

ETAT DES COÛTS DE PRODUCTION DE L'ÉOLIEN TERRESTRE EN FRANCE

Analyse économique de la
Commission Eolienne du SER



Les acteurs de l'avenir énergétique

Avril 2014

SOMMAIRE

SYNTHÈSE DE LA NOTE	4
EDITORIAL	5
1. HISTORIQUE DU DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN EN FRANCE	6
▶ A. Etat des lieux de la filière éolienne fin 2013 et perspectives d'évolution	6
▶ B. Les caractéristiques du parc éolien français	6
2. ANALYSE ÉCONOMIQUE	9
▶ A. Méthodologie	9
▶ B. Hypothèses retenues	11
▶ C. Paramètres de valorisation économique	14
▶ D. Résultats	14
▶ E. Analyse de sensibilité des coûts de production de l'électricité d'origine éolienne	17
3. CONCLUSIONS	19
ANNEXE : RÉSULTATS DÉTAILLÉS DE L'ÉTUDE DE SENSIBILITÉ	20

SYNTHÈSE DE LA NOTE

La présente note fait état des résultats d'une analyse économique réalisée par la Commission Eolienne du Syndicat des énergies renouvelables (SER) visant à évaluer les **coûts de production de l'éolien terrestre**. Cette analyse a été réalisée à partir d'échantillons de données recueillies auprès d'acteurs de la filière de typologie et de taille différentes (filiales d'utilités françaises ou étrangères, fournisseurs de turbines, développeurs indépendants). Ces acteurs représentent, au total, une puissance éolienne de 2 400 MW sur les 8 143 MW installés en France métropolitaine fin 2013, soit 30% du parc en exploitation.

Deux horizons de temps distincts ont été pris en compte pour cette analyse : des parcs éoliens mis en service récemment (depuis moins de 2 ans) et des parcs qui seront mis en service dans un avenir très proche, c'est-à-dire d'ici 1 à 2 ans. **La méthode retenue pour calculer les coûts de production est celle des LCOE (Levelized Cost Of Energy).**

Les résultats de cette étude montrent que, depuis quelques années, la hausse de certains coûts (coût des aérogénérateurs, coût de raccordement, taxes) tend à augmenter les coûts de production moyens, évalués en moyenne autour de **84,1 €/MWh pour un parc mis en service en 2013** et dans l'hypothèse d'un taux d'actualisation de 8% et d'une durée de vie de l'installation de 20 ans. Dans ce contexte, **la marge nécessaire pour couvrir les risques relatifs à la réalisation¹ d'un projet est de moins en moins attractive pour déclencher la décision d'investissement d'un projet.**

L'étude met également en évidence une augmentation des coûts d'investissements dans un futur proche (2014-2016). Cette augmentation est principalement due à une évolution de la répartition des charges entre producteurs éoliens et gestionnaires de réseaux avec, notamment, la suppression de la réfaction et la mise en place de la quote-part S3REnR (+55%) ; elle s'explique également par la hausse du coût des fondations et l'existence d'une fiscalité relativement lourde et croissante.

Face à ce constat et pour répondre à la double préoccupation de la filière et des pouvoirs publics de **baisser les coûts de production de l'éolien terrestre** d'une part et d'**atteindre les objectifs que la France s'est fixé en 2020** (19 000 MW éoliens terrestres) d'autre part, la Commission Eolienne du Syndicat des énergies renouvelables propose les axes de progrès suivants :

- ▷ **1. Modérer l'imposition et la fiscalité locale** afin de réduire la part de celle-ci dans le coût de revient complet ;
- ▷ **2. Réviser les règles relatives au partage des charges entre producteurs éoliens et gestionnaires de réseaux** pour les coûts de raccordement afin de diminuer la quote-part régionale ;
- ▷ **3. Accélérer la durée de réalisation des projets** en modernisant les procédures administratives et en encadrant les contentieux pour permettre de réaliser des gains sur les coûts de développement et les frais juridiques ;
- ▷ **4. Structurer des solutions nouvelles de financement autour de BpiFrance** pour répartir les risques supportés par les différents acteurs d'un projet et diminuer ainsi les niveaux d'exigence des investisseurs ;
- ▷ **5. Libérer des zones actuellement grevées par des contraintes techniques** (problématiques radars et contraintes aéronautiques notamment) pour permettre d'équiper des sites disposant d'un bon gisement et **assouplir les règles relatives au balisage des éoliennes** (parmi les plus strictes au monde) pour diminuer le coût de ces équipements.

¹ C'est-à-dire l'ensemble des risques supportés sur les phases de développement, de financement, de construction, d'exploitation et de démantèlement.

EDITORIAL

Lors de la deuxième Conférence Environnementale des 20 et 21 septembre 2013, le Président de la République, François Hollande, dans son discours inaugural, a émis le souhait que, pour la filière éolienne terrestre, « tout [soit] fait pour baisser les coûts de production ».

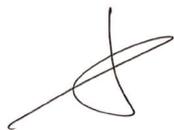
Quelques mois après ces déclarations, une mission sur les coûts de production des différentes filières EnR a été confiée, par quatre ministres, au Conseil Général de l'Economie, de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies (CGEJET), au Conseil Général de l'Environnement et du Développement Durable (CGEDD) et à l'Inspection Générale des Finances.

Le 9 avril dernier, la Commission Européenne a rendu publiques ses lignes directrices en matière d'Aides d'Etat ; elles marquent une évolution des modes de soutien aux énergies renouvelables. Sur ce sujet, la Commission Eolienne du Syndicat des énergies renouvelables (SER) a mené, entre octobre 2013 et février 2014, une réflexion approfondie afin de répondre à la consultation du MEDDE sur l'évolution des mécanismes de soutien (Cf. *Réponse du SER à la consultation des mécanismes de soutien*).

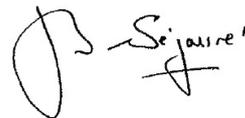
La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) vient de communiquer les résultats d'un audit des coûts de production, d'installations de production à partir d'énergie éolienne sur la base de données technico-économiques extrêmement détaillées recueillies auprès d'un panel d'opérateurs éoliens.

Dans ce contexte, la Commission Eolienne du SER a souhaité enrichir ses propres réflexions sur les modes de soutien à la filière éolienne à l'aide d'une analyse économique relative à l'évolution des coûts de production de l'éolien terrestre pour la période 2013-2016, en France métropolitaine. Cette étude se base sur une enquête menée auprès des membres du SER lors du dernier trimestre 2013.

Après un rapide état des lieux de la filière éolienne et de ses perspectives d'évolution, la présente note expose la méthodologie, les hypothèses d'entrée et les résultats de cette analyse économique. Elle identifie des voies de progrès pour améliorer la compétitivité de la filière éolienne terrestre et répondre ainsi aux attentes des pouvoirs publics.



Jean-Louis BAL
*Président du Syndicat des
énergies renouvelables (SER)*



Jean-Baptiste SEJOURNE
*Président de la Commission Eolienne
du SER*

1. HISTORIQUE DU DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN EN FRANCE

► A. Etat des lieux de la filière éolienne fin 2013 et perspectives d'évolution

Partout dans le monde, l'énergie éolienne se développe à un rythme important avec, au cours de la décennie précédente, un taux de croissance moyen de 30%. Le Conseil mondial de l'énergie éolienne (GWEC) indique que la puissance éolienne installée dans le monde au cours de l'année 2013 a atteint **35 467 MW, pour une capacité totale en fonctionnement à fin 2013 de 318 137 MW.**

En Europe, selon l'Association européenne de l'énergie éolienne (EWEA), la puissance du parc éolien s'élève à **117 300 MW fin 2013.** Avec 11 159 MW raccordés en 2013, le nombre annuel d'installations éoliennes mises en service enregistre une baisse de 8% par rapport à 2012.

