



Office franco-allemand pour la transition énergétique
Deutsch-französisches Büro für die Energiewende



RAVETTO ASSOCIÉS

Avocats à la cour

NOTE DE SYNTHÈSE

La structuration des financements de projets éoliens dans le contexte des nouveaux mécanismes de soutien en France

Septembre 2017

Auteur : Claire Bretheau, Ravetto Associés
claire.bretheau@ravetto-avocats.com

Contact : Anoucheh Bellefleur, OFATE
anoucheh.bellefleur@developpement-durable.gouv.fr

Soutenu par:

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Soutenu par:



MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE



Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par un expert externe pour l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). Cette contribution est diffusée via la plateforme proposée par l'OFATE. Les points de vue énoncés dans la note représentent exclusivement ceux de l'auteur. La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.

Précisions sur l'auteur et sur la publication

Ravetto Associés est un cabinet d'avocats spécialisé dans le secteur de l'énergie, classé comme l'un des « meilleurs spécialistes de la place » par Legal 500 Paris. Le cabinet intervient en conseil et en contentieux, aux côtés d'opérateurs privés et publics, dans le domaine de la production et du transport d'énergie, du financement, de l'achat et de la vente d'énergie et d'unités de production d'énergie.

Claire Bretheau anime la pratique financement de projet du cabinet et intervient également sur les transactions franco-allemandes dans le secteur de l'énergie, en particulier sur les questions de gouvernance dans les groupes franco-allemands.

La présente note de synthèse a été établie à titre purement informatif. Elle n'est pas destinée à remplacer une consultation de nature juridique, comptable ou fiscale et ne devrait pas être utilisée à ces fins.



Contenu

Disclaimer	1
Précisions sur l’auteur et sur la publication	1
Introduction	3
I. Le financement de projet: état des lieux & acteurs	4
I.1. Les différences entre le financement de projet et le financement d’entreprise classique	4
I.2. Le financement de projet dans le cadre de l’Obligation d’Achat	6
I.2.1. Les apporteurs de « fonds propres »	7
I.2.2. Les apporteurs de dette : établissements de crédit, sociétés de crédit-bail et instituts spécialisés	8
II. Les nouveaux mécanismes de soutien et modes de financement alternatifs pour les projets éoliens en France	11
II.1. L’introduction en France du Complément de Rémunération (CR) et la « vente directe » pour les projets de parcs éoliens	12
II.1.1. Description du système de guichet ouvert (arrêté dit « Te 2016 » et arrêté dit « Te 2017 »)	13
II.1.2. L’Appel d’Offres du 5 mai 2017 portant sur la réalisation et l’exploitation d’Installations de production d’électricité à partir de l’énergie mécanique du vent, implantées à terre	15
II.1.3. L’agrégateur: nouvel acteur dans la création de chaîne de valeur des parcs éoliens	17
II.2. Les modes de financement alternatifs – le financement participatif	19
II.2.1. L’apparition des plateformes de « crowdfunding »	20
II.2.2. La participation directe des collectivités territoriales dans des projets énergies renouvelables	21
III. Evolution de la structure des financements de projets éoliens	22
III.1. Les modifications de l’actionnariat de la Société de Projet	23
III.2. Les modifications de la structure de flux des projets de parcs éoliens apportées par les nouveaux mécanismes de soutien	24



Introduction

Au cours des quinze dernières années, les projets énergies renouvelables et en particulier les projets de parcs éoliens ont suscité un fort intérêt de la part des apporteurs de fonds propres (actionnaires, fonds d'investissements, groupes du secteur de l'énergie) et des apporteurs de dette (établissements de crédit, sociétés de crédit-bail, instituts de financement spécialisés). Cet engouement s'explique en grande partie par les risques faibles et les rendements maîtrisés liés au système de l'obligation d'achat, « **Obligation d'Achat** », couramment appelé « **Feed-in-tariff** » ou « **FIT** », introduit en France par la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et ses mesures d'application. Dans le cadre d'une obligation d'achat, l'électricité produite par une centrale éolienne est achetée par EDF ou, le cas échéant, des entreprises locales de distribution d'énergie (« **ELD** ») (EDF ou ces ELD étant également désigné(s) « **Acheteur Obligé** »)¹ à un tarif d'achat « *garanti* », bien supérieur au prix de marché. La surface financière et la forte qualité de crédit d'EDF et/ou des ELD caractérisées en outre par un actionnariat public majoritaire sont autant de critères qui ont conforté les banques prêteuses sur le faible risque de « contrepartie » ou de défaillance lié au financement d'un projet de parc éolien. Outre le fait de représenter une sécurité d'investissement, le tarif d'achat présente également l'avantage pour les exploitants de parcs éoliens de ne pas avoir à se soucier de la gestion de l'énergie produite par leurs installations : l'Acheteur Obligé a l'obligation légale d'assumer la fonction de responsable d'équilibre et de gérer la vente de l'énergie produite sur les marchés de l'énergie.

Les réformes opérées² pour transposer en droit français les lignes directrices de l'Union Européenne du 28 juin 2014³ (les « **Lignes Directrices** ») posent les jalons de changements majeurs dans la structuration des financements de projets éoliens : elles mettent fin à la possibilité pour les projets de bénéficier d'un tarif d'achat sécurisé sur une durée de 15 ans et indépendant des prix de marché. Les exploitants de parcs éoliens sont désormais dans l'obligation de vendre l'électricité produite par leurs installations sur les marchés de l'énergie.

Cette réforme ne marque pas pour autant la fin du soutien à la filière éolienne : les exploitants de parcs éoliens percevront, outre le produit de la vente de l'électricité et des garanties de capacité sur les marchés, une prime appelée « *complément de rémunération* » (le « **Complément de Rémunération** » ou « **CR** »). Les revenus tirés de la vente sur les marchés auxquels s'ajoute le Complément de Rémunération devraient permettre - du moins dans un premier temps - de bénéficier d'une rémunération équivalente à celle perçue dans le cadre du système de l'Obligation d'Achat. Ce complément sera versé par EDF si le producteur en fait la demande et remplit un certain nombre de conditions exposées ci-après.

Dans ce nouveau mécanisme de soutien, les acteurs de la filière éolienne doivent se familiariser avec le fonctionnement du système électrique français : les responsabilités d'équilibre, la vente de l'électricité sur les marchés de gros, ainsi que le mécanisme de capacité récemment mis en place. Le négoce d'électricité sur les marchés constituant une profession à part entière, une nouvelle catégorie d'acteurs émerge actuellement en France dans le secteur des énergies renouvelables : les « **agrégateurs** ». Ces agrégateurs présentent des profils assez diversifiés : ce sont des grands acteurs traditionnels du secteur de l'énergie, des entités existantes de « trading » du secteur de l'énergie ou encore des start-ups bénéficiant d'une conjoncture favorable pour s'introduire sur les marchés français de l'énergie. En parallèle

¹ Depuis le Décret n°2016-690 du 28 mai 2016 pris pour l'application de l'article L. 314-6-1 du Code de l'énergie, les contrats d'achat signés peuvent être transférés à des organismes agréés. Ont notamment obtenu cet agrément la société Enercoop par [arrêté du 20 septembre 2016](#), pour un nombre maximal de 75 contrats d'achat et une puissance installée correspondante maximale de 100 MW ainsi que la société Hydroneo par [arrêté du 31 octobre 2016](#) pour un maximum de 10 contrats d'achat et une puissance installée correspondante maximale de 50 MW.

² Il s'agit pour le secteur éolien, de la loi de transition énergétique et de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (introduisant en particulier le système de complément de rémunération aux articles L.314-18 et suivants du Code de l'énergie), de ses décrets d'application respectivement du 27 mai 2016 (Décret n°2016-682 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie) et du 28 mai 2016 (Décret n° 2016-691 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) ainsi que des arrêtés du 13 décembre 2016 (arrêté « **Te 2016** ») et du 6 mai 2017 (arrêté « **Te 2017** ») fixant les conditions du complément de rémunération pour le secteur éolien qui sont présentés en détail ci-dessous. Enfin, il s'agit de l'appel d'offres lancé le 5 mai 2017 pour la filière éolienne qui sera également étudié ci-après.

³ [Lignes Directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020](#)



à l'émergence de ces nouveaux acteurs, on observe une diversification des solutions de financement qui peuvent être apportées pour financer les projets éoliens. Les derniers appels d'offres publiés sur le site de la commission de régulation de l'énergie (« CRE »)⁴ prévoient des incitations fortes au financement participatif réunissant des citoyens et des collectivités territoriales au sein d'un même projet de parc éolien.

La présente note de synthèse présente dans un premier temps les structures « classiques » de financement de projet mises en place ces dernières années dans le cadre de l'Obligation d'Achat et dresse un état des lieux des acteurs du secteur. Elle présente ensuite les nouveaux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables pour l'éolien et les changements ainsi apportés dans la structuration des projets. Enfin, elle conclut sur la nécessaire mutation des acteurs du financement de projet dans le secteur des énergies renouvelables en France.

I. Le financement de projet : état des lieux & acteurs

En premier lieu, il convient de rappeler les grands principes du financement de projet, par opposition à la finance d'entreprise classique ainsi que de présenter le schéma de structure « classique » de financement de projet.

I.1. Les différences entre le financement de projet et le financement d'entreprise classique

On oppose traditionnellement le financement d'entreprise classique (ou « corporate finance ») et le financement de projet. Le financement d'entreprise repose sur l'analyse des bilans et de la solvabilité financière de l'emprunteur : ainsi les lignes de crédit accordées dans le cadre d'un financement d'entreprise dépendent du respect de certains chiffres ou ratios calculés sur la base des bilans (et annexes) de l'emprunteur. A titre d'exemple, on peut citer parmi ces chiffres ou ratios :

- L'endettement net de l'emprunteur ;
- Le montant de fonds propres de l'emprunteur ;
- L'EBITDA⁵ ;
- Le total de bilan ;
- La situation nette comptable de l'emprunteur ;
- L'actif circulant ;
- Le passif circulant de l'emprunteur.

Le financement de projet repose quant à lui sur les « revenus futurs » qui vont être générés par le projet objet du financement. Le projet est porté par un véhicule dédié, créé spécialement pour les besoins du projet : la « Société de Projet » ou « SPV⁶ » qui va obtenir les autorisations, signer les contrats nécessaires à la construction et à l'exploitation du projet de parc éolien, recevoir les flux générés par le projet (vente de l'électricité produite par le parc éolien) et s'endettera dans le cadre du financement de projet. Le financement de projet est souvent décrit comme un « financement sans recours » car la banque qui finance en financement de projet ne dispose en principe d'aucun « recours » sur les associés : c'est-à-dire qu'en cas de défaillance de l'emprunteur, le prêteur ne pourra pas faire valoir une garantie, un cautionnement ou une solidarité des associés pour qu'ils paient en lieu et place de l'emprunteur défaillant : la banque dispose seulement de garanties ou sûretés sur les actifs de l'emprunteur et les actions ou parts composant son capital mais pas de garanties personnelles des associés de l'emprunteur. En pratique, ce principe fait l'objet de quelques aménagements en phase de construction qui prennent la forme d'un recours limité sur les associés ou

⁴ Voir [l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre du 5 mai 2017](#) sur le site de la CRE. Voir également : OFATE (2017), [Traduction allemande du cahier des charges de l'appel d'offres du 5 mai 2017 pour des parcs éoliens à partir de 7 installations.](#)

⁵ La notion d'EBITDA désigne en anglais « *Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization* ». Elle correspond à l'excédent brut d'exploitation (ou « EBE »). Il s'agit de la mesure de la création de richesse avant toute charge calculée.

