rémunération de l'électricité vendue.

FINANCEMENT DE PROJETS FAISANT L'OBJET DE RECOURS

Des produits dédiés ont été créés par les assureurs pour faciliter le financement des projets sous recours, notamment par le biais de polices d'assurance couvrant le risque de recours contre les autorisations administratives. Ainsi dans le cas d'une décision défavorable, l'assureur palie les éventuelles carences de revenus permettant aux créanciers et prêteurs d'être indemnisés. En ce qui concerne les investisseurs en fonds propres, cette indemnisation peut même couvrir une partie des intérêts futurs à percevoir en cas de démantèlement. Ce type de couverture permet également d'assurer la prise en charge des coûts additionnels résultant d'une décision de justice défavorable n'entraînant pas le retrait des autorisations. Le recours à une assurance augmente cependant le coût des projets : réduire le risque et la durée des recours doit donc rester une priorité pour améliorer encore la compétitivité de la filière éolienne.

LES TENDANCES DES TRANSACTIONS SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉOLIEN

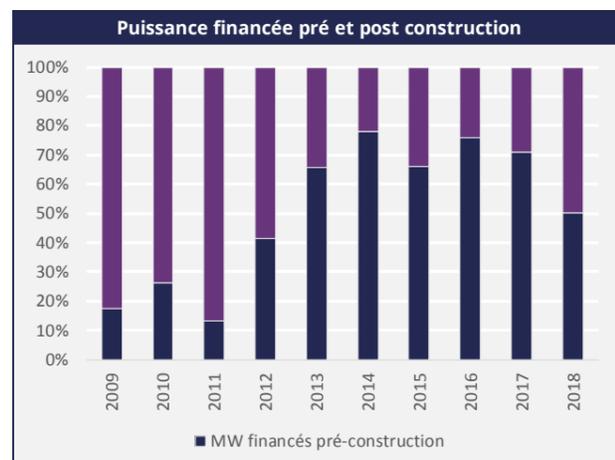
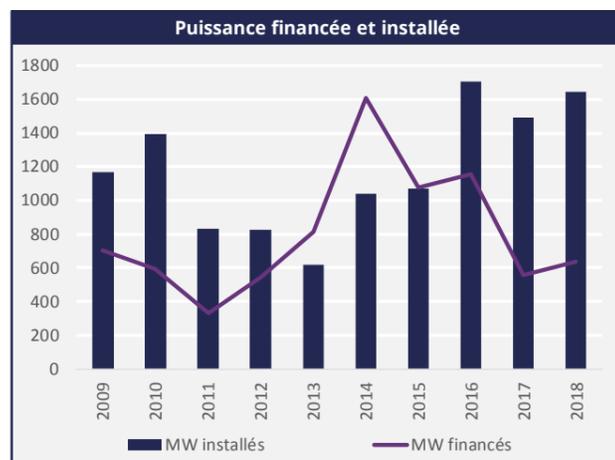
Nous avons recensé 311 opérations de financement de parcs éoliens sur la période 2009-2018. Si cet échantillon n'est pas exhaustif, et que chaque projet possède des éléments intrinsèques déterminant ses conditions de financement, nous avons distingué trois grandes tendances de marché.

LES OPÉRATIONS DE FINANCEMENT DÉPENDENT FORTEMENT DE LA RÉGULATION

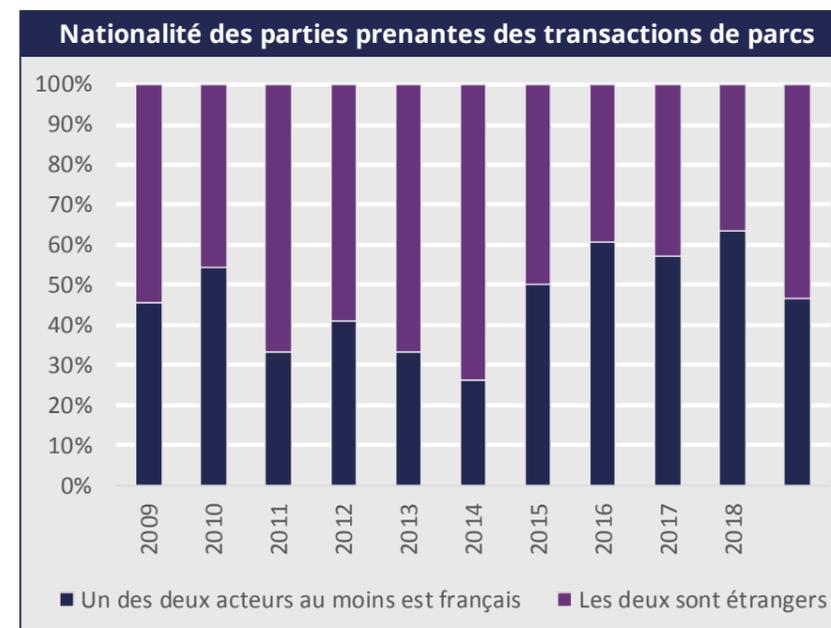
A partir de 2012, les développeurs voient se démocratiser l'actif éolien auprès des banques. Ces dernières se montrent plus enclines à financer les projets avant même leur phase de construction. Grâce à la loi Brottes de 2013, qui met fin à des contraintes administratives significatives, l'année 2014 voit le financement d'un nombre record de MW. La période 2012-2014 est marquée par un changement de paradigme où le financement des projets précède de 6 à 18 mois la mise en service des parcs. Cette tendance s'explique notamment par les incitations à développer des actifs éoliens en raison des tarifs d'achat avantageux. Dans un post-crise de baisse des taux inter-bancaires, les banques et investisseurs cherchaient des investissements de long-terme contexte et ont voulu tirer avantage de ce cadre tarifaire.