Selon le GWEC, les installations d'éoliennes devraient redémarrer nettement en 2014 (47 000 MW sont attendus en 2014 soit une hausse de plus d'un tiers par rapport à 2013).

La France s'est fixé l'objectif d'atteindre, à l'horizon 2020, 19 000 MW éoliens installés à terre. Fin 2013, la puissance installée en France métropolitaine s'élevait à 8 143 MW. Si le rythme annuel d'installation s'est accéléré en 2009 et 2010 pour atteindre une capacité annuelle installée de l'ordre de 1 200 MW, le développement de l'éolien terrestre connaît, depuis 2011, un fort ralentissement. La capacité annuelle installée a été divisée par deux entre 2010 (1 250 MW) et 2013 (630 MW).

Afin de garantir l'atteinte des objectifs 2020, notre pays devra, dans les prochaines années, accélérer le rythme de développement de la filière éolienne, **à hauteur de 1 500 MW par an.**

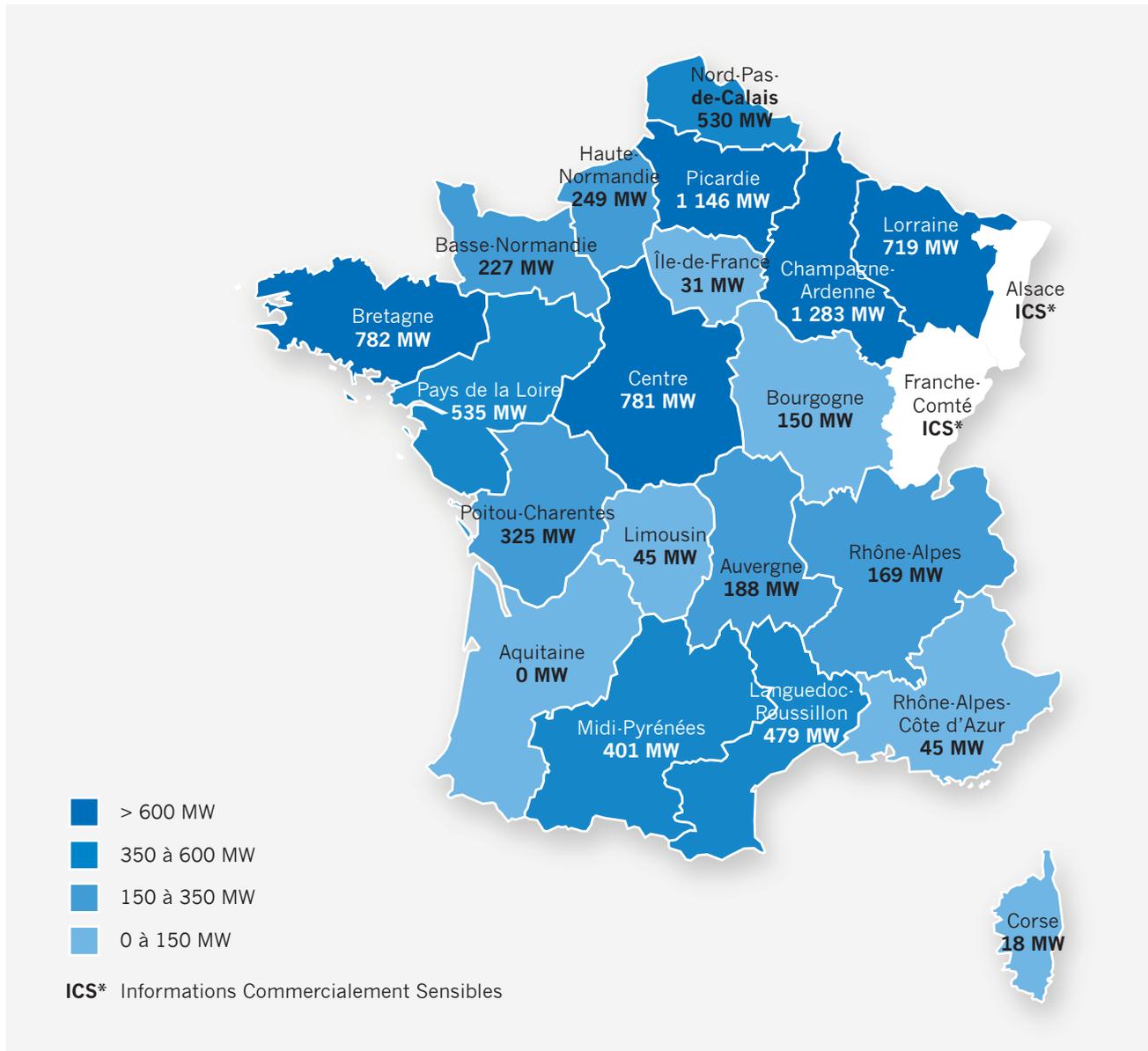
► B. Les caractéristiques du parc éolien français

Les premiers parcs éoliens installés en France entre 2000 et 2005 se sont concentrés dans les départements proches des façades maritimes et dans la Vallée du Rhône, où les vitesses de vent sont élevées, de l'ordre de 7,5 m/s à hauteur de moyeu. Les durées de fonctionnement annuelles de ces parcs sont de l'ordre de 3 000 heures en moyenne.

A partir de 2006, les nouvelles capacités éoliennes installées se sont progressivement réparties dans les régions moins ventées, comme la Champagne-Ardenne, le Centre, la Lorraine, etc., où le nombre d'heures annuelles en équivalent pleine puissance est compris entre 2 000 et 2 200 heures. Ces durées de fonctionnement correspondent à des sites dont les vitesses de vent se situent entre 6 et 6,5 m/s.

Aujourd'hui, cinq régions (Champagne-Ardenne, Picardie, Bretagne, Lorraine et Centre), dotées de plus de 650 MW chacune, représentent à elles seules 57% du parc total installé.

