

Évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques en France : comment concilier les enjeux d'intégration et de déploiement ?

Mathilde Mathieu, Andreas Rüdinger (Iddri)

LA RÉFORME DES MÉCANISMES DE SOUTIEN PEUT FACILITER L'INTÉGRATION, À CONDITION DE BIEN CALIBRER LE DISPOSITIF

À travers la plus forte exposition aux signaux de prix du marché, le complément de rémunération peut favoriser l'intégration économique et technique des énergies renouvelables (ENR). Le bénéfice en termes d'amélioration des outils de prévision et de commercialisation, de gestion des prix négatifs et de soutien aux technologies et pratiques les plus vertueuses pour le système dépendra néanmoins étroitement du calibrage précis du dispositif. En ce sens, il semble essentiel de tirer toutes les leçons du retour d'expérience des pays voisins et de prévoir une période de transition suffisante pour que les acteurs puissent s'adapter au changement de réglementation.

L'ÉVOLUTION RÉGLEMENTAIRE DOIT TENIR COMPTE DES COÛTS DIRECTS ET INDIRECTS

À travers l'augmentation des coûts de transaction et des primes de risque, le nouveau dispositif peut être source de coûts additionnels. Si les coûts directs, liés à la commercialisation et aux règles favorisant la diminution des prix négatifs restent limités, l'analyse coût-bénéfice doit nécessairement prendre en compte l'impact de l'évolution réglementaire sur la perception des risques et le coût de financement des projets, facteur déterminant de la viabilité économique. Cela implique également de réfléchir à des mesures complémentaires permettant de réduire les risques financiers, pour limiter les coûts de production et le surcoût pour la collectivité.

L'INTÉGRATION AU MARCHÉ, UN ENJEU DE GOUVERNANCE

Par la volonté d'accroître la concurrence et de responsabiliser les producteurs ENR au même titre que les autres acteurs du marché, la transition vers la prime de marché et les appels d'offres risque de favoriser la concentration du marché. À défaut d'un ajustement des mécanismes, cette évolution risque donc de mettre en péril l'appropriation locale et citoyenne de la transition, pourtant définie comme une priorité à l'échelle européenne et française.

Copyright © 2016 Iddri

En tant que fondation reconnue d'utilité publique, l'Iddri encourage, sous réserve de citation (référence bibliographique et/ou URL correspondante), la reproduction et la communication de ses contenus, à des fins personnelles, dans le cadre de recherches ou à des fins pédagogiques. Toute utilisation commerciale (en version imprimée ou électronique) est toutefois interdite.

Sauf mention contraire, les opinions, interprétations et conclusions exprimées sont celles de leurs auteurs, et n'engagent pas nécessairement l'Iddri en tant qu'institution ni les individus ou les organisations consultés dans le cadre de cette étude.

Citation : Mathieu, M., Rüdinger, A. (2016). Évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques en France : comment concilier les enjeux d'intégration et de déploiement ?, *Working Papers* N°02/16, Iddri, Paris, France, 28 p.



Ce travail a bénéficié d'une aide de l'État gérée par l'Agence nationale de la recherche au titre du programme « Investissements d'avenir » portant la référence ANR-10-LABX-01.

Ce travail a également bénéficié d'une aide de l'Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), dans le cadre de la Convention n°1510C0015.



Pour toute question sur cette publication, merci de contacter :

Nicolas Berghmans – nicolas.berghmans@iddri.org

Andreas Rüdinger – andreas.rudinger@iddri.org

ISSN 2258-7071

Évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques en France : comment concilier les enjeux d'intégration et de déploiement ?

Mathilde Mathieu, Andreas Rüdinger (Iddri)

RESUMÉ EXÉCUTIF	5
1. INTRODUCTION	9
1.1. Les enjeux d'intégration au cœur des politiques européennes	9
1.2. Une évolution réglementaire qui s'intègre dans un contexte difficile en France	10
2. LES ENJEUX D'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES	11
2.1. Le rôle du dispositif de soutien face aux défis de l'intégration au système et au marché	12
2.2. Réduire les besoins d'équilibrage par la commercialisation directe	13
2.3. Sensibilité aux prix de marché et gestion des prix négatifs	14
2.4. Réduire les besoins de flexibilité en favorisant les installations ENR les plus vertueuses pour le système	16
3. LES ENJEUX ÉCONOMIQUES SOUS-JACENTS : LES COÛTS DIRECTS ET INDIRECTS DE L'ÉVOLUTION RÉGLEMENTAIRE	18
3.1. Le coût de la commercialisation directe	18
3.2. Impact sur le coût du financement	20
3.3. Les appels d'offres, levier potentiel de réduction des coûts ?	22
4. CONCLUSION	24
BIBLIOGRAPHIE	26
ANNEXES	27

RESUMÉ EXÉCUTIF

Contexte

L'électricité d'origine renouvelable est amenée à devenir la première source de production d'électricité en Europe à l'horizon 2030. Son développement a jusqu'à présent été facilité par des politiques publiques de soutien dont l'efficacité a été questionnée par certains acteurs. La Commission européenne a dès lors encouragé, dans ses lignes directrices de 2014, les États membres à favoriser l'intégration des énergies renouvelables via leur rémunération par le marché, et le passage à des appels d'offres pour l'attribution des aides. Ainsi, la commercialisation directe est la première étape d'une refonte plus large du marché électrique en Europe qui se poursuivra avec les propositions de réforme de la Commission prévues pour 2016.

En France, la loi relative à la Transition énergétique pour la croissance verte (TECV) intègre ces recommandations avec notamment le passage de certaines filières au nouveau dispositif du complément de rémunération début 2016. Toutefois, elle intervient dans un contexte national difficile. En effet, les trajectoires actuelles anticipent une consommation électrique d'origine renouvelable de 22 % en 2020, en deçà de l'objectif fixé à 27 %. Les causes identifiées de ce retard sont à la fois de type « conjoncturelles » avec l'incertitude autour des tarifs de rachat depuis trois ans, et « structurelles » avec des délais de raccordement importants et des procédures administratives longues, qui plus est retardées par les recours judiciaires.

Le rôle du dispositif de soutien face aux défis de l'intégration au système et au marché

L'introduction du complément de rémunération soulève de nombreuses interrogations quant à la contribution effective du dispositif en termes d'intégration des ENR et à la capacité de la France de

concilier cette intégration avec une accélération du déploiement des énergies renouvelables. Le terme intégration peut correspondre à des concepts distincts en fonction du périmètre considéré. Par exemple, il peut désigner d'une part l'intégration au marché stricto sensu qui signifie la levée des barrières à la concurrence avec les autres sources d'énergie et d'autre part, l'intégration au système qui se réfère à la gestion des contraintes techniques dues aux énergies renouvelables intermittentes.

Réduire les besoins d'équilibrage par la commercialisation directe

En laissant l'équilibrage à la charge des producteurs, la commercialisation directe pourrait inciter ceux-ci à améliorer leurs modèles de prévision et leur gestion des écarts. Cependant, pour que cette évolution soit efficace et n'ajoute pas simplement des coûts de transaction au système, certaines conditions doivent être réunies afin de rendre le marché plus flexible et de favoriser l'émergence d'un marché concurrentiel d'agrégateurs. Il faut entre autres assurer un niveau de liquidité suffisant sur le marché via un environnement concurrentiel et un nombre assez élevé d'acteurs, supprimer les barrières à l'entrée du marché d'ajustement, et rapprocher le pas de temps des échanges sur le marché au plus proche du temps réel.

Sensibilité aux prix de marché et gestion des prix négatifs

Si l'occurrence de prix négatifs sur le marché électrique reste limitée en France, elle pourrait s'accroître à l'avenir si l'ensemble du système électrique ne développe pas les options de flexibilité requises du côté de l'offre et de la demande. En réponse, les énergies renouvelables variables ont une capacité limitée pour réagir aux signaux-prix de marché, mais peuvent réduire leur production durant les périodes d'offre abondante. Il a ainsi été

choisi en France d'arrêter le versement de la prime en cas de prix négatifs et de verser une compensation forfaitaire si le cumul des heures de prix négatifs dans l'année dépasse un seuil fixé pour chaque filière. Cette approche pourrait néanmoins s'avérer contreproductive à terme, puisqu'elle conduit à priver le marché du principal signal-prix permettant d'identifier le manque de flexibilité global et de retarder ainsi la nécessaire adaptation du système électrique dans son ensemble vers un fonctionnement plus souple.

Réduire les besoins de flexibilité en favorisant les installations ENR les plus vertueuses pour le système

Les mécanismes de soutien peuvent favoriser les technologies ENR ou innovations « vertueuses » pour le système, mais l'ajustement des signaux économiques est nécessaire car ceux-ci, dans de nombreux cas, les freine au lieu de les encourager. Par exemple, l'éolien « surtoilé » a l'avantage de fonctionner avec des vents plus faibles ce qui augmente son facteur de charge vis-à-vis des technologies éoliennes classiques. Ceci réduit l'amplitude totale des variations de production et favorise un développement plus équilibré et complémentaire de l'éolien sur le territoire. Pourtant, la réduction du tarif de rachat pour les cinq dernières années basée sur le facteur de charge des dix premières années, pensée pour réduire la rentabilité « excessive » des installations situées sur les meilleurs gisements, désavantage directement cette technologie innovante.

Quels coûts directs et indirects de cette évolution réglementaire ?

Une analyse détaillée montre que la mise en concurrence peut être source de coûts nouveaux, d'ailleurs reconnus par l'introduction dans le dispositif d'une « prime de gestion ». Si certains de ces coûts se justifient, il est nécessaire de les confronter aux bénéfices anticipés du nouveau mécanisme, et d'explorer des pistes permettant de les limiter.

Le coût de la commercialisation directe

Avec cette réforme, trois facteurs pourraient augmenter le coût de commercialisation de l'électricité renouvelable : la limitation des économies d'échelles liées au coût de transaction qu'offrait le système à acheteur obligé unique ; les possibilités réduites d'ajustement via des effets de foisonnement interne au parc de production pour des acteurs plus modestes ; l'ajout de la prime de gestion au coût total calculé par la CSPE pour la valorisation de l'électricité restant sous obligation d'achat. En prenant comme hypothèse un montant

de 4 à 5 €/MWh, nous évaluons le coût total de la prime de gestion à entre 620 et 780 M€ pour les dix prochaines années. Ce montant, bien que largement inférieur au montant total du soutien au développement des ENR, n'est pas négligeable et il conviendra de suivre et d'évaluer de façon appropriée l'efficacité du nouveau mécanisme en les confrontant aux bénéfices attendus. Enfin, l'émergence d'agrégateurs prenant en charge la commercialisation pour les producteurs individuels pourraient en partie palier ces effets, mais risque d'être limitée par le faible nombre d'acteurs concernés par cette réforme pour l'instant (l'éolien en est pour l'instant exclu). Enfin, une prime de gestion dégressive dans le temps, sur le modèle de ce qui s'est fait en Allemagne et ouverte aux sites existants pourrait être envisagée dans le but de promouvoir une plus large participation des producteurs d'énergie renouvelable.

Impact sur le coût du financement

Le passage d'un soutien assurant les revenus futurs d'un projet comme le tarif d'achat au complément de rémunération fait apparaître de nouveaux risques pour les revenus des producteurs : le facteur de dégressivité qui accroît l'importance du rendement des premières années de production lorsque la prime est la plus forte ; l'interruption de la prime en cas de prix négatifs sur le marché ; la déduction de la prime des revenus des mécanismes de capacité ou de la vente de certificats d'origine ; ou même, le risque de manque de compréhension des financeurs ou des développeurs des projets de petite taille de la complexité du système.

Ces risques augmenteront le coût de financement des projets ENR et auront deux conséquences concrètes. La première sera de favoriser les acteurs les plus importants du marché qui ont un accès plus diversifié aux sources de financement via les marchés. La deuxième est d'impacter plus fortement les coûts totaux des technologies renouvelables par rapport aux technologies fossiles, en raison d'un rapport coût fixe/coût variable plus élevé. Pour compenser ces risques, il est possible d'augmenter en conséquence le tarif visé par le dispositif, de mettre en place des prêts préférentiels via des mécanismes dédiés ou encore de réduire le coût des projets en simplifiant les procédures administratives ou en accélérant les délais de connexion au réseau. La France peut aussi choisir d'utiliser les marges de manœuvres laissées par les lignes directrices européennes qui permettent d'adapter la prime en fonction des filières technologiques sur des critères assez larges et de continuer à appliquer des tarifs de rachat pour les projets de petite taille.

Les appels d'offres permettront-ils de réduire les coûts ?