En 2015, l'incertitude liée à la réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables se traduit par une réaction de repli des banques, qui s'illustre également par la diminution de la part de financement pré-construction. Les conditions de financement des infrastructures sont très sensibles au degré de maturité des projets.

On s'aperçoit que l'incertitude causée par la réforme de 2015 a modifié l'appréciation des banques dans l'allocation de leurs ressources : d'une part, on constate une baisse du nombre total de MW financés en France, et d'autre part, la proportion de financement lors de la phase de construction ou post-construction est passée d'environ 20% en 2014 à un tiers en 2016. Cela s'explique notamment par le manque de visibilité initial concernant le nouveau cadre tarifaire à partir de 2016 (complément de rémunération).



LE MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉOLIEN ATTIRE LES ACTEURS INTERNATIONAUX



On distingue différentes stratégies d'investissement, et donc différents profils d'investisseurs : les investisseurs acteurs du secteur de l'énergie ayant les capacités en interne de prendre en charge le développement et/ou l'exploitation du parc (énergéticiens ou développeurs) et les investisseurs purement financiers qui délèguent à des tiers les activités opérationnelles.

Si le développement est par essence un métier qui requiert la connaissance des parties prenantes locales et de la réglementation nationale, on s'aperçoit qu'une part significative - mais qui tend à se réduire - des transactions sur le marché éolien français n'implique aucune entreprise française.

Le part des transactions n'impliquant aucune partie française a atteint son maximum en 2014. A partir de 2015 la tendance s'inverse, la proportion des transactions dont sont exclus les acteurs français est de moins en moins importante, et EDF et Engie (y compris leurs filiales) s'affirment comme les leaders locaux. S'ajoute à cela de nombreux fonds d'infrastructures français désormais présents sur le marché et capable d'investir en fonds propres aussi bien qu'en dette.

UNE ACCÉLÉRATION DU RYTHME DES TRANSACTIONS

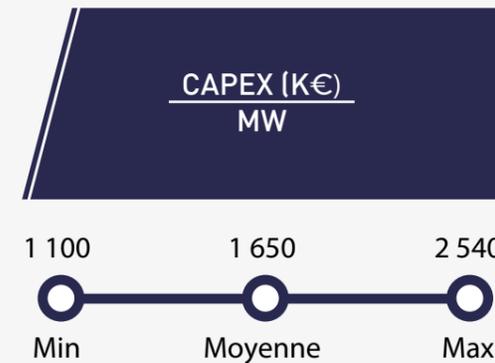
L'intensité des transactions sur le marché de l'éolien devrait augmenter à un rythme significativement plus rapide que celui des nouvelles capacités installées. En effet, si la taille du parc reste le premier déterminant du volume de transactions, il faut ajouter à cela les nouvelles capacités attendues et les actifs qui rentreront dans le cadre du repowering. Les transactions M&A sur le marché secondaire ainsi que celles issues du repowering devraient prendre davantage d'importance dans les années à venir.

Par ailleurs, le marché de l'éolien terrestre est aujourd'hui toujours fragmenté avec de nombreux acteurs présents sur un seul segment de la chaîne de valeur. En témoigne le fait que les 20 premiers développeurs et producteurs détiennent respectivement 46,9% et 51,5% des parts de marché de leur segment. La diminu-

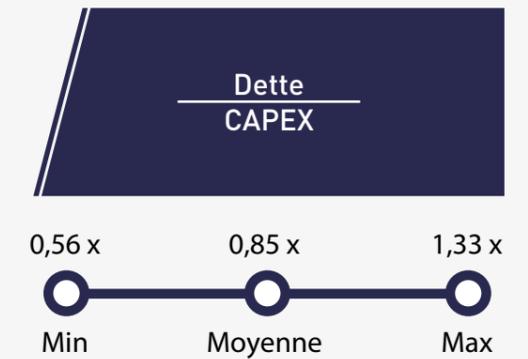
tion attendue des tarifs, impliquant une baisse de la rentabilité pour les investisseurs mais aussi pour les développeurs vendeurs, et la compétition croissante devraient entraîner une concentration du marché de l'éolien terrestre. Les différents acteurs vont adapter leur positionnement stratégique à ce marché en mutation. On en observe les premiers mouvements : les développeurs cherchent à intégrer des IPP / fournisseurs de services afin d'avoir une rentabilité mieux sécurisée dans le temps ; les fonds d'investissement tendent à acquérir des portefeuilles d'actifs plus importants ou des plateformes ; et les producteurs indépendants d'électricité cherchent à augmenter leur part de marché grâce à des stratégies de croissance, à la fois organique et externe.