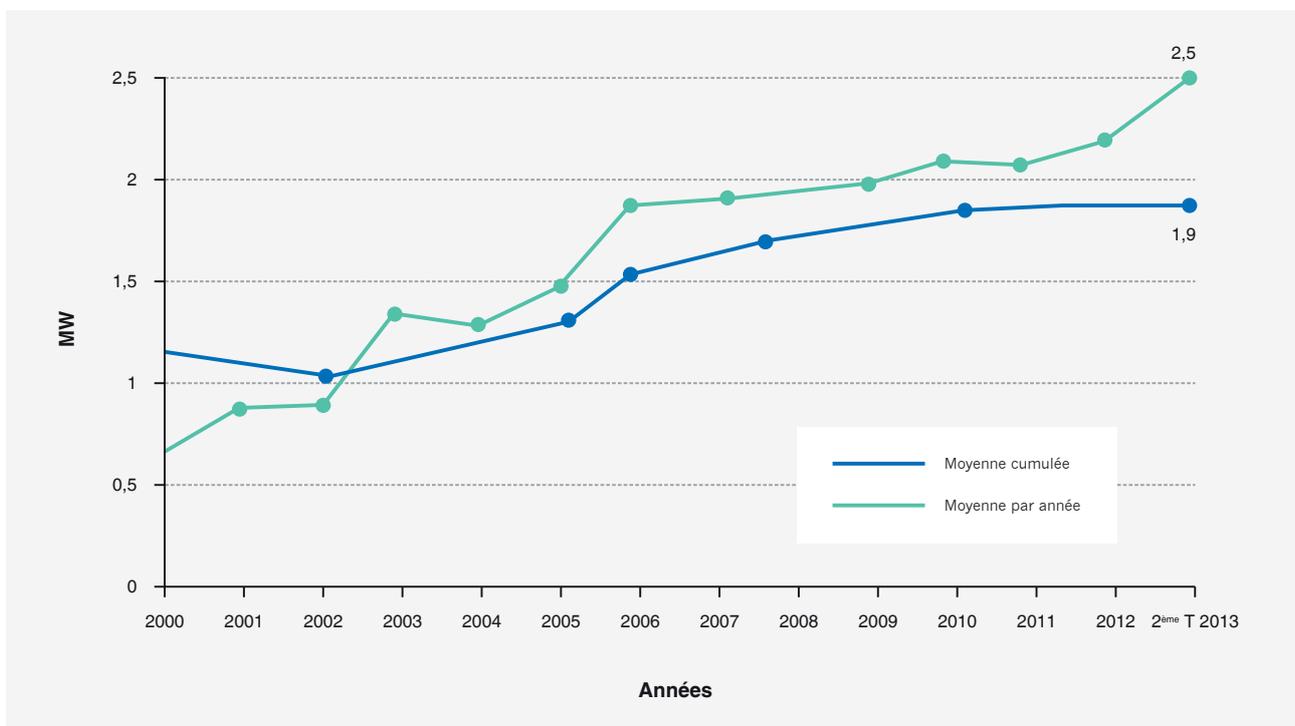




Carte : Puissance éolienne raccordée par région au 31 décembre 2013
 Source : Panorama des énergies renouvelables 2013, RTE-SER-ERDF-ADEEF

Entre 2003 et 2013, la taille et la puissance des éoliennes ont augmenté. Au démarrage de la filière éolienne, les sites les plus ventés étaient équipés avec des éoliennes de taille moyenne (hauteur du moyeu = 70 mètres et diamètre du rotor = 60 mètres).

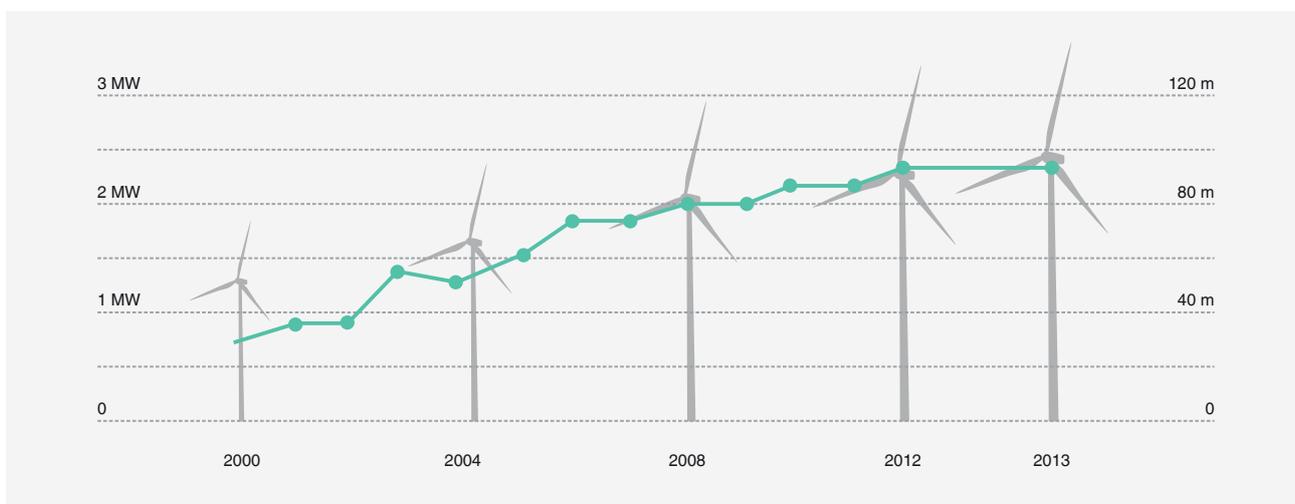
Au fil des années, la gamme des turbines proposées par les constructeurs a évolué vers des éoliennes plus hautes et plus « toilées » (plus grande aire balayée par les pales).



Graphique 1 : Evolution de la puissance moyenne des éoliennes en France métropolitaine
 Source : Etat des lieux du parc éolien français au 30 juin 2013, SER

Pour équiper les régions les moins ventées dans lesquelles la capacité éolienne en service est encore faible (moins de 200 MW installés à ce jour), il sera nécessaire d'installer des éoliennes plus hautes

(hauteur de mât de 100 mètres en moyenne contre moins de 90 m aujourd'hui) et plus toilées (diamètre du rotor supérieur à 100 mètres en moyenne contre 90 m actuellement).



Graphique 2 : Puissance et taille moyennes des éoliennes installées par an
 Source : SER, Février 2014

Par rapport à la situation observée en Allemagne où le développement éolien est déjà très avancé, la situation française présente quelques avantages avec un gisement éolien de bonne qualité (la France dispose du 2^{ème} gisement éolien d'Europe derrière le Royaume-Uni) et l'installation d'éoliennes de grande puissance (la taille moyenne des éoliennes installées en France se situe autour de 1,9 MW en moyenne cumulée depuis 2000 et 2,3 MW en moyenne pour les éoliennes installées en 2013, d'après le panorama des énergies renouvelables 2013).

Pour autant, comme en Allemagne, les sites les plus ventés ne sont aujourd'hui plus disponibles. Grâce aux nouvelles technologies (hauteur de mât plus élevée et diamètre de rotor plus large), il est possible d'exploiter des sites moins ventés tout en maîtrisant les coûts de production.

2. ANALYSE ÉCONOMIQUE

► A. Méthodologie

i. La méthode de calcul

Le coût de production moyen de l'électricité d'origine éolienne a été calculé à partir de la formule générale des « Levelized Cost Of Energy » (LCOE) reconnue au niveau international.

Avec cette formule, les coûts de production dits « complets » (LCOE) correspondent, selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) à « la valeur présente de la somme des coûts actualisés divisés par la production totale ajustée à sa valeur temps économique ». Une autre façon de considérer ce coût est de dire qu'il est égal au coût de production moyen actualisé intégrant les dépenses opérationnelles et le coût d'investissement pendant la phase d'exploitation d'un parc éolien.

$$C U M E = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t + M_t + F_t + T_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

Où :

- **C U M E** représente le coût unitaire moyen actualisé de l'électricité en €/kWh,
- I_t représente les dépenses d'investissement pour l'année t en €,
- M_t représente les coûts d'exploitation pour l'année t en €,
- F_t représente les coûts de carburants pour l'année t en €,
- T_t représente les taxes redevables pour l'année t en €,
- i représente le taux d'actualisation,
- N représente la durée de vie totale du générateur,
- E_t représente l'électricité produite à l'année t .

La méthode d'évaluation des coûts moyens de production ne prend volontairement pas en compte la structure de financement des projets éoliens. En effet, les stratégies et les conditions d'accès au financement peuvent significativement varier en fonction :

- du temps (contexte macroéconomique, incertitudes réglementaires, ...);
- du type d'investisseur (« utilities », fonds d'investissement, développeur éolien indépendant);
- de chaque projet (taux d'endettement, durée de prêt, taux d'intérêts et service de la dette exigés par les prêteurs).

Par conséquent, les hypothèses liées au plan de financement des projets analysés n'ont pas été toutes intégrées.

Le LCOE correspond à un coût de revient et non à un prix de vente attendu pour engager un projet éolien. Les LCOE calculés dans cette étude ne s'assimilent donc pas directement à un niveau de tarif. A titre d'exemple, la durée d'analyse considérée pour le calcul du LCOE (20 ans) ne correspond pas à la durée d'un contrat d'achat (15 ans).

ii. Les données d'entrée

Les hypothèses moyennes utilisées dans le modèle de calcul ont été établies sur la base d'un panel de données réelles recueillies auprès d'acteurs de la filière dans le cas de la construction d'un parc éolien « type » pour deux horizons de temps différents :

- mise en service réalisée dans les 24 derniers mois ;
- mise en service dans un avenir proche, c'est-à-dire d'ici 2 ans au plus tard.

