



DELIBERATION N° 2017-064

23 mars 2017

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 mars 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent de six aérogénérateurs au maximum

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. SAISINE ET COMPETENCE DE LA CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie, une première fois par courrier du 13 décembre 2016 reçu le 21 décembre 2016 puis par courrier du 27 décembre 2016 reçu le 9 janvier 2017 à la suite de la consultation du Conseil supérieur de l'énergie, par la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, d'un projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum.

Ce projet d'arrêté est pris en application des articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie. Il prévoit les conditions d'application du contrat de complément de rémunération dont peuvent bénéficier les parcs éoliens à terre.

2. CONTEXTE DU SOUTIEN A LA FILIERE EOLIEN TERRESTRE

2.1 Développement de l'éolien terrestre

Au 30 septembre 2016, la puissance du parc éolien raccordé au réseau électrique est de 11 166 MW, dont 804 MW raccordés au cours des trois premiers trimestres de l'année 2016¹.

L'arrêté du 24 avril 2016² prévoit un objectif de développement de l'éolien terrestre de 15 GW au 31 décembre 2018 et un objectif compris entre 21,8 et 26 GW au 31 décembre 2023.

2.2 Lignes directrices de la Commission européenne

Les lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement sont entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2014. Elles prévoient notamment qu'« *afin d'encourager l'intégration dans le marché de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, il importe que les bénéficiaires vendent leur électricité directement sur le marché et qu'ils soient soumis aux obligations du marché* ». À cette fin, les régimes d'aides nationaux doivent, à partir du 1^{er} janvier 2016, prendre la forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché auquel les producteurs vendent leur électricité³. Le seuil en deçà duquel ces

¹ Source : Tableau de bord éolien - deuxième trimestre 2016 publié par le Commissariat général au développement durable.

² Arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables.

³ Ils doivent en outre soumettre les bénéficiaires à des responsabilités standard en matière d'équilibrage et prévoir des mesures afin que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité à des prix négatifs.

conditions ne s'appliquent pas est fixé à 500 kW pour l'ensemble des filières, à l'exception de la filière éolienne, pour laquelle il est porté à 3 MW ou 3 aérogénérateurs.

Les lignes directrices prévoient par ailleurs qu'à compter du 1^{er} janvier 2017, les aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables seront octroyées « à l'issue d'une procédure de mise en concurrence fondée sur des critères clairs, transparents et non discriminatoires » pour les installations d'une puissance supérieure à 1 MW – 6 MW ou 6 aérogénérateurs dans le cas de la filière éolienne.

2.3 Application des lignes directrices au cas de l'éolien terrestre en France

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a créé les articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie qui définissent le dispositif de complément de rémunération. Celui-ci prévoit un soutien aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables sous la forme d'une prime versée en complément des recettes tirées de la commercialisation de l'électricité produite sur les marchés, l'obligation d'achat restant en vigueur pour certaines catégories d'installation.

Le décret du 28 mai 2016⁴ a introduit les articles D. 314-15 et D. 314-23 du code de l'énergie qui définissent la liste des installations éligibles à l'obligation d'achat et au complément de rémunération sous guichet ouvert, le principe général étant que le premier mécanisme est réservé aux installations de moins de 500 kW tandis que le second est ouvert aux installations d'une puissance allant jusqu'à 1 MW. Aux termes de ce décret, les parcs éoliens à terre sont éligibles aux deux dispositifs, sans limite de puissance.

Il avait initialement été envisagé de conserver le tarif d'achat en vigueur jusqu'en 2018 et de ne faire basculer la filière éolien terrestre dans le mécanisme de complément de rémunération qu'à compter de cette échéance⁵. Le dispositif transitoire, mis en place par l'arrêté du 13 décembre 2016, a permis l'introduction du complément de rémunération pour la filière en laissant le choix aux porteurs de projets de faire basculer la demande de contrat ou le contrat d'achat dont ils disposaient en complément de rémunération.

Le projet d'arrêté objet du présent avis fait du complément de rémunération le seul mécanisme de soutien à la filière éolienne. Il porte sur les installations de 6 aérogénérateurs au maximum ; la CRE a été saisie en parallèle pour avis d'un projet de cahier des charges d'un appel d'offres portant sur des installations de plus grande taille.