L'hypothèse d'une baisse sensible des coûts de production lors des procédures d'appel d'offres ne se vérifie pas systématiquement et dépend fortement des filières considérées et de l'architecture du dispositif. En effet, les appels d'offres représentent des risques financiers supplémentaires pour les développeurs et peuvent induire une augmentation du coût de financement des projets. Ces coûts additionnels affectent de façon plus importante les projets de petite taille et ceux portés par les acteurs locaux. Enfin, il existe un risque de comportement stratégique de la part de certains acteurs qui soumettraient délibérément des offres trop faibles pour gagner un appel d'offres, ce qui rend in fine ces projets irréalisables. Une solution consiste alors à appliquer des pénalités aux développeurs qui ne réalisent pas leur projet, mais se pose alors la question du montant adapté. Si les procédures d'appels d'offres se justifient dans certains cas, une mise en œuvre systématique devrait au préalable faire l'objet d'une évaluation approfondi des

coûts et des bénéfices au niveau de chaque filière technologique.

Conclusion

La réforme vers une intégration plus grande des mécanismes de soutien au marché ne constitue pas une évolution à la marge et doit laisser le temps d'une période de transition pour l'adaptation des acteurs du marché. L'expérience des pays voisins sera précieuse pour identifier les risques et écueils éventuels, mais aussi dans la perspective d'une plus forte harmonisation régionale à l'avenir. Une meilleure prise en compte des solutions de réduction de la demande ou de flexibilité du système est également souhaitable à l'avenir. Enfin, il apparaît également essentiel de considérer l'impact de cette réforme sur, d'une part, le risque de concentration du marché électrique et de réduction de la pluralité d'acteurs et d'autre part, sur une possible augmentation des barrières à l'entrée qui empêcherait l'émergence de projets citoyens et participatifs, pourtant essentiels pour améliorer l'acceptabilité des projets et des coûts mutualisés des ENR.

1. INTRODUCTION

1.1. Les enjeux d'intégration au cœur des politiques européennes

Les nouveaux objectifs de l'Union européenne en matière d'énergies renouvelables en font la principale source de production d'électricité à l'horizon 2030. En effet, si le paquet énergie-climat 2030 prévoit uniquement un objectif global d'énergie renouvelable de 27 % dans la consommation d'énergie finale, celui-ci devrait se traduire par une part renouvelable comprise entre 47 % et 66 % dans le secteur électrique selon les scénarios de la Commission européenne (Rüdinger *et al.*, 2014).

La part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité européenne a d'ores et déjà dépassé le seuil des 25 % en 2013, alors même qu'elle n'était que de 14,8 % en 2005. Focalisés sur la limitation des risques économiques, les politiques de déploiement mises en place dans le cadre du premier paquet énergie-climat ont favorisé ce changement d'échelle, induisant une baisse rapide des coûts de production de ces technologies. Le cas du photovoltaïque (PV) reste l'exemple le plus marquant : alors que le tarif applicable pour les centrales PV au sol était de plus de 270 €/MWh en 2010, les développeurs évoquent actuellement la possibilité de réaliser des projets à des coûts en dessous de 80 €/MWh.

Constatant ces évolutions et en anticipation des tendances futures, la Commission européenne a poussé ses États membres, à travers des récentes lignes directrices sur les aides d'État pour la protection de l'environnement et l'énergie pour la

période 2014-2020, à favoriser l'intégration des énergies renouvelables au marché en adoptant des dispositifs de soutien adaptés, autour de deux changements majeurs : d'une part le passage à un dispositif de soutien combinant un complément de rémunération avec les revenus issus de la commercialisation directe sur le marché, en principe obligatoire pour tous les pays membres à compter du 1^{er} janvier 2016¹. Et d'autre part, la généralisation des procédures d'appels d'offres pour l'attribution des aides, à partir du 1^{er} janvier 2017².

Largement utilisé dans le contexte européen, le terme « intégration » peut désigner plusieurs concepts. L'intégration au marché peut être entendue au sens « strict » comme la suppression progressive des obstacles à la compétition qui existent entre les énergies renouvelables et les autres sources d'énergie. Autrement dit les énergies renouvelables doivent participer au marché au même titre que les autres sources. À l'inverse, l'intégration au système se réfère à la gestion des contraintes techniques que posent les énergies intermittentes, telles que la variabilité de la

1. Bien que souvent véhiculée, la notion « d'obligation » est sujette à débat en ce qui concerne l'outil juridique des lignes directrices européennes, qui ne constituent pas à priori une norme contraignante pour les États membres. Pour une discussion sur la dimension juridique des lignes directrices pour l'énergie, voir Dezobry (2015).
2. Dans les deux cas, les lignes directrices prévoient des seuils d'exonération, en dessous desquels un État membre peut choisir de ne pas appliquer ces nouveaux dispositifs. À titre d'exemple, les installations inférieures à 1 MW en puissance (6 MW ou 6 mats pour l'éolien) peuvent être exemptés des procédures d'appels d'offres.

production et les besoins de flexibilité et d'adaptation du réseau qui en découlent.

Pour la Commission européenne, la commercialisation directe de l'électricité renouvelable sur le marché est une première étape à l'intégration (European Commission, 2014a). Bien que nécessaire, celle-ci n'est cependant pas suffisante pour atteindre cet objectif : au-delà des dispositifs de soutien, c'est toute l'architecture du marché de l'électricité qui doit évoluer pour s'adapter à la transition en cours. Consciente de cet enjeu, la Commission européenne a initié un projet de réforme du marché électrique pour 2016 dans le cadre du projet d'Union de l'énergie lancé en février 2015³.

Déjà mise en place en Allemagne et au Royaume-Uni, par les lois EEG 2012 et *Electricity Market Reform*, cette réforme réglementaire a été transposée en France par la récente Loi relative à la Transition énergétique pour la croissance verte. Des ateliers de consultation avec les parties prenantes ont été organisés par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie depuis le début de l'année 2015 afin d'élaborer le décret d'application et les arrêtés par filières. Le nouveau mécanisme devra être notifié à la Commission européenne à la fin de l'année 2015, pour une mise en application dès janvier 2016.

1.2. Une évolution réglementaire qui s'intègre dans un contexte difficile en France

En fixant de nouveaux objectifs ambitieux en matière d'énergies renouvelables, la récente Loi relative à la Transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) fait des énergies renouvelables un pilier de la transition énergétique française. L'objectif est désormais d'atteindre 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2030 et 40 % d'énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité. En parallèle de ces objectifs, la LTECV acte également l'évolution du dispositif de soutien en introduisant dès 2016 la prime de marché, et en 2017 la généralisation des procédures d'appel d'offres à toutes les filières.

Cependant, le bilan de développement des ENR de ces dernières années amène certains acteurs à questionner l'impact d'une nouvelle évolution réglementaire sur le développement des filières renouvelables et *a fortiori* sur la capacité à atteindre

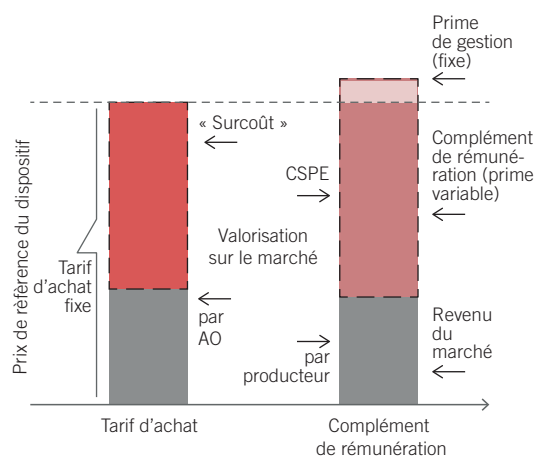
Encadré 1. Principes de base du fonctionnement du complément de rémunération

Dans le système de tarif d'achat garanti toute l'électricité produite est rachetée par l'acheteur obligé à un prix fixe durant toute la durée du projet, garantissant un revenu stable (valeur T_e) sur toute la durée de vie de l'installation.

Le revenu d'une installation bénéficiant du complément de rémunération sera calculé en fonction de la même valeur de référence T_e . Néanmoins, en comparaison avec le tarif d'achat, les flux de revenus sont multipliés et à priori plus fluctuants, entre les revenus (variables) issus de la commercialisation de l'électricité produite sur le marché et la prime de marché (variable) visant à compenser l'écart avec le tarif de référence. S'y ajoute une prime de gestion (*a priori* fixe), dont le montant vise à compenser les coûts de gestion et de commercialisation auparavant assumés par l'acheteur obligé et désormais transférés au producteur lui-même.

Dans les deux dispositifs, le surcoût assumé par l'ensemble des consommateurs (par le biais de la CSPE) se calcule en fonction de la différence entre le tarif cible et la valorisation sur le marché (encadrés en pointillés). Dans le cas de du complément de rémunération, le surcoût lié à la prime de gestion sera également pris en charge par la CSPE.

Figure 1. Revenus types d'une installation en fonction du mécanisme de soutien et répartition des flux financiers entre le producteur, l'acheteur obligé et la contribution au service public de l'électricité (CSPE)



les objectifs ambitieux fixés au niveau national. Au début de l'année 2015, le président du Syndicat des énergies renouvelables (SER) français annonçait que la France n'atteindrait pas son objectif 2020 de 27 % dans la consommation d'électricité, et devrait redoubler d'efforts pour atteindre ses objectifs 2030⁴. En effet, si les tendances actuelles se poursuivent, la part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité ne dépassera pas 22 % (Observ'ER, 2014).

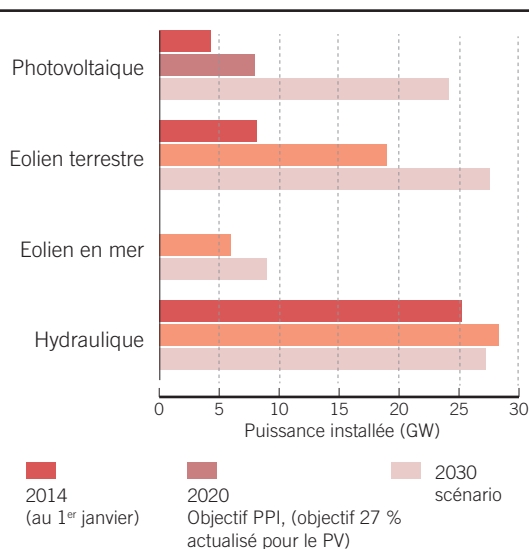
3. À la suite de l'annonce du plan d'Union de l'énergie en début 2015, la Commission a initié une première consultation publique sur la réforme du marché électrique entre juillet et octobre 2015 : COM(2015)340 final.

4. *Le Monde*, 2 février 2015 : « Énergies renouvelables : la France peut-elle rattraper son retard ? ».

Ce bilan doit être nuancé en fonction des différences entre filières (Figure 1). En prenant en considération les objectifs fixés par la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI), seul le secteur photovoltaïque aura atteint son objectif. Fin 2014, le secteur comptait 5 292 MW sur les 5 400 MW prévus par la PPI, avant que l'objectif ne soit relevé à 8 GW en août 2015. Pour l'éolien, seuls 9,1 GW d'éolien terrestre sur 19 GW prévus étaient raccordés au réseau à la fin 2014. Pour que la filière atteigne son objectif, 1 600 MW d'éoliennes devraient être mis en fonctionnement chaque année, un rythme de développement que la filière française n'a jamais connu jusqu'ici⁵.

En ce qui concerne l'objectif pour la filière hydraulique, la PPI prévoyait d'accroître d'environ 10% la capacité du parc, notamment par des travaux de remise à niveau des installations existantes. Cependant, le processus de renouvellement des concessions a retardé les chantiers et ces objectifs risquent de ne pas être atteints. La filière bioénergie affiche un bilan similaire puisqu'elle comptait 1,6 GW de capacité installée sur les 3 GW prévus dans la PPI (RTE, SER, ERDF, & ADEEF, 2014).

Figure 2. Niveau de développement des principales filières ENR en 2014 et objectifs 2020 et 2030



De multiples causes peuvent expliquer ce retard pris par la France. Certaines peuvent être qualifiées de « conjoncturelles » comme l'incertitude juridique autour du tarif d'achat éolien qui a plané sur la filière ces trois dernières années ou la

problématique du renouvellement des concessions hydrauliques qui a retardé les chantiers de remise à niveau des installations. D'autres sont davantage structurelles comme les délais et coûts de raccordement au réseau parfois considérés comme excessifs en comparaison avec les pays voisins européens (50 % des capacités éoliennes construites à ce jour sont en attente de raccordement), et la complexité des procédures d'autorisations administratives, rallongées par la multiplication des recours en justice.

D'autre part, malgré le ralentissement de la croissance de la filière renouvelable française, l'augmentation du coût du dispositif de soutien reste source de débats dans le contexte français. En effet, malgré une hausse progressive, le montant de la contribution unitaire (par kWh) de la contribution appliquée aux consommateurs pour financer le dispositif est inférieur aux recommandations de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), causant un déficit de compensation pour l'acheteur obligé.