Ces hypothèses ont été déterminées sur la base d'une enquête menée auprès de membres de la Commission Eolienne du Syndicat des énergies renouvelables. L'ensemble des données réelles récoltées se basant sur un parc éolien type, ces dernières présentaient une homogénéité satisfaisante.

Le parc éolien « type » dont la mise en service a été réalisée dans les 24 derniers mois présente les caractéristiques techniques² suivantes :

Puissance moyenne du parc (MW) ³	10,78
Hauteur du mât (m)	87,9
Diamètre du rotor (m)	89,7
Type de raccordement	Raccordement HTA (sur le réseau ERDF)
Vitesse de vent à hauteur de moyeu (m/s)	6,4
Productible moyen net vendu à EDF – hyp P50 (nombre d'heures en équivalent pleine puissance)	2 277
Disponibilité garantie parc (%)	96,8

Le parc éolien « type » dont la mise en service est prévue dans un avenir proche, c'est-à-dire d'ici deux ans au plus tard, présente les caractéristiques techniques⁴ suivantes :

Puissance moyenne du parc (MW) ⁵	11,96
Hauteur du mât (m)	98
Diamètre du rotor (m)	104
Type de raccordement	Raccordement HTA (sur le réseau ERDF)
Vitesse de vent à hauteur de moyeu (m/s)	6,2
Productible moyen net vendu à EDF – hyp P50 (nombre d'heures en équivalent pleine puissance)	2 364
Disponibilité garantie parc (%)	97,3

² Les caractéristiques techniques présentées correspondent à une moyenne des données techniques collectées auprès des développeurs éoliens ayant répondu à l'enquête.

³ La puissance unitaire moyenne des éoliennes considérée pour ce parc type est de 2,2 MW.

⁴ Les caractéristiques techniques présentées correspondent à une moyenne des données techniques collectées auprès des développeurs éoliens ayant répondu à l'enquête.

⁵ La puissance unitaire moyenne des éoliennes considérée pour ce parc type est de 2,3 MW.

Les données d'entrée ont été récoltées auprès de 8 acteurs de typologie et de taille différentes (filiales d'utilités françaises ou étrangères, fournisseurs de turbines, développeurs indépendants). Ces acteurs représentent, au total, au niveau national, une puissance éolienne installée de **2 400 MW sur les 8 143 MW installés en France métropolitaine fin 2013, soit 30 % du parc éolien installé.**

Ces données ont permis de déterminer des coûts d'investissement et des coûts d'exploitation moyens intégrés, par la suite, dans le modèle de calcul des LCOE. Ces hypothèses moyennes présentées ci-après sont issues de données réelles basées sur un échantillon représentatif du parc éolien français pour un parc type défini au préalable.

► B. Hypothèses retenues

i. Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement comprennent :

- le coût des éoliennes (y compris le transport et leur installation sur site) ;
- les coûts de raccordement au réseau ;
- les coûts de développement (ingénierie, études, permitting) ;
- les coûts de génie civil (fondation, aménagement des pistes et plateformes, réseau électrique interne et poste de livraison).

Ces coûts, pour un parc récent installé dans les 24 derniers mois, se répartissent de la manière suivante :

	Coûts 2013 (k€/MW)	Part du coût total 2013 (%)
Eoliennes (dont le transport et le montage)	989	77
Génie civil (dont les fondations)	147	11
Raccordement réseau	75	6
Développement⁶	71	6
Total	1 282	100

Alors que la plupart des données récoltées lors de l'enquête présentent une bonne homogénéité, il a été observé une certaine dispersion des coûts de développement et de raccordement qui, selon la configuration (sensibilité environnementale, proximité au réseau électrique et éventuels travaux de renforcement, etc.) des projets analysés, peuvent fluctuer de façon plus ou moins importante.

⁶ Les coûts de développement exposés dans le tableau ne prennent pas en compte les coûts échoués des projets non aboutis dans la même période qui augmenteraient de l'ordre de 50% ces coûts.

Les résultats de l'enquête mettent en évidence **une évolution à la hausse du coût d'investissement total entre la période 2013 et le futur proche (2014-2016)**, comme le montre le tableau ci-dessous :

	Coûts 2013 (k€/MW)	Coûts 2014-2016 (k€/MW)	Variation
Eoliennes (dont le transport et le montage)	989	976	Coût des éoliennes stable malgré une augmentation de la hauteur du mât et du diamètre du rotor
Génie civil (dont les fondations)	147	163	Hausse du coût des fondations notamment (+12%) – voir explications ci-dessous
Raccordement réseau	75	116	+55% - Hausse importante suite à la suppression de la réfaction puis à la mise en place des schémas régionaux de raccordement – voir ci-dessous
Développement	71	74	+4% - Hausse plus ou moins importante selon les projets du fait de la durée de développement qui s'allonge
Aléas	–	24	Pour 2013, les aléas ont déjà été répartis sur les 4 autres postes de coûts, en accord avec les montants finalement et réellement supportés. Pour 2014-2016, les aléas correspondent aux provisions sur les coûts, en ligne avec celles constatées en 2013. ⁷
Total	1 282	1 353	+5,5%

Cette augmentation des coûts d'investissement porte sur les postes suivants :

► **le génie civil et plus particulièrement les fondations** dont le coût augmente sensiblement du fait d'un changement de la taille des éoliennes. Afin d'exploiter des sites de moins en moins ventés, les opérateurs privilégient, pour leurs futurs parcs, l'installation d'éoliennes de plus en plus grandes (hauteur au moyeu et diamètre du rotor supérieurs à 100 mètres) ce qui implique la réalisation de fondations plus importantes. Par ailleurs, les nouvelles recommandations du CFMS⁸ en termes de dimensionnement des fondations contribuent également à cette hausse du coût.

► **les coûts de raccordement** subissent également une hausse importante à la suite, en 2010, de la suppression de la réfaction et à la mise en place d'une quote-part régionale pour le partage des coûts entre gestionnaires de réseaux et opérateurs éoliens. Ces coûts évoluent d'une

région à l'autre, **la quote-part moyenne s'élevant, en métropole, à 35⁹ k€/MW**. Selon le SER, les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) se basent à l'heure actuelle sur une définition particulièrement discutable des « créations d'ouvrages » : les renforcements des capacités de transformation de postes existants y sont notamment considérés comme des créations, ainsi que les remplacements de lignes électriques existantes. L'application de ces définitions contestées a pour effet de faire porter aux producteurs éoliens, au-delà du coût de leurs ouvrages propres, la quasi-totalité des coûts d'adaptation du réseau amont nécessaires pour l'atteinte des objectifs de développement des EnR à l'horizon 2020 (82% des coûts totaux). Cela impacte fortement le développement de nouveaux projets par un renchérissement significatif de leurs coûts de raccordement, remettant en question la faisabilité de ceux déjà proches de leur limite de rentabilité.

⁷ L'enquête n'a pas pu analyser de façon analytique les coûts liés aux aléas pour les parcs éoliens mis en service en 2013.

⁸ Comité Français de Mécanique des Sols.

⁹ Source : Panorama des énergies renouvelables 2013, RTE-SER-ERDF-ADEEF. Il s'avère que pour les régions à fort potentiel éolien telles que la Picardie et la Champagne-Ardenne, la quote-part est bien supérieure à cette moyenne (respectivement 58,67 €/MWh et 49,25 €/MWh).

ii. Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation comprennent les coûts de maintenance, les diverses taxes (CVAE, CFE, taxe foncière, IFER, ...) ainsi que les charges locatives, les coûts d'assurance, les coûts des mesures de suivi d'exploitation et diverses charges.