⁶ Le terme « SPV », abréviation anglaise de « *Special Purpose Vehicle* », est couramment utilisé pour désigner une entité ad hoc créée dans un but précis et qui va porter le projet objet du financement.



sponsor(s) en cas de déficit de financement. Par exemple si les dépenses en capital – CAPEX⁷ du projet se révèlent supérieures à ce qui était prévu dans le budget d'investissement initial, ou encore si un risque est identifié à l'issue de l'audit juridique : dans ce cas, un recours sur les associés peut être introduit pour apporter des fonds propres complémentaires ou dans l'attente de la levée du risque juridique identifié.

Les revenus générés par un parc éolien « sous Obligation d'Achat » sont calculés selon certaines hypothèses de productible prévisionnel du parc éolien. Ces hypothèses se forment autour de deux niveaux de productibles prévisionnels :

- le productible « P50 » qui correspond à un niveau de production médian, c'est-à-dire où la production de [X] MWh sera dépassée la moitié du temps ;
- le productible « P90 », c'est-à-dire où la production de [X] MWh sera dépassée 90% des années. Le productible « P90 » correspond à un niveau plus conservateur.

Dans la modélisation financière des flux du projet, les banques fondent majoritairement leur analyse des risques sur la base de la statistique conservatrice « P90 » plutôt que sur la base de la statistique « P50 ».

Le ratio clef utilisé par les prêteurs en financement de projet est le taux de couverture de dette, en anglais « [Debt Service Cover Ratio](#) » ou « [DSCR](#)⁸. » Ce taux est le plus souvent calculé sur une année avec au numérateur les revenus générés par le projet et au dénominateur les échéances de prêts (principal et intérêts) dus sur la même période. Ce ratio est détaillé dans les contrats de financement de projet ; il doit être au moins supérieur à 1 pour s'assurer que les revenus générés par le projet permettent de faire face aux échéances de remboursement du crédit. Un DSCR égal à 1 et souvent inférieur est un cas de défaut dans le cadre du financement : l'entreprise devrait s'endetter auprès de ses associés ou réaliser une augmentation de capital pour honorer la charge de sa dette.

Plus le DSCR est élevé, meilleur est le recours à l'endettement pour le projet, et la part d'autofinancement requise peut être réduite. Ainsi, les fonds propres requis pour le financement du projet sont ajustés selon le DSCR à atteindre.

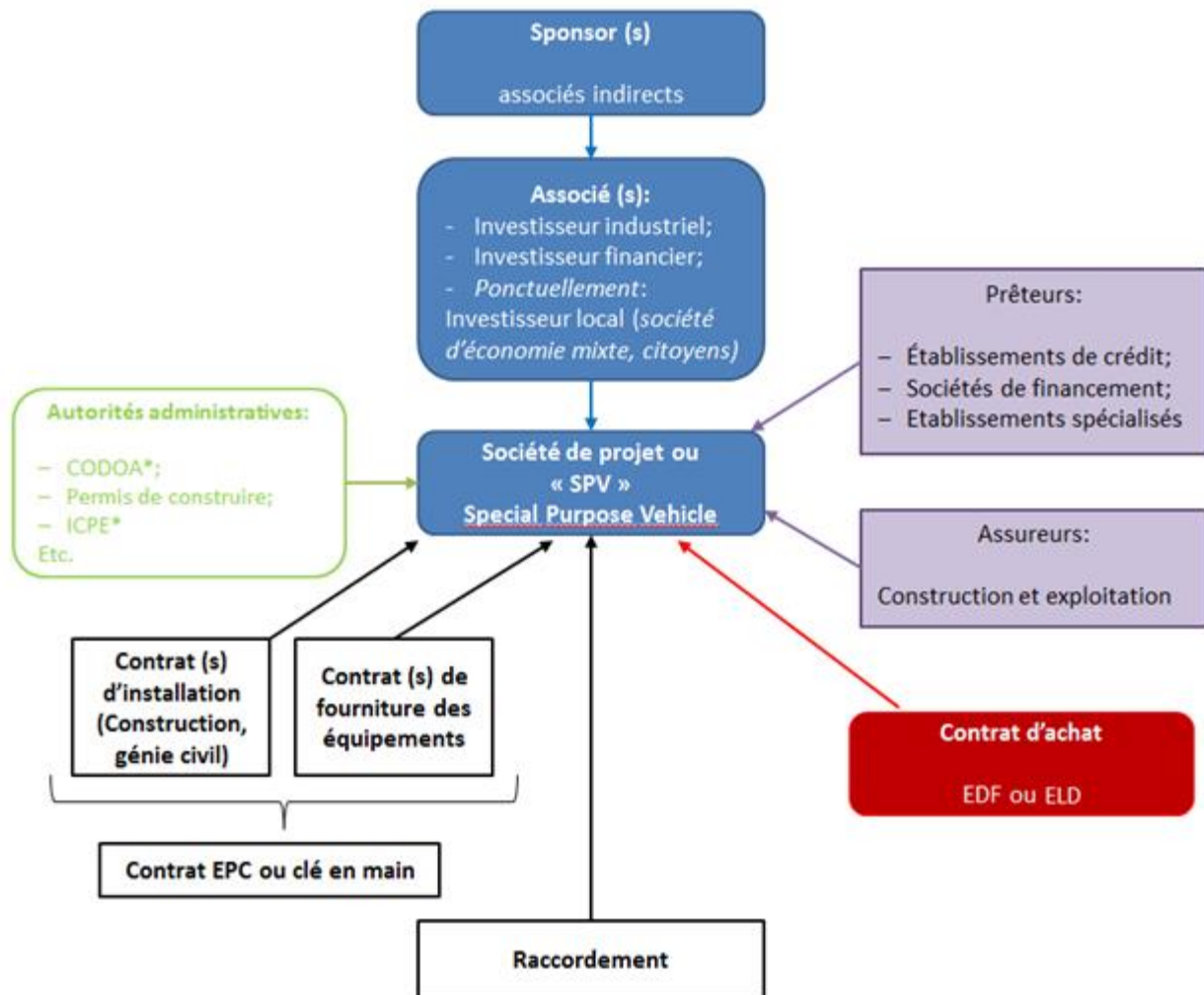
⁷ Le terme CAPEX désigne en anglais les « *capital expenditures* », c'est-à-dire les dépenses d'investissement en capital du projet.

⁸ Le taux de couverture de dette (TCD, DSCR en anglais) exprime le rapport entre l'excédent brut d'exploitation et le service de la dette (capital+intérêts). Il est utilisé afin de déterminer si une entreprise a la capacité de produire une marge d'exploitation suffisante pour couvrir ses annuités d'emprunt.

1.2. Le financement de projet dans le cadre de l'Obligation d'Achat

Après avoir esquissé le schéma classique d'un financement de projet dans le cadre de l'Obligation d'Achat, nous présenterons les profils des apporteurs de « fonds propres » requis pour le financement des projets éoliens (I.2.1) ainsi que celui des prêteurs ou bailleurs de fonds actifs dans le secteur du financement des projets éoliens (I.2.2).

Le schéma classique d'un financement de parc éolien sous Obligation d'Achat peut être résumé comme suit :



*CODOA : certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat

*Autorisation ICPE : Installation Classée pour la Protection de l'Environnement

Figure 1 - Schéma classique d'un financement de projet de parc éolien avec FIT



1.2.1. Les apporteurs de « fonds propres »

a) La notion de fonds propres dans les appels d'offres en France : retour d'expérience du PV

Il convient de préciser dans un premier temps que la notion de fonds propres n'est pas de nature juridique. D'un point de vue comptable, les capitaux propres s'entendent comme le cumul du capital social, des primes diverses (primes d'émission), du report à nouveau et du résultat de l'exercice. Ils excluent les instruments de dette quels qu'ils soient (compte courant d'associés, etc.).

Les acteurs du financement de projet ont cependant une appréciation extensive de la notion de fonds propres : dans le langage courant, les fonds propres désignent ainsi l'[autofinancement du projet par opposition au financement bancaire](#). Cette [conception extensive de la notion de fonds propres](#) englobe aussi bien le capital social, les comptes courants d'associés, les prêts intra-groupe, les obligations convertibles, etc.

Cette absence de définition claire de la notion de « fonds propres » a fait l'objet de nombreuses questions dans le cadre de l'appel d'offres dit « CRE 4 » pour les projets de parcs photovoltaïques au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc lancé le 24 août 2016. Suite aux nombreuses questions posées dans le cadre de la première tranche de cet appel d'offres « CRE 4 » pour préciser les critères de bonification du Complément de Rémunération si un candidat lauréat prend un engagement à l'investissement participatif⁹, le cahier des charges a été modifié en mars 2017¹⁰ pour intégrer les réponses de la CRE au Q&A lors de la première phase de l'appel d'offres :

« On entend par capital la somme des fonds propres et quasi fonds propres, les quasi fonds propres regroupant les ressources financières n'ayant pas la nature comptable de fonds propres, mais s'en approchant. Il s'agit des instruments financiers donnant accès à terme au capital. Ils regroupent notamment les comptes courants d'associés, les obligations convertibles, OBSA [Obligation à bons de souscription d'actions]. Ils ne regroupent cependant pas les obligations simples, emprunts participatifs ou encore titres subordonnés. »

Ainsi, selon cette définition, la notion de « capital » n'est de nature ni juridique ni comptable mais plutôt une conception extensive englobant « fonds propres » et « quasi fonds propres » n'ayant pas forcément la nature de capital social. Figurent notamment dans la liste des instruments financiers donnant accès à terme au capital les comptes courants d'associés : ceux-ci ne donnent en principe pas accès au capital (à l'exception de certains cas tel que celui d'une augmentation de capital qui serait libérée par compensation avec la créance de compte courant).

Cette même définition de « capital » donnée par la CRE a été reprise dans le cadre de l'appel d'offres éolien terrestre du 5 mai 2017¹¹ qui sera étudié ci-après.

b) Les acteurs apporteurs de fonds propres

Les apporteurs de « fonds propres » sont dans la plupart des cas des associés directs ou indirects de la « Société de Projet » (SPV) qui vont apporter les fonds nécessaires, dans un premier temps pour le développement du projet (notamment pour l'obtention de toutes les autorisations, des études), puis pour financer partiellement la construction du parc éolien (premiers acomptes au titre des contrats de génie civil, contrats de construction ou de fourniture des équipements par exemple).

⁹ Les conditions d'attribution de ce « bonus » en cas d'engagement à l'investissement participatif sont précisées au II.1.2 ci-après dans le cadre de l'appel d'offres du 5 mai 2017 pour les projets de parcs éoliens.

¹⁰ [Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc », dans sa version modifiée du 30 mars 2017](#) p.18.

¹¹ [Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre](#), définition de « Capital » p.7.