LE RETOUR D'EXPÉRIENCE DE TEVALI PARTNERS

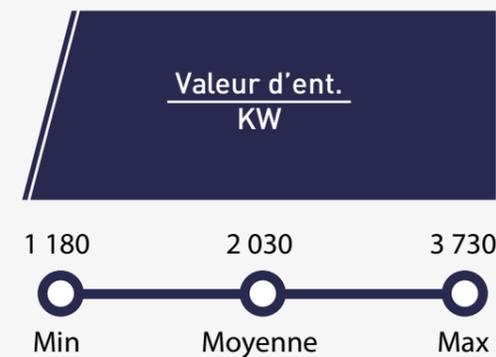
Les données présentées ci-contre sont issues des transactions sur lesquelles Tevali Partners a travaillé au cours des 18 derniers mois. Les ratios sont calculés sur la base d'un productible annuel évalué au P75 (probabilité prévisionnelle d'atteinte de 75%).



Les CAPEX prennent en compte les contrats de Turbine Supply Agreement et d'Engineering, Procurement and Construction, ainsi que le montant du Project Development Agreement de la transaction concernée.



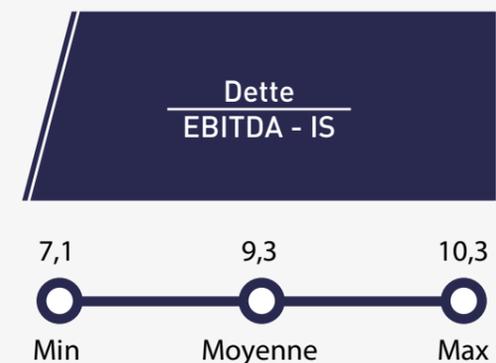
Le montant de dette levable est fonction des cash-flows futurs. On note que si ces derniers sont importants, la dette peut financer via une holdco une partie du prix d'acquisition des titres en plus des CAPEX, et que ce ratio n'est donc pas borné à 1.



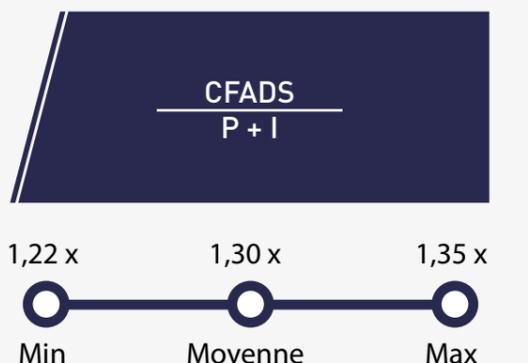
La valeur d'entreprise est la somme de la dette et de la valeur des capitaux propres. Elle est assimilable à la valeur de l'actif.



Ce ratio – le gearing – est optimisé pour obtenir un retour sur les capitaux propres satisfaisant pour les producteurs. Il peut être augmenté en structurant la dette, en intégrant une dette mezzanine par exemple, plus risquée mais mieux rémunérée.



L'EBITDA diminué de l'IS fournit une première approximation du flux de trésorerie disponible pour servir la dette. Ce ratio donne donc le nombre d'années minimum nécessaires pour rembourser la banque. En pratique la prudence veut que la dette soit remboursée sur une durée plus longue, souvent 15 ans.

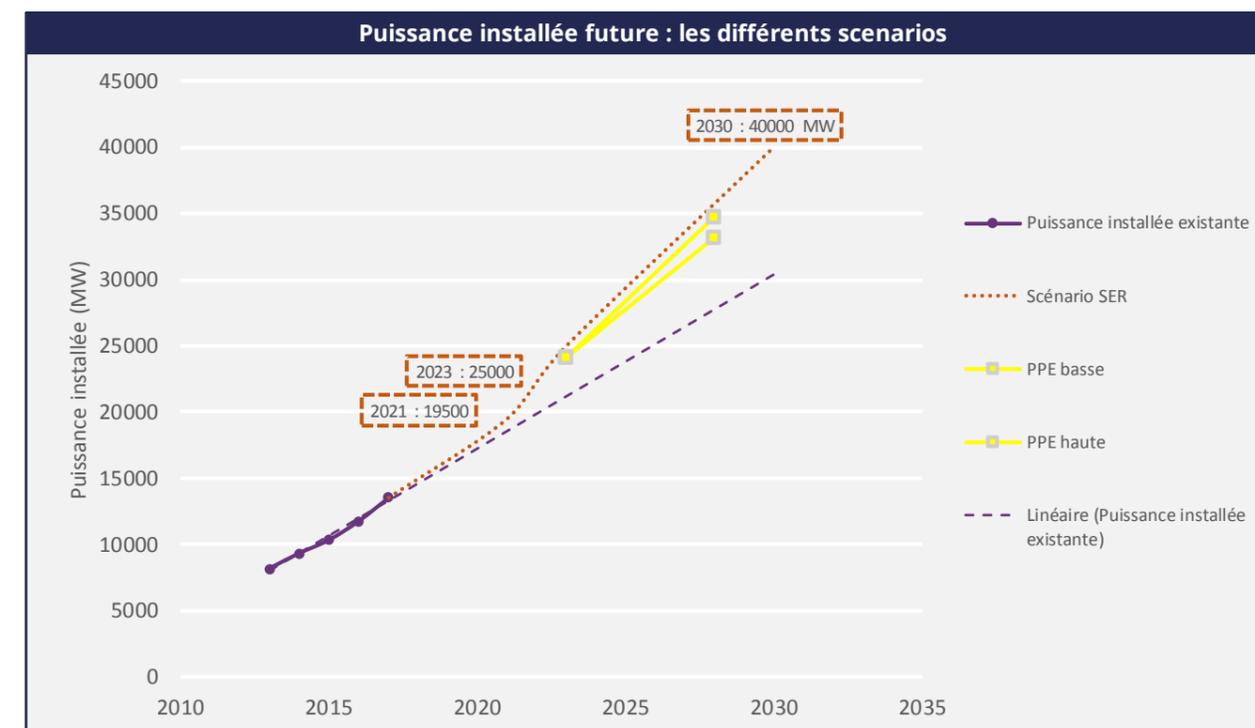


Ce ratio correspond au flux de trésorerie disponible pour servir la dette divisé par le montant, capital et intérêt, du remboursement. Plus la variance des revenus futurs est grande, plus il doit être important, par précaution prise par le prêteur. Il est ici donné en P75. Les banques dimensionnent la dette avec un DSCR cible typique de 1.2 en P90.