Face à ce bilan et tenant compte des objectifs ambitieux fixés par la loi TECV, l'introduction du nouveau dispositif de soutien soulève de nouvelles interrogations : Quelle sera la contribution effective du nouveau dispositif en termes d'intégration au marché ? La France peut-elle concilier l'accélération du déploiement des énergies renouvelables et l'intégration au marché ? Comment évaluer les effets du nouveau dispositif sur les coûts de soutien aux ENR ? Enfin, quelles seront les interactions entre ces évolutions réglementaires et l'objectif de favoriser une gouvernance plus participative des projets, en phase avec la vision d'une « transition par tous et pour tous » ?

Cette étude vise à explorer les questions soulevées ci-dessus, en s'intéressant dans un premier temps aux enjeux d'intégration au marché et à la capacité du nouveau dispositif à y répondre (section 2), avant d'analyser plus en détail les enjeux économiques qui s'y rattachent (section 3).

2. LES ENJEUX D'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

Les caractéristiques techniques (production variable, aléatoire et décentralisée) et économiques (coût d'investissement initial élevé, coût opérationnel faible) des énergies renouvelables variables posent des enjeux majeurs d'intégration au système et au marché existants. Les parties suivantes visent à mieux cadrer les concepts et enjeux sous-jacents à l'objectif d'intégration ainsi que le rôle que peut jouer le nouveau dispositif

5. En 2010, lorsque la filière se portait au mieux, 1,2 GW étaient raccordés annuellement, tandis qu'en 2014 la puissance nouvellement raccordée atteignait seulement 600 MW.

de soutien pour faciliter celle-ci, autour de trois enjeux : la commercialisation directe, la gestion des prix négatifs et le soutien aux technologies vertueuses pour le système.

2.1. Le rôle du dispositif de soutien face aux défis de l'intégration au système et au marché

2.1.1. Intégration au système

L'évolution vers un marché électrique reposant en grande partie sur des ENR intermittentes pose des défis majeurs pour maintenir la stabilité du réseau. Les caractéristiques techniques de ces ENR permettent de définir les contours de ces défis :

- *Leur production est variable* : l'introduction d'ENR variables dans le système pose un défi majeur pour le mix résiduel, actuellement composé de centrales fonctionnant habituellement *en base*⁶, et devant évoluer vers un système suffisamment flexible pour s'adapter à ces variations de production (Fraunhofer IWES, 2015). Outre l'évolution du mix résiduel, de nouvelles sources de flexibilité sont nécessaires, comme par exemple par la flexibilisation de la demande (effacement), l'écèlement de la production ENR ou encore en augmentant les échanges transfrontaliers.
- *Leur production est soumise à des aléas climatiques* pouvant conduire à des écarts entre prévisions et production. Pour assurer en temps réel que la production soit égale à l'électricité effectivement soutirée, les gestionnaires de réseau font appel à des réserves d'équilibrage. Ces écarts de prévisions peuvent par conséquent accroître les besoins en termes de réserves d'équilibrage.
- *Leur production est décentralisée* : le caractère décentralisé de la production pose principalement un enjeu pour la gestion des réseaux, pouvant être à l'origine de phénomènes de congestion à l'échelle des territoires. En effet, leur production est localisée en fonction de la ressource, et la répartition sur le territoire pas forcément homogène. De plus, ces sources d'énergie sont majoritairement raccordées sur les réseaux de basse et moyenne tension dont la capacité d'accueil est limitée. L'introduction des ENR décentralisées pose donc un défi majeur de raccordement et renforcement du réseau d'une part, et d'autre part, de pilotage des flux dans les deux sens (distribution vers les consommateurs finaux et transmission du surplus de production locale ou réseau de transport).

6. La production en base désigne habituellement les centrales fonctionnant pendant quasiment toute l'année (plus de 7 000 heures) à leur puissance pleine.

2.1.2. Intégration au marché

Pilier du système électrique, le marché a pour vocation de faire coïncider l'offre et la demande de manière économiquement efficace, en donnant les signaux nécessaires à l'investissement et en optimisant l'utilisation des moyens de production (*dispatching*).

Bien que les coûts complets de production (LCOE) des ENR soient de plus en plus compétitifs par rapport aux autres sources de production, les prix du marché de gros particulièrement bas ces dernières années⁷ ne peuvent pas assurer une rémunération suffisamment élevée pour rendre de nouveaux investissements (renouvelables ou autres) économiquement viables. Jusqu'à présent, les tarifs d'achat garantis permettaient de fournir un revenu stable aux producteurs ENR. Néanmoins, associés à l'obligation d'achat et la priorité à l'injection, ils contribuent également à isoler les producteurs des signaux de prix du marché (Brandstätt, Brunekreeft, & Jahnke, 2011 ; Gawel & Purkus, 2013).

L'intégration des ENR a pour objectif de combiner les enjeux de déploiement des ENR (en leur assurant, entre autre, un niveau de revenu suffisant) et de fonctionnement du marché électrique. Pour la Commission européenne, l'intégration au marché vise ainsi à progressivement réduire l'aide apportée aux producteurs et à les exposer aux signaux de marché de sorte que, à plus long terme, la production et les décisions d'investissement des producteurs ENR soient guidées par les signaux de marché. À court terme, la Commission européenne estime que l'intégration nécessite une réforme des dispositifs de soutien autour de trois axes (European Commission, 2014a) :

- l'exposition au prix de marché ;
- la gestion des besoins d'équilibrage ;
- la réactivité aux prix négatifs.

Le Tableau 1 permet de manière théorique d'identifier le rôle que le nouveau dispositif peut jouer pour favoriser l'intégration au marché, et s'intéresse également à leur contribution à l'intégration au système (Held, Ragwitz, Gephart, Visser, & Klessmann, 2014 ; Klessmann, Nabe, & Burges, 2008 ; Purkus, Gawel, Deissenroth, Nienhaus, & Wassermann, 2015).

Les sections suivantes questionneront la capacité du nouveau mécanisme à assurer ces nouvelles fonctions, autour des aspects suivants :

7. Ces prix bas sont dus à plusieurs facteurs conjoncturels, dont le surplus structurel de capacités au niveau européen, la baisse de la demande liée à la crise économique et aux mesures d'efficacité énergétique et le niveau du prix-carbone (EU ETS) (Rüdinger *et al.*, 2014).

Tableau 1. Objectifs de l'intégration et contributions attendues du nouveau dispositif à l'intégration des énergies renouvelables

	Objectifs de l'intégration	Contributions attendues du nouveau dispositif de soutien (qui inclut la prime de marché et la mise en place d'appel d'offres pour l'attribution des primes)
Intégration au marché	Orienter la production en fonction des signaux envoyés par le marché	Adaptation de la production en période de prix bas (planification des périodes de maintenance), voire négatifs (réduction ou arrêt de la production)
	Orienter les décisions à l'investissement en fonction des signaux de marché	Localisation des installations en fonction de la demande et des capacités d'accueil des réseaux
	Rendre la commercialisation de l'électricité renouvelable plus efficace	Apprentissage des acteurs à la commercialisation sur le marché afin de les responsabiliser davantage.
		Gestion de l'équilibrage par les producteurs et amélioration des outils de prévision pour réduire les écarts.
		Mise en place des formes innovantes de commercialisation sur les segments de marché (infra-journalier, day-ahead, mécanisme d'ajustement) ou par la vente directe aux consommateurs
Intégration au système	Limiter les besoins d'équilibrage	En incitant les producteurs à réduire leurs écarts de prévisions, le dispositif permet également de limiter le recours aux réserves d'équilibrage et participe ainsi au maintien de la stabilité du réseau
		Soutenir les technologies et installations ENR vertueuses pour le système pour contribuer à réduire les besoins, voire à créer de nouvelles sources de flexibilité du système

- La responsabilité de commercialisation et de gestion des écarts désormais confiée aux producteurs directement.
- La capacité des producteurs d'électricité renouvelable à réagir à l'évolution du prix de marché, et plus particulièrement en cas de prix négatifs.
- Le soutien à des technologies et pratiques vertueuses pouvant faciliter l'intégration au marché, en réduisant la variabilité de la production et les besoins de flexibilité.

2.2. Réduire les besoins d'équilibrage par la commercialisation directe

Après la clôture du marché infra-journalier, l'offre coïncide théoriquement avec la demande, cependant lors de la livraison il peut y avoir des écarts de production ou de consommation par rapport aux prévisions effectuées. Dans le système actuel, les prévisions sont gérées par le gestionnaire du réseau de transport (RTE) à partir de données météorologiques et affinées par des données recueillies en temps réel sur les installations équipées de systèmes de mesures⁸. L'analyse des écarts entre la prévision éolienne et la production mesurée en 2014 montre que l'erreur quadratique⁹ moyenne diminue avec le délai qui sépare la prévision de la livraison. Pour l'énergie éolienne,

l'erreur quadratique moyenne pour une prévision réalisée à 24 heures était estimée à 4,4 % en 2014, alors qu'elle se réduit à 2,2 % pour l'estimation proche du temps réel (RTE *et al.*, 2014).

Alors que dans le dispositif actuel la gestion de l'équilibrage des ENR est sous la responsabilité de l'acheteur obligé, le nouveau mécanisme laisse la commercialisation de l'électricité sur le marché aux mains des producteurs eux-mêmes. Ceux-ci devront ainsi assumer leur responsabilité, par le biais du responsable d'équilibre¹⁰, dans l'équilibrage du système. Ils devront à ce titre payer la facture de leurs écarts de prévision. Cette responsabilisation a pour but d'inciter les producteurs à améliorer leurs prévisions et à prendre les mesures nécessaires en cas d'écart.

Cependant, laisser l'équilibrage à la charge du producteur peut également produire l'effet inverse de celui initialement souhaité en termes de réduction des écarts et des coûts d'équilibrage (voir section 3.1.). En effet, quand l'équilibrage se trouve sous la responsabilité de l'acheteur obligé, celui-ci bénéficie du foisonnement (technologique et géographique)¹¹ de l'ensemble du parc d'ENR,

8. À la fin de l'année 2014, 20 % du parc photovoltaïque et 80 % du parc éolien étaient équipés de tels systèmes de veille, les prévisions réalisées pour le reste du parc étant estimées par des modèles numériques.

9. Erreur moyenne quadratique (RMSE) - Mesure d'écart de prédiction par rapport à la valeur réelle.

10. Le responsable d'équilibre (RE) est engagé contractuellement avec les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité pour assurer l'équilibre entre l'électricité injectée sur le réseau électrique et celle consommée. Le RE finance le coût des écarts éventuels constatés sur son périmètre de responsabilité. Tout acteur commercialisant sa production sur le marché de gros doit être affilié à un responsable d'équilibre.

11. Les écarts de prévision se compensent entre les installations du fait de la multiplicité des sources. En particulier pour l'énergie éolienne, conditions climatiques ne sont pas forcément les mêmes sur l'ensemble du

ce qui favorise la compensation des écarts de prévision¹².

Enfin, il convient de noter que la capacité des acteurs à gérer la commercialisation directe dépendra également de l'évolution du marché électrique lui-même. Plusieurs conditions peuvent ainsi faciliter l'équilibrage et en réduire le coût sur le marché infra-journalier :

- un niveau de liquidité suffisant sur le marché de court terme ;
- un nombre d'acteurs assez élevé pour garantir cette liquidité et un environnement concurrentiel¹³ ;
- la suppression de barrières à l'entrée au niveau du marché d'ajustement ;
- la réduction du pas de temps pour un *trading* plus proche du temps réel : en France, ce pas de temps est actuellement de 30 minutes, contre 15 minutes dans les pays voisins¹⁴.

Les effets économiques potentiels liés à la transition entre obligation d'achat centralisée et commercialisation directe par les producteurs seront analysés plus en détail dans la section 3.1.

Conclusion

En laissant l'équilibrage à la charge des producteurs, le mécanisme de soutien pourrait donner de nouvelles incitations à améliorer les modèles de prévision, de gestion des écarts et de commercialisation sur différents segments de marché. Cependant, pour que cette évolution soit efficace, de nombreuses conditions doivent être réunies afin de rendre le marché lui-même plus flexible et de favoriser l'émergence d'un marché concurrentiel des agrégateurs.

territoire. En particulier pour l'éolien, plusieurs régimes de vents existent sur le territoire français, aussi les probabilités d'écarts de prévisions ne sont pas corrélées entre les différents régimes de vents et peuvent se compenser.