L'étude de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) du 23 janvier 2017 sur la filière éolienne française¹² distingue différentes stratégies d'investissement, et donc différents profils d'investisseurs, que l'on retrouve habituellement dans les projets de parcs éoliens :

- « Les investisseurs qui sont des acteurs du secteur de l'énergie ayant les capacités en interne de prendre en charge le développement et/ou l'exploitation du parc (utilities ou développeurs)

et

- les investisseurs purement financiers qui délèguent à des tiers les activités opérationnelles. »

En pratique, il existe des schémas de financement où un seul de ces deux profils d'investisseurs participe au financement en fonds propres du projet de parc éolien et des schémas où les deux profils d'investisseurs se répartissent les apports en capital et/ou en *quasi-equity* (comptes courants, obligations convertibles).

Parmi les acteurs du secteur de l'énergie, on note bien sûr un certain nombre d'énergéticiens français mais également des sociétés étrangères qui ont investi sur des projets de parcs éoliens en France dès la mise en place du système de l'Obligation d'Achat.

Comme on le verra ci-dessous, les collectivités territoriales ainsi que les « citoyens » investissent actuellement davantage aux côtés de ces investisseurs classiques dans les schémas de financement de parcs éoliens.

c) Le taux de rentabilité interne (« TRI »), ratio clé de l'investissement en fonds propres

A la différence des prêteurs actifs sur le marché du financement des parcs éoliens pour lesquels le ratio clef est le DSCR, les investisseurs en *equity* ou en *quasi-equity* ont pour ratio clef le taux de rentabilité interne, également désigné « TRI ».

Le TRI est particulièrement déterminant pour les investissements réalisés par des investisseurs financiers : les acteurs du secteur de l'énergie pouvant recevoir, outre la rémunération de leurs fonds propres, une rémunération au titre des différentes prestations qu'ils apportent en partie ou tout au long du projet (notamment dans le cadre d'un contrat de développement, d'un contrat de construction clef en main, d'un contrat de gestion administrative et technique ou bien encore d'un contrat de maintenance).

Le taux de rentabilité interne (TRI actionnaires) est calculé à partir du tableau de flux de trésorerie du projet de parc éolien, en considérant les flux de trésorerie disponibles pour rémunérer les actionnaires [après remboursement du service de la dette](#).

I.2.2. Les apporteurs de dette : établissements de crédit, sociétés de crédit-bail et instituts spécialisés

Les premiers projets de parcs éoliens en France n'ont pas toujours été financés par un prêt bancaire : il y a une douzaine d'années, ces projets étaient également financés en crédit-bail par des sociétés de financement des économies d'énergie (« Sofergie ») qui acquerraient la pleine propriété des éoliennes financées. La Société de Projet payait alors un loyer de crédit-bail avec une option d'achat en fin de période de location. Aujourd'hui, cette structure de financement en crédit-bail est rare : la plupart des projets de parcs éoliens sont financés par les apports en *equity* étudiés à la section I.2.1. ci-dessus (de l'ordre de 10 à 20% en général), le reste du financement étant apporté par un ou plusieurs établissements prêteurs (de l'ordre de 80 à 90%).

¹² [Etude de l'ADEME du 23 janvier 2017 sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie](#), p.22 et 23.



a) Les structures de financement « commerciales »

Le(s) prêteur(s) sont, pour l'essentiel, des établissements de crédit ou des sociétés de financement. Les banques françaises et allemandes sont particulièrement actives sur le marché du financement de parcs éoliens en France.

Une étude de la Fédération Bancaire Française publiée en 2015¹³ dresse la liste des établissements français actifs dans le secteur des énergies renouvelables : il s'agit en premier lieu des Sofergies, souvent filiales de gros groupes bancaires: Natixis Energéco (Groupe BPCE), Norbail Sofergie, BPI France, Sogefinerg et CA- Unifergie. Ces Sofergies financent aujourd'hui en prêt bancaire et non plus en crédit-bail pour la plupart. L'étude cite également un certain nombre d'établissements de crédit français qui financent aussi directement les projets « énergies renouvelables » : BNP Paribas, Crédit Agricole, Société Générale, le groupe BPCE (Caisses d'Epargne), la Banque Postale, le groupe Crédit Mutuel-CIC. Nous pouvons ajouter le Crédit Coopératif à cette liste. A côté des banques françaises, un certain nombre de banques allemandes sont également actives en France, parmi lesquelles on peut notamment citer : la Landesbank Saar, HSH Nordbank, Nord LB, Commerzbank, Bremer Landesbank, Bayern LB. On notera que certaines de ces banques allemandes ont été actives sur le marché français du financement des parcs éoliens dès l'introduction en France de l'Obligation d'Achat : alors que la filière éolienne n'en était qu'à ses débuts en France, les banques allemandes avaient déjà suffisamment de recul et d'expérience sur le financement d'une filière éolienne déjà mature en Allemagne. D'autres acteurs sont également bien implantés sur le marché français, on pourra notamment citer la banque néerlandaise Triodos.

Ces banques actives sur le secteur du financement de projet présentent divers profils : ce sont notamment des banques d'investissement publiques ou privées, des banques commerciales, coopératives, au niveau national ou régional. Elles se procurent les fonds mis à disposition de la Société de Projet sur les marchés de capitaux, le marché interbancaire, les banques publiques ayant parfois d'autres sources de refinancement propres à leur statut.

La structure contractuelle classique d'un financement de projet de parc éolien comprend en général la documentation suivante :

- un contrat de crédit(s) signé avec l'emprunteur, Société de Projet ;
- un accord « inter-créanciers » signé avec les associés directs et le cas échéant indirects (sponsors) du projet ayant pour objet de définir les obligations d'apports en fonds propres et la subordination des créances des associés et du/des sponsor(s) le cas échéant : ces créances sont subordonnées et seulement payées après respect d'un ordre de paiement : cette convention fait souvent l'objet de longues négociations, puisqu'elle intègre les éventuels recours « limités » sur les associés et/ou le sponsor quand l'audit du projet a identifié certains risques à lever avant de basculer en financement de projet sans recours ;
- les documents de sûretés qui comprennent pour l'essentiel :
 - des cessions de créances professionnelles de l'emprunteur (cessions dites « Daily ») : cessions des créances de l'emprunteur dans le cadre des contrats de projet, en particulier au titre du contrat d'achat avec EDF ou l'ELD et des contrats d'assurances (une délégation étant également possible) ;
 - le cas échéant des accords directs ou des délégations imparfaites¹⁴, permettant une reprise du contrat par le prêteur substitué (ou un tiers substitué désigné par le prêteur) en cas de défaillance de l'emprunteur ;
 - le nantissement des parts sociales / nantissement de compte-titres (portant sur 100% des actions ou parts composant le capital social de l'emprunteur) ;
 - un gage sans dépossession portant sur les équipements (biens meubles) composant le parc éolien ;
 - le nantissement du solde des comptes bancaires, en particulier du solde du compte de réserve du service de la dette ;
 - une hypothèque portant sur les droits réels issus des baux emphytéotiques¹⁵ ou à construction ;

¹³ Banque et Climat (2015), [Etude de la Fédération Bancaire Française](#), p.6-9

¹⁴ Les accords directs tout comme la délégation imparfaite sont des sûretés ayant pour objet de permettre au prêteur de « reprendre le contrat » en se substituant à l'emprunteur en cas de défaillance de ce dernier.



Cette structure contractuelle peut faire l'objet d'aménagements d'un prêteur à l'autre (notamment en ce qui concerne les documents de sûretés). Par ailleurs, les contrats de crédits « types » varient également d'un prêteur à l'autre. Les financements de parcs éoliens dits « bilatéraux » où un seul prêteur apporte la totalité de la dette bancaire sont souvent plus souples puisqu'ils n'impliquent que deux parties : le prêteur et l'emprunteur. Un financement bilatéral permet ainsi d'utiliser une convention de prêt « standard » ou « *home made* » spécifique au prêteur, sans besoin d'une convention standardisée répondant aux exigences de tous les prêteurs impliqués sur le financement du projet.

En revanche, dans le cas d'un crédit syndiqué avec plusieurs prêteurs (en particulier lorsqu'un pool bancaire est constitué dès la mise en place du financement), ce sont le plus souvent les standards de [contrats de crédits type « LMA¹⁶ »](#) qui sont utilisés, parfois avec quelques adaptations suivant le conseil juridique des prêteurs: la documentation LMA est très lourde, et peut représenter un volume considérable de travail pour un petit projet de parc éolien, et générer ainsi un travail fastidieux pour le suivi du financement aussi bien chez l'emprunteur que chez le prêteur. Chaque modification affectant le capital de la Société de Projet, le(s) crédit(s) (conditions ou maturité de la dette par exemple) ou le projet lui-même, peut générer des avenants significatifs au contrat de crédit(s) comme par exemple un changement de contrôle ou une restructuration de la dette. La documentation LMA présente néanmoins l'avantage de répondre à certains standards internationaux et d'être particulièrement adaptée pour des gros projets de parcs éoliens.

b) La KfW en Allemagne : un acteur incontournable

En Allemagne, près de 80% des financements de parcs éoliens sont réalisés au moyen de fonds de la KfW¹⁷ (*Kreditanstalt für Wiederaufbau* – institut de crédit pour la reconstruction) suivant l'étude qui avait été publiée au moment de l'amendement de la loi allemande *Erneuerbare Energie Gesetz* dite « EEG » en 2014¹⁸. Les lignes de financement KfW ne sont pas uniquement réservées aux parcs éoliens situés en Allemagne, les programmes de la KfW permettant, sous certaines conditions, que des projets situés en dehors de l'Allemagne puissent également en bénéficier. Un certain nombre de parcs éoliens situés en France ont ainsi été financés à l'aide des fonds de la KfW.

Ces projets de parcs éoliens peuvent notamment bénéficier du programme 270¹⁹ de la KfW, le programme standard de la KfW pour les énergies renouvelables. Ce programme permet aux installations éligibles de bénéficier d'un taux fixe de crédit particulièrement bas (à partir de 1,05%) sur dix à vingt ans. Même si ces dernières années les taux proposés par les banques commerciales se refinançant sur le marché interbancaire étaient très compétitifs, les financements de parcs éoliens comprenant un volet refinancement auprès de la KfW restaient toujours plus attractifs.

Tous les projets de parcs éoliens construits en France ne sont cependant pas éligibles à un refinancement KfW :

- Seuls les projets de parcs éoliens qui n'ont pas encore été mis en service (projets dits « *greenfield* ») peuvent faire une demande de refinancement auprès de la KfW.²⁰

¹⁵ Un bail emphytéotique (appelée aussi emphytéose) est un bail de longue durée, d'au moins 18 ans et d'au plus 99 ans. Il s'agit d'un droit réel immobilier (comme le bail à construction) permettant ainsi au preneur de consentir une hypothèque sur les biens immobiliers pris à bail (article L451-1 et suivants du Code rural et de la pêche maritime).

¹⁶ La *Loan Market Association* (LMA) est une association basée à Londres dont l'objectif est d'améliorer la liquidité, la transparence et l'efficacité du marché des crédits syndiqués en Europe et qui produit à cet effet de la documentation standardisée pour ce type d'opération. Elle regroupe des banquiers commerciaux et d'investissement, des régulateurs, des emprunteurs, des agences de notation, des investisseurs, des cabinets d'avocats. Le « modèle LMA » est un modèle de contrat de crédit syndiqué de droit français destiné aux émissions de dettes non garanties et pour des émetteurs *investment grade*.