	Coûts 2013 (k€/MW/an)	Coûts 2014-2016 (k€/MW/an)
Maintenance		
▸ années 1 à 2	18,00	19,39
▸ années 3 à 5	21,47	21,27
▸ années 6 à 10	26,32	22,15
▸ années 11 à 15	32,68	25,39
▸ années 16 à 20	36,83	30,45
▸ moyenne sur 20 ans	28,98	24,63
Taxes		
▸ Taxes (CVAE, CFE)	3,14	3,32
▸ Taxe foncière	1,77	1,90
▸ IFER	7,34 ¹⁰	7,56 ¹¹
▸ sous-total	12,25	12,78
Autres coûts		
▸ Loyers	3,16	4,22
▸ Assurance	2,23	2,39
▸ Mesures compensatoires ou d'accompagnement	2,09	1,25
▸ Mesures ICPE de suivi d'exploitation	0,82	0,86
▸ Divers	5,79	5,93
▸ sous-total	14,08	14,65
Total	55,31	52,06

Dans le cas du parc éolien mis en service dans les 24 derniers mois, on observe **une augmentation progressive des coûts de maintenance** au cours de la durée de vie des éoliennes. Ils doublent en moyenne entre les deux premières années d'exploitation du parc et la dernière période d'exploitation du parc entre les années 16 à 20.

Pour les parcs mis en service dans un avenir proche, l'enquête révèle une **légère baisse des coûts d'exploitation** par rapport à la situation analysée précédemment. La hausse des coûts de maintenance entre les premières et les dernières périodes de vie d'un parc éolien est également moins marquée pour les futures installations. **Cette baisse s'explique par une meilleure optimisation des services liés à la maintenance des parcs éoliens et la mise en place d'équipe de maintenance et de centres de conduite à proximité des parcs éoliens.**

S'agissant des taxes, ces dernières ont connu une augmentation importante suite à la réforme de la taxe professionnelle en 2010 et l'introduction de l'IFER (Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux). Cette nouvelle imposition assise sur la puissance installée, d'un montant initial de 2 913 € par MW installé, est passée à 7 000 € en 2011 et a atteint au 1^{er} janvier 2013, en raison des indexations annuelles, 7 126 € par MW. En outre, depuis la loi de finances rectificative pour 2012, le montant de l'IFER est revalorisé chaque année sur la base du taux prévisionnel d'évolution des prix à la consommation (Cf. article 1635-0 quinquies du Code des Impôts). Pour 2013, première année de revalorisation du montant de l'IFER, le taux d'évolution des prix à la consommation des ménages avait été fixé à 1,8% par le rapport économique, social et financier annexé au projet de loi de finances pour 2013. Pour l'IFER dû au titre de l'année 2014, ce taux s'élève à +1,3%.

¹⁰ Y compris les frais de gestion (3%).

¹¹ En appliquant l'augmentation annuelle et les frais de gestion de 3%.

► C. Paramètres de valorisation économique

i. Taux d'actualisation

L'analyse économique considère des projets éoliens qui s'étendent sur plusieurs années. Ces différents coûts (investissement, exploitation,...) doivent être additionnés de façon cohérente, en appliquant aux sommes considérées un taux d'actualisation. Dans l'optique d'un investisseur, on a considéré un taux d'actualisation compris entre 8% et 10%, compte tenu des risques existants¹².

ii. Fiscalité

Dans l'optique de l'investisseur, les charges fiscales directement liées au projet ont été prises en compte dans l'étude, en particulier les taxes CVAE, CFE et foncières. En revanche, la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) et l'impôt sur les sociétés (IS) ne sont pas pris en compte.

iii. Durée de vie de l'installation

La durée de vie économique retenue pour les éoliennes est de 20 ans, soit 5 années de plus que la durée du contrat d'achat actuel. Une sensibilité a par ailleurs été étudiée pour une durée de 15 ans (durée du contrat d'achat).

iv. Coût du démantèlement

Le coût du démantèlement des éoliennes a été pris en compte dans le modèle de calcul des LCOE l'année qui suit la fin de la durée de vie du parc. La charge prise en compte (50 000 €/éolienne) a été considérée égale à la provision préconisée par l'Arrêté du 26 août 2011 relatif à la remise en état et à la constitution des garanties financières pour les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent.

v. Coût de développement

On a considéré que ces coûts étaient engagés dans les deux années précédant la mise en service alors que, habituellement, ces coûts sont engagés pendant les 6 à 8 années du développement.

► D. Résultats

A partir des hypothèses énoncées ci-dessus et intégrées dans le modèle de calcul, le LCOE de l'éolien terrestre a été calculé pour plusieurs situations différentes :

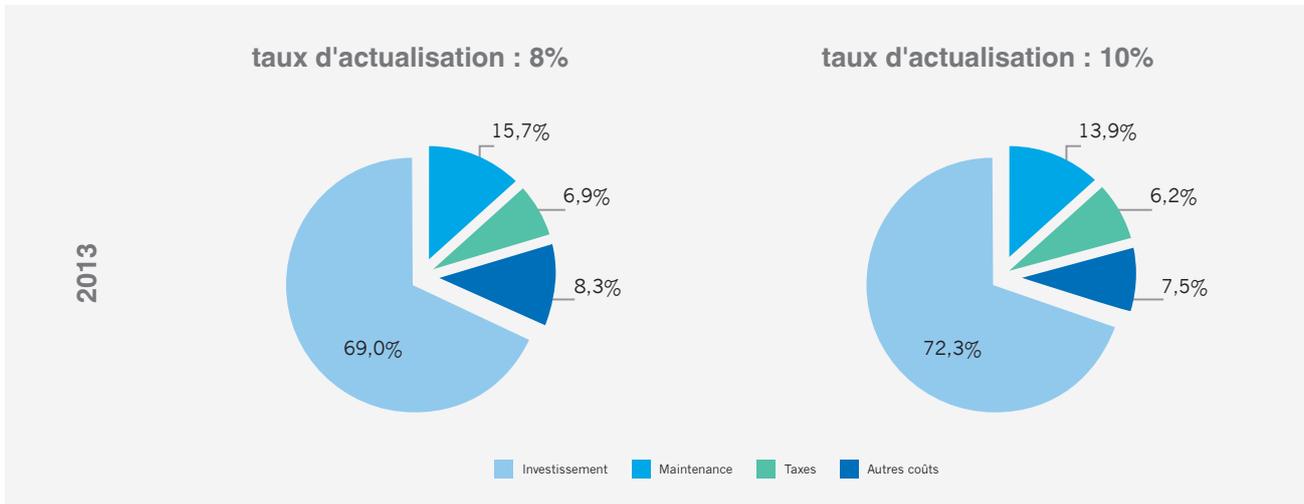
- une durée de vie de 20 ans (hypothèse de base) et 15 ans ;
- un taux d'actualisation (T.A.) qui varie entre 8% et 10%.

Les coûts complets de production de l'éolien (en €/MWh) sont présentés dans les tableaux et graphes ci-dessous.