3. CONTENU DU PROJET D'ARRETE

3.1 Installations éligibles au complément de rémunération

Le projet d'arrêté vise les parcs éoliens pour lesquels une demande complète de contrat de complément de rémunération est déposée à partir du 1^{er} janvier 2017. Au surplus, les producteurs qui ont envoyé une demande complète de contrat de complément de rémunération dans le cadre de l'arrêté du 13 décembre 2016 et ayant renoncé à cette demande initiale pourront bénéficier d'un contrat de complément de rémunération dans les conditions prévues par le projet d'arrêté.

3.2 Conditions du complément de rémunération

Le contrat de complément de rémunération est conclu pour une durée de 20 ans. La formule du complément de rémunération annuel est la suivante :

$$CR = \sum_{i=1}^{12} E_i \cdot (T_e - M_{0i} + P_{gestion}) - (Nb_{capa} \cdot P_{réf, capa})$$

Le premier terme correspond à la somme des primes mensuelles proportionnelles à l'électricité produite, le second à la valorisation des capacités.

Tarif de référence Te

Le tarif de référence correspond à un tarif de base, fixé au moment de la demande complète de contrat par le producteur, auquel est appliquée une indexation tenant compte de l'évolution annuelle du coût du travail et des prix à la production. Le tarif de base dépend du diamètre du rotor de l'aérogénérateur et d'un seuil P.

Diamètre du rotor du plus grand générateur	Tarif de base en-dessous du seuil	Tarif de base au-delà du seuil
80 mètres et moins	74 €/MWh	40 €/MWh
Entre 80 et 100 mètres	Interpolation linéaire	
100 mètres et plus	72 €/MWh	

⁴ Décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie.

⁵ Annonce confirmée le 8 octobre 2015 : http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Discours_UFE.pdf



Le seuil P dépend du nombre d'éoliennes et du diamètre du rotor de chacune d'elles :

$$P = \sum_i^n K_i \pi \left(\frac{D_i}{2}\right)^2$$

Formule dans laquelle :

- i et n sont les indices représentant les éoliennes de l'installation ;
- D_i est le diamètre du rotor du générateur i ;
- K_i est un coefficient défini comme $K_i = \frac{13}{D_i/110}$

Prix de marché de référence M_0

Le prix de marché de référence correspond à la moyenne mensuelle des prix *spot* pondérés par le profil de production de la filière éolienne terrestre. Les heures de prix *spot* négatifs ne sont pas prises en compte dans le calcul de la moyenne.

Prime de gestion $P_{gestion}$

La prime de gestion est fixée à 2,8 €/MWh pour la durée du contrat.

Valorisation des garanties de capacité N_{capa} au prix $P_{ref, capa}$

Les garanties de capacité prises en compte sont celles auxquelles peut prétendre l'installation en application de la méthode de certification prévue par les règles du mécanisme de capacité⁶. Le prix de référence de la capacité est la moyenne arithmétique des prix de la capacité observés lors des sessions d'enchères organisées au cours de l'année civile précédent l'Année de Livraison (AL) considérée.

Prix négatifs

L'électricité produite en période de prix *spot* négatifs n'est pas prise en compte pour le calcul du complément de rémunération. Toutefois, pour chacune des heures au-delà d'un seuil fixé à 20 heures de prix négatifs par an, une installation ne produisant pas pendant ces heures reçoit une prime correspondant au tarif de référence applicable de manière normative à hauteur de 35 % de sa puissance installée.

Acheteur de dernier recours

Un producteur qui demande à conclure un contrat d'achat avec l'acheteur de dernier recours désigné par l'autorité administrative bénéficie d'une rémunération égale à 80 % du tarif de référence qui lui est applicable. La valorisation des garanties de capacité reste de sa responsabilité.

4. ANALYSE ÉCONOMIQUE DU NIVEAU DE TARIF ENVISAGÉ

4.1 Méthodologie

L'article L. 314-20 du code de l'énergie dispose que « le niveau [du] complément de rémunération ne peut conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités. »

Afin de vérifier la conformité du projet d'arrêté avec les dispositions précitées, la CRE a procédé, au travers de la modélisation de plans d'affaires, à l'évaluation du taux de rentabilité interne avant impôts de projets d'installations éoliennes terrestres. Cette rentabilité est comparée à une fourchette de coût moyen pondéré du capital (CMPC) nominal avant impôts de 5,5 – 6 %, établie à partir des travaux du cabinet Ernst & Young, auquel la CRE a confié en novembre 2016 une étude⁷, ainsi que des éléments dont elle dispose dans le cadre de sa propre expertise.