LES PERSPECTIVES DU MARCHÉ ÉOLIEN FRANÇAIS

La France dispose du deuxième potentiel européen de ressource en vent, et bénéficie donc d'un gisement conséquent pour le développement de la filière éolienne.

Dans son projet de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), dont la version complète a été publiée le 25 janvier 2019, le gouvernement s'est d'ailleurs fixé des objectifs de développement de la filière ambitieux : 24,1 GW en 2023, et une fourchette comprise entre 33,2 et 34,7 GW pour 2028.

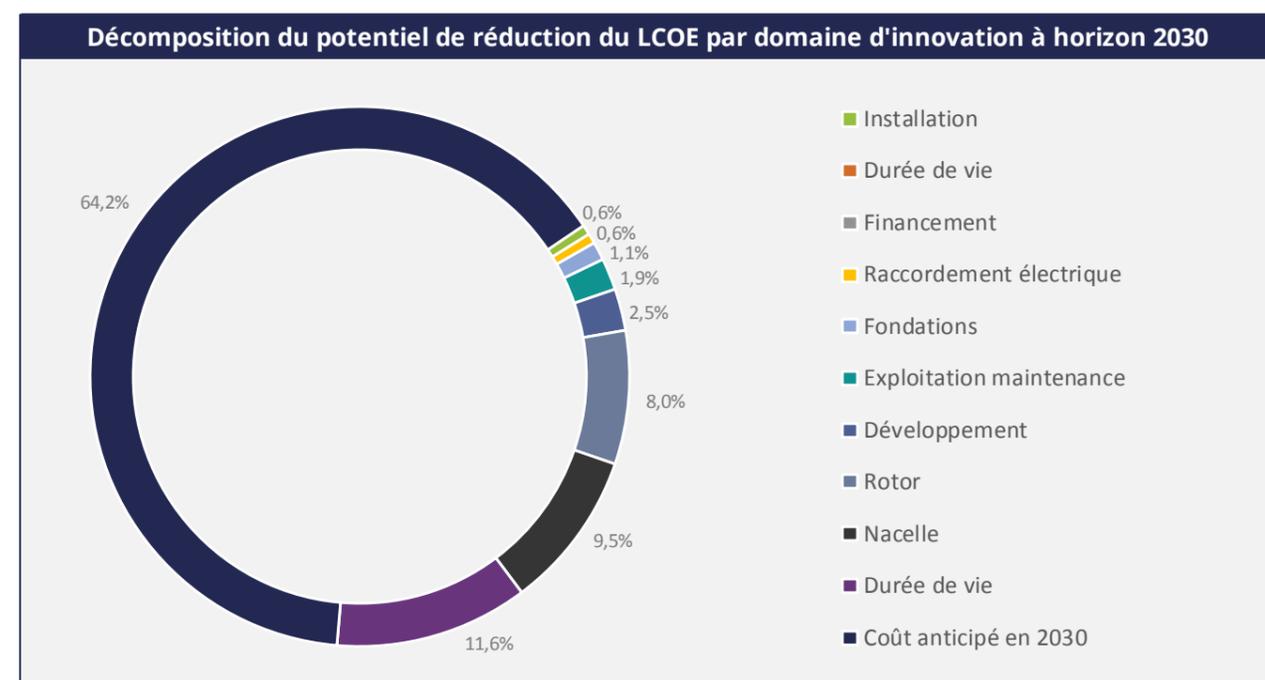


Outre la poursuite des simplifications réglementaires et administratives (contraintes liées aux radars, flexibilité des autorisations face à l'évolution des technologies...), le marché français de l'éolien devrait évoluer sous l'effet de quatre déterminants principaux : les évolutions technologiques, le potentiel de repowering, le développement ou non des PPA, et un éventuel mouvement de consolidation des « petits » acteurs.

DES INNOVATIONS TECHNOLOGIQUES VISANT À RÉDUIRE LES COÛTS DE PRODUCTION

Les innovations sont toujours plus nombreuses, et l'évolution des technologies utilisées dans l'éolien devrait se poursuivre dans les années à venir, concomitamment à la baisse des coûts. Historiquement, l'impact le plus important résulte des innovations permettant l'augmentation de la puissance et du productible des turbines, qui concernent principalement rotors et nacelles, et qui apportent des économies d'échelle très significatives. Les améliorations en termes de réduction du bruit permettent également d'implanter des turbines d'une plus grande capacité.

Outre l'augmentation des dimensions des turbines (hauteur, diamètres des rotors) et de la puissance des turbines, l'ADEME et BVG Associates ont identifié un certain nombre de domaines d'innovations futures majeures pour la filière éolienne, sources de contraction du Levelized Cost of Energy (LCOE).