Parc éolien récemment mis en service			
		Durée de vie de 20 ans	Durée de vie de 15 ans
Taux d'actualisation (T.A.)	8%	84,1	90,3
	9%	88,1	94,2
	10%	92,3	98,2
Parc éolien mis en service dans un avenir proche			
		Durée de vie de 20 ans	Durée de vie de 15 ans
Taux d'actualisation (T.A.)	8%	86,2	93,2
	9%	90,6	97,5
	10%	95,2	101,8

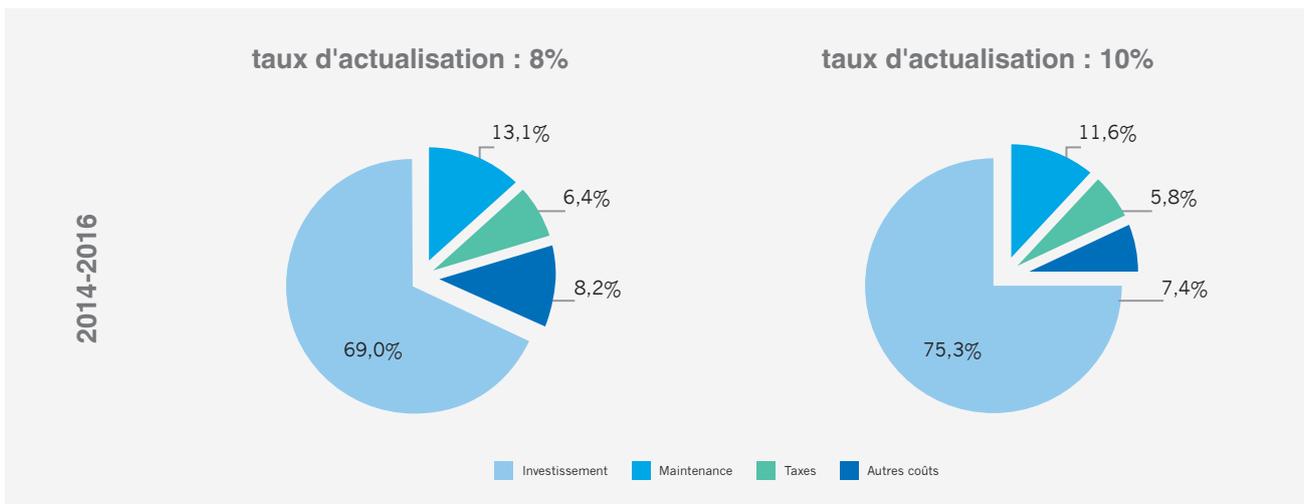
On obtient pour une éolienne terrestre un coût de production de référence situé entre **84,1 €/MWh et 92,3 €/MWh pour un parc mis en service en 2013** et un coût de production de référence situé entre **86,2 €/MWh et 95,2 €/MWh pour un parc mis en service sur la période 2014-2016**.

¹² Parmi les risques identifiés on considère les risques de développement (contentieux éventuels), de construction (aléa géotechnique, aléa archéologique, coûts et délais de raccordement, conditions météorologiques), d'exploitation (aléas de la prévision, de la disponibilité) et de la production (contraintes administratives, etc...).



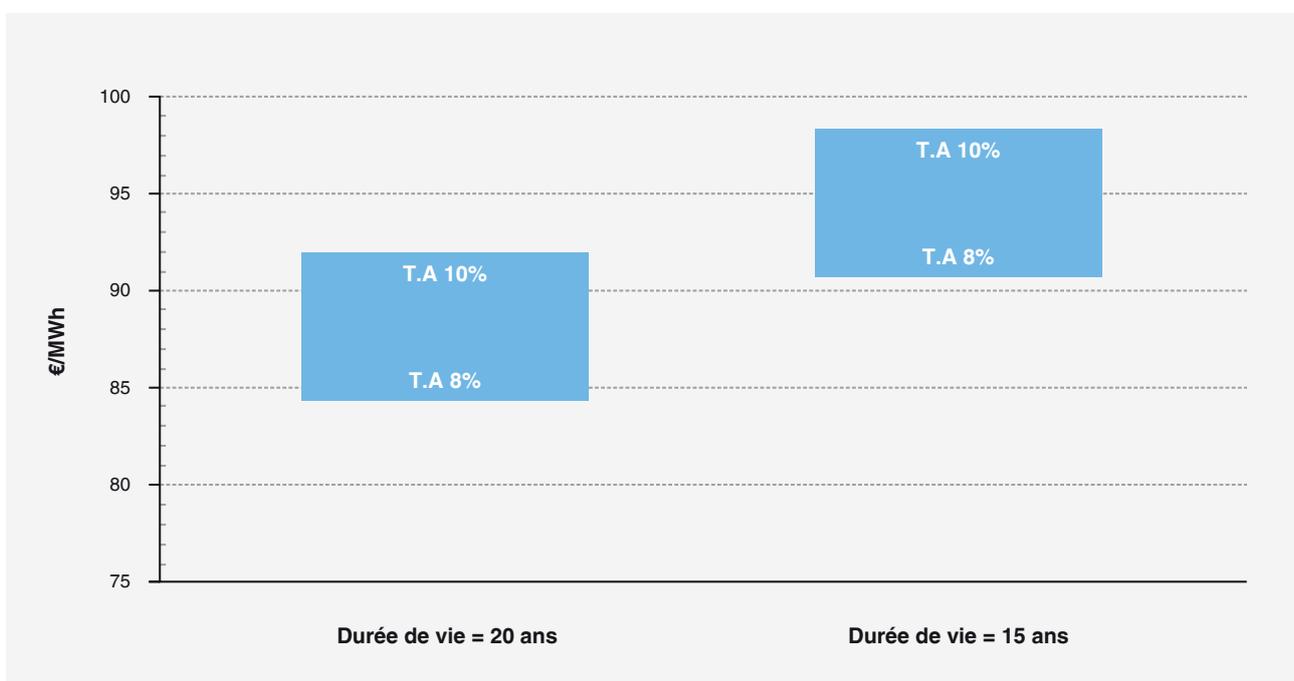
Graphiques 3 et 4 : Décomposition du coût de production éolien terrestre pour une mise en service en 2013 (durée de vie 20 ans), pour un taux d'actualisation de 8% et de 10%
Source : SER, 2014

Le coût moyen de production est essentiellement impacté par les coûts d'investissement qui représentent entre 69% et 72% du coût complet du MWh, selon le taux d'actualisation choisi. Cependant, les taxes représentent une part significative dans le coût de production.



Graphiques 5 et 6 : Décomposition du coût de production éolien terrestre pour une mise en service en 2014-2016 (durée de vie 20 ans), pour un taux d'actualisation de 8% et de 10%
Source : SER, 2014

Précision importante : un LCOE et un tarif d'achat ne sont pas directement comparables. En effet, le tarif est sensé rémunérer les coûts de production mais aussi les risques assumés par le développeur et l'investisseur (développement, financement, construction, exploitation et démantèlement), les frais de financement et l'impôt sur les sociétés. Or, ces derniers ne sont pas inclus dans les coûts de production calculés dans cette note.



Graphique 7 : Coût de production éolien terrestre (en €/MWh) pour un parc éolien récemment installé - taux d'actualisation (T.A) compris entre 8% et 10%
Source : SER, 2014

Dans le cas d'un parc récemment mis en service, avec une durée de vie de 15 et 20 ans et en considérant un taux d'actualisation de 8 à 10%, **la rentabilité n'est effective qu'entre la 15^{ème} et la 20^{ème} année d'exploitation comme l'illustre le graphe ci-dessus.**

L'analyse de l'avenir proche montre **une augmentation du coût unitaire moyen de l'électricité d'origine éolienne** en comparaison avec la situation récente.