12. En effet, les écarts de prévision par filière montrent généralement une distribution en forme de courbe gaussienne, avec un équilibre entre les écarts positifs et négatifs constatés. Ainsi, le foisonnement permet d'annuler les écarts opposés entre différentes installations à un moment donné et ce, sans transaction sur le marché, l'ensemble du portefeuille étant géré par un même acteur. Si cette compensation est toujours possible en cas de responsabilisation individuelle sur le marché, elle se fera nécessairement par la voie de transaction, générant des coûts (de transaction) supplémentaires.
13. Actuellement, le registre de la bourse d'électricité de court terme, Epex Spot, comporte uniquement treize acteurs sur le marché français, contre une centaine côté allemand.
14. Cette réduction du pas de temps est particulièrement utile pour mieux suivre la courbe de production PV au sein d'une même journée, afin de réduire les besoins d'équilibrage.

2.3. Sensibilité aux prix de marché et gestion des prix négatifs

L'absence d'incitations données aux producteurs pour réduire leur production pendant des périodes d'offre excédentaire sur les marchés est souvent considérée comme une faiblesse majeure des dispositifs de tarifs d'achat (Brandstätt, Brunekreeft, and Jahnke, 2011 ; Commission européenne, 2014c). L'introduction du mécanisme de prime de marché vise par conséquent à inciter les producteurs ENR à adapter leur production à la demande afin de participer à la réduction de tels déséquilibres, et notamment dans les situations extrêmes d'apparition de prix négatifs, qui, avant d'être liés à la production renouvelable fluctuante, sont avant tout un signal témoignant d'un manque de flexibilité de l'ensemble des infrastructures de production¹⁵.

L'approche visant à exposer les ENR au signal prix du marché reste néanmoins soumise à des limites liées aux caractéristiques mêmes des technologies. En effet, si les centrales pilotables et comportant un coût opérationnel (combustible) plus important (biomasse ou biogaz) peuvent en théorie avoir un intérêt à suivre l'évolution du prix de marché et ajuster leur production à la hausse et à la baisse à tout moment, les marges de manœuvre restent limitées pour les sources renouvelables variables (éolien, solaire). En règle générale, celles-ci peuvent au mieux adapter la planification des opérations de maintenance pour les faire coïncider avec les périodes de demande (et de prix) faible. À l'inverse, leur caractère « fatal » (dépendant du vent et du soleil) ne leur permet pas de faire varier la production à la hausse pour répondre au signal prix. De même, en raison de leur coût marginal quasi-nul, elles n'ont aucun intérêt économique à réduire leur production jusqu'à l'apparition de prix négatifs. Dans ce dernier cas, dans une approche systémique, il peut être efficient de réduire leur production pour compenser l'inflexibilité de centrales thermiques, et c'est bien sur ce point que l'évolution du mécanisme de soutien vise à donner des incitations nouvelles.

Néanmoins, avant de s'intéresser aux possibilités de réduction des épisodes de prix négatifs, il convient de resituer l'ampleur de ce phénomène, qui reste pour l'instant limité. En France, le nombre maximum annuel d'heures de prix négatifs n'a pas

15. Ainsi, il est parfaitement possible que des prix négatifs apparaissent dans un système ne comportant aucune source renouvelable, si les centrales thermiques ne sont pas suffisamment flexibles, c'est-à-dire que leurs caractéristiques techniques ne leur permettraient pas de s'adapter à une variation rapide de la demande.

dépassé 15 h (sur un total de 8 760 h), avec une valeur minimale¹⁶ de -200 € (en 2013). En Allemagne, ces épisodes représentaient 64 h (en 2013) avec une valeur minimale de -100 €.

Les prix négatifs conduisent à accroître le surcoût mutualisé de la production ENR, étant donné que ce surcoût représente la différence entre la valeur de marché et le niveau du tarif d'achat¹⁷. C'est pourquoi les pouvoirs publics cherchent à limiter l'occurrence des épisodes de prix négatifs par le biais d'une limitation de la production d'énergie renouvelable variable injectée via le dispositif de soutien. Le mécanisme de prime de marché peut prévoir différentes modalités :

- **Couper la prime avec ou sans versement d'une compensation financière** : cette méthode peut avoir un impact sur la rémunération des producteurs si la fréquence des prix négatifs devient significative et si la compensation financière n'est pas suffisamment élevée ou inexistante. Elle ajoute un risque supplémentaire pour les revenus du producteur, puisque la fréquence de ces situations ne peut être connue à l'avance et qu'elle dépend de nombreux facteurs exogènes (niveau de demande, évolution des capacités thermiques et renouvelables, aléas météorologiques, etc.).
- **Rémunérer les arrêts volontaires** : si l'arrêt de la production conduit à une perte de revenu pour les producteurs concernés, il bénéficie aux autres producteurs puisqu'il contribue à réduire la profondeur des prix négatifs. Cette méthode pose donc la question de la répartition entre les acteurs des coûts et des bénéfices de l'arrêt des ENR. Une telle approche existe notamment en Allemagne, où de nombreuses centrales biogaz présentent désormais des offres d'équilibrage à la baisse (réduction de leur production) sur le marché d'ajustement (Purkus *et al.*, 2015), possibilité pour l'instant non prévue en France, où le marché d'ajustement pose par ailleurs une barrière supplémentaire pour les petites centrales, les offres n'étant possible à ce stade qu'à partir d'un seuil minimal de 10 MW¹⁸.

16. C'est-à-dire le prix le plus bas.

17. À titre d'exemple, le surcoût d'un MWh éolien produit avec un tarif d'achat à 82 €/MWh et vendu sur le marché de gros à 40 €/MWh est de 42 €. À l'inverse, si le prix de marché atteint -50 €/MWh au moment de l'injection, le surcoût mutualisé atteint $82 + 50 = 132$ €/MWh.

18. À titre d'exemple, la puissance moyenne des installations de production d'électricité à partir de biogaz (270 MW au total en France en 2015) était comprise entre 0,3 et 1,7 MWe, la moitié des centrales ayant une puissance inférieure ou égale à 300 kW_e.

Encadré 2. Traitement des prix négatifs dans le mécanisme de soutien en Allemagne

En Allemagne, le choix a été fait de n'arrêter le versement de la prime qu'à partir de six heures consécutives de prix négatifs. Aussi, si les périodes de prix négatifs sont inférieures à six heures consécutives, le producteur est incité à arrêter sa production dès que le prix de marché est inférieur (en valeur absolue) au montant de la prime de marché. Le retour d'expérience que propose EPEX SPOT dans sa note de synthèse (EPEX SPOT & OFA EnR, 2015) montre que les acteurs renouvelables tendent à limiter leurs offres dès l'apparition de prix négatifs, sans attendre nécessairement les six heures consécutives.

D'autre part, la loi EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz, 2014)¹ autorise le gouvernement fédéral à légiférer par ordonnance pour autoriser les gestionnaires de réseau à déconnecter certaines installations du réseau si les prix restent négatifs, sans compensation financière cependant (TRANSNET BW & OFA EnR, 2015).

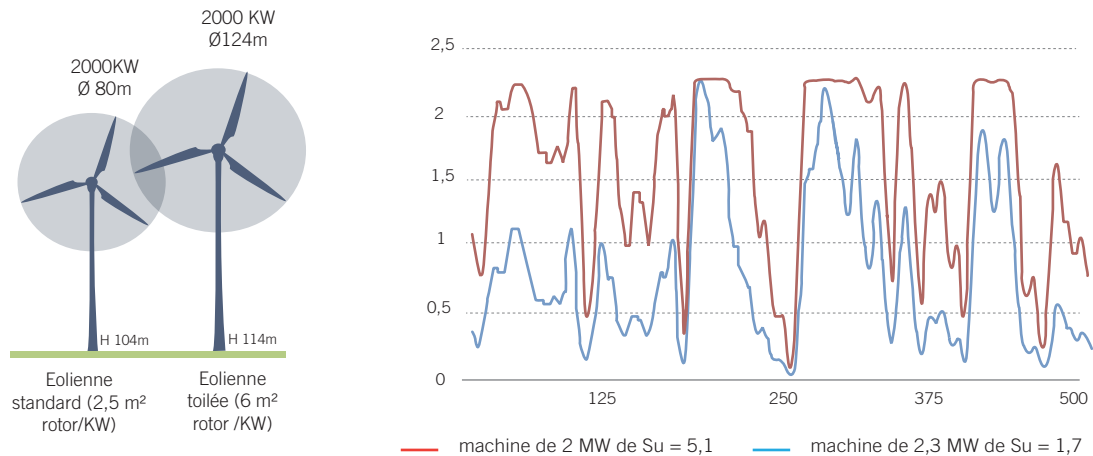
Par ailleurs, une modification majeure introduite par l'EEG 2014 consiste dans l'obligation, pour toute nouvelle centrale souhaitant bénéficier du complément de rémunération de disposer d'un système de contrôle à distance, notamment pour permettre le pilotage de l'installation par un agrégateur responsable de la commercialisation, voire par le gestionnaire réseau lui-même. Il est à noter qu'une telle obligation n'a pour l'instant pas été introduite dans le dispositif français.

L'approche allemande permet de combiner plusieurs enjeux. Ne pas couper la prime dès les premiers prix négatifs permet d'une part, de limiter l'impact de ce mode de gestion sur les revenus des producteurs et donc a fortiori le risque que cela représente pour les investisseurs ; et d'autre part, dans une certaine mesure, de ne pas atténuer artificiellement le signal de flexibilité envoyé par le marché. La limite de 6 heures consécutives permet quant à elle de circonscrire l'augmentation du surcoût mutualisé de la production ENR financé par la taxe EEG. Enfin, cette approche permet de ne pas favoriser la production d'énergie carbonée au détriment de la production renouvelable.

1. La précédente version de la loi EEG datait de 2012 et avait pour objectif de faire des ENR un pilier de la transition énergétique allemande. Elle définissait les différents mécanismes de soutien et en particulier rendait la prime de marché optionnelle. La nouvelle version entrée en vigueur le 1^{er} août 2014 rend pour certaines installations cette forme de soutien obligatoire.

- **Laisser le gestionnaire de réseau choisir les installations à réguler avec ou sans versement d'une compensation financière** : cette méthode suppose que la compensation financière soit au moins égale au revenu que le producteur aurait pu toucher avec la prime et pose par ailleurs la question des critères de sélection des centrales régulées par le gestionnaire. Cette approche est par ailleurs plus utilisée pour réguler des congestions sur le réseau ou une situation d'offre excédentaire à très court terme, qui ne peut plus être traitée par les marchés directement. C'est le cas en Allemagne, où les gestionnaires de réseau de transmission et de distribution recourent de plus en plus à cette solution. Si elle s'avère efficace pour éviter des congestions de réseau, on peut néanmoins mettre en doute

Figure 3. Comparaison des éoliennes d'ancienne (en bleu) et nouvelle (en rouge) génération. Illustration avec une simulation de production.



Source : Ademe 2015.

son application à grande échelle pour gérer les déséquilibres sur le marché¹⁹.

En France le choix a été fait d'arrêter le versement de la prime en cas de prix négatifs et de verser une compensation forfaitaire si le cumul des heures de prix négatifs dans l'année dépasse un seuil fixé pour chaque filière. Si cette solution permet en théorie d'atteindre l'objectif de réduire la contribution des ENR à la formation de prix négatifs, sa mise en œuvre pose deux enjeux : fixer le seuil du nombre d'heures et le niveau de compensation. Une compensation financière trop faible ou un seuil trop élevé pouvant constituer une perte de revenu et par conséquent un risque majeur pour l'équilibre économique des projets.

Conclusion

Les énergies renouvelables variables et à production dite « fatale » ont une capacité limitée pour répondre aux signaux prix de marché. Au mieux elles peuvent adapter la planification des périodes de maintenance en fonction des périodes habituelles de prix bas (plutôt en été).

Si leur fréquence reste limitée à court terme, les épisodes de prix négatifs pourraient se multiplier à l'avenir, si l'ensemble du système électrique (du côté de l'offre et de la demande) ne développe pas les options de flexibilité requises. Si les dispositifs de soutien peuvent permettre de réduire l'apparition

des prix négatifs à travers la restriction de la production renouvelable, cette approche pourrait s'avérer contreproductive à terme, puisqu'elle conduit justement à priver le marché de manière artificielle du seul signal permettant d'identifier un manque de flexibilité, voire de construire de nouveaux modèles économiques pour les options de flexibilité (Hurley, Peterson, & Whited, 2013)²⁰. Cette approche porte donc le risque de retarder la nécessaire adaptation du système électrique dans son ensemble (et particulièrement des centrales fonctionnant en base) vers un fonctionnement plus flexible.

2.4. Réduire les besoins de flexibilité en favorisant les installations ENR les plus vertueuses pour le système

Les mécanismes de soutien peuvent également favoriser l'intégration au système électrique en incitant le développement des technologies renouvelables et pratiques d'exploitation les plus « vertueuses », c'est-à-dire permettant soit de réduire les besoins de flexibilité, soit d'offrir de nouvelles sources de flexibilité au système. Ainsi, l'innovation technologique, associée dans certains cas à de nouveaux modèles économiques peut créer de nombreuses opportunités en ce sens.