Source : BVG Associates

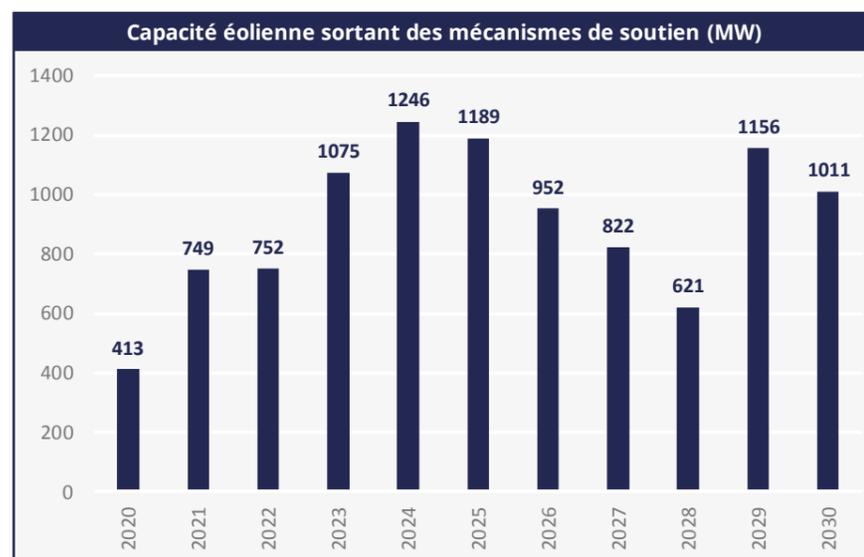
La filière éolienne va également connaître d'autres innovations permettant d'améliorer la performance environnementale, comme des systèmes de cohabitation avec la biodiversité, des pales plus furtives, des nouveaux systèmes de recyclage et l'utilisation de matériaux renouvelables. Selon l'ADEME, en prenant en compte ces innovations, l'allongement de la durée de vie des éoliennes et un coût pondéré moyen du capital stable à 7%, le LCOE est appelé à diminuer fortement d'ici à 2030 (de 35,8%).

• Des technologies de plus en plus performantes permettront aux parcs de bénéficier d'un meilleur rendement, tout en minimisant leur impact sur l'environnement. La compétitivité de la filière éolienne devrait ainsi continuer à s'améliorer.

• Toutefois, aujourd'hui, les nouveaux parcs mis en service ne bénéficient pas des nouvelles technologies en raison d'une réglementation parfois trop contraignante et de cycles de développement trop longs. A l'avenir, la réglementation devra être plus efficace afin d'optimiser au maximum le potentiel du parc français.



UN POTENTIEL DE REPOWERING À METTRE EN ŒUVRE



Depuis les années 2000 et jusqu'à la mise en place du complément de rémunération et du cadre compétitif en 2017, les parcs éoliens bénéficiaient de contrats d'achats sur 15 ans. Les premiers parcs mis en service arrivent donc à la fin de leur contrat et l'électricité produite sera vendue sur le marché, à un prix généralement moins avantageux.

Dans ce contexte de croissance du nombre de parcs en fin de vie et sortant des mécanismes de soutien, le repowering est une opportunité technique et économique pour les producteurs. Ceux-ci pourront renforcer le potentiel de certains de leurs parcs les plus vieux en remplaçant les turbines existantes par des nouvelles, qui bénéficieront des dernières technologies du marché. Le repowering permet donc d'optimiser le productible des parcs sans nécessairement augmenter le nombre de mâts, et ainsi sans influencer sur leur impact sur les paysages, les activités aériennes et l'environnement. De plus, l'utilisation de turbines plus récentes permet également de réduire les impacts sonores. Enfin, la modification de parcs en fin de contrat d'achat permet de capitaliser sur la connaissance du vent et des acteurs locaux acquise tout au long des années d'exploitation.

Le cadre réglementaire a largement évolué depuis la mise en service des premiers parcs au début des années 2000 : on peut citer comme exemple l'extension des servitudes aéronautiques. Certains parcs ne pourront donc faire l'objet de modifications, et leurs propriétaires privilégieront parfois un allongement de leur

durée de vie. Le repowering pourrait cependant concerner jusqu'à 5 GW d'ici à 2030. Ce marché viendra donc dans l'esprit de la PPE compléter celui des nouvelles installations et porter une partie substantielle de la croissance du secteur éolien en France et en Europe, avec des premiers grands volumes attendus entre 2020 et 2022.

Le gouvernement a présenté en juillet 2018 les modalités pour le renouvellement d'un parc en termes de procédures administratives afin d'harmoniser les décisions préfectorales, sans acter de décision sur la nature du soutien dont pourrait bénéficier les parcs renouvelés.

Un délibération de la CRE est venu en fin juillet 2019 préciser la position du régulateur sur ce sujet. L'esprit de la CRE est de « maximiser le ratio production/soutien public », ce qui se traduit par deux propositions phares :

- L'impossibilité pour tout site qui a bénéficié d'un soutien dont la date de prise d'effet remonte à moins de 20 ans de bénéficier d'un nouveau soutien ;
- Si la hauteur en bout de pale des éoliennes excède 125 m, la restriction de l'accès au guichet ouvert au parc de deux mâts et moins ; dans les deux cas, une baisse du tarif viendrait compenser l'avantage compétitif de ces parcs.