Les valeurs de référence obtenues sont la résultante d'un CMPC de base et d'une prime de risque spécifique. Le CMPC de base est établi sur le fondement d'une analyse financière (MEDAF⁸) pour évaluer le coût des fonds propres et de données sur les conditions d'endettement des sociétés du secteur. Ces éléments traduisent des observations de marché. Celles-ci permettent d'apprécier le coût du capital de sociétés disposant d'un portefeuille diversifié de projets, financés avec une proportion de dette cohérente avec les pratiques observées à date, et comportant notamment une proportion d'actifs « dé-risqués » (ie déjà entièrement développés). Par ailleurs, les risques liés au développement de projets éoliens (notamment la durée de développement et le taux d'échec)

⁶ Arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité, pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie.

⁷ Etude sur le coût du capital des projets de production d'énergie à partir de sources renouvelables ou par cogénération. Ce rapport, en cours de finalisation pour les autres filières, sera publié.

⁸ Modèle d'évaluation des actifs financiers.



peuvent avoir un impact sur la rentabilité des projets. La prime de risque spécifique reflète l'impact de l'activité de développement sur le coût moyen pondéré du capital.

Ces éléments quantitatifs ont été corroborés par les entretiens que le cabinet a réalisés avec plusieurs acteurs représentatifs de la filière – développeurs, banquiers, investisseurs – et par un benchmark de plusieurs pays européens.

Approches proposées

La CRE a évalué la rentabilité permise par les conditions tarifaires du projet d'arrêté en considérant deux approches.

Dans la première, dite « historique », l'analyse est fondée sur un échantillon de parcs existants mis en service depuis 2013, pour lesquels la CRE calcule la rentabilité qu'aurait permise le tarif proposé (cf. paragraphe 4.2).

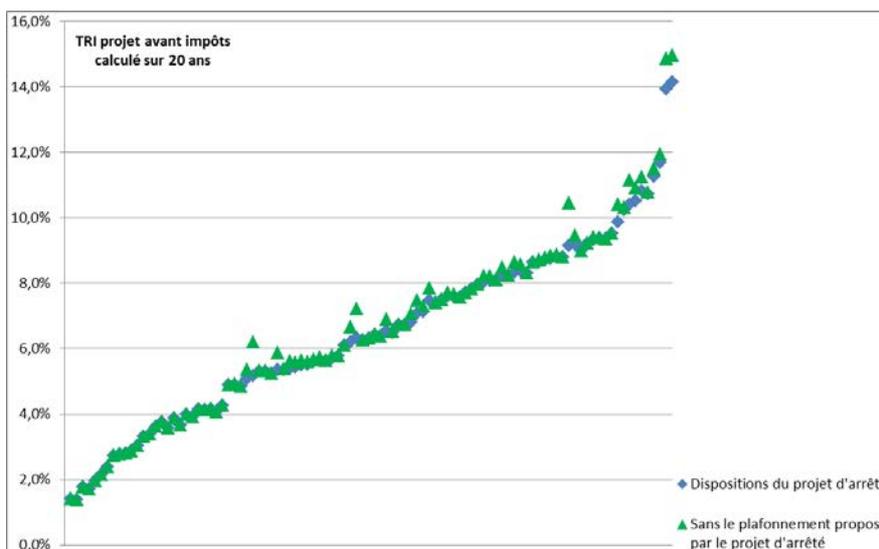
Dans la seconde, dite « prospective », la CRE évalue, en tenant compte des caractéristiques et contraintes des sites encore disponibles, la rentabilité de l'installation la plus performante susceptible d'y être développée (cf. paragraphe 4.3)

Les hypothèses communes aux deux approches sont les suivantes :

- Les producteurs vendent leur électricité produite et leurs certificats de capacité en répliquant les formules de calcul prévues par la formule de rémunération, sans bénéfice ou perte ;
- Les coûts liés à l'accès aux marchés de l'électricité et de capacité ainsi que les coûts d'équilibrage sont couverts exactement par la prime de gestion ;
- Les rentabilités sont calculées pour des durées de vie des éoliennes de 20 ans et de 25 ans. Dans ce dernier cas, les producteurs continuent à vendre leur électricité sur le marché à partir de l'échéance de leur contrat de complément de rémunération jusqu'à la fin de l'exploitation du parc. La CRE considère un prix de marché de 40 €/MWh pour la première année et prend l'hypothèse qu'il augmente de 2 % par an.

