

“Certains fonds d'Infrastructure investissent dès la phase de construction ou de développement sur des projets risqués”

Laurent Battoue et Laurence Martinez-Bellet
Associés du cabinet Watson Farley



Le Magazine des Affaires : Les derniers chiffres de France Invest relatifs à l'Infrastructure confirment l'essor des investissements en capital dans le secteur des énergies renouvelables (enR). Constatez-vous le même phénomène dans vos dossiers ?

Laurent Battoue : La comparaison des volumes d'investissement révèle en effet un accroissement du nombre de projets dans les énergies renouvelables. Des portefeuilles de taille significative agglomèrent à la fois des projets éoliens et photovoltaïques, parfois dans des juridictions différentes. Parallèlement, nous observons une diversification de l'origine et des profils des investisseurs sur le marché français, aujourd'hui très attractif et, par conséquent, très compétitif.

MdA : En quoi le marché français attire-t-il les investisseurs ?

LB : De nombreux projets doivent être développés dans les années à venir pour que les objectifs de transition énergétique définis par le gouvernement puissent être atteints. Cette feuille de route ambitieuse, qui s'est notamment traduite par l'organisation des récents appels d'offres éoliens et solaires, donne aux investisseurs une très bonne visibilité de la future évolution du marché français. En outre, le marché français est considéré comme qualitatif et stable, ce qui est rassurant pour les investisseurs étrangers. L'Etat français est également conscient de l'importance d'une transition réussie et cherche à éviter que ne se forment des contentieux juridiques très marquants, comme cela a pu être le cas en Espagne avec une révision rétroactive des tarifs de vente de l'électricité.

Laurence Martinez-Bellet : La taille et le volume du marché français, notamment sur la phase de développement-construction, sont attrayants pour les investisseurs étrangers. Des fonds spécialisés en infrastructure investissent dès la phase de construction ou de développement, et ce parfois sur des projets considérés comme risqués. Il s'agit d'une nouvelle stratégie d'investissement pour préempter l'acqui-

sition de projets sur une phase où la concurrence est moindre. Dans une certaine mesure, ce sont des investisseurs qui sont prêts à prendre le risque contentieux, même s'il y a des schémas de structuration qui permettent d'anticiper et de couvrir les risques pris. L'investissement Brownfield est lui marqué par une tendance, chez les acteurs bancaires, à consentir des conditions plus favorables aux entreprises afin de conserver leur compétitivité sur certaines opérations. Conjointement, nous observons un effet d'aubaine lié à la financiarisation du secteur qui se traduit, ces dernières années, par une vague de refinancements avec certains nouveaux acteurs qui arrivent « plus haut » dans les structures pour refinancer en dette bancaire ou apporter de la dette mezzanine.

MdA : Quel bilan peut-on tirer du développement du marché français de l'éolien en mer ?

LB : La volonté politique de développer l'éolien off-shore ne faiblit pas. Preuve en est, l'appel d'offres CRE 3 pour les projets situés au large de Dunkerque ou l'engagement d'une réflexion autour de projets dans la zone d'Oléron. Cependant, compte tenu des retards

enregistrés sur les projets CRE 1 et CRE 2, nous arrivons à un moment de vérité pour le développement de cette filière en France.

L'attribution des projets de CRE 1 et CRE 2, ne l'oublions pas, a désormais plus de 5 ans. Or, l'analyse de marchés européens plus matures (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, Belgique...) et du résultat des appels d'offres a poussé le gouvernement à s'interroger sur la pertinence des tarifs fixés en 2012. La renégociation en cours initiée par le gouvernement peut paraître, de prime abord, un peu brutale, mais je pense qu'elle sera à terme bénéfique pour le développement de l'éolien off-shore en France.

MdA : Ces retards pris n'ont-ils pas douché l'appétit des investisseurs ?

LB : Les échanges que nous avons pu avoir avec des banques et des fonds d'investissement montrent que cette renégociation n'est pas réellement une surprise pour ces derniers. A contrario, le retour des tarifs à une “norme” sectorielle rassure les investisseurs, qui pouvaient craindre une éventuelle remise en cause des projets pour cause de sur-rémunération. Nous nous attendons aujourd'hui à ce que CRE 3, dont le cahier des charges final devrait être prochainement publié, bénéficie des précédents CRE 1 et CRE 2. A noter, toutefois, que le secteur s'inscrit dans un contexte français particulier où les projets d'infrastructures sont souvent exposés à des risques de contestation locale dont la résolution prend du temps.

Outre le passage au système de complément de rémunération, le projet CRE 3 consacre deux évolutions notables. Tout d'abord, l'instauration par l'Etat d'une procédure de dialogue concurrentiel, bien connue dans le milieu de l'investissement dans les infrastructures, qui permet de prendre en compte le retour d'expérience des différents intervenants potentiels. Ensuite, un changement profond du schéma de raccordement : depuis dé-



LB : Dans l'éolien terrestre, par exemple, il existe des mécanismes de suivi des évolutions de production du parc pour déterminer la mise en place de réserves et de réduction de la dette afin d'absorber une possible diminution du tarif d'achat ou, le cas échéant, du complément de rémunération au cours des cinq dernières années de contrat d'achat ou de contrat de complément de rémunération.

MdA : Pouvez-vous nous en dire plus sur les nouveaux schémas de valorisation de l'électricité ?

LB : Ils sont encore en devenir. Le développement des « Corporate PPAs », par exemple, reste à mon sens limité par la réglementation française et le schéma économique paraît encore incertain, en raison notamment du monopole de la distribution de l'électricité par ENEDIS. Or, pour attirer les consommateurs, ces producteurs alternatifs doivent proposer leur énergie à un prix compétitif qui reste toutefois grevé par les coûts d'utilisation du réseau.

Des problématiques réglementaires sont également présentes sur d'autres schémas de valorisation tels que l'autoconsommation collective ou les garanties d'origine. Leur développement demeure encore limité compte tenu de l'existence d'un marché de l'électricité historiquement centralisé.

MdA : Qu'observe-t-on au niveau de la financiarisation de l'énergie ?

LMB : Un boom de la dette mezzanine, tout particulièrement en France, et une montée en flèche des obligations vertes - la France est par ailleurs première dans ce secteur. Outre le développement de ces schémas alternatifs de refinancement, nous observons un mouvement de libéralisation qui dépasse l'approche sectorielle : ouverture du marché de la dette à de nouveaux acteurs, assouplissement des règles pour les émissions obligataires, internationalisation du refinancement. ■

but 2018, le nouveau cadre législatif et réglementaire fait passer les coûts de raccordement des infrastructures à RTE en lieu et place des producteurs. Ce nouveau dispositif, qui s'accompagne de délais et pénalités de retard, devrait contribuer à l'accélération du développement des projets éoliens off-shore en France.

MdA : Le passage au système du feed-in-tariff a-t-il affecté les structures de financement des dossiers énergétiques ?

LMB : De manière générale, il a eu peu d'impact. Les banques ont rapidement analysé à la fois les nouveaux modèles de contrat et la qualité de la contrepartie. Leur attention se porte davantage vers la période post-soutien, lorsque les tarifs d'achat ne sont plus garantis. Traditionnellement, les banques arrêtaient la période de financement avant ce passage définitif à un système de marché classique. Or, cette période post-tarif d'achat, communément appelée negative tail, dure aujourd'hui de plus en plus longtemps, parfois jusqu'à 3 ans. Ce phénomène contraint les établissements de crédit à se positionner malgré les difficultés à se projeter sur cette période. Ils doivent donc développer des outils pour vérifier la pérennité des projets et tester régulièrement leur rentabilité.