¹⁷ La KfW (*Kreditanstalt für Wiederaufbau*, Institution de crédit pour la reconstruction) est une institution de droit public allemand, créée par la [KfW Gesetz du 5 Novembre 1948](#) initialement pour financer la reconstruction de l'Allemagne en coordonnant notamment les aides du plan Marshall. La KfW a actuellement pour vocation de mettre en œuvre les programmes d'intérêt public tels que le soutien aux PME et à la création d'entreprises, le soutien à la rénovation énergétique et le financement de techniques pour les énergies renouvelables.

¹⁸ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2014), [Impact of Renewable Energy Act Reform on Wind Project Finance, discussion paper 1387](#), p.8 (en anglais).

¹⁹ Voir sur le site de la KfW : [Kredit 270 - Erneuerbare Energien Standard](#) (en allemand).

²⁰ Ce principe est aménagé par quelques exceptions : (i) en cas d'acquisition d'un parc éolien qui n'est pas raccordé depuis plus de 12 mois ou (ii) en cas d'acquisition d'un parc éolien en vue d'en augmenter la puissance par un programme de modernisation dès lors que ce parc éolien n'a pas déjà bénéficié d'un programme de la KfW.



- De plus, les lignes de refinancement KfW sont réservées aux entreprises allemandes et à leurs filiales, ou bien encore à des joint-ventures comprenant une « participation allemande significative », cette participation n'étant pas clairement définie. En pratique, un actionnariat direct ou indirect allemand d'environ 30% dans un projet de parc éolien en France permet souvent d'obtenir un refinancement auprès de la KfW.

La mise en place de ce financement est assez simple : l'emprunteur doit passer par un établissement de crédit agréé auprès de la KfW, qui sera en charge de faire la demande de refinancement auprès de la KfW. On soulignera que l'accès aux fonds KfW n'est pas réservé aux seules banques allemandes, certaines banques françaises ayant également obtenu leur agrément pour pouvoir bénéficier de lignes de refinancement auprès de la KfW.

La structure classique d'un financement KfW reprend pour l'essentiel la structure contractuelle évoquée au point a) ci-dessus avec quelques adaptations pour tenir compte de la tranche dite « KfW ». La SPV n'est pas contractuellement liée à la KfW : les accords de refinancements étant directement signés entre la banque (commerciale) de la SPV et la KfW. La banque de la SPV répercutera cependant certains de ces engagements directement dans le contrat de crédit(s) qu'elle signe avec la SPV, notamment une commission de non-utilisation, des conditions de taux et/ou de remboursement anticipé.

II. Les nouveaux mécanismes de soutien et modes de financement alternatifs pour les projets éoliens en France

Pour mémoire, la filière éolienne française ne devait initialement pas connaître de réforme des nouveaux mécanismes de soutien avant 2019. En effet, l'arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre, adopté suite à l'annulation de l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent²¹ avait été valablement notifié à la Commission Européenne, et devait théoriquement être valable encore une dizaine d'année. Cependant, la réforme de la CSPE²² introduite dans le cadre de la loi de finances pour 2016, nécessitant une nouvelle notification et un régime d'aide d'Etat conforme aux Lignes Directrices, a constitué un changement brusque et anticipé le passage de la filière éolienne au nouveau régime de mécanismes de soutien. Ces nouveaux mécanismes de soutien introduisent l'obligation de la vente de l'énergie produite par le parc éolien sur les marchés de l'énergie d'une part, ainsi qu'une aide versée sous forme de prime appelée en France « Complément de Rémunération » ou « CR », d'autre part.

On présentera ci-après le nouveau régime mis en place pour les parcs éoliens (II.1), et dans ce contexte les nouveaux schémas de parcs éoliens avec financement participatif rendus particulièrement attractifs dans le cadre des appels d'offres²³ (II.2).

²¹ Par une [décision n° 324852 du 28 mai 2014](#), le Conseil d'Etat, statuant au contentieux, a annulé [l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent](#) et [l'arrêté du 23 décembre 2008](#) le complétant.

²² La CSPE est la Contribution au Service Public de l'Électricité. Elle permet aux distributeurs d'électricité (EDF et les entreprises locales de distribution -ELD) d'être compensés pour les éventuels surcoûts liés à la mission de service public qui leur est attribuée.

²³ En ce sens, [l'article L311-10-1, 4° du Code de l'énergie](#) cite parmi les critères (autres que le prix) à retenir pour désigner des lauréats d'un appel d'offres : « dans une mesure limitée, la part du capital détenue par les habitants résidant à proximité du projet ou par les collectivités territoriales ou leurs groupements sur le territoire ou à proximité du territoire desquels le projet doit être implanté par les sociétés porteuses du projet, qu'elles soient régies par le livre II du code de commerce, par les articles L. 1521-1 et suivants du code général des collectivités territoriales ou par la loi n° 47-1775 du 10 septembre 1947 portant statut de la coopération, ainsi que la part du capital proposée à ces habitants, collectivités ou groupements »



II.1. L'introduction en France du Complément de Rémunération (CR) et la « vente directe » pour les projets de parcs éoliens

Pour les installations nouvelles²⁴, les conditions de Complément de Rémunération ont été précisées par deux arrêtés « fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent » :

- [L'arrêté du 13 décembre 2016](#)²⁵ pour les demandes complètes de contrat de Complément de Rémunération déposées en 2016 (ci-après l'arrêté « Te 2016 ») ;
- [l'arrêté du 6 mai 2017](#)²⁶ pour les demandes complètes de contrat de Complément de Rémunération déposées en 2017 et pour les installations de 6 aérogénérateurs maximum et d'une puissance maximum de 3 MW par aérogénérateur (ci-après, l'arrêté « Te 2017 »).

On remarquera toutefois que les conditions du basculement des parcs éoliens existants du système de l'Obligation d'Achat vers un système de vente directe avec Complément de Rémunération sont encore inconnues²⁷. En effet, les articles L.314-19 et R.314-19 du Code de l'énergie prévoient, sous certaines conditions, la possibilité pour les installations bénéficiant d'un contrat d'achat de résilier leur contrat d'achat par anticipation (ou plus exactement de le suspendre) pour bénéficier du Complément de Rémunération en lieu et place de l'Obligation d'Achat. Un arrêté doit préciser les conditions. A ce jour, cet arrêté n'a toujours pas été publié.

En parallèle, un appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre a été lancé le 5 mai 2017²⁸ (ci-après, l'« Appel d'Offres »). Cet Appel d'Offres concerne les parcs d'au minimum 7 aérogénérateurs ou dont un des aérogénérateurs au moins a une puissance supérieure à 3 MW (ou bien encore les installations qui peuvent justifier d'un rejet adressé par EDF d'une demande de contrat de Complément de Rémunération en application des arrêtés Te 2016 et Te 2017).

Par conséquent depuis 2017, suivant la taille du parc éolien c'est soit le système de l'arrêté tarifaire qui s'applique (II.1.1), soit le régime de l'appel d'offres (II.1.2). En tout état de cause, que le parc éolien bénéficie d'un contrat offrant un Complément de Rémunération dans le cadre de l'arrêté Te 2016 ou Te 2017, ou qu'il soit désigné lauréat de l'Appel d'Offres, la SPV portant le projet ainsi que les acteurs du financement de projet devront se familiariser avec un nouvel acteur du marché : l'« agrégateur » (II.1.3).

²⁴ L'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016 définit une installation comme nouvelle lorsque la demande complète de contrat a été déposée avant le début des travaux liés au projet. L'arrêté tarifaire du 6 mai 2017 y ajoute une condition : « *et que les principaux éléments constitutifs de l'installation sont neufs* ».

²⁵ Voir OFATE (2016), [Traduction allemande de l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016 introduisant le complément de rémunération pour l'éolien terrestre](#)

²⁶ Voir OFATE (2017), [Traduction allemande de l'arrêté tarifaire du 6 mai 2017 pour les parcs éoliens de 6 aérogénérateurs au maximum](#)

²⁷ Basculement prévu par l'article L.314-19 renvoyant à un décret d'application : le décret n°2016-682 du 27 mai 2016 a ainsi introduit un article R.314-19 du Code de l'énergie pour préciser les conditions de ce basculement. Il renvoie néanmoins à des arrêtés d'application du Ministre en charge de l'énergie. Les deux arrêtés Te de 2016 et 2017 sont silencieux sur le calcul du Complément de Rémunération dans l'hypothèse du basculement d'un parc éolien ayant déjà bénéficié d'un contrat d'achat ou bénéficiant actuellement d'un contrat d'achat. Ces arrêtés sont donc toujours attendus au jour de la rédaction du présent article.

²⁸ CRE (2017), [Cahier des charges l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre](#) et OFATE (2017), [Traduction allemande du cahier des charges de l'appel d'offres du 5 mai 2017 pour des parcs éoliens à partir de 7 installations](#)



II.1.1. Description du système de guichet ouvert (arrêté dit « Te 2016 » et arrêté dit « Te 2017 »)

Dans l'urgence, les développeurs de parcs éoliens (nouvelles installations) qui avaient déposé une demande complète de contrat d'achat en 2016 (le cas échéant également signé un contrat d'achat) ont dû convertir cette demande, selon l'arrêté Te 2016, en demande complète de contrat de Complément de Rémunération. C'est la conséquence de la réforme de la CSPE comme indiqué en introduction de la présente section II. L'arrêté Te 2017 concerne quant à lui les demandes de contrat de CR adressées par des producteurs à partir du 1er janvier 2017.

Les deux arrêtés présentent certaines similitudes :

- En premier lieu, les arrêtés Te 2016 et Te 2017 prévoient le même « tronc » de formule pour le calcul du Complément de Rémunération (le niveau du Te étant cependant différent dans chaque arrêté) :

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

- Les deux arrêtés prévoient des conditions identiques pour constituer le dossier de demande complète de contrat de CR et les possibilités de modifier la demande initiale : EDF est ensuite tenue d'adresser au producteur son projet de contrat de CR dans les trois mois suivant la demande complète.
- Les deux arrêtés prévoient le même mécanisme d'entrée en vigueur du contrat de CR, la date de prise d'effet du contrat de CR est notifiée à EDF par le producteur et est notamment conditionnée par la remise d'une attestation de conformité de l'installation.
- Dans l'hypothèse où l'attestation de conformité n'est pas remise dans le délai de 3 ans à compter de la demande complète de contrat, la durée du contrat de Complément de Rémunération est réduite d'autant. Des exceptions sont néanmoins prévues pour permettre une prolongation du délai de 3 ans si la mise en service de l'installation est retardée du fait des travaux de raccordement ou du fait de recours contentieux (prolongation de la durée du retard de raccordement ou de la durée de traitement du jugement des recours contentieux) ou encore en cas de force majeure. L'arrêté Te 2017 précise que le retard de raccordement, pour être considéré, ne doit pas être du fait du producteur.
- Les deux arrêtés contiennent une formule identique pour le calcul de la rémunération due dans l'hypothèse où le producteur vendrait l'électricité produite par l'installation à un acheteur de dernier recours²⁹ :

0,80 x volumes d'électricité produits par l'installation x Te

²⁹ Suivant [l'article R.314-52 du Code de l'énergie](#), le producteur peut conclure avec un acheteur de dernier recours un contrat d'achat dans l'hypothèse (i) où le producteur prouve l'impossibilité de contractualiser avec un agrégateur tiers ou de vendre lui-même son énergie sur le marché ou (ii) en cas de défaillance de l'agrégateur tiers, notamment en cas de retrait ou de suspension de son contrat de responsable d'équilibre ou du contrat le liant à un responsable d'équilibre.