Ces mesures interviendraient le 1er juin 2020, à l'occasion de la réduction du guichet ouvert pour les parcs greenfield. A terme, l'organisation d'appels d'offres spécifiques apparaît comme étant privilégiée par la CRE.

Repowering : un cadre réglementaire partiellement défini

Les questions qui se posent

Le projet d'instruction du gouvernement datant de juillet 2018 définit les modalités de remplacement des aérogénérateurs.

L'enjeu est de déterminer si les modifications apportées aux parcs sont notables ou substantielles. Une modification dite substantielle entraîne l'obligation d'obtenir de nouvelles obligations.

L'enjeu est de savoir si une modification substantielle du parc ouvre la possibilité de pouvoir répondre à un appel d'offre pour bénéficier d'un nouveau tarif d'achat.



Éléments de réponse

- Seule la puissance nominale des turbines est modifiée : notification notable
- Augmentation du nombre d'éoliennes ou de la puissance du parc au-delà de 20 MW : modification substantielle
- Pour les autres cas, nécessité d'un porter à connaissance au préfet qui devra apprécier l'ampleur de la modification au cas par cas

Le projet d'arrêt de la CRE de juillet 2019 prévoit que les parcs doivent avoir été en exploitation pendant 20 ans avant de participer à un appel d'offre. Ce dernier pourrait être spécifique.

Ainsi, le repowering est une source d'opportunités non négligeable qui sera au cœur de l'actualité de la filière à partir de 2021. Toutefois, le manque de sécurité apporté aux développeurs quant à la possibilité de reconduire leurs parcs sans entrer à nouveau dans un processus de demande de permis et d'autorisations complet pourrait brider ce potentiel. La balle est dans le camp du gouvernement, qui pourrait préciser le cadre réglementaire dans les années à venir.

LE CORPORATE PPA : UN INTÉRÊT LIÉ À L'ÉVOLUTION DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ ET À L'INCERTITUDE AUTOUR DU CADRE GÉNÉRAL DE MARCHÉ

Le PPA (Power Purchase Agreement, parfois aussi appelé « corporate PPA ») est un contrat d'achat privé signé entre un producteur et un acheteur (industriel consommateur ou fournisseur d'électricité). Le PPA se distingue de l'autoconsommation, où le producteur et le consommateur sont la même personne.

En France, la réglementation sur le complément de rémunération donne la possibilité aux producteurs de choisir le mode de commercialisation de leur production électrique : il est ainsi possible de conclure un PPA avec un acheteur de son choix, tout en bénéficiant du soutien public (mais dans ce cas le producteur ne pourra pas bénéficier des garanties d'origine associées à la production d'électricité).

Le PPA peut prendre des formes multiples, mais il est néanmoins possible de définir trois schémas contractuels principaux :

- le PPA sur site : proche de l'autoconsommation (et parfois qualifié d'« autoconsommation avec tiers-investisseur »), ce type de contrat est conclu entre un producteur et un consommateur avec une injection directe de la production renouvelable sur le site de consommation ;

- le PPA hors site : ce type de contrat est signé entre le consommateur et le producteur d'électricité renouvelable dans une situation où les sites de production et de consommation ne disposent pas d'un raccordement direct. Dans ce cas, un intermédiaire, fournisseur ou agrégateur, fournit souvent un service d'équilibrage pour compenser les fluctuations de production et de consommation dans des termes définis par contrat.

- le PPA financier : dans ce type de contrat, le producteur et le consommateur s'entendent sur un prix de référence sur lequel ils s'engagent pour une durée déterminée dans le contrat. Le producteur fournit l'électricité au réseau et est rémunéré au prix spot variable. L'entreprise achète l'électricité sur le réseau au prix du marché. L'acheteur et le vendeur règlent la différence entre le prix de référence et celui du marché.

Le tarif d'achat d'un corporate PPA peut être déterminé selon une tarification fixe ou une tarification variable pour la durée complète du contrat.

Un des premiers corporate PPA en France a été signé en mai 2019 entre le groupe Boulanger et Voltalia. Ce contrat de gré à gré les lie pour une durée de 25 ans, et porte sur une centrale solaire de 25 MW. D'autres groupes, comme Aéroport de Paris, ont lancé des appels d'offre pour alimenter leurs sites via un PPA, prouvant que ce marché est en cours de construction en France.

> Les corporate PPA se développent de plus en plus notamment dans les pays en développement où l'accès au réseau est plus limité (Inde, Brésil...), ainsi qu'aux Etats-Unis.

> En Europe, tant les fondamentaux que le cadre de marché diffèrent. Cependant, dans un contexte où les tarifs des appels d'offres pour les énergies renouvelables sont en baisse et où les premiers parcs arrivent en fin de contrat d'achat, les corporate PPA peuvent apparaître comme un nouvel outil de sécurisation des investissements pour les installations de production.

> Pour les consommateurs, les PPA peuvent procurer un avantage en termes de visibilité financière grâce à des conditions fixées à l'avance sur une longue période, et être ainsi perçus comme des outils de couverture contre une éventuelle hausse des prix, voire plus fondamentalement contre l'incertitude du cadre général de marché. L'acheteur peut également faire valoir qu'il bénéficie d'un approvisionnement « vert » et ainsi améliorer son image de marque .