4.2 Approche « historique » : parcs existants

La CRE a, dans un premier temps, évalué la rentabilité qu'aurait induite le mécanisme de soutien proposé pour des installations mises en service récemment, à partir des données issues de son rapport sur les coûts et la rentabilité des installations renouvelables⁹ et de celles de l'observatoire réalisé pour le compte de France énergie éolienne (FEE)¹⁰. Le graphique ci-dessous illustre (i) le niveau de rentabilité des projets, classés par ordre croissant, en application des dispositions du projet d'arrêté et (ii) celui qu'ils auraient atteint si le plafonnement prévu n'était pas mis en place.



Les rentabilités induites sont en moyenne de 6,5 % sur 20 ans – 7,2 % sur 25 ans – et s'étalent de 2 à près de 14 %. 55 % des parcs ont une rentabilité qui excède le niveau de référence établi par la CRE.

Le plafonnement n'a par ailleurs que des effets limités. Il écrête la rentabilité de 0,2 points en moyenne et ne permet pas d'éviter les rentabilités excessives sur l'échantillon considéré.

⁹ Publié par la CRE le 17 avril 2014 (<http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/couts-et-rentabilite-des-enr-en-france-metropolitaine>), les données techniques et économiques sont issues des déclarations des producteurs éoliens et ont été vérifiées par la CRE.

¹⁰ Publié par la FEE le 14 décembre 2016 et réalisé par le cabinet Pöyry (<http://fee.asso.fr/pub/observatoire-couts-de-leolien-terrestre-france/>). Les installations ont toutes été mises en service entre 2013 et 2017.



4.3 Approche « prospective » : parcs susceptibles de se développer dans les années à venir

Démarche

L'analyse développée au paragraphe précédent est établie à partir d'installations existantes récemment mises en service. Ces installations sont toutefois caractérisées par des éoliennes de diamètre inférieur à 100 mètres, dont la part de marché décroît actuellement au profit d'éoliennes de plus grands diamètres. Les représentants de la filière, le Syndicat des énergies renouvelables (SER) et la FEE, ont indiqué à la CRE que les éoliennes de grande taille représenteraient une part importante de l'avenir de la filière. Ils ont indiqué par ailleurs que les sites restant à développer pour atteindre les objectifs de politique énergétique étaient moins ventés que la moyenne des sites déjà équipés. Le SER, dans une note adressée aux pouvoirs publics, a présenté sa vision des parcs susceptibles d'être développés au cours des prochaines années. Cette note définit trois jeux de paramètres techniques et économiques sur des sites présentant des vitesses de 6 à 6,5 m/s, dont deux sont équipés d'éoliennes dont le diamètre du rotor mesure 117 mètres et dont la puissance de la machine est de 2,4 et 3 MW et un site avec des éoliennes dont le rotor mesure 90 mètres et dont la puissance de la machine est de 2 MW. Cette dernière configuration a vocation à représenter les sites sous contrainte.

La CRE a souhaité évaluer la rentabilité des installations qui se développeront dans les années à venir. Pour ce faire, elle a défini, dans un premier temps, les sites ayant vocation à être équipés, puis a déterminé les aérogénérateurs permettant de garantir la meilleure rentabilité en fonction des technologies disponibles et des coûts d'investissement et d'exploitation.

Pour ce faire, la CRE a eu besoin :

- d'analyser la représentativité des caractéristiques de vent des sites étudiés par le SER et de qualifier les sites en cours de développement ;
- d'obtenir des données de coûts pour des éoliennes de grands diamètres. En effet, sur la centaine de sites existants pour lesquels la CRE dispose de données économiques, seuls quatre parcs sont équipées de machines d'un diamètre supérieur à 100 mètres. Ce type d'installation représente pourtant près de la moitié des ventes actuelles des turbiniers et, selon l'ADEME, la moitié des installations faisant actuellement l'objet d'une demande d'autorisation.

À cet effet, outre ses échanges avec les syndicats représentatifs de la filière – SER et FEE – la CRE a rencontré trois turbiniers, l'ADEME, Enedis et le cabinet Pöyry, qui a réalisé l'observatoire de l'éolien susmentionné.

Définition de sites ayant vocation à accueillir des éoliennes dans les prochaines années

Les deux paramètres essentiels qui caractérisent un site sont, d'une part, la distribution des vitesses de vent au niveau du moyeu de l'éolienne et, d'autre part, les contraintes paysagères, aéronautiques militaires et civiles pesant sur le dimensionnement de l'éolienne.