En revanche, l'arrêté Te 2016 et l'arrêté Te 2017 présentent des différences majeures:

	Arrêté Te 2016	Arrêté Te 2017
Installations concernées	Installations nouvelles pour lesquelles une demande de contrat de CR a été déposée entre le 1 ^{er} janvier 2016 et le 31 décembre 2016, les installations ayant effectuée une demande complète de contrat d'achat dans le cadre de l'arrêté tarifaire du 17 juin 2014 en 2016 (et déjà signé le cas échéant un contrat d'achat)	Installations nouvelles pour lesquelles une demande de contrat de CR a été déposée à compter du 1 ^{er} janvier 2017 (possibilité pour les producteurs ayant déposé une demande de contrat de CR au titre de l'arrêté Te 2016 d'y renoncer et de faire une nouvelle demande au titre de l'arrêté Te 2017) Limite de 6 aérogénérateurs par installation et de 3 MW maximum pour chaque aérogénérateur
Durée	15 ans	20 ans
Niveau du « Te »	82 €/MWh les dix premières années Puis pour les 5 années suivantes : de 28 à 82€/MWh en fonction de la production du parc (+ indexation/coefficient L)	72 €/MWh à 74 €/MWh (en fonction du diamètre du plus grand rotor de l'installation) jusqu'à un plafond annuel pour les premiers MWh puis 40€/MWh au-delà du plafond annuel pour les premiers MWh (+ indexation/coefficient L)
Prime versée en cas de prix négatifs (au-delà des 20 premières heures de prix spots pour livraison le lendemain ³⁰ négatifs sur une année civile)	0,23 multiplié par : la puissance maximum de l'Installation le Te (défini ci-dessus) le nombre d'heures au-delà des 20 premières heures de prix spots négatifs pour livraison le lendemain sur une année civile pendant lesquelles l'installation n'a pas produit. Ce nombre d'heures fait l'objet d'un bornage.	0,35 multiplié par : La puissance maximum unitaire de l'Installation à 3 MW le Te (défini ci-dessus) le nombre d'heures au-delà des 20 premières heures de prix spots négatifs pour livraison le lendemain sur une année civile pendant lesquelles l'installation n'a pas produit.

La structure de ces deux arrêtés appelle les remarques suivantes :

- La structure de la formule est particulièrement complexe, les incertitudes pesant sur certains paramètres sont autant de facteurs qui vont devoir être pris en compte dans la modélisation du cas de base bancaire des organismes finançant le parc éolien ;
- Le montant de la prime de gestion de 2,8 €/MWh a pour objet de compenser le producteur pour le surcoût généré par les activités nécessaires pour l'accès aux marchés de l'énergie de son parc éolien : seul le retour d'expérience montrera si le montant de cette prime reflète le véritable coût généré par la commercialisation de l'électricité sur les marchés de l'énergie. Pour rappel, en Allemagne, le montant de la prime de gestion initialement retenu était de l'ordre de 12 €/MWh pour inciter les producteurs d'électricité à partir de sources

³⁰ Sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, soit Epex Spot Day Ahead.



d'énergies renouvelables à basculer vers le régime de vente sur le marché + prime. Ce régime était alors optionnel outre-Rhin dans les années 2012-2014.

- La CRE a recommandé, dans sa délibération sur le projet d'arrêté Te 2016, un prix de 2 €/MWh³¹. A l'inverse, les agrégateurs ont demandé un niveau de prime de gestion plus élevé pour faciliter l'intégration au marché des énergies renouvelables et permettre, outre le basculement des installations nouvelles, le basculement des installations anciennes du régime de l'Obligation d'Achat vers le nouveau mécanisme avec CR.
- Le Moi faisant l'objet d'une pondération, la CRE disposera d'un délai de 4 semaines suivant le mois de livraison i³² pour publier la valeur de Moi, ce qui ne pourra que décaler d'autant la facturation définitive au titre d'un mois i.
- Enfin les deux arrêtés prévoient une régularisation en fin d'année, notamment pour tenir compte des régularisations des volumes d'électricité affectés par le gestionnaire de réseau au périmètre d'équilibre désigné par le producteur pour la production de son installation.

II.1.2. L'Appel d'Offres du 5 mai 2017 portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre

En 2017, les acteurs des énergies renouvelables en France sont déjà familiers des procédures d'appels d'offres : les filières biomasse, photovoltaïque, éolien offshore font régulièrement l'objet d'appels d'offres organisés en fonction de la puissance des installations et des technologies employées. Un premier appel d'offres portant sur les centrales éoliennes à terre avait même été lancé le 1^{er} septembre 2004³³, sans grand succès, l'expérience n'avait pas été renouvelée depuis.

Les « Lignes Directrices » imposent à compter du 1^{er} janvier 2017, qu'outre le système de vente sur le marché de l'électricité avec prime, une mise en concurrence soit organisée pour les projets éoliens de plus de 6 machines.

Le cahier des charges³⁴ de l'appel d'offres du 5 mai 2017 pour des parcs éoliens à partir de 7 installations, publié sur le site de la CRE répond à cette exigence des Lignes Directrices et s'applique, comme exposé ci-dessus, aux nouveaux parcs de 7 machines ou aux parcs dont au moins une machine excède 3MW ou bien encore aux parcs non éligibles à l'arrêté Te 2016 ou à l'arrêté Te 2017.

Les appels à projets se dérouleront sur 6 périodes, par tranche de 500 MW respectivement, la première période de dépôt des offres étant prévue du 1^{er} novembre au 1^{er} décembre 2017. Si la publication des lauréats intervient aussi rapidement qu'à l'issue de la première tranche de l'appel d'offres « CRE 4 » pour les parcs photovoltaïques, on peut s'attendre à ce que les premiers lauréats soient connus début 2018. Les lauréats désignés bénéficieront d'un contrat de Complément de Rémunération sur 20 ans mis en place avec EDF.

Les modalités de signature et d'entrée en vigueur du contrat de Complément de Rémunération signé dans le cadre de l'Appel d'Offres sont proches de celles prévues aux arrêtés Te 2016 et 2017 : l'entrée en vigueur du contrat de CR est subordonnée à la fourniture d'une attestation de conformité. Si cette attestation n'est pas fournie dans un délai de 36 mois suivant la désignation du lauréat, la durée du contrat de CR est réduite de la durée du dépassement. A la différence des arrêtés Te 2016 ou Te 2017³⁵, des délais supplémentaires « laissés à l'appréciation du ministre chargé de l'énergie » peuvent être accordés « en cas d'évènement imprévisible à la date de désignation du lauréat et extérieur au producteur, dûment justifié ».

³¹ CRE (2016), [délibération de la CRE du 3 novembre 2016](#) : la CRE demande que la prime de gestion soit fixée à 2 €/MWh pendant les cinq premières années du contrat, puis 1 €/MWh pendant les 10 dernières années. Dans sa [délibération n°2017-064 du 23 mars 2017](#), la CRE demande en outre d'intégrer le montant de la prime de gestion au tarif Te 2017 (recommandation n°2) (en français)

³² [Article R.314-46, al. 1er du Code de l'énergie](#) (en français)

³³ [Appel d'offres portant sur des centrales éoliennes à terre, 2004](#) (en français)

³⁴ OFATE (2017), [Traduction allemande du cahier des charges de l'appel d'offres du 5 mai 2017 pour des parcs éoliens à partir de 7 installations](#)

³⁵ Les arrêtés Te 2016 et Te 2017, on l'a vu plus haut, prévoient une prolongation du délai de remise de l'attestation en cas de retard de raccordement et du délai de traitement des contentieux (cf. p.13/14).



Le montant du Complément de Rémunération auquel un lauréat de l'Appel d'Offres pourra prétendre est défini pour une année civile sous la forme suivante :

$$CR = \sum_{i=1}^{12} E_i \cdot (T - M_{0i})'$$

Formule dans laquelle les paramètres i (mois civil), E_i (volumes d'électricité affectés à l'installation produits sur les heures où les prix Epex Spot Day Ahead sont positifs ou nuls), et M_{0i} (prix de référence moyen sur un mois pour la filière éolienne en métropole constaté sur la plateforme Epex Spot Day Ahead) sont identiques aux définitions contenues dans les arrêtés tarifaires Te 2016 et Te 2017.

T est le prix de référence de l'électricité indiqué en euros par mégawattheure (€/MWh) : il est déterminé par le candidat lors de la remise de son offre et doit se situer entre 0 €/MWh et 74,8 €/MWh suivant les critères de notation du prix. Le prix maximum de référence T au titre de l'Appel d'Offres se rapproche donc du tarif Te 2017 présenté ci-dessus.

La formule retenue pour l'Appel d'Offres est simplifiée par rapport à la formule des arrêtés Te 2016 et Te 2017. Fait notable : cette formule ne contient aucune référence à la prime de gestion ni aucune référence aux garanties de capacité.

Il reviendra cependant au candidat d'intégrer tous ces paramètres en modélisant son offre et le prix de référence T qu'il propose.

En outre, le tarif T peut faire l'objet d'une bonification si le candidat retenu a pris un engagement à l'[investissement participatif](#). Cet engagement est précisé aux articles 3.3.6 et suivants du cahier des charges de l'Appel d'Offres et la bonification à l'article 7.2.2 du cahier des charges de l'Appel d'Offres. Cette bonification est de l'ordre de 2 €/MWh (pour une part de Capital ou du financement de projet en investissement participatif de 20%) à 3 €/MWh (si la part de Capital ou de financement de projet en investissement participatif est égale ou supérieure à 40%). Le cahier des charges de l'Appel d'Offres précise en outre en quoi consiste cet engagement participatif. Le candidat doit être :

- lui-même une collectivité ou un groupement de collectivités ;
- ou
- une société par actions ou une société d'économie mixte locale dont au moins 20% du Capital³⁶ est détenu distinctement ou conjointement, par au moins vingt personnes physiques ou par une ou plusieurs collectivités territoriales ou par un ou plusieurs groupements de collectivités ;
- ou
- une société coopérative régie par la loi n°47-1775 du 10 septembre 1947 portant statut de la coopération collective territoriale dont au moins 20% du Capital est détenu distinctement ou conjointement, par au moins vingt personnes physiques ou par une ou plusieurs collectivités territoriales ou par un ou plusieurs groupements de collectivités ;

ou bien encore, si 20% du financement du projet (fonds propres, quasi-fonds propres et dette) est apporté distinctement ou conjointement, il doit être détenu par au moins vingt personnes physiques ou par une ou plusieurs collectivités territoriales ou par un ou plusieurs groupements de collectivités.