> Le scénario tracé par le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie est cependant basé sur de fortes hypothèses de production, le développement significatif des énergies renouvelables étant conjugué à une décroissance lente du parc nucléaire. Si cette trajectoire se matérialise, les anticipations d'évolution des prix de marché pourraient être à la baisse, ce qui pourrait limiter l'intérêt des consommateurs pour un mode de contractualisation comme le PPA.

UNE TENDANCE À LA CONCENTRATION DU MARCHÉ À TRAVERS LE REGROUPEMENT DES « PETITS » ACTEURS ?

Il existe en France une multitude d'acteurs aussi bien en nombre de développeurs, d'opérateurs ou encore de producteurs : le marché est très fragmenté. Toutefois il existe quelques géants qui gagnent de plus en plus de parts de marché notamment en acquérant des portefeuilles de parcs ou en achetant directement des entreprises.

Les gros acteurs (EDF, Engie, Total/Direct Energie...) ou encore les turbiniers se positionnent de plus en plus sur toute la chaîne de valeur : ils bénéficient de leur renommée, d'un fort pouvoir de négociation, d'effets volumes significatifs sur les Opex ainsi que d'un accès facilité aux financements.

Malgré la diminution des coûts, les marges et les rendements deviennent plus faibles. A moyen long terme, il sera plus difficile aux « petits » acteurs de concurrencer les mastodontes du secteur. En revanche, les petits possèdent une meilleure capacité d'adaptation et d'innovation et une meilleure proximité avec les marchés locaux. Ainsi, des associations regroupant plusieurs acteurs du secteur devraient voir le jour au cours des prochaines années.

> A moyen-terme les acteurs du marché de l'éolien pourraient se regrouper pour gagner en performance sur les achats, le financement et la commercialisation de l'énergie. Les entreprises devront atteindre une taille critique si elles souhaitent continuer à être compétitives. Cela ne devrait toutefois pas empêcher l'existence de petites structures, à même de développer des portefeuilles régionaux ou nationaux de taille réduite.

TEVALI PARTNERS : LE POINT DE VUE DES ASSOCIÉS FONDATEURS



MICHAEL TOBELEM
mtobelem@tevalipartners.com

“
Du point de vue des producteurs, sociétés de gestion et institutionnels, cette recherche de rendement se manifeste par une triple diversification : la géographie, la technologie et la désintermédiation.
”

“
Il paraît déjà inéluctable que le volume de CPPA français croisse dans les années à venir : les plus gros acteurs trouveront avantage à consacrer une partie mesurée de leur mix à des contrats directs.
”



STEVEN KASSAB
skassab@tevalipartners.com

Vers une consolidation du marché éolien français ?

Les années 2017 à 2019 ont vu la filière évoluer rapidement, au rythme de la généralisation des appels d'offres, de la baisse des mécanismes de soutien en vigueur et de l'intégration progressive des producteurs au marché de l'électricité.

Jusqu'alors, les conditions de marché paraissaient favorables aux développeurs qui captaient une part significative de la valeur ajoutée, notamment grâce à trois facteurs. Des tarifs d'achat stables (aux alentours de 80 €/MWh) assuraient bancabilité et rentabilité aux projets. Des gains de compétitivité constants rendus possibles par l'amélioration technologique des turbines. Enfin, l'abondance des liquidités a mis en concurrence les investisseurs les incitant à enchérir à des TRI relativement bas (autour de 6%).

Aujourd'hui, la mise en concurrence des développeurs via les appels d'offre - ente les tarifs d'achat à la baisse, comme l'attestent les résultats de la quatrième tranche de l'Appel d'Offres éolien terrestre publiés le 8 octobre dernier (66,5 €/MWh en moyenne). Si l'intérêt des investisseurs pour les actifs éoliens et leur profil de risque est croissant, nous pouvons observer un tassement de la diminution du prix des turbines, répercuté sur les primes de développement.

Demain, ces primes - élastiques aux variations des tarifs - pourront dès lors constituer la principale variable d'ajustement dans l'économie du projet, le rendement attendu par les investisseurs financiers approchant un seuil incompressible. La baisse des tarifs à l'œuvre pourra entraîner un repositionnement stratégique des développeurs. Ceux-ci chercheront de nouvelles sources de revenus notamment en retrouvant, dans l'exploitation, tout ou partie de la valeur perdue. Une intégration verticale et des effets volume, structureront le marché. On assistera alors à un mouvement de consolidation tel qu'observé dans la filière photovoltaïque ces dernières années.

Quels relais de rentabilité pour les bailleurs de fonds ?

La sortie d'une première génération d'investisseurs financiers est signe de maturité pour la filière. Ce cycle de refinancement se fait principalement au profit d'énergéticiens : leur faible coût du capital et leur surface financière importante leur permet de réaliser des opérations de croissance externe au prix fort. L'acquisition du développeur Saméole par Engie en septembre 2018 illustre ce constat. Le marché secondaire des infrastructures est lui aussi dynamique, et profite de la disponibilité des financements. Ces tendances traduisent la volonté d'aller chercher des nouveaux relais de rentabilité : dans un tel contexte concurrentiel, quels leviers de performance privilégier ?

Du point de vue des producteurs, sociétés de gestion et institutionnels, cette recherche de rendement se manifeste par une triple diversification : la géographie, la verticalisation du marché et la désintermédiation.