L'écêtement (permanent ou dynamique) de la puissance crête des installations photovoltaïques pour limiter la variabilité tout en augmentant les

19. En 2014, 480 GWh d'électricité renouvelable, principalement éolienne, ont été coupés par ce biais, moyennant une compensation financière à hauteur de 95 % du tarif d'achat, tel que prévu par l'article 11 de la loi sur les énergies renouvelables.

20. La destruction de valeur occasionnée par les prix négatifs peut en théorie favoriser l'émergence de nouvelles solutions de flexibilité, tels que le pilotage de la demande et le stockage.

capacités de raccordement du réseau en est un exemple²¹, tout comme l'orientation est-ouest de centrales photovoltaïques²² ou encore le développement d'éoliennes de nouvelle génération. Néanmoins, en raison de leurs caractéristiques, l'ensemble de ces innovations exige un ajustement des signaux économiques pour se développer. Or, dans de nombreux cas, la construction actuelle des dispositifs peut conduire à pénaliser plutôt qu'à favoriser ces technologies, comme l'illustre le cas de l'éolien surtoilé.

L'éolien « surtoilé » se différencie des éoliennes classiques par des pales plus grandes (soit une surface balayée par le rotor plus grande) pour une même puissance de rotor. Ses caractéristiques techniques lui permettent d'avoir en moyenne une production par kW installé plus élevée que les éoliennes classiques et de fonctionner avec des vents plus faibles.

Ces caractéristiques ont trois conséquences sur les besoins de flexibilité :

1. Pour une même quantité d'énergie produite, il faut moins de capacité installée, les variations de puissance injectée sur le réseau seront donc réduites en *amplitude*.

2. La production d'une éolienne de nouvelle génération est plus stable, induisant une réduction de la *fréquence* des variations de production (voir Figure 1)

3. La possibilité d'équiper de nouveaux gisements et d'exploiter de nouveaux régimes de vent, notamment les vents dits faibles (inférieur à 6 m/s), pourraient permettre d'accroître les effets de foisonnement géographique en améliorant la répartition des parcs sur le territoire et la complémentarité des régimes de vents et des technologies (éoliennes de vents forts et faibles).

Toutefois, leur développement pourrait être limité par l'architecture actuelle du tarif d'achat. En

Encadré 3. Calendrier de la mise en place de la prime de marché pour l'énergie éolienne en France

Les lignes directrices publiées par la Commission européenne stipulent que les tarifs d'achat doivent évoluer vers des mécanismes de type prime de marché pour les parcs éolien de plus de 3 MW ou de plus de trois éoliennes. Cependant, suite à des poursuites judiciaires engagées par une association française de lutte contre les nuisances causées par les éoliennes¹, l'État français avait été contraint en 2013 de notifier à la Commission européenne le tarif d'achat éolien. Au cours du mois de mars 2014, la Commission européenne avait validé la conformité du dispositif de soutien avec les lignes directrices sur les aides d'État alors en vigueur. Le tarif d'achat reste valide pour les dix années suivant sa validation. Il n'est donc pas soumis juridiquement au même calendrier que les dispositifs de soutien des autres filières ENR, qui doivent évoluer avant le 1er janvier 2016.

Constatant les difficultés de développement de la filière liées à ces instabilités réglementaires, le Gouvernement français n'envisage pas pour le moment de changer, au même titre que les autres filières, l'actuel tarif d'achat éolien. Cependant, il est probable que dans les prochaines années, une prime de marché remplace progressivement le tarif d'achat. Cette prime aura la même architecture que celle des autres filières, c'est pourquoi il est nécessaire de comprendre les limites que pourrait poser l'actuelle formule pour le développement des éoliennes de nouvelle génération et anticiper les évolutions de certains éléments de cette formule si nécessaire.

1. L'association accusait l'État français de ne pas avoir notifié à la Commission européenne le tarif d'achat éolien alors que celui-ci s'apparente à une aide d'État. En mai 2012, le Conseil d'État avait demandé à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) de se prononcer sur le statut du mode de financement du surcoût de l'électricité éolienne. En décembre 2013, le tarif d'achat éolien était juridiquement reconnu comme une aide d'État.

effet, sur les 15 années de production couvertes par le tarif d'achat, un tarif dégressif est appliqué sur les cinq dernières années du contrat : si l'installation affiche un facteur de charge moyen particulièrement élevé sur ses dix premières années de fonctionnement, son tarif sera fortement réduit sur les cinq dernières années (voir Tableau 2 en Annexe), afin d'éviter une rentabilité excessive pour les machines installées sur les sites les mieux ventés.

Les éoliennes de nouvelle génération ont un coût d'investissement plus élevé (de 15 à 20 % par rapport aux éoliennes classiques²³), et un facteur de charge plus élevé (de 30 % en moyenne), ce qui leur permet d'avoir un coût complet de production (en €/MWh) équivalent (voire à terme plus bas) que l'éolien conventionnel. Cependant, en raison du facteur de charge plus élevé, elle est de facto catégorisée dans les tranches tarifaires les plus basses. En raison de son coût d'investissement (par

21. Cette approche est utilisée par certains gestionnaires de réseau de distribution en Allemagne : en limitant de manière permanente la puissance crête à 70 % de la valeur de référence de l'installation, la variabilité sur le réseau est réduite d'autant, tandis que le réseau peut accueillir deux fois plus d'installations, avec une réduction de la production annuelle de seulement 5 % à 10 %.

22. Traditionnellement, les centrales solaires sont orientées plein-sud pour maximiser la production. Néanmoins, cette approche conduit également à accroître la variabilité journalière, avec une très forte production en milieu de journée. L'orientation est-ouest conduit à répartir la production tout au long de la journée. Par ailleurs, elle permet de maximiser l'utilisation de la surface (aucun espace n'est nécessaire entre modules). Dans certains cas, pour une même surface donnée, cette approche permet d'augmenter le productible annuel de 40 %, en surcompensant la légère perte de rendement par module (7 %) par l'augmentation de la densité.

23. Coût lié à la machine et au mât plus haut.

MW) plus élevé, l'éolien surtoilé risque donc de ne pas être viable économiquement dans le schéma actuel.

Si le tarif d'achat pour l'énergie éolienne n'est pas soumis au même calendrier d'évolution vers le complément de rémunération que les autres filières, il est probable que la prime de marché remplace progressivement le tarif d'achat au cours des prochaines années (voir encadré 3). La formule telle que proposée actuellement (voir encadré 4) a une approche qui semble plus favorable à la nouvelle génération d'éolienne que le tarif d'achat actuel puisque le volume d'aide perçu par les producteurs sera limité en fonction des performances technologiques de l'installation. Cette modalité permet de limiter la rentabilité des installations les mieux ventées, sans pour autant pénaliser les éoliennes de nouvelle génération. Cependant, le critère de performance technologique reste encore à définir dans l'arrêté qui sera dédié à l'énergie éolienne.

Conclusion

L'exemple de l'éolien surtoilé illustre que le déploiement de nouvelles solutions innovantes dépend fortement de l'architecture du mécanisme de soutien. Le critère de performance technologique montre que les pouvoirs publics ont reconnu l'importance de soutenir ces technologies et pratiques vertueuses pour le système. Cependant, si le complément de rémunération prévoit la possibilité de différencier les deux technologies d'éoliennes (conventionnelle et surtoilé ou à vent faible), des solutions pour soutenir les autres pratiques vertueuses citées précédemment restent à trouver, en fonction de l'analyse de leur potentiel sur le plan technique (bénéfice pour l'intégration) et économique (surcoût par rapport à une installation classique).

3. LES ENJEUX ÉCONOMIQUES SOUS-JACENTS : LES COÛTS DIRECTS ET INDIRECTS DE L'ÉVOLUTION RÉGLEMENTAIRE

Si l'enjeu de l'intégration répond avant tout à un impératif physique (la stabilité du système électrique), ces mesures ne sont pas neutres sur le plan économique. Il convient par conséquent d'évaluer ces mesures au regard de leur efficacité, en confrontant les bénéfices potentiels qu'ils apportent pour le système avec les coûts qu'ils peuvent générer pour les acteurs et le système dans son ensemble. Nous analyserons cette problématique dans cette troisième partie.

La réduction des coûts de soutien par une plus forte mise en concurrence et exposition aux signaux du marché est souvent mise en avant comme un des objectifs de l'évolution des mécanismes de soutien. Cependant, l'analyse montre qu'ils peuvent également être source de coûts nouveaux, à l'image de la responsabilité de commercialisation directe, par ailleurs pris en compte par l'introduction d'une « prime de gestion ». Outre ces coûts directs liés à la vente de l'électricité sur le marché, le nouveau dispositif pourrait également avoir un impact indirect important sur les coûts et conditions de financement des projets, en raison des risques nouveaux auxquels s'exposent les porteurs de projets.

3.1. Le coût de la commercialisation directe

La commercialisation directe conduit à de nouveaux coûts pour les producteurs. On peut classer ces coûts en deux catégories :

- Les coûts fixes liés au personnel qui s'occupe de la commercialisation sur le marché et des prévisions de production, des frais de fonctionnement (loyers, équipement informatique, etc.), les frais d'inscription à la plateforme boursière
- Les coûts variables (par MWh) liés au règlement des écarts entre prévision et production

Dans le dispositif de tarif d'achat, les producteurs n'étaient pas en charge de la commercialisation de leur électricité sur le marché, ce rôle était endossé par l'acheteur obligé. Purkus *et al.* (2015) estiment qu'en Allemagne, sur la période 2012-2019, ces coûts pourraient varier entre 1 € et 3,5 € par MWh. Parmi les facteurs pouvant influencer l'évolution des coûts de commercialisation, nous pouvons notamment citer :

- la situation du marché en termes de liquidité, du niveau de concurrence et des règles établies pour le règlement des écarts ;
- l'expérience relative des différents acteurs pour la vente sur les plateformes boursières, certains disposant déjà de services de commercialisation pouvant assumer ce rôle ;
- la qualité des équipements qui permettent de réaliser les prévisions de production ;
- la taille et la diversité du portfolio de production utilisé pour l'équilibrage et permettant de bénéficier éventuellement d'effets de foisonnement (voir section 2.1).

Dans un premier temps, on pourrait constater que l'évolution du dispositif ne génère pas un coût nouveau, mais rend seulement explicite un coût jusque-là « caché » (puisque assumé

par l'acheteur obligé)²⁴. Or, différents éléments indiquent que cette attribution nouvelle de la responsabilité de commercialisation conduira également à en augmenter le coût.

Dans le dispositif de tarif d'achat l'acheteur obligé (essentiellement EDF) rachète l'électricité directement au producteur et la revend sur le marché de l'électricité. Cela suppose qu'il utilise ses infrastructures existantes (services commerciaux) pour la vente de l'électricité renouvelable sur le marché. Concernant les coûts liés au règlement des écarts, il bénéficiait jusqu'à présent²⁵ de la possibilité d'utiliser la flexibilité de son propre parc de production (thermique et renouvelable) pour réaliser l'équilibrage, sans nécessairement passer par le marché. EDF OA estimait que ces coûts représentaient 15 à 20 M€ par an. Les coûts supportés par l'acheteur obligé au titre de la valorisation de la production ENR sur le marché n'étaient jusqu'en 2014 pas répercutés sur le dispositif de soutien²⁶. Le coût de la commercialisation directe sera donc révélé au travers le nouveau dispositif, mais pourrait également s'avérer plus élevé que ce qu'il est dans le dispositif de tarif d'achat.

En transférant la responsabilité de la commercialisation et du règlement des écarts aux producteurs individuels, le nouveau dispositif risque de multiplier les coûts de commercialisation en raison de trois facteurs :

- le transfert de la responsabilité de commercialisation d'un seul à une multitude d'acteurs induit la suppression des économies d'échelles liées aux coûts de transaction, le coût de commercialisation correspondant avant tout au coût fixe du service de commercialisation ;
- la responsabilisation individuelle réduit les possibilités de foisonnement entre installations (compenser les écarts respectifs sans passer par le marché), et contrairement à l'acheteur obligé, la majorité des producteurs ne pourront pas opérer un ajustement en interne, en

compensant les écarts de prévision avec leurs propres centrales thermiques ;

- le coût de la commercialisation directe, compensé par la prime de gestion, s'ajoutera désormais dans le calcul de la CSPE au coût assumé par l'acheteur obligé pour la valorisation de l'électricité restant sous OA, étant donné que les deux dispositifs fonctionneront en parallèle pour les 20 prochaines années au moins.