Le cahier des charges de l'Appel d'Offres précise ensuite les éléments à joindre au dossier de candidature, notamment :

³⁶ Conception extensive de la notion de Capital telle qu'exposée au I.2.2.a) ci-dessus



- les caractéristiques de l'installation ;
- les informations sur le candidat ;
- l'autorisation au titre de l'article L.512-1 du code de l'environnement (à l'exception de la première tranche de l'Appel d'Offres pour laquelle une copie de l'arrêté d'ouverture d'enquête publique prévue par l'article L.181-9 du Code de l'environnement peut suffire).

Par ailleurs, le cahier des charges fixe le montant de la garantie financière d'exécution à 30 000 €/MW installé. Cette garantie financière doit être émise sur 42 mois. Elle est adressée au préfet dans les deux mois de la désignation du lauréat et est intégralement libérée dans les 15 jours suivant l'achèvement de l'installation.

Enfin, le cahier des charges prévoit également, tout comme les arrêtés Te 2016 et Te 2017, (i) une prime pour l'installation qui ne produit pas sur une année civile au-delà des 20 premières heures de prix négatifs constatés sur la plateforme Epex Spot Day Ahead et (ii) le tarif d'achat applicable si le producteur fait appel à un acheteur de dernier recours. Les formules correspondent à celles retenues pour l'arrêté Te 2017, si ce n'est que la valeur Te 2017 est remplacée par la valeur T proposée par le candidat :

- **Traitement des prix négatifs (prime versée) :**

$0,35 \times \text{Puissance maximum de l'Installation} \times T$ (défini ci-dessus) \times nombre d'heures au-delà des 20 premières heures de prix spots négatifs pour livraison le lendemain sur une année civile pendant lesquelles l'installation n'a pas produit.

- **Acheteur de dernier recours (tarif d'achat applicable) :**

$0,80 \times \text{volumes d'électricité produits par l'installation} \times T$

II.1.3. L'agrégateur: nouvel acteur dans la création de chaîne de valeur des parcs éoliens

Si les acteurs actuels du financement des projets de parcs éoliens présentés à la section I. ne devraient pas fondamentalement changer avec l'introduction en France des nouveaux mécanismes de soutien, on assiste néanmoins à l'émergence d'un nouvel acteur : l'agrégateur.

Que le projet de parc éolien bénéficie d'un contrat de CR au titre de l'arrêté Te 2016 ou de l'arrêté Te 2017 ou qu'il soit lauréat de l'Appel d'Offres, le producteur du parc devra vendre l'électricité produite par son installation sur les marchés et pourra à cet effet conclure un contrat de droit privé avec un agrégateur, professionnel des marchés de l'énergie.

L'agrégateur prend en charge la vente de la production de l'électricité sur les marchés de l'énergie. En outre, il pourra proposer d'autres services tels que la valorisation des garanties de capacité (capacités certifiées pour l'installation dans le cadre du mécanisme de capacité³⁷), la prise en charge du *reporting* « REMIT³⁸ », ou bien encore la gestion du contrat de Complément de Rémunération incluant notamment la facturation à EDF du Complément de Rémunération.

Le cadre législatif et réglementaire français est très succinct sur le rôle de l'agrégateur : tout au plus une définition du terme « Agrégateur » est proposée à l'article R.314-1 du Code de l'énergie : « *personne morale ou physique chargée de la*

³⁷ [Arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R.335-2 du Code de l'énergie](#)

³⁸ [Règlement \(UE\) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie](#) dit REMIT. Le règlement met en place un cadre de supervision adapté aux marchés de l'électricité et du gaz. Il s'articule avec la réglementation financière, et prévoit que la surveillance des marchés de gros de l'énergie tient également compte des interactions avec le marché du carbone, bien que les quotas d'émission ne soient pas qualifiés de produits énergétiques de gros au sens de REMIT.



vente sur les marchés de l'électricité produite par l'installation, pour le compte du producteur ». Les termes « pour le compte » peuvent laisser croire que l'agrégateur agirait en tant que mandataire du producteur.

Sur les contrats d'agrégation que le cabinet Ravetto Associés a pu revoir ou rédiger, on observe une tendance des agrégateurs à se positionner non pas comme un mandataire mais comme un acheteur exclusif de l'intégralité de l'électricité produite par l'installation (à l'exception de la consommation des auxiliaires du parc éolien). De plus, on remarquera que la notion d'agrégateur est seulement utilisée dans les textes pour expliciter les cas où le producteur pourra avoir recours à un acheteur de dernier recours en cas de défaillance de l'« *agrégateur tiers* ».

A titre comparatif, la loi allemande sur les énergies renouvelables 2017 (*Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017*) ne précise pas que l'entreprise opératrice de vente directe agit pour le compte du producteur. Elle définit la vente directe « *Direktvermarktung* »³⁹ et l'entreprise opératrice de vente directe « *Direktvermarktungsunternehmen* »⁴⁰ (équivalent de notre agrégateur) comme suit :

- La commercialisation directe désigne la vente d'électricité à partir d'énergies renouvelables ou de gaz de mine à des tiers, à moins que l'électricité soit consommée à proximité géographique directe de l'installation et ne soit pas acheminée sur un réseau.
- L'entreprise opératrice de vente directe désigne la personne chargée par le producteur de la vente directe d'électricité à partir d'énergies renouvelables ou de gaz de mine ou qui procède à son enlèvement à des fins commerciales, sans être consommateur final de cette électricité ou être gestionnaire de réseau.

Pour revenir aux textes français : ceux-ci laissent la liberté aux agrégateurs de structurer leur(s) offre(s) de contrat d'agrégation, ce contrat d'agrégation (contrat de droit privé) n'étant pas forcément corrélé au contrat de Complément de Rémunération signé avec EDF (contrat administratif). En cela, les contrats d'agrégation de droit français divergent des contrats dits de « *Direktvermarktung* » de droit allemand qui contiennent de leur côté un certain nombre de références aux conditions posées par la loi EEG notamment sur ces deux points :

- choix de la forme de commercialisation directe (par exemple §21b al. 1er de la loi allemande EEG 2017) ;
- mise en place d'un système de pilotage à distance.

La grande liberté contractuelle laissée aux agrégateurs dans la réglementation française devrait théoriquement aboutir à des offres assez diverses sur le marché de l'agrégation, l'agrégateur étant libre de fixer son prix d'achat avec le producteur. Sur les contrats que le cabinet Ravetto Associés a pu revoir ou rédiger jusqu'à présent, c'est toutefois principalement la valeur M_0 pour un mois i qui sert de référence pour déterminer le prix d'achat de l'électricité par l'agrégateur. Or la connaissance assez tardive de la valeur de M_0 (en fin de mois $M+1$ suivant le mois de livraison M) nécessite néanmoins quelques adaptations contractuelles si l'on souhaite facturer l'électricité livrée un mois M au mois $M+1$. L'agrégateur se rémunère quant à lui en règle générale par une « *prime de risque* » déduite du prix d'achat d'électricité versé au producteur.

Par ailleurs, suivant qu'il existe ou non un système de pilotage à distance des installations, le contrat d'agrégation devra détailler les obligations d'information et les responsabilités respectives de l'agrégateur et du producteur en cas de prix négatifs sur la plateforme Epex Spot Day Ahead (France) pour éviter que la centrale ne produise sur les heures de prix négatifs et que le producteur ne perde par conséquent le bénéfice de la prime de prix négatifs.

Par ailleurs, comme mentionné plus haut, l'agrégateur peut – mais n'est pas dans l'obligation de – proposer d'autres services, outre l'achat de l'électricité produite par le parc éolien. Ces services peuvent prendre les formes suivantes :

- gestion des garanties de capacité certifiées pour le parc éolien : certains producteurs peuvent ainsi faire appel à un autre prestataire (« Responsable de Périmètre de Certification » ou « RPC »⁴¹) ou bien encore gérer

³⁹ [Loi allemande sur les renouvelables \(Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017\)](#), §3, 16 (en allemand)

⁴⁰ [Loi allemande sur les renouvelables \(Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017\)](#), §3, 17 (en allemand)

⁴¹ Suivant les règles du mécanisme de capacité approuvées par [l'arrêté du 29 novembre 2016](#), le Responsable du Périmètre de Certification ou RPC est une « *personne morale tenue pour responsable des engagements, pris par les Exploitants des Capacités [producteur éolien en l'occurrence] dans*



eux-mêmes ou au sein du groupe de sociétés auquel ils appartiennent les garanties de capacités revenant à leur installation certifiée ;

- gestion de toutes les déclarations (de reporting notamment) et obligations du producteur résultant du règlement du 25 octobre 2011 relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie ("REMIT")⁴² ainsi que les déclarations suivant le règlement sur la transparence⁴³ ;
- services annexes, par exemple facturation à EDF du Complément de Rémunération pour le compte du producteur.

Si la loi laisse une flexibilité aux agrégateurs pour structurer leur contrat, ils doivent néanmoins tenir compte des contraintes liées au financement de projet telles que la durée du contrat d'agrégation et les risques de marché devant peser sur l'agrégateur et non le producteur.

II.2. Les modes de financement alternatifs – le financement participatif

En Allemagne, les projets de parcs éoliens font depuis plusieurs années l'objet de montages avec investissement participatif : ce sont les parcs éoliens « citoyens » ou « *Bürgerwindparks* » ou bien encore des parcs éoliens dits « *Ge-meindewindparks* » dans lesquels des communes ou plus fréquemment encore des régies locales « *Stadtwerke* » sont impliquées.

En France, la mise en place de schémas d'investissement « citoyen » ou « local » dans des projets d'énergies renouvelables relevaient jusqu'à récemment du défi, notamment pour les raisons suivantes :

- d'une part les règles complexes de l'offre au public de titres financiers (« OPTF »)⁴⁴, prévues par le Code monétaire et financier et le règlement général de l'autorité des marchés financiers (« AMF »)⁴⁵ imposaient la rédaction d'un prospectus faisant l'objet (sauf exception) d'un visa par l'AMF dès lors que l'investissement au capital d'une Société de Projet était proposé à plus de 150 personnes et/ou dépassait certains seuils d'investissement ;
- d'autre part, les collectivités territoriales ne pouvaient investir directement dans un projet de parc éolien sans passer par l'intermédiaire d'une société d'économie mixte (SEM).

Si la réglementation sur les OPTF pouvait constituer un frein, elle n'a cependant pas dissuadé la réalisation de certains projets avec investissement participatif. Par exemple, l'entreprise solidaire Energie Partagée Investissement constituée sous forme de société en commandite par actions à capital variable et dédiée aux investissements des citoyens dans les énergies renouvelables a lancé dès 2011 une première OPTF et obtenu le visa de l'AMF⁴⁶. Les fonds ainsi collectés par la souscription des actions étaient destinés à financer la mise en œuvre de centrales éoliennes, photovoltaïques, micro-hydrauliques, de biomasse, ainsi que des opérations d'efficacité énergétique. Ces initiatives sont cependant restées assez rares.