La loi de probabilité de Weibull est couramment utilisée pour caractériser la répartition de vent d'un site donné à partir de deux critères que sont la vitesse moyenne du vent et un coefficient de forme. L'énergie du vent qu'une éolienne transforme en électricité étant corrélée à sa vitesse, les développeurs de parcs éoliens ont exploité en priorité les sites les mieux ventés – en prenant également en compte les contraintes de ces sites – pour obtenir les meilleures rentabilités à partir des technologies disponibles à l'époque. Les terrains pouvant accueillir des éoliennes aujourd'hui sont en moyenne moins ventés, même s'il existe encore des sites bien ventés à exploiter. Le tableau ci-après indique les sites que la CRE a considérés et leur représentativité :

Vitesse moyenne à 90 mètres de hauteur (m/s)	5,5	6	6,5	7	7,5
Coefficient de forme de la distribution de Weibull	1,8 à 2,2				
Part indicative des sites à exploiter dans les prochaines années ¹¹	11 %	24 %	34 %	21 %	9 %

Les contraintes paysagères et aéronautiques peuvent interdire l'installation d'éoliennes dans certaines zones du territoire ou imposer des limites en termes de dimensionnement portant principalement sur la hauteur en bout de pale des éoliennes. Ces limitations ont des effets :

- sur la hauteur du moyeu, et donc la vitesse moyenne, qui s'accroît à mesure que l'on s'éloigne du sol en raison des lois d'écoulement de l'air et des obstacles ;
- ou sur le diamètre du rotor, donc la gamme de vitesses de vent sur laquelle l'éolienne peut produire et par conséquent sur l'énergie qui peut être captée.

¹¹ Source ADEME : répartition au 3^{ème} trimestre 2016 du stock des projets en cours d'instruction ou en demande d'autorisation en DREAL



Au cours des dernières années, la hauteur en bout de pale maximale des éoliennes développées en France a été de 150 mètres pendant que les pays voisins, notamment l'Allemagne, ont vu progressivement se développer des éoliennes de hauteur significativement supérieure, de l'ordre de 200 mètres. Cette contrainte – liée à la présence d'habitations ou de radars militaires – reste prégnante mais tend à se réduire, permettant l'émergence progressive en France de projets de hauteurs comprises entre 150 et 200 mètres en bout de pale.

Pour chacun des sites, la CRE a considéré, à ce stade, des éoliennes de 150 mètres de hauteur en bout de pale.

Dans certains contextes locaux particuliers et malgré l'éloignement minimal de 500 mètres avec les habitations, des contraintes acoustiques peuvent nécessiter de brider les éoliennes, dégradant ainsi l'optimisation technique et économique des installations. Pour l'ensemble de l'échantillon, la CRE a pris en compte une perte de productible moyen de l'ordre de 20 % incluant les pertes liées aux sillages, au bridage acoustique ainsi qu'à d'autres pertes techniques.

Optimisation technique et économique des éoliennes

Une éolienne se caractérise notamment par le diamètre du rotor, la hauteur du moyeu et sa puissance unitaire. À vitesse de vent égale, l'éolienne ayant un diamètre de rotor plus grand permet de produire une énergie mécanique plus importante. Une machine électrique plus puissante permet de transformer en énergie électrique une plus grande quantité d'énergie mécanique tirée du vent et ainsi de permettre d'équiper des sites plus ventés afin de tirer parti de vitesses de vent plus élevées, là où une machine électrique moins puissante serait contrainte d'arrêter sa production par mesure de sécurité.

Afin de déterminer la technologie d'éolienne adaptée à chacun des sites étudiés, la CRE a obtenu les données techniques et économiques de treize types d'éoliennes. Les données techniques proviennent des catalogues de constructeurs et permettent de déterminer la puissance produite par l'éolienne pour les différentes vitesses de vent qu'elle peut transformer en énergie électrique. Les données économiques sont issues de devis récents fournis par des turbiniers ainsi que du rapport d'analyse sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables et de l'observatoire des coûts de l'éolien terrestre susmentionnés.

Les coûts d'investissement d'une éolienne dépendent de la négociation commerciale entre le turbinier et le producteur, du coût du transport des différents composants jusqu'au site ainsi que des coûts liés à l'environnement local (notamment la typologie du terrain et la durée d'obtention des autorisations administratives.)

Les coûts d'exploitation dépendent principalement du contrat de maintenance, généralement conclu entre le turbinier et le producteur, ainsi que des différentes taxes payées par le producteur.