L'émergence des agrégateurs prenant en charge la commercialisation au nom des producteurs individuels pourrait en partie permettre de palier à ces inconvénients, bien que les économies d'échelles soient en théorie inférieures en raison de la taille plus restreinte du portefeuille d'installations. Par ailleurs, la capacité d'innovation dans les modèles de commercialisation et le coût associé au service rendu par les agrégateurs dépendra étroitement de la maturation d'un marché concurrentiel intégrant un nombre suffisant d'agrégateurs.

En France, le faible nombre d'acteurs concernés actuellement par cette réforme (l'éolien n'en fait pour l'instant pas partie) pourrait contribuer à freiner l'émergence d'un nombre suffisant d'agrégateurs, la production à agréger étant relativement faible lors des premières années du dispositif. Il y aurait donc un intérêt à rendre le dispositif particulièrement incitatif pour tout type d'installation, c'est-à-dire pour les installations nouvelles mais aussi les installations existantes actuellement sous obligation d'achat.

Afin de ne pas pénaliser les producteurs face à cette responsabilité nouvelle, une prime de gestion est prévue pour compenser les coûts de commercialisation directe. Elle a pour objectif de couvrir les coûts fixes et variables supportés par les producteurs pour commercialiser leur électricité sur le marché. En Allemagne elle est actuellement fixée à 4 €/MWh pour les installations nouvelles à production fluctuante (éolien, solaire) et à 2 €/MWh pour les installations pilotables²⁷. La prime de gestion devrait être du même ordre de grandeur en France voire même plus élevée durant les premières années du mécanisme pour compenser le nécessaire apprentissage de la commercialisation directe par les acteurs et favoriser l'émergence des agrégateurs. En effet, quand le mécanisme de prime de marché a été introduit de manière optionnelle en Allemagne en 2012, cette prime de gestion

24. C'est le cas en France où le calcul de la CSPE n'intégrait pas jusque-là les coûts de commercialisation assumés par l'acheteur obligé, contrairement à l'Allemagne, où ce coût, supporté par les gestionnaires de transmission, est rendu explicite dans le calcul de la surcharge EEG.

25. EDF a mis en place depuis plus de dix ans une entité en son sein, dédiée à la gestion des ENR sous obligation d'achat, EDF OA, dont le périmètre d'équilibre est indépendant depuis le 1^{er} juillet 2015. Voir la délibération de la CRE du 16 décembre 2014 sur l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous OA.

26. Avec la création d'EDF OA et d'un périmètre dédié aux installations sous obligation d'achat, une compensation financière devrait désormais être intégrée dans le calcul de la CSPE pour les installations couvertes par le tarif d'achat.

27. Pour les centrales installées avant juillet 2014 et bénéficiant du complément de rémunération, celui-ci est actuellement fixé à 2,25 €/MWh pour les ENR dispatchables, 3 €/MWh pour les centrales éolien et PV non contrôlables à distance et 5 €/MWh pour celles qui disposent d'un contrôle à distance, rendu obligatoire depuis.

atteignant 12 €/MWh pour les énergies intermittentes avant de diminuer progressivement. Cette approche a permis d'attirer une grande partie des producteurs d'électricité renouvelable vers le nouveau dispositif, y compris pour les centrales existantes bénéficiant du tarif d'achat : fin 2014, 82 % de la capacité éolienne avaient choisi la prime de marché (EPEX SPOT & OFA EnR, 2015). Notons cependant que cette réussite a eu un impact significatif sur le coût global du dispositif car si le dispositif a été attractif pour les producteurs, cela signifie que leurs rentes ont augmenté également.

En se basant sur les hypothèses de déploiement de capacités renouvelables récemment observées (et plus optimistes que celles utilisées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans son rapport sur le calcul de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) (CRE, 2014)²⁸, on peut fournir une première indication sur le coût cumulé de la commercialisation directe en France pour les dix prochaines années : pour une prime de gestion comprise entre 4 et 5 euros par MWh, ce coût pourrait avoisiner 620 à 780 millions d'euros. Un coût relativement limité, mais non négligeable, étant donné qu'elle estime que le coût cumulé des énergies renouvelables (hors cogénération) porté par les consommateurs à travers la CSPE étaient de 10 Mds€ pour la période 2002-2013 et s'élèvera à 66 Mds€ pour la période 2014-2025²⁹.

Par ailleurs, ce calcul ne tient pas compte des coûts de gestion pour les institutions publiques concernées par le suivi du dispositif de commercialisation directe (la CRE, RTE, ErDF, et les responsables d'équilibre). En effet, le traitement des données communiquées par les producteurs aux gestionnaires de réseau et à la CRE pour le calcul mensuel du volume de la prime, le paiement mensuel ainsi que la régulation annuelle requièrent des ressources humaines et financières importantes.

Conclusion

Bien que représentant un surcoût supplémentaire pour la CSPE (puisqu'il s'additionne aux coûts de la valorisation de l'électricité qui reste couverte par l'obligation d'achat), le « coût de la commercialisation directe » resterait donc malgré tout limité vis-à-vis du coût cumulé de soutien aux ENR. Représentent

en quelque sorte l'investissement que la collectivité est prête à consacrer à l'apprentissage de la commercialisation directe, celui-ci devra être évalué dans le temps vis-à-vis de sa capacité à réellement susciter l'innovation dans les modèles de prévision et de commercialisation élaborés par l'ensemble des acteurs. Néanmoins, au-delà de ce coût direct, l'impact sur les conditions de financement des installations pourrait représenter un enjeu de surcoût bien plus important (voir section 3.2).

3.2. Impact sur le coût du financement

Tous les facteurs susceptibles d'être des sources d'incertitudes pour les revenus futurs d'un projet peuvent induire une augmentation des risques financiers perçus, avec des répercussions directes sur le coût du capital (fonds propres et dette). En effet, pour se prémunir d'un risque de défaillance dans le remboursement de la dette, les banques et autres financeurs peuvent augmenter les taux d'intérêt appliqués aux prêts ou exiger un ratio de fonds propres plus important.

Le mécanisme d'obligation d'achat et tarifs d'achat actuellement en place permet de limiter les incertitudes sur les revenus puisque toute l'électricité produite est rachetée à prix constant sur toute la durée du projet. Etant calculé a posteriori en fonction du prix de marché effectivement observé, le complément de rémunération tend à se rapprocher du fonctionnement des tarifs d'achat pendant son architecture introduit certaines incertitudes. Les principales incertitudes qui peuvent affecter les modalités de financement des projets sont les suivantes :

- *La complexité même du nouveau dispositif*³⁰, introduisant de nombreuses variables économiques jusque-là inconnues, qui peut être source d'incompréhensions de la part des investisseurs et ce d'autant plus en l'absence d'un retour d'expérience fiable sur plusieurs années.
- *Le facteur de dégressivité* qui s'appliquera sur la prime introduit également des incertitudes en ce qui concerne sa définition exacte et son application, puisqu'il ne laisse pas la possibilité aux producteurs d'équilibrer les revenus sur toute la durée du projet et qu'il introduit un risque majeur : la production d'une installation

28. Hypothèses utilisées par la CRE : 400 MW/an de PV jusqu'en 2025 (pour atteindre 10 000 MW) ; 500 MW/an pour l'éolien terrestre (la filière atteint l'objectif prévu par la PPI pour 2020 en 2025, soit 20 000 MW). Tendances actuelles (hypothèses retenues ici) : photovoltaïque : 700 MW/an ; éolien terrestre : 1 200 MW/an.

29. Ce chiffre ne prend en considération le coût de développement des ENR avec le mécanisme actuel de tarifs d'achat, n'intégrant pas le coût de la prime de gestion.

30. Ainsi, au-delà du principe de complément de rémunération, la complexité de la formule, intégrant de nombreuses variables incertaines (coefficient d'actualisation alpha, valorisation de l'installation sur le marché de capacité, valorisation des certificats verts, niveau de production de référence de la filière, etc.) peut en elle-même être considéré comme un facteur de risque et d'incertitudes.

(notamment éolienne) pouvant considérablement varier d'une année sur l'autre en fonction des facteurs météorologiques, le producteur risque de faire face à une perte sèche si l'installation produit moins que prévu durant les premières années, où le niveau de prime sera à son maximum³¹.

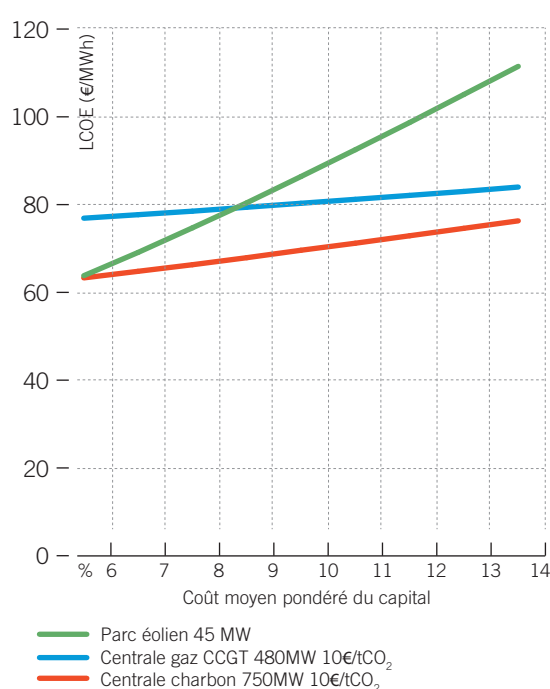
- *L'arrêt de la prime en cas de prix négatifs* introduit également une incertitude sur les revenus car l'évolution de la fréquence et de la profondeur de ces prix négatifs reste incertaine.
- *La déduction des revenus alternatifs* : l'architecture du complément de rémunération prend également en compte la possibilité que le producteur perçoive d'autres revenus issus du marché de capacité et des garanties d'origine, auquel cas ces revenus sont déduits de sa prime. Cependant, le calcul de ces revenus alternatifs sont normatifs, en fonction d'un prix de marché moyen et peuvent dévier des revenus effectivement perçus par les producteurs sur ces marchés.

Outre l'architecture du mécanisme, la capacité du producteur à assurer la commercialisation directe, notamment à cause de la complexité du mécanisme et du manque d'expérience, peut également être perçue comme un risque par les investisseurs. De même, la capacité de l'agrégateur à prendre en charge la commercialisation directe sur l'ensemble de la durée de vie du projet et les risques associés à l'équilibrage (qui peut être évaluée en fonction de la taille des portfolios, connaissance du marché, modèles de prévision, etc.) sera probablement pris en compte par les investisseurs pour établir le profil de risque du projet.

Pour fixer les conditions de financement (taux d'intérêts et montant de la dette) des projets, les banquiers et autres financeurs doivent prendre en considération les situations les moins favorables³². Plus on multiplie les incertitudes sur les revenus, plus les conditions de financement se dégradent. Ainsi, à titre d'exemple, pour un coût moyen pondéré du capital de 6 %, le coût cumulé des intérêts payés sur une durée de 20 ans représente plus de 60 % du montant du prêt ; à un taux de 8 %, les intérêts payés sur 20 ans dépassent le montant du

capital investi au départ (Rüdinger, 2015). L'augmentation du coût du financement peut donc avoir un impact majeur sur le coût de production d'électricité des projets et a fortiori sur le coût de soutien, notamment pour les technologies les plus intenses en capital (éolien et PV) comme le montre la Figure 4. Une variation de 2 % du coût du capital augmentera de 13 €/MWh les coûts complets de production d'un parc éolien de 45 MW sur toute la durée de vie du projet (Sartor et al., 2015).

Figure 4. Coûts complets de production pour un parc éolien, une centrale à gaz et une centrale à charbon selon différentes hypothèses de coût du capital.



Source : (Sartor et al., 2015)

Par ailleurs, les risques d'augmentation du coût de financement concernent en particulier les acteurs de taille modeste (développeur indépendants³³, acteurs publics locaux, etc.) qui ne disposent que d'un accès limité aux marchés de capitaux et dépendent essentiellement des emprunts bancaires. À l'inverse, des acteurs industriels plus importants peuvent recourir à la finance dite Corporate (marché obligataire et boursier) pour financer leurs projets d'énergie renouvelable

31. En effet, même si au niveau du volume d'électricité produite, les bonnes années pourraient par la suite compenser les mauvaises pour atteindre la moyenne visée, l'équilibre économique ne sera pas atteint, puisque la prime par MWh serait plus importante au début du projet.

32. À titre d'exemple, en Allemagne les banquiers intègrent désormais la possibilité de faillite de l'agrégateur avec lequel le contrat de commercialisation a été conclu dans le calcul des risques du projet.