Plusieurs assouplissements ont eu lieu depuis 2014 permettant ainsi aux acteurs des énergies renouvelables en France de monter de plus en plus de projets avec « investissement participatif » via des plateformes dites de *crowdfunding* sans les contraintes générées par une OPTF (II.2.1). Parmi ces assouplissements, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte⁴⁷ a procédé à quelques modifications du Code général des collectivités territo-

son Périmètre de Certification, relatifs au règlement de la pénalité mentionnée à l'article L. 335-3 du Code de l'énergie. Il est soumis, à ce titre, au règlement financier relatif à l'écart du Responsable de Périmètre de Certification. La qualité de Responsable de Périmètre de Certification s'acquiert par signature d'un contrat dédié avec RTE, en annexe des (...) Règles [du mécanisme de capacité]. Toute EDC [Entité de Certification, soit en ce qui nous concerne un parc éolien] est rattachée à un Périmètre de Certification par un contrat conclu entre le Titulaire d'EDC et le Responsable de Périmètre de Certification. »

⁴² [Règlement \(UE\) N°1227/2011](#)

⁴³ [Règlement \(UE\) N°543/2013](#)

⁴⁴ [Articles L411-1 et suivants du Code monétaire et financier](#)

⁴⁵ [Règlement général de l'AMF](#)

⁴⁶ [Visa AMF n° 11-0417 du 19 septembre 2011](#)

⁴⁷ [Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte](#)



riales permettant aux collectivités d'investir directement dans des sociétés porteuses de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (II.2.2).

II.2.1. L'apparition des plateformes de « crowdfunding »

Le premier assouplissement a eu lieu avec la création en 2014 des plateformes dites de « *crowdfunding* » avec soit un statut de conseiller en investissements participatifs (CIP) soit d'intermédiaire en financement participatif (IFP) :

- Les plateformes ayant le statut de **Conseiller en Investissements Participatifs** (« CIP »)⁴⁸ proposent sur leurs sites Internet d'investir dans des projets par le biais de souscriptions à des titres financiers (actions de sociétés, obligations ou parts ou actions de fonds d'investissement) ;
- les plateformes ayant le statut de **d'Intermédiaire en Financement Participatif** (« IFP »)⁴⁹ proposent sur leur site Internet d'investir dans des projets sous forme de prêts (avec ou sans intérêt) ou de dons.

Ces nouveaux statuts d'IFP et CIP coexistent avec le statut déjà existant de Prestataire de Services d'Investissement (PSI)⁵⁰ qui permet de proposer davantage de produits ou services financiers. Cependant le régime juridique de ce statut est bien plus complexe (par exemple : agrément de l'ACPR⁵¹, obligations de *reporting*, niveau de fonds propres requis, règles prudentielles) et peut constituer un frein au démarrage d'une activité de « *crowdfunding* ».

Si l'introduction de ces plateformes de *crowdfunding* ne vise pas spécialement le secteur des énergies renouvelables, certaines d'entre elles en ont fait leur marque de fabrique : c'est le cas des plateformes Lumo, Enerfip et Lendosphère. Ainsi, Lumo a le statut de CIP, Lendosphère a été initialement constituée avec un statut d'IFP et est depuis devenue CIP, Enerfip est à la fois CIP et IFP.

La plateforme WiSEED qui n'est pas uniquement dédiée au financement participatif dans des projets d'énergies renouvelables dispose aujourd'hui d'un statut de PSI.

Les produits proposés par ces plateformes pour l'investissement dans des projets d'énergies renouvelables peuvent aussi bien être des produits « *equity* » (participation au capital) que « *dette* » : Obligations, prêts, mini-bonds.

Comme vu au II.1.2, l'Appel d'Offres prévoit un bonus pour les projets lauréats qui comprennent et respectent un engagement à l'investissement participatif. Pour autant, seule une partie des produits proposés sur les plateformes de *crowdfunding* répondent à la définition de « capital » donnée dans le cahier des charges de l'Appel d'Offres, à savoir des instruments de capital ou donnant accès à terme au capital. Ni les obligations simples, ni les prêts ni les mini-bonds ne donnent accès à terme au capital. On pourrait donc s'attendre à l'avenir à une évolution des produits proposés par les porteurs de projets sur les plateformes de *crowdfunding* pour répondre aux critères posés par les appels d'offres avec Complément de Rémunération.

⁴⁸ Le statut du CIP est défini aux [articles L.547-1 et suivants](#) du Code monétaire et financier (en français)

⁴⁹ Le statut d'IFP est défini aux [articles L.548-1 et suivants](#) du Code monétaire et financier (en français)

⁵⁰ Le statut de PSI est défini à [l'article L.531-1](#) du Code monétaire et financier (en français)

⁵¹ Agrément de l'Autorité de Contrôle Prudentiel et de Résolution



II.2.2. La participation directe des collectivités territoriales dans des projets énergies renouvelables

La seconde mesure d'assouplissement favorisant l'investissement participatif a été portée par la [Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte](#) (LTECV) de 2015 :

- D'une part, en introduisant [l'article L.314-28 du Code de l'énergie](#) (article qui été précisé depuis) prévoyant que les sociétés par actions, les sociétés d'économie mixte locales, ou les sociétés coopératives « *constituées pour porter un projet de production d'énergie renouvelable peuvent, lors de la constitution ou de l'évolution de leur capital, en proposer une part aux personnes physiques, notamment aux habitants dont la résidence est à proximité du lieu d'implantation du projet, ainsi qu'aux collectivités territoriales et à leurs groupements sur le territoire ou à proximité du territoire desquels il se situe. Elles peuvent également proposer à ces mêmes personnes de participer au financement du projet de production d'énergie renouvelable.* » A cet effet, les sociétés porteuses de projets de production d'énergie renouvelable peuvent proposer directement cet investissement (en capital ou en financement) ou bien encore passer par des fonds spécialisés dans l'investissement en capital dans des projets énergies renouvelables, par des entreprises solidaires ayant pour objet de promouvoir les énergies renouvelables ou bien sûr par des CIP ou des IFP tel qu'exposés au II.2.1 ci-dessus. Un décret a précisé dans quels cas ces offres ne constituaient pas des OPTF, mais pour l'essentiel ce décret⁵² a repris les exceptions déjà prévues à [l'article L.411-2 du Code monétaire et financier](#) (placement privé) et à [l'article 211-2 du règlement général de l'AMF](#).
- Le véritable assouplissement repose sur les modifications des articles [L.2253-1](#), [L.3231-6](#) et [L.4211-1 14°](#) du Code général des collectivités territoriales permettant respectivement aux communes et leurs groupements, aux départements et aux régions (par délibération de leurs organes délibérants), de participer « *au capital d'une société anonyme ou d'une société par actions simplifiée dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables par des installations situées sur leur territoire ou sur des territoires situés à proximité et participant à l'approvisionnement énergétique de leur territoire* ».

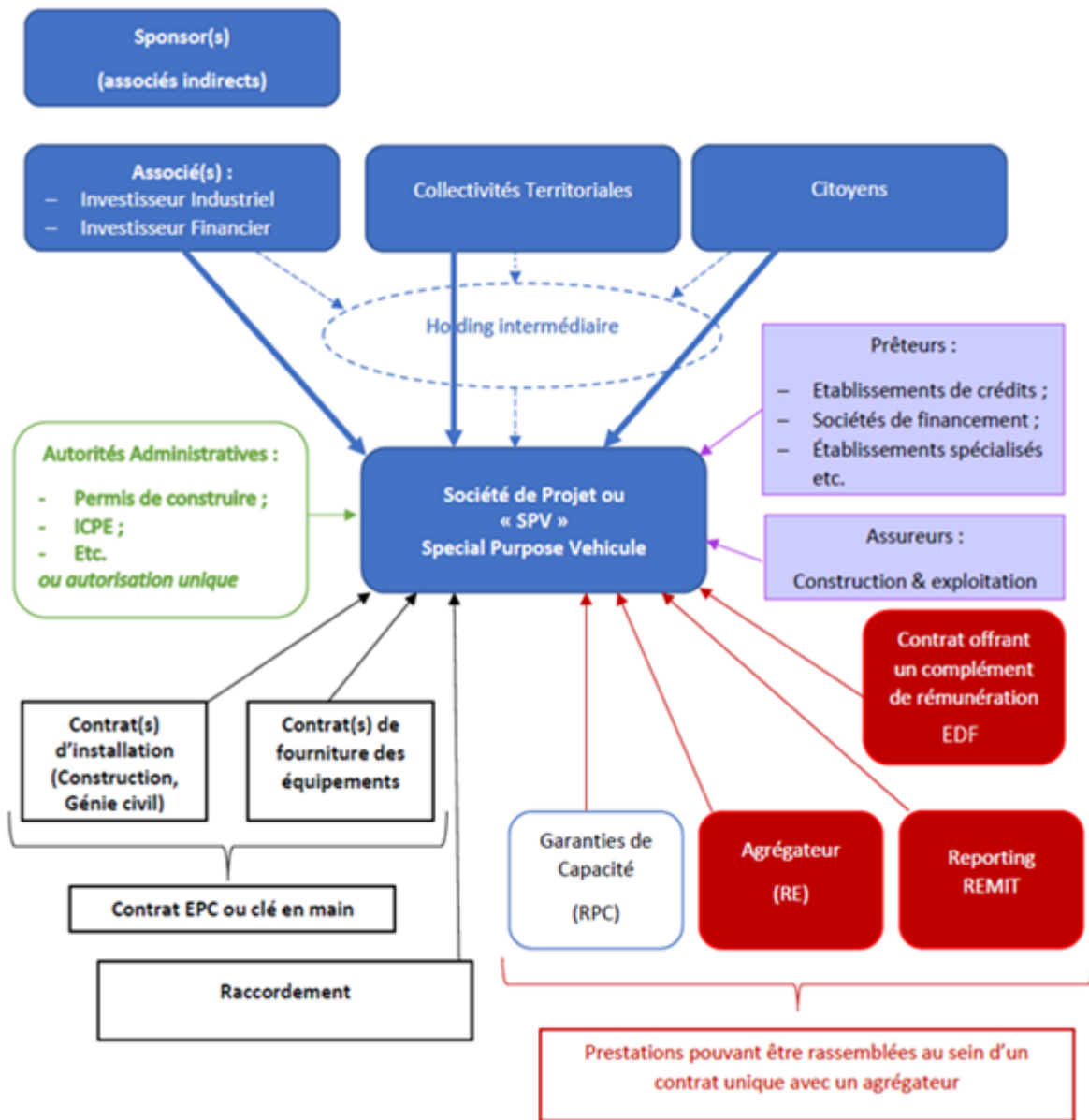
Suite à ces assouplissements, il n'est donc plus nécessaire pour une collectivité territoriale d'investir indirectement via une société d'économie mixte dans un projet d'énergie renouvelable.

Ces schémas d'investissement participatif, où une collectivité territoriale est associée avec des citoyens au capital d'une société par actions simplifiée (le cas échéant d'une société anonyme) aux côtés des investisseurs classiques, devraient se multiplier à l'avenir : ils seront en particulier mis en place par les lauréats de l'Appel d'Offres ayant souscrit un engagement à l'investissement participatif.

⁵² [Décret n° 2016-1272 du 29 septembre 2016 relatif aux investissements participatifs dans les projets de production d'énergie renouvelable](#)

III. Evolution de la structure des financements de projets éoliens

A la lumière des développements exposés à la section II., on peut esquisser le nouveau schéma de financement des parcs éoliens comme suit :



---- schéma parfois proposé pour le financement participatif : les citoyens et collectivités sont regroupés au sein d'une holding intermédiaire.