Résultats et analyses

S'agissant de la rentabilité

Pour chaque site, la CRE a calculé la rentabilité des installations dont elle connaît les caractéristiques techniques et économiques sur la base des hypothèses du paragraphe 4.1. Le tableau ci-après expose, pour chacun des sites retenus, sa représentativité, l'intervalle du taux de rentabilité interne nominal avant impôts des trois éoliennes les plus rentables¹² et la plage de productible issue de l'optimisation technique et économique. Cet intervalle tient compte des différents facteurs de forme de la distribution de vent.

Vitesses de vent à 90 mètres	TRI projet avant impôts des trois meilleures éoliennes [%]		Productible [heures équivalent pleine puissance par an]	Représentativité indicative
	20 ans	25 ans		
5,5 m/s	3,8 - 4,9	4,6 - 5,7	1850 - 2260 heures	10 %
6 m/s	5,8 - 6,8	6,5 - 7,5	2230 - 2620 heures	25 %
6,5 m/s	7,5 - 8,5	7,9 - 9,1	2520 - 2730 heures	35 %
7 m/s	9,2 - 9,9	9,6 - 10,5	2850 - 3100 heures	20 %
7,5 m/s	10,2 - 11,2	10,7 - 11,7	3100 - 3430 heures	10 %

Les rentabilités sont faibles ou raisonnables pour les éoliennes installées sur des sites dont la vitesse de vent est inférieure ou égale à 6 m/s. Pour les installations bénéficiant de vitesses de vent supérieures, elles sont excessives : deux tiers des installations ayant vocation à bénéficier des conditions du projet d'arrêté dans les prochaines années bénéficieront d'une rentabilité supérieure à la fourchette de référence établie par la CRE.

La CRE rappelle cependant qu'elle a utilisé des données déclaratives pour réaliser ces analyses. Par ailleurs, elle n'a pas été en mesure d'évaluer le surcroît de rentabilité dont bénéficieraient des installations de grande hauteur

¹² La plage indiquée représente le minimum et le maximum des trois meilleures rentabilités pour cette vitesse moyenne et pour 3 valeurs du coefficient de forme de la distribution de Weibull.



(200 mètres en bout de pôle). En conséquence, la CRE lancera un audit des coûts de la filière afin d'objectiver ces données dans les meilleurs délais.

S'agissant des effets du plafond

Les effets du plafond en fonction des vitesses de vent sont présentés dans le tableau ci-après :

Vitesse de vent à 90 mètres	Impact de l'ajout du plafond sur les TRI 20 ans avant impôts (en point de rentabilité)
5,5 m/s	0
6 m/s	0
6,5 m/s	0
7 m/s	-0,3
7,5 m/s	-0,5

Ces résultats montrent que le plafonnement sur la durée du contrat de la quantité d'électricité rémunérée sur la base d'un tarif de référence élevé ne résout pas le problème de structure tarifaire des précédents arrêtés, que la CRE a mis en évidence dans son rapport d'octobre 2014 susmentionné.

En revanche, un plafonnement annuel permettrait de mieux répartir, sur la durée du contrat, les flux de trésorerie des installations bénéficiant des meilleures conditions de vent tout en conservant l'incitation à choisir les sites les mieux ventés. Afin de compenser les écarts entre les bonnes années, pour lesquelles le plafond est susceptible de s'appliquer à la rémunération de l'électricité produite, et les mauvaises années, où il ne s'applique pas, un mécanisme de crédit de quantité d'électricité, achetée au tarif de référence et reportable d'une année sur l'autre, pourrait être introduit.

S'agissant des sites déjà équipés

Si les premiers sites bénéficiant des meilleures conditions de vent étaient aujourd'hui rééquipés à neuf, ils dégageraient une rentabilité supérieure à celles calculées pour les sites vierges de toute occupation. La CRE a évalué cette rentabilité sur la base des hypothèses suivantes : une vitesse de vent de 9 m/s à 90 mètres, une hauteur en bout de pôle de 120 mètres¹³ et des coûts d'investissement et d'exploitation identiques à ceux d'un parc installé sur un nouveau site¹⁴.

Pour une durée de contrat de 20 ans, les rentabilités d'installations de classe 1¹⁵ s'échelonnent de 10,7 à 11,8 % (respectivement de 11,3 à 12,3 % pour 25 ans.)