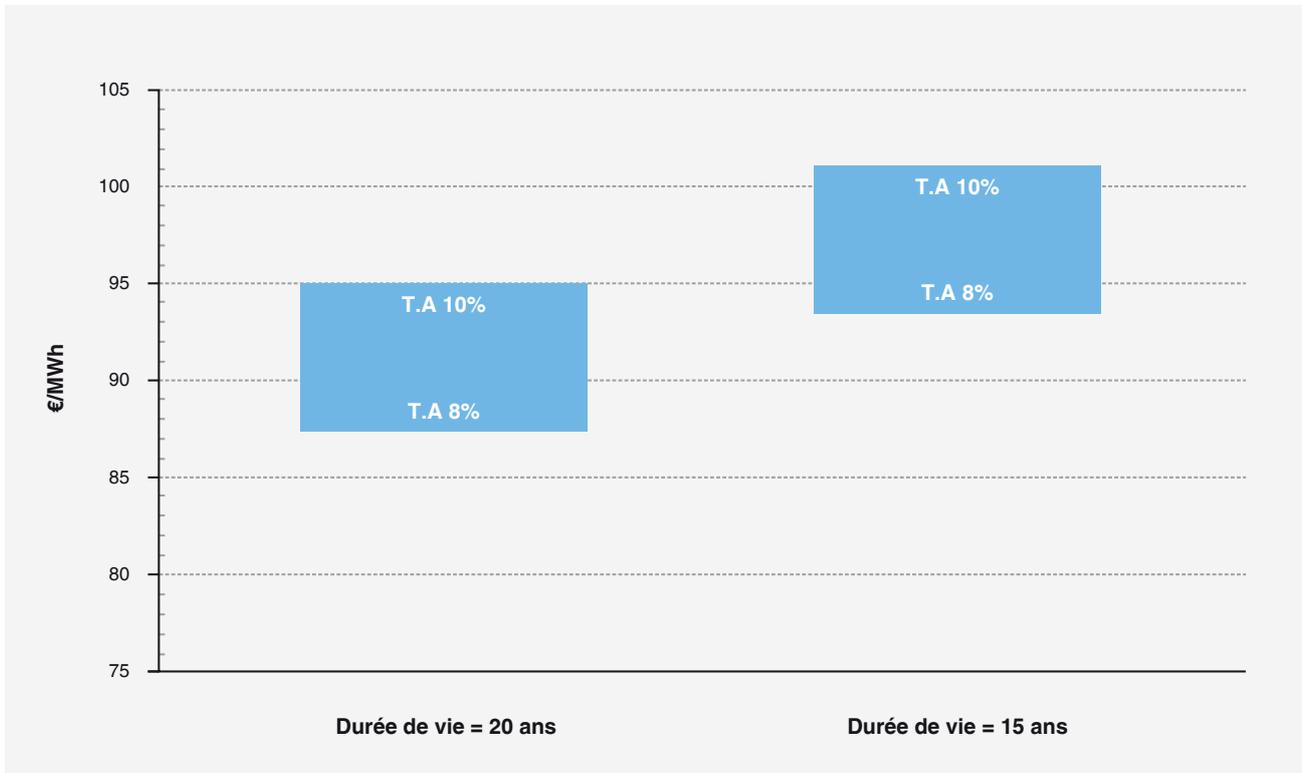
Cette augmentation des coûts s'explique principalement par **la mise en œuvre de coûts nouveaux** tels que :

► **la quote-part S3REnR** : dans le futur proche, **les coûts de raccordement vont représenter plus de 8% des coûts d'investissements totaux** après avoir subi une hausse de 55% par rapport à la situation actuelle,

► et **les coûts de fondations** : ces coûts vont subir une **hausse de l'ordre de 10%** du fait de l'augmentation de la taille des éoliennes.

La fiscalité continue, par ailleurs, de représenter une part importante du coût de revient (entre 6 et 7% du coût de revient total, soit près de 6 €/MWh), et ce sans prendre en compte l'IS (Impôt sur les Sociétés).





Graphique 8 : Coût de production de l'éolien terrestre (en €/MWh) pour un parc éolien installé dans un avenir proche (1 à 2 années) - taux d'actualisation (T.A.) compris entre 8% et 10%

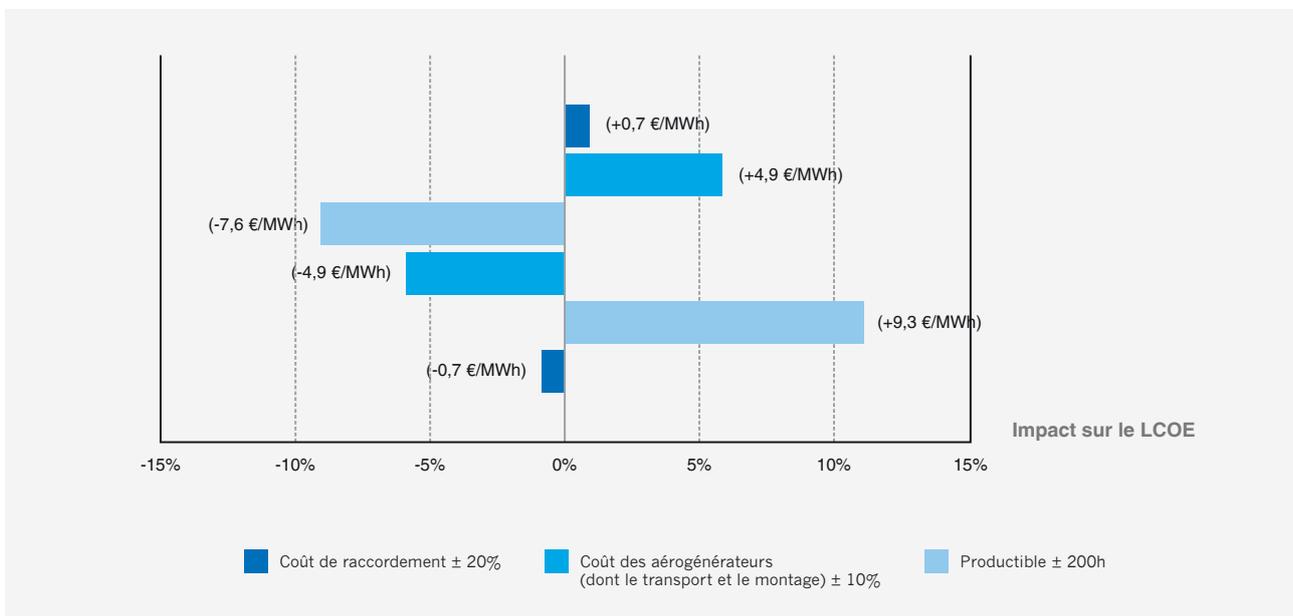
Source : SER, 2014

► E. Analyse de sensibilité des coûts de production de l'électricité d'origine éolienne