RPC : Responsable du Périmètre de Certification

RE : Responsable d'équilibre

Figure 2 - Schéma d'un financement de projet de parc éolien sous le régime des nouveaux mécanismes de soutien et possibilités de financement participatif

Si l'on compare ce schéma, avec le schéma « classique » présenté au I.2.1 (figure 1), les principales modifications apportées par les nouveaux mécanismes de soutien concernent l'actionnariat de la Société de Projet (III.1) et la structure de flux du projet (III.2).



III.1. Les modifications de l'actionnariat de la Société de Projet

Les actionnaires ou associés apporteurs de fonds propres classiques (investisseurs industriels et financiers) côtoient désormais au sein de la même Société de Projet des collectivités et des « citoyens » qui ont également investi dans le projet de parc éolien.

Sur les propositions d'investissement participatif à destination de collectivités ou de citoyens que le Cabinet Ravetto Associés a pu revoir, les associés investisseurs industriels, financiers, collectivités territoriales et « citoyens » ne sont toutefois pas toujours associés directement dans la Société de Projet mais regroupés au sein d'une holding (par exemple constituée sous forme de société coopérative d'intérêt collectif ou de société par actions simplifiée), cette holding détenant elle-même 100% du capital de la Société de Projet.

Ce regroupement au sein d'une holding présente des avantages, notamment pour faciliter la mise en place du financement bancaire du projet. Certains documents de financement étant signés par tous les associés de la Société de Projet, emprunteuse :

- D'une part, la convention « inter-créanciers⁵³ » qui fixe les obligations d'apports en fonds propres (initiaux et complémentaires le cas échéant), ainsi que les obligations de subordination des associés et du ou des sponsor(s) du projet ;
- d'autre part, les nantissements de compte-titres (ou les nantissements de parts sociales le cas échéant).

Si les collectivités et chaque « citoyen » devaient signer chacun de ces documents, cela représenterait un travail important de pédagogie pour expliquer la structure contractuelle d'un financement de projet, une augmentation conséquente de la documentation de financement, sans compter les difficultés pratiques pour obtenir toutes les signatures au signing/closing de l'opération. Le regroupement des investisseurs au sein d'une holding permet d'éviter cette documentation lourde. Le nantissement de compte-titres est consenti par la holding, et l'accord inter-créanciers signé par la holding et les sponsors du projet. On reste ainsi sur une documentation de financement proche de la documentation que l'on connaît actuellement.

Ce schéma avec « holding intermédiaire » figure en pointillé dans le nouveau schéma de financement des parcs éoliens présenté en introduction de la présente section III (figure 2). Toutefois, aussi bien l'article [L.314-28 du Code de l'énergie](#), les articles [L.2253-1](#), [L.3231-6](#) et [L.4211-14](#)[°] du Code général des collectivités territoriales modifiés sur le financement participatif, que les dispositions de l'Appel d'Offres sur le financement participatif, laissent entendre que l'investissement participatif doit être réalisé dans la société porteuse du projet dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables. En effet, si l'on retient une interprétation stricte de la société porteuse du projet ou de l'objet social, c'est dans la Société de Projet elle-même que la collectivité et/ou les citoyens devraient investir et non dans une holding intermédiaire dont l'objet est plus la détention de participations que la production d'énergies renouvelables. Dans le cadre de l'appel d'offres « CRE 4 » pour les projets de parcs photovoltaïques au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc lancé le 24 août 2016, la CRE a pu préciser dans les échanges de questions et réponses que cette participation (s'agissant des collectivités) pouvait être indirecte⁵⁴. Pour certains acteurs, une clarification de ce point serait cependant souhaitable.

Enfin, qu'ils soient directement associés dans la Société de Projet ou regroupés au sein d'une holding, les associés financiers, industriels, collectivités et citoyens peuvent être animés par des intérêts divergents. Par conséquent, les statuts, le cas échéant, le pacte d'associés, devront faire l'objet d'une rédaction minutieuse pour préciser les points suivants :

⁵³ La convention inter-créanciers est également aussi appelée convention de subordination, engagement d'actionnaires

⁵⁴ [Question n°64 du 9 septembre 2016](#) sur le site de la CRE



- les décisions devant être prises à une majorité qualifiée des droits de vote ou à l'unanimité des associés (notamment concernant le financement du projet) ;
- les décisions de la compétence du représentant légal ;
- le cas échéant, les règles de fonctionnement d'un organe de direction spécifique pour faciliter la gouvernance ;
- les droits de sortie conjointe (*tag along*), clauses de sortie forcée (*drag along*) ;
- les éventuels droit(s) de préemption et clauses d'agrément statutaires ;
- les engagements d'apport en compte courant des associés respectifs.

Les développements exposés ci-dessus illustrent la complexité des projets montés avec une composante « *investissement participatif* ». La véritable incitation à l'investissement participatif repose sur le bonus proposé dans le cadre de l'Appel d'Offres. On peut donc s'interroger sur l'attractivité de ce schéma pour des projets de parcs éoliens bénéficiant d'un contrat de Complément de Rémunération dans le cadre de l'arrêté Te 2016 ou Te 2017. Les montants pouvant être levés dans le cadre d'un investissement participatif auprès de citoyens, resteront insuffisants pour couvrir le montant global d'investissement requis par un projet de parc éolien. Dans le meilleur des cas, ils seront plafonnés à 2,5 millions d'euros⁵⁵. Les montages avec investissements participatifs pour les parcs éoliens bénéficiant de l'arrêté Te 2016 ou Te 2017 résulteront alors davantage de la volonté du développeur de favoriser l'acceptabilité du projet au niveau local.

III.2. Les modifications de la structure de flux des projets de parcs éoliens apportées par les nouveaux mécanismes de soutien

La principale modification apportée par les nouveaux mécanismes de soutien concerne la nouvelle structure de flux générés par le projet de parc éolien : vente de l'électricité produite et des garanties de capacité sur les marchés d'une part, et Complément de Rémunération d'autre part.

D'un point de vue économique, ce ne sont plus seulement les prévisions de productibles qui vont être requises pour établir le business plan du projet, mais également les hypothèses et prévisions de prix de marché. Ces éléments seront nécessaires pour modéliser un profil de production, de revenus du projet et de remboursement de la dette.

D'un point de vue juridique, les revenus du projet ne proviennent plus d'un contrat d'achat unique mais de plusieurs contrats :

- d'un ou plusieurs contrat(s) de droit privé : le contrat d'agrégation, le cas échéant un contrat de gestion des garanties de capacité avec un RPC si l'agrégateur ou le producteur ne les gèrent pas eux-mêmes, et de tout autre contrat de prestations annexes (par exemple : gestion des obligations REMIT et facturation du Complément de Rémunération à EDF) ;
- d'un contrat administratif: le contrat de Complément de Rémunération signé avec EDF.

Si le contrat de Complément de Rémunération est un « **contrat d'adhésion** » à l'instar du contrat d'achat actuel, le contrat d'agrégation fait quant à lui l'objet de négociations.

Comme évoqué précédemment, si la loi laisse une flexibilité aux agrégateurs pour structurer leur(s) contrat(s), ils doivent néanmoins tenir compte des contraintes liées au financement de projet telles que la durée du contrat d'agrégation et les risques de marché devant peser sur l'agrégateur et non le producteur.

De la part des banques, le contrat d'agrégation soulève un certain nombre d'interrogations, parmi lesquelles :

- la « qualité de crédit » de l'agrégateur, et la fourniture de garanties financières par l'agrégateur si la solvabilité de ce dernier s'avère insuffisante ;
- l'exposition du projet aux prix de marché ;

⁵⁵ [Article D.411-2 du Code monétaire et financier](#)



- la propriété des garanties de capacité (producteur ou RPC) et les sûretés qui peuvent le cas échéant être constituées par l'emprunteur ;
- l'adaptation du schéma de sûretés et la mise en place d'un accord direct ;
- la durée du contrat d'agrégation ;
- les clauses de résiliation ;
- l'exclusion de l'imprévision encadrée par le nouvel article 1195 du Code civil et son remplacement par des clauses de changement de loi ou de « Market-Design » propres au contrat d'agrégation.

Un modèle de « *contrat d'agrégation standardisé* » a été récemment élaboré par la filière éolienne. Ce contrat standardisé est structuré sous une forme de contrat anglo-saxon à l'instar de la documentation de crédit LMA. Si ce projet de contrat peut servir de référence, il existe néanmoins des arguments s'opposant à ce que ce contrat ne devienne un « contrat d'agrégation unique » pour la filière. En effet, un contrat standardisé présente le risque de nuire à la concurrence des acteurs sur le marché des énergies renouvelables, ce qui entre en contradiction avec l'objectif des [Lignes Directrices](#).

Par ailleurs, on l'a vu à la section I. ci-dessus, la structuration contractuelle d'un financement de projet peut varier d'un prêteur à l'autre : toutes les banques n'ont pas la même façon de structurer ou d'appréhender un risque : le curseur n'est pas toujours placé au même niveau ni sur les mêmes points d'attention. La taille des projets, les outils techniques du producteur, son acceptation ou non d'un pilotage à distance, peuvent également influencer sur le type de contrat d'agrégation à mettre en place. Les contrats d'agrégation que le cabinet Ravetto Associés a pu revoir ou rédiger jusqu'à présent pouvaient difficilement être uniformisés en raison des spécificités de chaque projet et parties au contrat.

En juillet 2017, date de rédaction de cette note, les tous premiers financements de parcs éoliens avec Complément de Rémunération sont mis en place en France. Force est de constater que les nouveaux mécanismes de soutien dans le secteur éolien introduisent davantage de complexité dans la structuration des projets, et que les acteurs du secteur éolien en France n'auront finalement eu que peu de temps pour se préparer à ces nouveaux mécanismes.

Les risques de « contrepartie » et de « défaillance » de l'agrégateur peuvent cependant être relativisés. En effet, traditionnellement, ces risques sont appréciés différemment dans la négociation de contrats de *trading* d'énergie type EFET⁵⁶ ou ISDA⁵⁷, suivant que les transactions conclues en direct avec une contrepartie sont des transactions « *spot* »⁵⁸ ou sur des marchés à terme « *forward* ». Le risque est bien plus important dans le second cas (marchés à terme) que dans le premier (*spot*). Or, dans la relation entre un producteur et son agrégateur, on se place essentiellement sur des transactions « *spot* », avec un règlement le mois suivant la livraison. En cas de défaillance de l'agrégateur ou de non-paiement au titre d'un mois de livraison, les créances antérieures à l'ouverture d'une procédure collective seront limitées. De plus, si l'agrégateur n'est plus responsable d'équilibre, le cadre législatif et réglementaire mis en place a institué des garde-fous en permettant de basculer vers un acheteur de dernier recours, le temps de trouver un nouvel agrégateur en lieu et place de l'agrégateur défaillant. C'est davantage la question de la liquidité du marché des agrégateurs, une fois que celle-ci sera bien installée, qui constitue le véritable enjeu pour permettre le financement des projets de parcs éoliens de manière pérenne, plutôt que les risques de contrepartie et de défaillance de l'agrégateur.

⁵⁶ EFET: European Federation of Energy Traders

⁵⁷ ISDA: International Swaps and Derivatives Association

⁵⁸ Les transactions passées sur Epex Spot pour livraison le jour-même (Intraday) ou pour livraison le lendemain (Day Ahead) sont des transactions « *spot* » comme le nom du segment de marché l'indique.