S'agissant des effets de la structure tarifaire sur le choix technologique

La structure tarifaire envisagée, qui prévoit notamment la définition d'un niveau de référence et d'un plafond en fonction du diamètre du rotor, a vocation à apporter la meilleure rentabilité aux installations produisant l'énergie au coût le plus faible. À défaut, elle conduirait un acteur rationnel à privilégier une éolienne plus rentable plutôt que celle produisant l'électricité au coût le plus bas.

La CRE a identifié deux éoliennes de diamètre et de puissance différents qui, à une vitesse moyenne de vent de 7,5 m/s, ont un coût de production actualisé¹⁶ de l'électricité identique, égal à 56 €/MWh. Toutefois, celle dont le diamètre est le plus faible bénéficie d'une rentabilité supérieure de 1,3 point, cet écart de rentabilité provenant à part égale de la différenciation du tarif de référence en fonction du diamètre du rotor et du mécanisme de plafonnement. En outre, elle coûtera plus cher à la collectivité par MWh produit.

Avec une vitesse de vent moyenne de 5,5 m/s, l'éolienne de plus grand diamètre de rotor présente un coût de production actualisé plus faible et une rentabilité plus grande que l'éolienne de diamètre inférieur. Elle coûtera en outre moins cher à la collectivité par MWh produit.

La neutralité technologique du mécanisme proposé n'est donc pas assurée dans toutes les situations. Ceci pourrait orienter le choix des développeurs vers des technologies moins adaptées susceptibles d'augmenter les charges de service public.

¹³ Cette faible hauteur en bout de pale a vocation à refléter les éventuelles contraintes qui se sont appliquées au développement initial des installations et qui seraient toujours d'actualité.

¹⁴ En faisant l'hypothèse qu'aucun investissement passé ne peut être réutilisé (raccordement, génie civil, études de vent, autorisations administratives).

¹⁵ La norme IEC 61400-1 de la Commission électrotechnique internationale divise les éoliennes en différentes classes allant de 1 à 3. Les éoliennes de classe 1 sont les seules à être adaptées aux sites les plus ventés (vitesse moyenne supérieure à 8,5 m/s).

¹⁶ Le taux d'actualisation considéré pour ce calcul est le coût moyen pondéré du capital de référence établi par la CRE.



5. ELIGIBILITE DES INSTALLATIONS

Le projet d'arrêté prévoit que seules les installations « nouvelles » peuvent bénéficier d'un contrat de complément de rémunération. Il s'agit, au sens de l'arrêté, des installations qui n'ont pas commencé les travaux liés au projet avant le dépôt de la demande de contrat de complément de rémunération, le début des travaux renvoyant « soit [au] début des travaux de construction liés à l'investissement, soit [au] premier engagement ferme de commande d'équipement ou [à] tout autre engagement rendant l'investissement irréversible ». Il convient de préciser ici la nature des travaux afin que le bénéfice d'un contrat ne soit accessible qu'à des installations entièrement nouvelles (notamment l'ensemble des aérogénérateurs, mât, pâles, génératrice, etc.).

À l'échéance du dispositif de soutien, les installations existantes – amorties et présentant des coûts d'exploitation inférieurs au prix de marché – ont vocation à vendre leur énergie sur le marché. L'octroi d'un soutien – de surcroît dimensionné pour des installations neuves – doit être exclu.

La CRE estime que près de 1500 MW d'installations éoliennes terrestres sortiront du contrat d'achat d'ici 2020. L'arrivée sur le marché de cet important volume d'énergie renouvelable constitue une opportunité de développement du marché de l'agrégation et de ses acteurs. Elle permettra d'accompagner une baisse supplémentaire des coûts de gestion, coûts qui feront l'objet d'une attention spécifique dans le cadre d'un audit de la filière et du rapport relatif à la mise en œuvre du complément de rémunération prévu à l'article R. 314-50 du code de l'énergie que la CRE doit publier.

AVIS DE LA CRE

S'agissant de l'organisation générale du soutien à la filière éolienne terrestre

Le soutien à la filière était jusqu'à présent exclusivement organisé par l'octroi d'un tarif d'obligation d'achat dont le niveau n'a pas été revu depuis 2006. La CRE a signalé à plusieurs reprises les imperfections d'un tel dispositif qui, du fait de la diversité des conditions de vent, des choix technologiques, de l'évolution constante des conditions de financement et, plus généralement, des coûts associés, donne lieu à des effets d'aubaine pour une partie des installations. Sur la base de ce constat et au regard des niveaux de maturité industrielle et de pression concurrentielle qui caractérisent la filière, la CRE estime que les appels d'offres constituent la voie de développement à privilégier pour assurer l'efficacité économique du soutien public et recommande dès lors de réserver le bénéfice d'un guichet ouvert aux petites installations, par exemple de moins de 6 MW comme le prévoient les lignes directrices de la Commission Européenne.