33. Dans le secteur éolien, on compte une vingtaine d'exploitants possédant plus de 100 MW en France. Sur les 8,2 GW de capacité éolienne recensée en 2014, seulement 1,65 GW étaient détenus par les deux grands énergéticiens (1 000 MW gérés par les filiales et participations d'Engie et 650 MW par EDF Énergies nouvelles).

sur la base de leur bilan (et non des conditions du projet lui-même). Cela permet à ces entreprises d'accéder à des taux d'intérêts plus bas et des durées d'endettement plus longues, réduisant ainsi significativement le coût du capital (Jager & Rathmann, 2008). En ce sens, l'augmentation des risques perçus pourraient mettre en péril la diversité des porteurs de projets et notamment mettre en danger l'émergence, encore fragile, de projets participatifs d'ENR, fondés sur une initiative locale des collectivités et citoyens (Degenhart & Nestle, 2014 ; IZES, 2014 ; Poize & Rüdinger, 2014).

En ce sens, il serait essentiel d'évaluer les conséquences de l'application du nouveau mécanisme sur la *bancabilité* des projets : en effet, si l'application du nouveau mécanisme dégrade sensiblement la perception des risques économiques des projets, trois scénarios peuvent être envisagés :

- dans le premier, il faudra rehausser les tarifs de référence (et par conséquent le surcoût public) pour faire en sorte que les projets se fassent malgré des conditions financières dégradées
- dans le second, le maintien des tarifs en dépit de conditions financières dégradées pourra conduire à l'abandon des projets et fortement ralentir le développement, rendant l'atteinte des projets impossible
- dans un troisième cas enfin, l'augmentation des risques pourrait être compensée par l'attribution de prêts à conditions préférentielles pour limiter l'impact du coût de financement, à l'image de ce que fait la banque publique de développement KfW en Allemagne, qui cofinance plus de la moitié des projets ENR en Allemagne³⁴.

Enfin, les autorités françaises peuvent utiliser les marges de manœuvres laissées par les lignes directrices européennes pour traiter de façon différenciée les filières technologiques, qui n'ont pas les mêmes contraintes de financement. Il est ainsi possible d'adapter la prime en fonction des technologies sur des critères assez larges : i) en fonction du potentiel à plus long terme d'une technologie nouvelle et innovante déterminée ; ii) du besoin de diversification ; iii) des contraintes et de la stabilité du réseau ; iv) des coûts d'intégration du système ; ou v) de la nécessité d'éviter les distorsions sur les marchés des matières premières dues à l'aide apportée à la biomasse (Dezobry, 2015). Il est en outre possible pour les États membres de traiter de façon différenciée les petites installations. Après

2017, il reste possible dans le cadre des lignes directrices européennes d'appliquer le système de prime sans passer par des appels d'offres pour les installations de moins de 1 MW (6 MW et inférieur à 6 mâts pour les sites éoliens), mais aussi de conserver des tarifs de rachat pour les projets les plus petits (inférieure à 500 kW ou 3 MW et 3 mâts pour les installations éoliennes).

Conclusion

L'introduction du nouveau dispositif pourrait avoir un impact significatif sur le coût du capital des projets d'énergies renouvelables. Il existe cependant plusieurs leviers permettant de limiter cette augmentation auxquels les pouvoirs publics pourraient avoir recours :

- des mécanismes complémentaires ayant pour objectif de réduire le coût du financement de type prêts à taux préférentiels. ECOFYS (Jager & Rathmann, 2008) estime par exemple qu'une baisse de 1 à 2 % du taux d'intérêt sur la durée de vie du projet peut faire baisser de 5 à 10 % le coût complet de production (LCOE). Dans son rapport de 2010 sur les coûts de production de l'électricité, l'Agence internationale de l'énergie indique qu'une baisse du coût pondéré du capital (WACC) de 5 % peut réduire le coût de production de jusqu'à 30 % dans le cas de l'éolien ou du solaire (IEA, 2010) ;
- la simplification de la formule du dispositif, en réduisant autant que possible les facteurs d'incertitudes ;
- des leviers de nature non-économique qui peuvent également jouer un rôle clé sur le niveau de risque et le coût de financement comme la simplification des procédures administratives ou encore un accès facilité au réseau.

3.3. Les appels d'offres, levier potentiel de réduction des coûts ?

Avec l'augmentation de la part des ENR dans le mix électrique européen, le coût des politiques de soutien associées a augmenté, ce qui a amené la Commission européenne et certains de ses États membres à porter une attention particulière à l'efficacité de ces politiques. L'efficacité est définie par la capacité d'une politique publique à atteindre les objectifs de développement des ENR à moindre coût (Del Río & Cerdá, 2014). D'un point de vue statique, optimiser l'efficacité d'un dispositif revient à développer les technologies les plus compétitives (coût au kWh). À l'inverse, dans une approche « dynamique », il s'agit d'évaluer la capacité du mécanisme à réduire les coûts à court terme, mais également à générer les progrès technique et les innovations qui permettront d'optimiser les coûts à plus long terme.

34. Pour une description détaillée du fonctionnement de la KfW allemande, voir Rüdinger (2013). La rénovation thermique des bâtiments en France et en Allemagne : quels enseignements pour le débat sur la transition énergétique ?, Iddri Working Papers n°07/13.

Ceci implique notamment de ne pas focaliser le déploiement sur les seules technologies compétitives, afin de favoriser la maturation économique de l'ensemble des technologies requises à long terme.

À travers ses lignes directrices sur les aides d'État, la Commission européenne a souhaité généraliser les appels d'offres en tant qu'outil d'allocation des aides permettant, à priori, de maximiser l'efficacité des politiques de soutien : à travers la maîtrise des volumes (capacités installées) d'une part et la mise en concurrence entre porteurs de projet, voire à terme, entre les différentes technologies renouvelables. Ceci afin de générer une allocation optimale des ressources (exploitation des meilleurs gisements, utilisation des technologies les plus compétitives, etc.), et de fixer le niveau de l'aide versée au producteur au plus près des coûts réels de production.

Toutefois, la question de l'efficacité des appels d'offres reste soumise à débat et dépend fortement de l'architecture du dispositif (del Río & Bleda, 2012 ; ECOFYS, 2014 ; Held *et al.*, 2014 ; IRENA & CEM, 2015). Un exemple permet d'illustrer ce questionnement sur la supériorité économique des AO: le montant moyen des offres retenues pour l'appel d'offres photovoltaïque (100 à 250 kW) de la CRE fin 2014 s'établit à 153 €/MWh. En Allemagne, sur cette même période, le tarif d'achat pour les installations comprises entre 40 et 500 kW se situait à seulement 107 €/MWh, en dépit d'un ensoleillement moindre.

Ceci peut s'expliquer d'abord par le fait que les appels d'offres représentent des risques financiers supplémentaires (investissements échoués, délais de la procédure, pénalités en cas de retard et non-réalisation du projet) pouvant augmenter le coût du financement des projets. Aussi, en l'absence de potentiels de réduction de rentes dans une filière, le passage à des procédures d'appels d'offre peut avoir comme unique effet d'augmenter ces coûts de financement et au final les coûts totaux des projets. L'apparition de ces coûts peut également constituer une barrière à l'entrée pour des acteurs dont la taille modeste ou le système de gouvernance rendent difficile ou impossible d'assumer des coûts échoués. Les collectivités locales auraient ainsi bien du mal à justifier auprès de ses administrés les dépenses d'études préalables pour un projet d'ENR qui ne se réaliserait finalement pas.

Un autre risque est celui de comportement stratégique de la part certains acteurs qui peuvent essayer de maximiser leur compétitivité vis-à-vis des autres offrans en soumettant délibérément des offres sous estimées pour gagner l'appel d'offres, rendant *in fine* ces projets irréalisables

économiquement³⁵. Le premier appel d'offres organisé par le Department of Energy and Climate Change (DECC) au Royaume-Uni permet d'illustrer ce dernier cas de figure. Alors qu'un prix cible de 120 £/MWh était attendu pour le photovoltaïque, certaines offres ont été soumises à 50 £/MWh. L'éolien offshore a parfois été proposé à 117 £/MWh alors que le prix attendu était de 150 £/MWh. Dans les deux cas, si le marché a effectivement pu être attribué aux offres les plus compétitives, leur réalisation paraît incertaine, et ce d'autant plus que ces appels d'offres ne prévoient pas de pénalité en cas de non-réalisation du projet.

Plusieurs solutions sont alors possibles. Le ministère du Développement durable français, qui organise des appels d'offres pour attribuer les tarifs d'achat aux installations photovoltaïques de plus de 100kW depuis 2011 a par exemple fixé un prix plancher au-delà duquel les offrans ne peuvent pas descendre. Cependant, fixer un prix plancher revient à fixer administrativement un tarif-cible, induisant de fait les mêmes risques d'inefficacité auparavant critiqués en lien avec les tarifs d'achat. Une autre solution consiste à appliquer des pénalités aux développeurs qui ne réalisent pas leur projet. Cette solution peut représenter une bonne alternative pour assurer la réalisation du projet, si le montant des pénalités est adapté : ni trop haut pour ne pas être un risque supplémentaire pour les investisseurs, ni trop bas pour donner une incitation suffisante (IRENA & CEM, 2015).

Enfin, bien que les lignes directrices recommandent l'application d'appels d'offres (AO) « technologiquement neutres » dès 2017, il convient d'évaluer en détail les risques et opportunités d'une réforme aussi importante et potentiellement porteuse de coûts supplémentaires (Quirion, 2015). Comme le précisent les autorités françaises elles-mêmes, une application généralisée des AO « *générerait des externalités majeures et nuirait au fonctionnement du marché commun* », notamment en raison des coûts de transaction supplémentaires et de la limitation de la diversification du bouquet de technologies développées (Gouvernement français, 2014). Si une application ciblée des procédures d'appels d'offres se justifie dans certains cas (en raison des asymétries d'informations et des incertitudes sur les coûts réels, et pour le soutien aux technologies innovantes), une mise en œuvre systématique devrait au préalable faire l'objet d'une évaluation approfondi des coûts

35. Ce phénomène s'observe régulièrement sur des appels d'offres ENR en l'absence de pénalités pour non-réalisation. Les projets retenus, fondés sur un calcul trop « optimiste » des coûts ne sont alors pas réalisés par manque de viabilité économique (malédiction du vainqueur ou *winner's curse* en anglais).

et des bénéfices pour chacune des filières. Ce d'autant plus que l'objectif de pilotage des volumes de capacité par les AO ne semble que peu pertinent à ce jour, en dehors du photovoltaïque : en effet, la France n'a pour l'instant jamais dépassé ces objectifs de capacités installées sur l'année (pour l'éolien, la biomasse, l'hydro).

L'analyse doit également intégrer les questions de gouvernance et de diversité d'acteurs. Si la transition vers le complément de rémunération fait craindre un accroissement des barrières à l'entrée du marché (pour les petits acteurs), la généralisation des appels d'offres pourrait constituer une barrière infranchissable pour les petits porteurs de projets, qui ne pourront remplir les conditions d'éligibilité et ne peuvent assumer le risque d'investissements échoués. En ce sens, en l'absence de critères spécifiques, l'évolution vers les AO pourrait fortement mettre en péril la diffusion des projets participatifs et citoyens ENR (Degenhart & Nestle, 2014 ; Jacobs, Gotchev, Schäuble, & Matschoss, 2014).

Conclusion :

En dehors de la capacité des appels d'offres à mieux contrôler les volumes d'installations, l'hypothèse d'une baisse sensible des coûts de production ne semble pas se vérifier systématiquement. Les dispositifs d'appels d'offres sont source de coûts nouveaux, à travers l'augmentation des risques financiers et des coûts de gestion qu'ils induisent. Ces coûts doivent être confrontés aux bénéfices espérés filières par filières. Enfin, l'efficacité de ce dispositif d'allocation doit également être évaluée vis-à-vis de sa capacité à préserver la diversité d'acteurs sur le marché et à ne pas mettre en péril les projets participatifs initiés par des acteurs locaux.

4. CONCLUSION

Partant des évolutions réglementaires actuellement à l'œuvre en Europe et plus particulièrement en France, cette étude a permis d'identifier plusieurs enjeux clés pour l'implémentation des politiques de soutien, visant à concilier les dimensions quantitative (accélération du déploiement) et qualitative (intégration au marché et au système électrique).

Dans un premier temps, le fait que la réforme visant à instaurer des mécanismes de soutien plus intégrés au marché (le complément de rémunération) et plus concurrentiels (les appels d'offres) ne constitue pas une évolution à la marge. S'agissant d'une transition plus structurelle, il semble essentiel de prévoir son application dans le temps en laissant une période de transition suffisante pour les acteurs du marché. De même, il semble primordial

de veiller à bien intégrer le retour d'expérience des pays voisins ayant mis en œuvre des mécanismes semblables, afin d'identifier les risques et écueils éventuels, mais aussi dans la perspective d'une plus forte harmonisation à l'avenir.

Un second enjeu majeur renvoie à la nécessité d'analyser l'évolution réglementaire dans une approche plus systémique : cela exige dans un premier temps de mieux définir les objectifs et contours de ce que doit effectivement recouvrir l'effort d'intégration à court, moyen et long terme, afin d'élaborer une feuille de route adéquate, et d'évaluer la capacité des mécanismes de soutien à effectivement répondre à ces enjeux.