La diversification géographique est déjà observable depuis approximativement 5 ans. Le tassement des rendements a conduit un certain nombre d'investisseurs à se désengager progressivement du marché français au profit de marchés moins industrialisés. L'Europe de l'Est et même l'Afrique subsaharienne ont ainsi attiré certains investisseurs. Tevali Partners conseille actuellement la société Gigawatt Global, engagée dans une levée de fonds pour développer son pipeline de 350 MW en Afrique subsaharienne. L'intérêt porté pour cette opportunité par des investisseurs historiquement positionnés sur des portefeuilles français illustre parfaitement cet état de fait. Ces derniers sont désireux de s'exporter, s'exposant ainsi à des risques pays.

En ce qui concerne les fonds d'investissement, d'infrastructures notamment, la forte compétition exercée sur le coût du capital conduit certains acteurs à (re)considérer la prise de risque de développement. En ce sens, un certain nombre d'acteurs du marché nous confient avoir aujourd'hui mandat d'investir des plateformes qui intègrent des actifs d'une part mais aussi des projets en développement. Voir ce type d'acteurs s'exposer (en partie) aux risques de développement témoigne d'une volonté de redynamisation des rendements. Ce phénomène pourrait traduire également une meilleure compréhension des enjeux réglementaires et territoriaux propres au développement. Nous avons initié en 2019 plusieurs discussions « buy-side » avec des fonds d'investissement (Français et UK notamment) souhaitant se positionner à l'achat sur de belles plateformes françaises. Nous nous attendons en 2020 à poursuivre ce type d'accompagnement sur le marché français.

Enfin, pour les investisseurs institutionnels, la désintermédiation pourrait être un moyen d'accroître la rentabilité de leurs capitaux. L'investissement direct, sans la présence d'un fonds, répond aussi à une demande de transparence accrue dans le contexte réglementaire de plus en plus exigeant (Solvabilité 2). La prise de participation en janvier dernier de Société Générale Insurance dans Régaz, le distributeur de gaz de la ville de Bordeaux, témoigne de cette tendance.



L'ÉMERGENCE DE NOUVEAUX MODÈLES D'AFFAIRES

Les consommateurs industriels énergivores qui nouent des contrats de vente directe d'électricité rappellent à leur manière cette recherche de désintermédiation. Ce type de contrat, les corporates power purchase agreement (CPPA), est monnaie courante dans certains pays où le soutien étatique peut venir en complément (en Norvège et Suède notamment). On estime ainsi que près de 14 GW de capacités renouvelables ont fait l'objet d'un CPPA dans le monde en 2019. Ces contrats ne font cependant qu'apparaître en France, à l'initiative de clients motivés par deux objectifs principaux. Le premier est de se munir d'un outil de couverture du risque et de diversification du sourcing de l'électricité, alors que les marchés à terme n'offrent pas de produit forward au-delà d'environ 3 ans. Le second est de coupler l'achat de l'électricité à celui des garanties d'origine en un seul et même contrat, finançant ainsi de nouvelles capacités. Ces contrats posent cependant plusieurs questions encore ouvertes aujourd'hui en France, dont celles de la qualité de la signature du client. Ce risque de contrepartie, inexistant dans les schémas historiques subventionnés, pourrait freiner à nouveau l'appétit des banques traditionnelles pour des prêts de 15 ou 20 ans.

Deux scénarios sont donc possibles à moyen terme. Premièrement, ces CPPAs pourront rester cantonnés à des montages proches de ceux financés jusqu'à présent en France. Ils pourront disposer d'une maturité courte, et porter sur des actifs déjà financés et en fin de contrat d'achat par exemple. Le prêteur aura ainsi une visibilité rassurante sur la pérennité et la solvabilité de la société cliente. Ce prêteur n'acceptera alors de s'engager sur des termes plus longs que si la qualité de la contrepartie est exceptionnelle – cela a récemment été le cas lorsqu'un contrat d'achat direct d'électricité photovoltaïque a été conclu entre la SNCF et Voltalia pour une durée de 25 ans. Dans un second scénario, la financiarisation de l'industrie à l'œuvre ces dernières années, favorisera la mise en place des conditions d'une démocratisation de ces CPPAs. La volonté de certains développeurs de se libérer du cadre réglementaire du complément de rémunération est réelle, dans un contexte de baisse tendancielle de la prime versée par les pouvoirs publics. Couplée au dynamisme et à l'adaptabilité des fonds de dette privée obligataire, ce phénomène laisse à penser qu'une part significative du financement de nouvelles infrastructures sera adossée à un contrat de gré à gré dans les années à venir.

Bien que le prix sur le marché de gros de l'électricité reste déterminant, il paraît déjà inéluctable que le volume de CPPA français croisse dans les années à venir : les plus gros acteurs trouveront avantage à consacrer une partie mesurée de leur mix à des contrats directs. Ils disposeront ainsi d'un bouquet diversifié et pourront arbitrer selon les conditions de marché. Le montage contractuel et financier de ces accords reste à inventer mais les acteurs de la filière ont su par le passé prouver leur capacité à faire face aux défis de toute nature. Gageons que la sortie à terme des mécanismes de soutien soit un nouveau souffle et non un frein pour l'éolien français.



50 avenue des Champs-Élysées, 75008 Paris
T : +33 (0)1 80 20 80 26



24 Hillel Street, Jerusalem
T : +33(0)1 73 04 77 56

[Tevalipartners.com](https://tevalipartners.com)