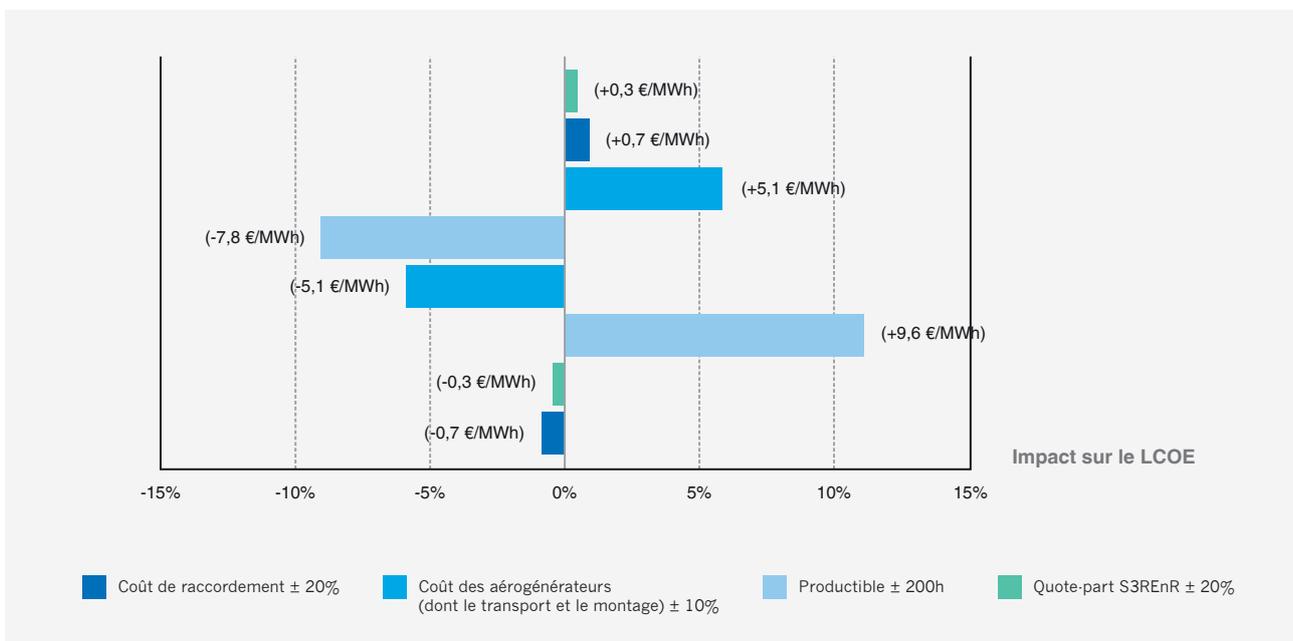
Les résultats présentés ci-dessus correspondent aux coûts de production moyens de l'électricité calculés sur la base des données collectées auprès de différents acteurs pour un parc éolien type donné. Selon les projets, le gisement éolien, le type de raccordement, les temps de développement différent et les coûts d'investissement peuvent être impactés par des situations particulières (raccordement complexe nécessitant des travaux de renforcement, allongement des délais de développement, sensibilité environnementale,...). Ainsi, sur le territoire national, il existe différents types de parcs éoliens dont les

caractéristiques technico-économiques ne sont pas comparables à celles définies dans cette étude. Pour pouvoir évaluer l'impact de la modification de certains paramètres, une analyse de sensibilité a été réalisée pour des variations de paramètre réalistes. **Il a été observé que le coût moyen de production de l'électricité éolienne est notamment très sensible aux coûts d'investissements (coûts des aérogénérateurs notamment) et aux conditions de vent**, comme l'illustrent les graphes ci-dessous (voir détails des résultats en annexe 1).





Graphique 9 : Résultats de l'étude de sensibilité pour un parc éolien mis en service dans les 24 derniers mois (Référence = 84,1 €/MWh pour 2 277 h/an, actualisé à 8%)
Source : SER, 2014



Graphique 10 : Résultats de l'étude de sensibilité pour un parc éolien mis en service dans les 2 prochaines années (Référence = 86,2 €/MWh pour 2 364 h/an, actualisé à 8%)
Source : SER, 2014

3. CONCLUSIONS

En France, le développement du parc éolien a connu une forte progression entre 2007 et 2010 ce qui a permis à la filière d'atteindre une certaine maturité. Aujourd'hui, la part de l'énergie éolienne dans la consommation électrique nationale progresse pour s'établir à 3,3 % en 2013.

Les résultats de cette étude montrent que la hausse de certains coûts (coût des aérogénérateurs, coût de raccordement, taxes) tend à augmenter les coûts moyens de production (LCOE). **Les coûts moyens de production sont évalués entre 84,1 et 92,3 €/MWh pour un parc mis en service en 2013 et dans l'hypothèse d'une durée de vie de l'installation de 20 ans. Dans ce contexte, la marge nécessaire pour couvrir les risques relatifs au financement et à la réalisation¹³ d'un projet est de moins en moins attractive pour déclencher la décision d'investissement.**

L'étude met également en évidence une augmentation des coûts d'investissement dans un futur proche (2014-2016). Cette augmentation est principalement due à la suppression de la réfaction et à la mise en place de la quote-part S3REnR (+55%), ainsi qu'à l'existence d'une fiscalité relativement lourde et croissante. **Par ailleurs, contrairement à ce qui était attendu par les acteurs de la filière, les coûts d'investissement ne diminuent pas** et ce malgré une augmentation de la taille des éoliennes, à puissance installée similaire, nécessaires pour permettre l'exploitation de sites plus faiblement ventés.

Face à ce constat et pour répondre à la double préoccupation de la filière et des pouvoirs publics de **baisser les coûts de production de l'éolien terrestre** d'une part et d'**atteindre les objectifs que la France s'est fixé en 2020** (19 000 MW éoliens terrestres) d'autre part, la Commission Eolienne du Syndicat des énergies renouvelables propose les axes de progrès suivants :

- ▷ **1. Modérer l'imposition et la fiscalité locale** afin de réduire la part de celle-ci dans le coût de revient complet ;
- ▷ **2. Réviser les règles relatives au partage des charges entre producteurs éoliens et gestionnaires de réseaux** pour les coûts de raccordement afin de diminuer la quote-part régionale ;
- ▷ **3. Accélérer la durée de réalisation des projets** en modernisant les procédures administratives et en encadrant les contentieux pour permettre de réaliser des gains sur les coûts de développement et les frais juridiques ;
- ▷ **4. Structurer des solutions nouvelles de financement autour de BpiFrance** pour répartir les risques supportés par les différents acteurs d'un projet et diminuer ainsi les niveaux d'exigence des investisseurs ;
- ▷ **5. Libérer des zones actuellement grevées par des contraintes techniques** (problématiques radars et contraintes aéronautiques notamment) pour permettre d'équiper des sites disposant d'un bon gisement et **assouplir les règles relatives au balisage des éoliennes** (parmi les plus strictes au monde) pour diminuer le coût de ces équipements.

¹³ C'est-à-dire l'ensemble des risques supportés sur les phases de développement, de financement, de construction, d'exploitation et de démantèlement.



ANNEXE : RÉSULTATS DÉTAILLÉS DE L'ÉTUDE DE SENSIBILITÉ

Référence = 84,1 €/MWh (coût de production pour 2 277 h/an, actualisé à 8%)	Variation	Impact sur le coût (€/MWh)
Coût des aérogénérateurs (dont le transport et le montage)	- 10% / + 10%	- 4,9 / + 4,9
Durée annuelle de fonctionnement en équivalent pleine puissance ¹⁴	- 200 h / + 200 h	+ 9,3 / - 7,6
Coût de raccordement	- 20% / + 20%	- 0,7 / + 0,7

Tableau : Pour un parc éolien mis en service en 2013
Source : SER, 2014

Référence = 86,2 €/MWh (coût de production pour 2 364 h/an, actualisé à 8%)	Variation	Impact sur le coût (€/MWh)
Coût des aérogénérateurs (dont le transport et le montage)	- 10% / + 10%	- 5,1 / + 5,1
Durée annuelle de fonctionnement en équivalent pleine puissance ¹⁵	- 200 h / + 200 h	+ 9,6 / - 7,8
Coût de raccordement (hors quote-part S3REnR)	- 20% / + 20%	- 0,7 / + 0,7
Quote-part S3REnR	- 20% / + 20%	- 0,3 / + 0,3

Tableau : Pour un parc éolien mis en service entre 2014 et 2016
Source : SER, 2014

¹⁴ Les valeurs considérées correspondent au P50, à savoir le productible qui a 50% de chance d'être atteint ou dépasser.

¹⁵ Les valeurs considérées correspondent au P50, à savoir le productible qui a 50% de chance d'être atteint ou dépasser.





13-15 rue de la Baume | 75008 Paris | www.enr.fr
Tél : +33 (0)1 48 78 05 60 | Fax : +33 (0)1 48 78 09 07