C'est le cas pour la commercialisation directe : si celle-ci constitue une évolution nécessaire à terme pour favoriser l'innovation et responsabiliser tous les acteurs, son application peut être source d'inefficiences et requiert une attention particulière pour adapter l'architecture du marché et favoriser l'émergence des agrégateurs. Autre enjeu majeur, la volonté de réduire l'apparition de prix négatifs par le biais d'une réduction de la production renouvelable doit être questionnée : si cette solution semble intuitive, l'analyse fait apparaître des incertitudes sur ses bénéfices réels face aux risques qu'elle induit, pour la stabilité des revenus des producteurs d'une part, mais surtout pour le marché lui-même, en supprimant le signal prix qui indique un besoin de flexibilité croissant du système. Alors que les enjeux d'intégration sont au cœur de cette réforme, il apparaît également surprenant que celle-ci ne vise pas davantage à favoriser les installations et technologies qui pourraient à l'avenir réduire les besoins, voire apporter elles-mêmes de nouvelles sources de flexibilité à l'échelle du système.

Dans un troisième temps, cette approche systémique ne saurait faire l'économie d'une analyse plus complète sur le plan économique, permettant de confronter les bénéfices espérés en matière d'intégration avec les coûts et risques nouveaux pour les acteurs et le système. En effet, si les coûts directs de l'évolution réglementaire semblent contrôlables, son impact indirect sur la perception des risques et à fortiori des coûts financiers constitue un risque majeur, renforcé par l'absence de mécanismes de financement visant à contrecarrer cette tendance.

Dans la volonté de dépasser l'analyse des facteurs techniques et économiques, il apparaît essentiel de considérer et mettre en débat l'impact de cette réforme en termes de gouvernance, autour de deux aspects. En premier lieu, concernant le risque que l'effort de mise en concurrence se transforme paradoxalement en phénomène de concentration et de réduction de la pluralité d'acteurs. En effet, l'attention portée aux effets d'échelle et à la

capacité à assumer des risques et responsabilités nouvelles risque fortement de fortement augmenter les barrières à l'entrée, mettant en péril l'émergence de projets citoyens et participatifs pourtant essentiels pour améliorer l'acceptabilité des projets et des coûts mutualisés des ENR.

En second lieu, en veillant à ouvrir ce débat sur la dimension européenne, autour de deux interrogations majeures : en quelle mesure,

l'harmonisation des dispositifs de soutien voulue par les lignes directrices pourrait-elle favoriser (ou au contraire inhiber) l'effort de coopération entre États membres ? Et enfin, en veillant à ce que la réforme de l'architecture du marché électrique actuellement à l'œuvre permette effectivement de concilier développement et intégration des ENR pour préparer le système électrique européen du futur. ■

BIBLIOGRAPHIE

- Brandstätt, C., Brunekreeft, G., & Jahnke, K. (2011). How to deal with negative power price spikes? -Flexible voluntary curtailment agreements for large-scale integration of wind. *Energy Policy*, 39(6), 3732–3740. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.082>
- CRE (2014). *La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective*.
- Degenhart, L., Nestle, U. (2014). *Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen*. Leuphana Universität Lüneburg.
- Del Río, P., Bleda, M. (2012). Comparing the innovation effects of support schemes for renewable electricity technologies: A function of innovation approach. *Energy Policy*, 50, 272–282. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.014>
- Del Río, P., Cerdá, E. (2014). The policy implications of the different interpretations of the cost-effectiveness of renewable electricity support. *Energy Policy*, 64, 364–372. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.08.096>
- Dezobry, G. (2015). *Les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020: Les nouvelles conditions de la compatibilité des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables* (CEEM Working Paper No. 2015-12). Université Paris Dauphine.
- DGEC (2015). Architecture du complément de rémunération - Atelier du 25 février 2015.
- ECOFYS (2014). *Design features of support schemes for renewable electricity*.
- EPEX SPOT, OFA EnR (2015). Vente directe des énergies renouvelables sur la Bourse européenne de l'électricité NOTE DE SYNTHÈSE Un retour d'expérience sur la transition énergétique française et allemande Février 2015.
- European Commission (2014a). *Communication from the Commission: Guidelines on State aid for environmental protection and energy for 2014-2020* (Vol. 1).
- European Commission (2014b). *Integration of Renewable Energy in Europe*.
- Fraunhofer IWES (2015). *The European Power System in 2030: flexibility challenges and integration benefits. An Analysis with a Focus on the Pentalateral Energy Forum Region*. Analysis on behalf of Agora Energiewende.
- Gouvernement français (2014). Réponse des autorités françaises à la consultation de la Commission sur le projet de lignes directrices concernant les aides dans le domaine de l'environnement et de l'énergie (Note à la Commission européenne).
- Gawel, E., & Purkus, A. (2013). Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes - A case study of the German market premium. *Energy Policy*, 61, 599–609. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.117>
- Held, A., Ragwitz, M., Gephart, M., Visser, E. de, & Klessmann, C. (2014). *Design features of support schemes for renewable electricity* Design features of support schemes for renewable electricity.
- Hurley, D., Peterson, P., & Whited, M. (2013). *Demand Response as a Power System Resource - Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States*.
- IEA (2010). *Projected Costs of Generating Electricity. Atomic Energy* (Vol. 118 Suppl). <http://doi.org/10.1787/9789264084315-en>
- IRENA, CEM (2015). *Renewable Energy Auctions : a guide to design*.
- IZES (2014). *Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik*.
- Jacobs, D., Gotchev, B., Schäuble, D., & Matschoss, P. (2014). *Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland – Ausgestaltungsoptionen für den Erhalt der Akteursvielfalt* (Working Paper). IASS.
- Jager, D. De, Rathmann, M. (2008). Policy instrument design to reduce financing costs in renewable energy technology projects.
- Klessmann, C., Nabe, C., & Burges, K. (2008). Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks-A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. *Energy Policy*, 36(10), 3646–3661. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.06.022>
- Observ'ER. (2014). Le baromètre 2014 des énergies renouvelables électriques en France. *Observ'ER*.
- Poize, N., Rüdinger, A. (2014). *Projets citoyens pour la production d'énergie renouvelable: une comparaison France-Allemagne* (Working Papers N°01/2014). IDDRI.
- Purkus, A., Gawel, E., Deissenroth, M., Nienhaus, K., & Wassermann, S. (2015). Market integration of renewable energies through direct marketing - lessons learned from the German market premium scheme. *Energy, Sustainability and Society*, 5(1), 1–13. <http://doi.org/10.1186/s13705-015-0040-1>
- Quirion, P. (2015). Quel mode de soutien pour les énergies renouvelables électriques ? (FAERE Working Papers).
- RTE, SER, ERDF, & ADEEF (2014). *Panorama de l'électricité renouvelable 2014*.
- Rüdinger, A. (2015). *Comment financer la transition énergétique ? Éléments d'analyse pour une approche stratégique*.
- Rüdinger, A., Spencer, T., Sartor, O., Mathieu, M., Colombier, M., & Ribera, T. (2014). *Getting out of the perfect storm : towards coherence between electricity market policies and EU climate and energy goals*.
- Sartor, O., Mathieu, M., Del Río, P., Graichen, V., & Healy, S. (2015). *What does the European power sector need to decarbonise? The role of the EU ETS and complementary policies post-2020. Climate Strategies*.
- TRANSNET BW, OFA EnR (2015). *Intégration au réseau et vente directe en Allemagne : Un retour d'expérience sur la transition énergétique allemande*.

ANNEXES

Tableau 2. Tarifs mentionnés à l'article 3 de l'arrêté tarifaire pour l'éolien terrestre du 17 juin 2014

DURÉE ANNUELLE de fonctionnement de référence	T POUR LES DIX PREMIÈRES ANNÉES (c€/kWh)	T POUR LES CINQ ANNÉES SUIVANTES (c€/kWh)
2 400 heures et moins	8, 2	8, 2
Entre 2 400 et 2 800 heures	8, 2	Interpolation linéaire
2 800 heures	8, 2	6, 8
Entre 2 800 et 3 600 heures	8, 2	Interpolation linéaire
3 600 heures et plus	8, 2	2, 8

Encadré 4. Architecture du complément de rémunération. Formule proposée par le Gouvernement et soumise à discussion lors des consultations.

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

Définition des termes du complément de rémunération (comprenant la prime ex post à l'énergie, la prime de gestion et soustrayant les revenus issus du mécanisme de capacité) selon les termes du Décret :

i: nombre entier compris entre 1 et n, correspondant au pas de temps de calcul de la prime à l'énergie. Ce pas de temps peut être annuel, pluri-mensuel ou mensuel et est fixé pour chaque filière.

E_i: représente la production d'électricité de l'installation sur le pas de temps i (en MWh), E_i peut être plafonné (notamment en fonction de la performance technologique des installations), ce qui signifie que l'installation pourrait toucher la prime sur pour un certain volume de production

α: coefficient de dégressivité de la prime, variable au cours du temps dont la moyenne sur la durée du contrat pourrait être égale à 1;

T_e: prix d'achat de référence (en €/MWh) ou prix cible, terme équivalent au niveau des tarifs d'achat actuels;

M_{0i}: prix de marché de référence, calculé ex-post pour chacune des filières sur un pas de temps i.

Nb_{capa} * P_{refcapa}: revenu perçu via le mécanisme de capacité (calculé de manière normative)

P_{gestion} : prime de gestion (€/MWh), qui prend en compte coûts supportés par le producteur pour valoriser sa production sur les marchés de l'énergie et de capacité.

Source : DGEC, 2015.

Évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques en France : comment concilier les enjeux d'intégration et de déploiement ?

Mathilde Mathieu, Andreas Rüdinger (Iddri)

PUBLICATIONS DE L'IDDRI

- Mathieu, M., Rüdinger, A., Pescia, D. (2016). L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d'optimisation ?, Iddri, *Working Papers* n°01/16.
- Rüdinger, A. (2016). Eléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France, Iddri, *Working Papers* n°03/16.
- Rüdinger, A. (2015). Transition énergétique française et croissance verte : les limites d'une gouvernance par objectifs, Iddri, *Issue Briefs* n°07/15.
- Sartor, O., Colombier, M., Spencer, T. (2015). Designing planning and reporting for good governance of the EU's post-2020 climate and energy goals, Iddri, *Working Papers* n°12/15.

Publications disponibles en ligne sur : www.iddri.org

Institut de recherche sur les politiques, l'Institut du développement durable et des relations internationales (Iddri) a pour objectif d'élaborer et de partager des clés d'analyse et de compréhension des enjeux stratégiques du développement durable dans une perspective mondiale. Basé à Paris, l'Iddri accompagne les différents acteurs dans la réflexion sur la gouvernance mondiale des grands problèmes collectifs que sont la lutte contre le changement climatique, la protection de la biodiversité, la sécurité alimentaire ou l'urbanisation et participe aux travaux sur la redéfinition des trajectoires de développement.

L'Iddri porte une attention toute particulière au développement de réseaux et de partenariats avec les pays émergents et les pays les plus exposés aux risques, de façon à mieux appréhender et partager différentes visions du développement durable et de la gouvernance. Afin de mener à bien son action, l'Iddri s'insère dans un réseau de partenaires issus des secteurs privé, académique, associatif ou public, en France, en Europe et dans le monde.

Institut indépendant, l'Iddri mobilise les moyens et les compétences pour diffuser les idées et les recherches scientifiques les plus pertinentes en amont des négociations et des décisions.

Ses travaux sont structurés transversalement autour de sept programmes thématiques : Gouvernance, Climat, Biodiversité, Océans et zones côtières, Fabrique urbaine, Agriculture et Nouvelle Prospérité.

Dans le cadre de son partenariat avec Sciences Po, de nombreux chercheurs de l'Iddri participent aux enseignements ainsi qu'au développement de programmes de recherche.

Fondation de recherche reconnue d'utilité publique, l'Iddri met à la disposition de tous, via son site Internet, ses différentes analyses et propositions.

L'Iddri organise sa politique de publications autour de collections propres, d'ouvrages en partenariat (comme *Regards sur la Terre*, fruit d'une collaboration avec l'Agence française de développement et d'un partenariat éditorial avec Armand Colin), et de publications dans des revues scientifiques. L'Iddri publie également les études menées dans le cadre du Club d'ingénierie prospective énergie et environnement [CLIP] : *Les Cahiers du CLIP*. Les collections de l'Iddri sont constituées de textes courts (*Issue Briefs* et *Policy Briefs*), de documents de travail (*Working Papers*) et d'études ou rapports (*Studies*).

Pour en savoir plus sur les activités et les publications de l'Iddri, visitez www.iddri.org

www.iddri.org