Par ailleurs, la coexistence des deux dispositifs de soutien est susceptible de donner lieu à des contournements de procédure : un producteur souhaitant réaliser un parc pourrait le segmenter en plusieurs installations afin de bénéficier des dispositions de l'arrêté tarifaire plutôt que de se confronter à la concurrence de l'appel d'offres. Des dispositions réglementaires strictes, notamment s'agissant du respect du critère de distance minimale entre deux installations, devraient *a minima* être introduites pour prévenir ces comportements. À ce titre, la CRE recommande que des aérogénérateurs distants de moins de 1500 mètres soient considérés comme appartenant à la même installation.

S'agissant des modalités spécifiques au projet d'arrêté

La CRE a évalué le niveau de rémunération que les dispositions tarifaires du projet d'arrêté permettent d'obtenir pour (i) des installations existantes récemment mises en services (approche historique) et (ii) des installations ayant vocation à être mises en service dans un avenir proche (approche prospective).

1. Dans ces deux approches, la CRE constate que les rentabilités obtenues sont très variables et peuvent s'élever à des niveaux significativement supérieurs à la fourchette de rentabilité de référence. En particulier, parmi les sites ayant vocation à accueillir de nouveaux parcs, deux tiers d'entre eux, caractérisés par des vitesses de vent supérieures à 6,5 m/s, bénéficieront d'une rentabilité supérieure à 6 %. De telles disparités illustrent, une fois encore, la difficulté de définir des tarifs traduisant toute la complexité et la diversité de la filière.
2. Le plafond proposé pour limiter la rentabilité des installations disposant des meilleures conditions de vent est inopérant, ces installations étant affectées au mieux d'une baisse de rentabilité de 0,5 %.
3. Si les premiers sites équipés il y a une quinzaine d'années et bénéficiant des meilleures conditions de vent étaient rééquipés à neuf, ils dégageraient une rentabilité supérieure à celles calculées pour les sites vierges de toute occupation.

Conclusion

Sur le fondement des éléments qui précèdent, la CRE émet un avis défavorable au projet d'arrêté tarifaire en l'état et propose les recommandations suivantes qui, sans résoudre le problème fondamental des disparités de rentabilité engendrées par tout dispositif de nature tarifaire, permettraient néanmoins d'en limiter les effets :

- Recommandation n° 1 : la CRE demande de réserver le bénéfice du guichet ouvert aux installations, par exemple de moins de 6 MW, quelle que soit leur composition, situées sur des sites actuellement non équipés.
- Recommandation n° 2 : la CRE demande que le niveau du tarif de référence intègre la prime de gestion liée au fonctionnement du contrat de rémunération et demande le retrait du terme correspondant (« P gestion ») de la formule du complément de rémunération.
- Recommandation n° 3 : afin de limiter la rentabilité des sites les mieux ventés, la CRE demande une modification du plafonnement. Une définition annuelle de celui-ci plutôt que sur la durée de vie du contrat permettrait d'améliorer son efficacité.
- Recommandation n° 4 : le périmètre et la nature des travaux qui conditionnent l'octroi du complément de rémunération doivent être très clairement définis afin que seules les installations entièrement nouvelles (notamment l'ensemble des aérogénérateurs) y soient éligibles. Les installations existantes – amorties et présentant des coûts d'exploitation inférieurs au prix de marché – ont en effet vocation à vendre leur électricité sur le marché à l'échéance du dispositif de soutien.

- Recommandation n°5 : afin d'éviter la segmentation de parcs en installations de tailles plus réduites dans le but de contourner la procédure d'appel d'offres, la CRE recommande que des aérogénérateurs distants de moins de 1500 mètres soient considérés comme appartenant à la même installation. Dans le même temps, il convient d'ouvrir l'appel d'offres aux extensions d'installations existantes.

Au regard de la nature déclarative des données ayant permis de fonder le présent avis, la CRE procédera à une nouvelle analyse des conditions économiques de fonctionnement des parcs éoliens en demandant la transmission d'éléments justificatifs en application de l'article R. 314-14 du code de l'énergie. Les résultats et recommandations de cette analyse feront l'objet d'un rapport public.

La présente délibération est transmise à la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat ainsi qu'au ministre de l'économie et des finances. Elle est publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 23 mars 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO