

## Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France

Andreas Rüdinger (Iddri)

### LA NÉCESSAIRE ACCÉLÉRATION DU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TECV) adoptée en 2015 fixe l'objectif d'un doublement de la part des énergies renouvelables dans la consommation électrique, qui devra atteindre 40 % à l'horizon 2030. Cela suppose une forte accélération du rythme actuel de développement des filières renouvelables. Un levier important existe dans la réduction des délais de réalisation des projets qui atteignent 7 à 8 ans dans la filière éolienne, via des mesures de simplification administrative et de fluidification des raccordements au réseau. Le permis unique et la limitation des délais de raccordement à 18 mois, mesures prévues par la loi TECV, devront être pleinement mises en œuvre, et une réflexion sur des mesures permettant d'encadrer les recours judiciaires serait un complément utile.

### DESSINER UNE TRAJECTOIRE STRATÉGIQUE DE L'ÉVOLUTION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Cette planification doit sortir d'une logique dite de « portefeuille » établissant les parts de chacune des technologies dans l'offre électrique, pour présenter une projection plus détaillée de l'évolution du secteur et en particulier de la demande électrique, alors que de nouveaux usages sont envisagés pour l'électricité et que l'efficacité énergétique est une priorité affichée de la transition. Une feuille de route sera alors disponible, permettant d'améliorer la crédibilité des politiques mises en place et la cohérence entre les différents objectifs, de coordonner les investissements et de faciliter le suivi et l'évaluation des politiques au moyen d'indicateurs appropriés.

### CALIBRER LES NOUVEAUX DISPOSITIFS EN VUE DE L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES AU MARCHÉ ÉLECTRIQUE

L'évolution vers une intégration plus forte au marché des énergies renouvelables électriques, avec le passage au complément de rémunération et, à terme, la généralisation des appels d'offres, devra se faire avec précaution et de façon progressive. Il est en effet important de laisser aux acteurs le temps de s'adapter à la commercialisation directe de leur énergie. L'évaluation de l'impact de ces mesures sur la concentration du marché électrique et la diversité des acteurs sera essentielle. En effet, d'une part, l'émergence d'un marché concurrentiel d'agrégateurs est nécessaire pour le succès de la réforme. D'autre part, les projets de taille plus modeste portés par des acteurs locaux, présentés comme une priorité de la transition à l'échelle française, pourraient être pénalisés par ce renforcement de la mise en concurrence.

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 : Rüdinger, A. (2016). Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France, *Working Papers* N°03/16, Iddri, Paris, France, 32 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.



Pour toute question sur cette publication, merci de contacter :  
Andreas Rüdinger – [andreas.rudinger@iddri.org](mailto:andreas.rudinger@iddri.org)  
Nicolas Berghmans – [nicolas.berghmans@iddri.org](mailto:nicolas.berghmans@iddri.org)

ISSN 2258-7071

# Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France

Andreas Rüdinger (Iddri)

---

|                                                                                                  |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>RÉSUMÉ EXÉCUTIF : 9 RECOMMANDATIONS POUR UNE MEILLEURE INTÉGRATION DES ENR ELECTRIQUES</b>    | <b>5</b>  |
| <b>1. INTRODUCTION</b>                                                                           | <b>7</b>  |
| <b>2. ÉTAT DES LIEUX DES ENR ELECTRIQUES EN FRANCE</b>                                           | <b>8</b>  |
| <b>3. DÉFINIR UNE TRAJECTOIRE COHÉRENTE SUR LE LONG TERME : L'IMPORTANCE DE LA PLANIFICATION</b> | <b>10</b> |
| 3.1. Passer d'une stratégie de portfolio énergétique à une trajectoire phare                     | 10        |
| 3.2. Clarifier l'articulation des outils de planification à différentes échelles                 | 12        |
| <b>4. RENFORCER LA COOPÉRATION À L'ÉCHELLE RÉGIONALE ET EUROPÉENNE</b>                           | <b>13</b> |
| <b>5. INTÉGRATION AU MARCHÉ : LES ENJEUX POUR LA RÉFORME DES MÉCANISMES DE SOUTIEN</b>           | <b>16</b> |
| <b>6. LA SIMPLIFICATION DES PROCÉDURES ADMINISTRATIVES</b>                                       | <b>18</b> |
| 6.1. Les autorisations administratives : l'enjeu du permis environnemental unique                | 18        |
| 6.2. La procédure de raccordement au réseau                                                      | 20        |
| <b>7. LES ENJEUX ÉCONOMIQUES DU DÉVELOPPEMENT DES ENR</b>                                        | <b>22</b> |
| 7.1. L'économie des ENR en France : éléments de cadrage                                          | 23        |
| 7.2. Réduire les risques et coûts de financement des projets                                     | 24        |
| 7.3. Quel potentiel de réduction des coûts de soutien aux ENR ?                                  | 25        |
| <b>8. LES ENJEUX DE GOUVERNANCE : DIVERSITÉ D'ACTEURS ET ACCEPTABILITÉ DES PROJETS</b>           | <b>26</b> |
| 8.1. Remettre la question des modèles de gouvernance au cœur des politiques énergétiques         | 26        |
| 8.2. Quels modèles participatifs pour quoi faire ?                                               | 27        |
| 8.3. Quels instruments politiques pour soutenir les projets participatifs et citoyens ?          | 28        |
| <b>9. CONCLUSION</b>                                                                             | <b>28</b> |
| <b>BIBLIOGRAPHIE</b>                                                                             | <b>30</b> |



## RÉSUMÉ EXÉCUTIF : 9 RECOMMANDATIONS POUR UNE MEILLEURE INTÉGRATION DES ENR ÉLECTRIQUES

### 1. Définir une trajectoire cohérente de long terme pour la transition du secteur électrique.

Élaborer une planification claire de l'évolution du secteur fournit une feuille de route permettant d'améliorer la crédibilité des politiques mises en place et la visibilité pour les investisseurs. Elle améliore également l'évaluation de la cohérence entre les différents objectifs et facilite le suivi des politiques au moyen d'indicateurs appropriés. Cette planification doit se faire à partir d'une approche intégrée qui combine les objectifs environnementaux et la sécurité d'approvisionnement aux questions de demande et d'offre électrique. La question de l'évolution de la demande doit particulièrement être traitée, alors que de nouveaux usages sont envisagés pour l'électricité et que l'efficacité énergétique est une priorité pour la transition. En France, la programmation pluriannuelle de l'énergie prévue par la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte (TECV) devra permettre l'élaboration d'une trajectoire « phare » à l'horizon 2030 pour le secteur, tout en veillant à l'articulation avec les autres outils de planification existants, notamment au niveau régional.

### 2. Renforcer la coopération à l'échelle régionale et européenne sur la transformation du système électrique.

Le couplage des marchés électriques en Europe a une fonction importante pour faciliter l'intégration des ENR variables et permet l'exploitation des effets de foisonnement des productions ENR et des demandes électriques, ce qui limite les besoins

d'ajustement des centrales conventionnelles et l'écrêtement du surplus de production d'énergies renouvelables. La France se situe au cœur du système électrique européen et est interconnectée avec 7 pays voisins. Au-delà du couplage physique, la coordination des marchés et des systèmes à l'échelle régionale doit être encouragée, via l'optimisation des marchés de court terme, la régionalisation des évaluations de sécurité d'approvisionnement électrique et l'élaboration d'une approche commune d'amélioration de la flexibilité du système. La réforme de l'architecture du marché électrique européen, prévue dans le cadre de l'Union de l'énergie pour 2016, sera l'opportunité d'avancer sur ces questions d'intégration à l'échelle continentale.

### 3. Mettre en place progressivement et calibrer finement les nouveaux mécanismes de soutien.

Le passage à la commercialisation directe de l'électricité renouvelable doit s'accompagner d'une période de transition suffisante pour permettre un apprentissage par les acteurs concernés. Il sera aussi nécessaire de veiller à créer les conditions qui favorisent l'inclusion d'un nombre suffisant d'acteurs et l'émergence d'un marché concurrentiel d'agrégateurs. Enfin, ces dispositifs devront tenir compte des spécificités propres à chaque filière technologique en adaptant les niveaux et types d'incitations économiques, particulièrement dans le cas des innovations vertueuses pour le système.

### 4. Aller au bout de la logique du permis environnemental unique.

Il faut actuellement entre 7 à 8 ans pour développer un projet éolien en France, contre 2 à 3 ans en Allemagne. Afin de raccourcir ces délais, la loi TECV a institué le permis environnemental unique. Les premiers retours d'expérience sont mitigés et pointent les limites de cette réforme,

qui se focalise sur l'établissement d'un dossier unique, sans pour autant réduire le nombre de procédures et donc de services de l'État sollicités. Il faudrait dans la mesure du possible favoriser la fusion des procédures et des services qui traitent ces demandes d'autorisation afin d'accélérer et de rendre plus cohérentes les décisions des services sollicités.

### **5. Limiter l'inflation des contentieux judiciaires.**

Les recours en justice émis par des tiers à l'encontre des projets éoliens sont aujourd'hui devenus quasi-systématiques et peuvent facilement retarder un projet de plusieurs années. Pourtant, 80 % des recours déposés sont à l'heure actuelle rejetés ou déclarés irrecevables. Sans remettre en question l'acquis démocratique, il est aujourd'hui important de réduire la durée des procédures judiciaires. Il est possible à l'heure actuelle de sanctionner financièrement les recours abusifs, mais cette approche ne semble pas être suffisante. Une réflexion sur la limitation des voies de recours possibles pourrait réduire l'incertitude pour les développeurs de projet et désengorger l'appareil judiciaire.

### **6. Accélérer et rendre transparente la procédure de raccordement.**

Faciliter les procédures de raccordement signifiera d'abord une application rigoureuse du délai maximum de 18 mois pour le raccordement prévue par la loi TECV, alors que le délai moyen était de 30 mois en 2014 pour les sites de production éoliens. Dans un deuxième temps, il est également nécessaire de calculer de façon transparente les coûts de raccordement afin d'éviter les conflits entre les développeurs de projets et l'opérateur du raccordement en situation de monopole. Une ouverture de certaines procédures à la concurrence pourrait dès lors assurer une meilleure révélation des coûts. Enfin, il faudra s'assurer de la répartition efficace des coûts et responsabilités entre les porteurs de projets et les opérateurs de réseaux, afin que les deux parties aient des incitations convergentes à développer les solutions les plus efficaces et innovantes.

### **7. Explorer de nouveaux instruments financiers permettant de réduire le risque pour les investisseurs.**

Les technologies renouvelables se caractérisent souvent par une intensité capitalistique élevée. L'accès aux financements à des coûts réduits est donc décisif pour la viabilité des projets ENR. Au-delà du soutien aux projets, la mise en place de mécanismes de financement préférentiels représente également une mesure efficace pour réduire

le surcoût de l'électricité renouvelable financé par la collectivité. Ils peuvent prendre la forme de fonds de garantie spécifiques facilitant l'accès aux prêts bancaires. De même, des fonds d'investissement dédiés, développés par des collectivités *via* des sociétés d'économie mixte peuvent faciliter le montage financier des projets tout en augmentant la valeur ajoutée pour les territoires. Enfin, des fonds dédiés en capital-risque pourraient permettre de mutualiser les coûts et risques de développement pour les projets les plus risqués.

### **8. Remettre la question des modèles de gouvernance au cœur des politiques énergétiques.**

Alors que la synthèse du DNTÉ appelait à une « transition par tous et pour tous », la question de la gouvernance participative est encore trop souvent écartée des débats technico-économiques sur les ENR. Un traitement plus holistique semble nécessaire afin de clarifier si l'objectif d'une gouvernance plus ouverte, décentralisée et participative est un simple moyen pour favoriser l'acceptation locale ou s'il est un véritable objectif politique transversal qui s'inscrit dans la vision stratégique du système énergétique futur et qui devrait se refléter dans l'ensemble des décisions politiques. Elle permettrait également de clarifier la répartition des compétences entre l'État et les collectivités.

### **9. Faire usage des règles d'appels d'offre pour traiter les projets participatifs et citoyens de manière différenciée.**

Afin d'atténuer les effets négatifs d'une mise en concurrence trop frontale, ces projets innovants et qui permettent une meilleure acceptabilité locale doivent être traités à part. Une première solution consisterait à renoncer à la généralisation des appels d'offres à toutes les filières renouvelables, possibilité prévue explicitement par les lignes directrices européennes. Une seconde serait de faire de la gouvernance participative un critère structurant pour l'ensemble des cahiers des charges des appels d'offres.

## 1. INTRODUCTION

Longtemps relégué au statut de niche technologique innovante, les énergies renouvelables occupent désormais une place croissante au sein des systèmes énergétiques et plus particulièrement électriques. Quelques tendances lourdes permettent d'illustrer cette mutation à l'échelle internationale et européenne :

- Au niveau mondial, 270 milliards de dollars ont été investis dans les énergies renouvelables (hors grande hydraulique) en 2014, soit 17 % de plus qu'en 2013. 95 GW d'éolien et de solaire photovoltaïque ont été installés cette même année (+30 % par rapport à 2013), représentant 50 % de l'ensemble des nouvelles capacités électriques installées (BNEF, 2015a).
- Dans son *World Energy Outlook 2015*, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que d'ici 2030, la production d'électricité renouvelable sera multipliée par 2,5 au niveau mondial, et deviendra ainsi la première source de production à 34 % (IEA, 2015). Cette progression rapide représentera une opportunité industrielle sans précédent et permettra de poursuivre l'effort d'innovation et de réduction des coûts. Avec un coût de production désormais compris entre 70 et 90 € par MWh, l'éolien terrestre et les grandes centrales photovoltaïques atteignent un niveau de prix compétitif par rapport à de nouvelles centrales thermiques conventionnelles, qu'il s'agisse de centrales gaz, charbon ou nucléaire (BNEF, 2015b ; Fraunhofer ISE, 2015 ; IRENA, 2015).
- À l'échelle européenne, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique a doublé en dix ans pour atteindre 25,4 % en 2013. À l'horizon 2030, l'électricité renouvelable

devrait supplanter toutes les autres sources pour représenter plus de la moitié de la production électrique à l'échelle des 28, selon les scénarios élaborés par la Commission européenne (Commission européenne, 2014). Conscient du fait que cette transformation n'affecte pas seulement les sources renouvelables, mais exigera une refonte du marché électrique dans son ensemble, la Commission a initié en février 2015 un projet de réforme de l'architecture du marché électrique européen dans le cadre de l'agenda politique sur l'Union européenne de l'énergie<sup>1</sup>.

Cette mutation structurelle du rôle accordé aux énergies renouvelables se reflète également dans la stratégie nationale de la France. Promulguée en août 2015, à la suite d'un débat national (entre parties prenantes, puis au Parlement) de presque 3 ans, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (loi TECV) place les énergies renouvelables au cœur de la stratégie de diversification du mix énergétique avec l'objectif d'atteindre une part de 40 % dans la consommation d'électricité et de 32 % de la consommation d'énergie finale à l'horizon 2030.

Pour instaurer une nouvelle dynamique en faveur de l'atteinte de ces objectifs, la loi TECV introduit également un ensemble de réformes portant sur les aspects économiques, réglementaires et de planification. Néanmoins, en vue de définir une stratégie de mise en œuvre cohérente et compatible avec les ambitions définies, de nombreux enjeux doivent encore être examinés :

1. La Commission européenne a conduit une consultation publique sur l'architecture du marché de l'électricité entre juillet et octobre 2015. Des propositions législatives devront suivre au courant de l'année 2016.

- Tout d'abord, la question de la visibilité à long terme : à partir de la question de l'évolution de la demande énergétique pour établir une planification cohérente des investissements et désinvestissements sur les infrastructures de production, comment élaborer une feuille de route cohérente d'ici 2030 ?
- La nécessité de mieux appréhender cette transformation à l'échelle régionale et européenne, en tenant compte des interdépendances entre les stratégies nationales et des opportunités offertes par le couplage des marchés et systèmes électriques.
- La question réglementaire, essentielle pour réduire l'incertitude et accélérer le déploiement des projets, autour de deux enjeux majeurs : d'une part, la nécessité de replacer le processus d'évolution des mécanismes de soutien dans une perspective systémique afin d'améliorer l'intégration technique et économique des ENR-E ; d'autre part, la question de l'optimisation des procédures administratives, afin de fluidifier le développement des projets.
- Sur le plan de l'efficacité économique, l'intensité capitalistique des projets ENR soulève la question des instruments permettant de réduire les risques et les coûts du financement, autour de deux enjeux complémentaires : la réduction des risques liés à l'incertitude et à la complexité réglementaire, et le développement de mécanismes de financement à taux préférentiels.
- Dépassant le cadre d'analyse technico-économique, cette transformation des systèmes énergétiques pose enfin deux questions fondamentales de gouvernance : comment améliorer l'acceptation des projets à l'échelle locale ? Et comment favoriser l'appropriation de ces projets par les acteurs (privés, publics, citoyens) des territoires concernés ?

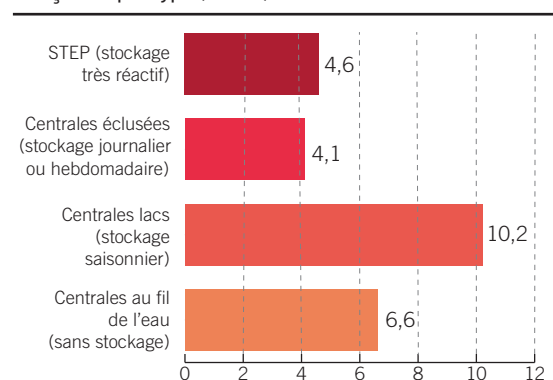
À travers une synthèse des travaux de recherche et de dialogue engagés par l'Iddri en partenariat avec le *think tank* allemand Agora Energiewende, cette étude vise à identifier ces principaux enjeux et les propositions qui s'y réfèrent, en vue de définir les contours d'une feuille de route stratégique pour le déploiement et l'intégration des énergies renouvelables en France.

## 2. ÉTAT DES LIEUX DES ENR ELECTRIQUES EN FRANCE

Grâce à son parc d'installations hydroélectriques construit au cours du xx<sup>e</sup> siècle, la France dispose déjà d'une base renouvelable solide dans son mix. Les capacités hydroélectriques s'élèvent

actuellement à 25,4 GW, répartis entre différents types d'installations, représentés dans le Figure ci-dessous. Au-delà de sa production annuelle en volume (68 TWh en 2014), la capacité du parc hydroélectrique à répondre à différents besoins de flexibilité (journaliers, hebdomadaires, saisonniers) en fait une ressource particulièrement intéressante pour compenser la variabilité du côté de l'offre (solaire et éolien notamment) et de la demande (pointe hivernale et pic de demande en soirée). Néanmoins, si la France se positionne déjà comme le 2<sup>e</sup> producteur d'hydroélectricité en Europe (derrière la Norvège), ce potentiel semble aujourd'hui être largement exploité : des gains de capacité peuvent essentiellement provenir du remplacement d'installations vétustes par des modèles plus efficaces sur le même site<sup>2</sup>.

**Figure 1.** Répartition des capacités hydroélectriques françaises par type (en GW)



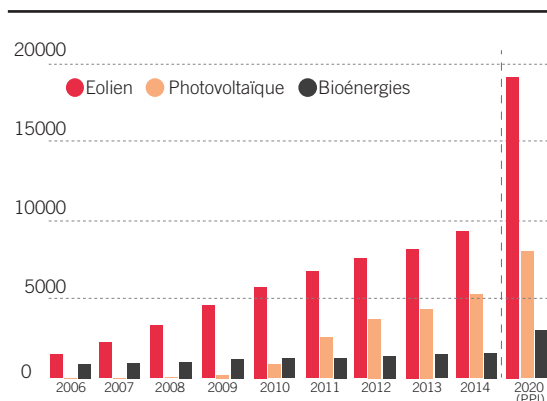
Source : (RTE, SER, ErDF, & ADEEF, 2015)

Si la part renouvelable dans la consommation d'électricité française a atteint 19,5 % en 2014, le bilan paraît plus nuancé en ce qui concerne les sources ENR « nouvelles », à savoir le solaire, l'éolien et les centrales à biomasse. Des doutes subsistent en effet sur l'atteinte des objectifs de 2020, tels que définis dans l'actuelle planification pluriannuelle des investissements, sachant que le rythme de déploiement devrait encore sensiblement s'accélérer pour atteindre les objectifs de 2030 fixés dans la récente loi TECV<sup>3</sup>. En effet,

2. Une étude de la DGEC (DGEC, 2013) indique un potentiel technique de 2,5 GW (9 TWh) pour la création de nouveaux ouvrages, généralement impossible en raison de contraintes environnementales (classement des cours d'eau). À l'inverse, ce potentiel atteint seulement 262 MW (1 TWh) pour l'équipement de seuils existants.
3. En février 2015, le président du Syndicat des énergies renouvelables (SER), Jean-Louis Bal, a indiqué que « *la France peut faire une croix sur ses objectifs de renouvelables pour 2020* », notamment en raison du retard pris sur les filières éoliennes (terrestre et offshore) et la biomasse (Pierre Le Hir, *Le Monde*, 12 février 2015).

seul le photovoltaïque est actuellement en phase d'atteindre l'objectif (récemment revu à la hausse) de 8 GW installés en 2020<sup>4</sup>. Pour l'éolien terrestre et la filière bioénergies<sup>5</sup>, le niveau de capacités à la fin 2014 équivaut à environ la moitié de l'objectif visé en 2020. Dans le cas de l'éolien terrestre, le rythme d'installations nouvelles devrait atteindre 1 600 MW par an pour atteindre l'objectif fixé, alors que le maximum atteint par la filière se situe à 1 250 MW en 2009.

**Figure 2.** Capacités renouvelables électriques installées en France par filières (hors hydro, en MW)



Source : (RTE et al., 2015), Enerdata

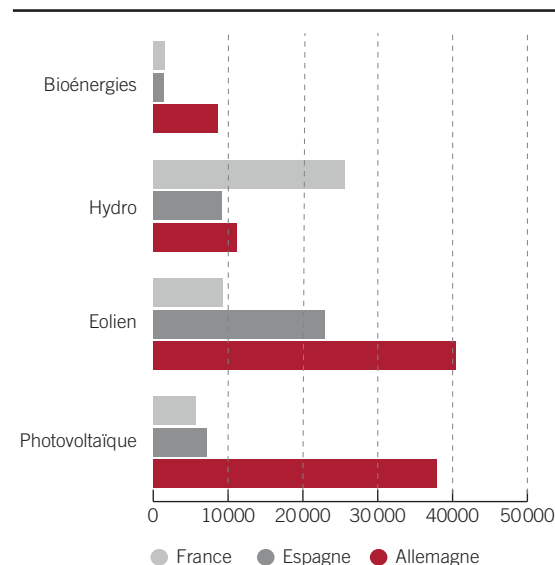
Au-delà du cadre national, la comparaison avec les pays voisins fournit un point d'orientation utile. La France se positionne particulièrement bien sur l'hydroélectrique, mais présente des niveaux de développement sensiblement inférieurs à l'Allemagne (et en partie à l'Espagne) pour les trois autres filières considérées. Ces différences sont évidemment en grande partie dues aux orientations politiques respectives, sachant par ailleurs que la France comporte un *potentiel* comparativement élevé pour toutes les sources renouvelables (PBL, 2012 : p. 9)<sup>6</sup>.

S'il n'est pas directement comparable, le cas de l'Allemagne fournit un retour d'expérience intéressant pour la France, que ce soit pour l'analyse des cadres réglementaires ou encore l'étude des enjeux liés à l'intégration au marché des énergies

renouvelables variables (ENR-V) tels que le solaire et l'éolien avec une puissance crête installée de plus de 80 GW, cette capacité approche désormais la pointe électrique (85 GW). Au total, les ENR-V représentent 17 % de la production d'électricité en 2014 (contre 4,2 % en France), induisant de nouveaux défis pour gérer les fluctuations de production.

Au-delà de la seule filière renouvelable, ces évolutions rapides requièrent une vision d'ensemble de la transformation du système électrique : quel mix électrique pour répondre à quel niveau de demande ? Comment améliorer la flexibilité du système électrique pour maintenir la sécurité d'approvisionnement et intégrer les ENR variables ? Et comment gérer la transformation du mix résiduel, composé de centrales thermiques produisant en base (nucléaire en France, charbon en Allemagne), dont la fonction sera amenée à évoluer ?

**Figure 3.** Capacités renouvelables installées par pays et par filières en 2014 (en MW)



Source : Enerdata

4. Il est par ailleurs intéressant de noter l'écart considérable entre l'objectif national et le cumul des objectifs régionaux qui atteint le double (15,5 GW) à l'horizon 2020 (RTE, SER, ErDF, & ADEEF, 2015).
5. Le terme « bioénergie » se réfère ici aux filières biogaz, biomasse solide, et déchets.
6. L'étude réalisée par l'agence néerlandaise de l'Environnement PBL en 2012 indique que la France a un potentiel technique (par habitant) sensiblement supérieur à celui de l'Allemagne pour toutes les sources considérées.

### 3. DÉFINIR UNE TRAJECTOIRE COHÉRENTE SUR LE LONG TERME : L'IMPORTANCE DE LA PLANIFICATION

Les outils de planification prospective revêtent une importance particulière pour la mise en œuvre des politiques de transition énergétique, autour de trois enjeux complémentaires :

- Définir, tester et améliorer la cohérence entre les objectifs à différents horizons de temps par le biais d'une approche intégrée du système énergétique
- Fournir une feuille de route stratégique détaillée permettant d'améliorer la visibilité et la crédibilité des politiques vis-à-vis des investisseurs et d'informer la réflexion sur les outils à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs
- Faciliter le suivi et l'évaluation des politiques dans le temps à travers d'indicateurs appropriés, permettant d'identifier et de traiter rapidement les barrières potentielles.

La loi TECV introduit une batterie de nouveaux outils de planification, autour des deux outils phares que sont la stratégie nationale bas carbone (SNBC) et la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Si ces documents ont à l'évidence une portée plus large et s'intéressent à l'ensemble du système énergétique, il apparaît essentiel de mieux identifier les enjeux de planification sous-jacents au déploiement des énergies renouvelables électriques, autour de deux points majeurs :

- La nécessité d'élaborer une trajectoire « phare » à l'horizon 2030 pour assurer la cohérence entre les objectifs de maîtrise de la demande énergétique et de diversification de la production.
- L'articulation entre les différents outils de planification actuellement mis en œuvre à différentes échelles de gouvernance.

#### 3.1. Passer d'une stratégie de portfolio énergétique à une trajectoire phare

Un premier enjeu majeur pour cadrer le déploiement futur des ENR-E renvoie à la nécessité d'élaborer une trajectoire phare permettant de « matérialiser » les objectifs de la loi TECV définis à l'horizon 2025 et 2030. En effet, ces derniers sont pour l'instant exprimés (pour la plupart) en valeurs relatives, ce qui permet d'en déduire une stratégie de portfolio (en fonction du rôle de chaque technologie) à moyen terme (Tableau 1). Néanmoins, il semble essentiel de matérialiser cette feuille de route par une représentation plus détaillée et chiffrée de la trajectoire de transformation du système énergétique dans la durée, afin d'assurer

la cohérence des choix politiques d'une part et de renforcer la visibilité et crédibilité de cette trajectoire de long terme auprès des investisseurs.

**Tableau 1.** Les objectifs de diversification du mix énergétique français à l'horizon 2030

|                                                              |        |
|--------------------------------------------------------------|--------|
| Part des ENR - consommation d'énergie finale                 | 32 %   |
| Part des ENR - électricité                                   | 40 %   |
| Part du nucléaire - électricité (2025)                       | 50 %   |
| Réduction de la consommation d'énergies fossiles (base 2012) | - 30 % |
| Maîtrise des consommations - énergie finale (base 2012)      | - 22 % |

En ce qui concerne l'effort de diversification du mix électrique, l'élaboration d'une telle trajectoire phare devrait en l'occurrence intégrer la question centrale de l'évolution – possible et souhaitable – de la demande électrique, pour l'instant peu traitée dans le cadre des politiques d'efficacité énergétique. En effet, les objectifs d'efficacité énergétique à moyen et long terme restent définis au niveau global et ne traitent pas spécifiquement l'évolution de la demande électrique. L'élaboration d'une trajectoire spécifique et volontariste sur la demande électrique correspondrait par ailleurs à l'objectif sous-jacent au passage de la PPI à la PPE : prendre l'effort en matière de maîtrise de la demande énergétique comme point de départ pour assurer une planification cohérente de la diversification de l'offre.

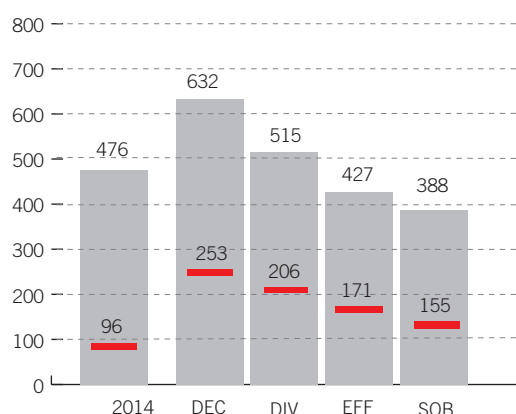
Un premier enjeu prospectif relatif à la consommation d'électricité renvoie à sa dimension quantitative, qui fournit à l'évidence un point de référence essentiel pour le dimensionnement des capacités de production. Ce point s'illustre notamment à travers l'analyse des trajectoires énergétiques étudiées dans le cadre du débat national sur la transition énergétique (DNTE) en 2013. Reposant sur des hypothèses très contrastées, ceux-ci affichent un niveau de consommation intérieure brute d'électricité<sup>7</sup> en 2030 variant de -18 % à +33 % par rapport à 2014. Le niveau de déploiement de capacités renouvelables nécessaires pour atteindre l'objectif d'une part de 40 % en 2030 pourrait varier en conséquence (Figure 4) : dans le cas d'une réduction volontariste de la consommation d'électricité (trajectoire SOB), il suffirait quasiment de stabiliser la production d'électricité renouvelable au niveau prévu pour 2020<sup>8</sup>. En se plaçant dans

7. Par simplification, la consommation intérieure brute s'entend ici comme la production totale diminuée des exportations nettes.

8. Le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables prévoit en effet une production renouvelable d'environ 150 TWh en 2020 pour atteindre une part de 27 % dans la consommation intérieure brute d'électricité (MEDDE, 2010 : p. 14). À titre d'illustration, la production allemande d'électricité renouvelable s'élevait à 161 TWh en 2014.

l'hypothèse d'un scénario de décarbonation par l'électrification des usages (DEC), il faudrait à l'inverse viser une croissance des capacités ENR trois fois plus élevée (+ 160 TWh par rapport à 2014) sur les 15 prochaines années pour atteindre ce même objectif de 40 %<sup>9</sup>.

**Figure 4.** Consommation intérieure brute d'électricité et production renouvelable indicative pour atteindre 40 % en 2030 (en TWh)



Source : Iddri, données (Carbone 4, 2014)

Cette illustration permet d'entrevoir le champ des possibles, et la nécessité de fixer un cap, ou du moins d'évaluer les implications de différents scénarios de demande, afin d'optimiser la transformation du système de production. Au-delà du pilotage du déploiement des ENR-E, l'évolution de la demande électrique aura des implications très directes sur la gestion du mix résiduel (thermique non renouvelable) et notamment sur la gestion future du parc électronucléaire, que ce soit en termes d'investissements (fermeture, rénovation ou renouvellement) et de fonctionnement (en base ou en suivi de charge). Selon les hypothèses de demande sous-jacentes, l'objectif d'atteindre 50 % d'électricité nucléaire à l'horizon 2025 pourrait ainsi impliquer l'arrêt progressif (ou le non-renouvellement) d'une part considérable des capacités nucléaires existantes<sup>10</sup> sur la prochaine décennie. À l'inverse, d'autres observateurs font valoir que cet objectif pourrait être atteint à

capacités constantes, en misant sur une accélération de l'électrification des usages (véhicule électrique, chauffage, nouvelles technologies, etc.)<sup>11</sup>. Pour atteindre un tel scénario, il faudrait néanmoins que la consommation d'électricité augmente à un taux de 4,8 % par an d'ici 2025<sup>12</sup>, ce qui reviendrait à quasiment tripler le taux de croissance historique (1,8 %), en contradiction avec la majorité des scénarios prospectifs disponibles (RTE, 2014a)<sup>13</sup>.

Si aucune de ces hypothèses ne peut être complètement exclue *a priori*, il semble crucial d'engager un travail approfondi sur la trajectoire souhaitable. Ceci afin d'optimiser la transformation du système électrique sur le plan technique et économique et prendre les décisions adéquates à plus court terme, mais aussi pour fournir plus de visibilité aux acteurs afin d'anticiper ces évolutions et de coordonner les investissements.

Un second enjeu majeur relatif à l'évolution de la consommation d'électricité concerne sa dimension plus qualitative : au-delà du volume global de production et de consommation, comment orienter les usages de l'électricité dans les différents secteurs au travers d'outils politiques et économiques appropriés ? Cette question revêt une importance particulière pour la transformation du système électrique français, étant donné que l'évolution de la demande peut être à la fois source de nouveaux défis et de nouvelles solutions en matière de flexibilité pour accommoder une part croissante de production renouvelable variable (éolien et photovoltaïque). Deux enjeux peuvent dès lors être identifiés :

- *l'évolution de la pointe électrique hivernale* : traditionnellement liée au chauffage électrique en France, son évolution a été plus prononcée que celle de la demande globale durant

9. Il s'agit ici d'une simple illustration, la trajectoire DEC étant construite sur une vision de la transition énergétique qui privilégie l'expansion du nucléaire dans le secteur électrique (Carbone 4, 2014).

10. Le directeur de la direction générale de l'énergie et du climat (DGE), Laurent Michel, signalait ainsi en mars 2014 qu'il faudrait fermer « une vingtaine de réacteurs » dans l'hypothèse de 50 % de nucléaire en 2025 (*Mediapart*, « 50 % de nucléaire en 2025 : l'État parle de fermer vingt réacteurs », 29 mars 2014).

11. Ce point de vue avait notamment été défendu par Henri Proglio, ancien PDG du groupe EDF (*Usine nouvelle*, « La mécanique Proglio pour réduire la part du nucléaire à 50 % en 2025 », 18 février 2014), puis repris par son successeur, Jean-Bernard Lévy, plus récemment (*Le Monde*, « EDF n'est pas prêt à sortir du nucléaire en France », 23 octobre 2015).

12. Une alternative à la hausse de la consommation intérieure serait d'augmenter les exportations d'électricité. À consommation égale, il faudrait que les exportations atteignent plus de 300 TWh, valeur irréaliste au regard des capacités d'interconnexions de la France (14 GW, équivalent à un maximum de 120 TWh d'exports sur l'année).

13. Le scénario B, « consommation forte », du bilan prévisionnel de RTE (2014) prévoit un taux de croissance annuel moyen (TCAM) pour la consommation intérieure brute d'électricité de seulement 0,7 % d'ici 2030, alors que les autres scénarios affichent un TCAM compris entre -0,4 % et 0,3 %.

les années 2000 à 2010 (RTE, 2014a : p. 33)<sup>14</sup>. Cette augmentation ne constitue pas une fatalité et pourrait être traitée par des politiques ciblées, si l'analyse coût-bénéfice les rendait pertinentes. Ainsi, certains pays (comme la Suède et l'Allemagne) ont fait le choix de remplacer entièrement le chauffage électrique conventionnel par des solutions plus efficaces à moyen terme. Dans le contexte français, les scénarios prospectifs donnent également des visions différenciées, selon les politiques mises en œuvre (efficacité énergétique dans le bâtiment, diffusion des pompes à chaleur, remplacement du chauffage électrique par convecteur). Ainsi, les scénarios prospectifs de RTE à l'horizon 2030 affichent une différence dans la pointe maximale appelée de 20 GW entre les variantes hautes et basses (RTE, 2014a), variation qui atteint 25 GW dans les scénarios 2050 évalués récemment par l'Ademe (Énergies demain, 2015 : p. 61).

- *Le pilotage des consommations* : la capacité à rendre certains usages pilotables pour suivre les variations de production peut fournir une source de flexibilité considérable pour le système électrique futur. Si cette possibilité est déjà en partie exploitée (par les contrats d'effacement pour les grands consommateurs industriels)<sup>15</sup>, l'avènement des réseaux et compteurs intelligents pourrait permettre d'aller beaucoup plus loin dans cette optique, soit en augmentant le pilotage d'usages existants dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel, soit en lien avec l'électrification de nouveaux usages, comme les véhicules électriques. À titre d'illustration, le Tableau 2 représente le potentiel additionnel de pilotage de la demande mobilisé dans le cadre des scénarios Ademe 2050, évaluant les implications d'un système électrique majoritairement renouvelable.

Il ressort ainsi de cette première analyse que l'évolution de la demande électrique ne peut être traitée comme une variable *exogène* et indépendante des politiques mises en place. Au contraire, en raison de l'importance des paramètres quantitatifs et qualitatifs de la consommation d'électricité pour le dimensionnement du système d'approvisionnement et la gestion de la variabilité (côté offre et demande), il convient d'en faire un sujet central des exercices de planification futurs. À ce

titre, il convient de recadrer le débat sur une politique plus volontariste en matière d'économies d'électricité. Si cette dernière semble peu pertinente en ce qui concerne les réductions d'émissions de CO<sub>2</sub> (faibles en raison du mix électrique français fortement décarboné), elle revêt une fonction centrale pour limiter les besoins de nouvelles capacités électriques et pour apporter une flexibilité nouvelle au système électrique par le biais d'une demande plus dynamique et pilotable.

**Tableau 2.** Hypothèses sur les usages électriques pilotables dans l'étude ADEME 100 % EnR

| Potentiel maximal de demande pilotable par an (2050) | Puissance | Energie |
|------------------------------------------------------|-----------|---------|
| Voitures électriques (11 millions)                   | 7 GW      | 16 TWh  |
| 100 % des chauffe-eau électriques                    | 3 GW      | 7 TWh   |
| 75 % du chauffage électrique (pompes à chaleur*)     | 25 GW     | 35 TWh  |
| 37 % des usages blancs** dans le résidentiel         | 3 GW      | 8 TWh   |

Source : Ademe 2015.

\* Dans le scénario Ademe 2050, les PAC sont présentes dans 50 % des logements.

\*\* Les usages blancs recouvrent les lave-linge, lave-vaisselle, et sèche-linge dans le cadre de cette étude.

### 3.2. Clarifier l'articulation des outils de planification à différentes échelles

La planification des politiques de transition énergétique recoupe actuellement une large gamme d'outils dans le contexte français, qui pose notamment la question de leur fonctions respectives et de leur articulation entre différentes échelles de gouvernance.

Au niveau national, ces outils comprennent notamment (depuis l'adoption de la loi TECV) :

- La *stratégie nationale bas-carbone* (SNBC), définissant les budgets d'émissions de gaz à effet de serre par secteurs (sur deux périodes successives de 5 ans) et les grandes lignes de la politique nationale de réduction des émissions sur le moyen terme.
- La *programmation pluriannuelle de l'énergie* (PPE)<sup>16</sup>, qui détaillera les trajectoires de mise en œuvre des objectifs nationaux par secteurs et par énergie, intégrant également les efforts de maîtrise de la demande énergétique. C'est notamment la PPE qui devra définir la programmation du déploiement des énergies renouvelables, en cohérence avec les mesures de diversification de l'approvisionnement et des efforts de maîtrise de la demande énergétique.

14. La pointe électrique annuelle a évolué à un rythme deux fois plus rapide (+20 % contre +10 %) que la consommation globale entre 2000 et 2010. Le maximum historique a été atteint le 8 février 2012 à 102,1 GW (RTE, 2014a).

15. Pour l'année 2015, RTE a contractualisé entre 1 200 et 1 800 MW de capacités d'effacement, un volume multiplié par 3 par rapport à 2014 (RTE, 2014b).

16. La PPE remplacera à compter de 2016 la programmation pluriannuelle des investissements, jusque-là élaborée par secteur (électricité, gaz, chaleur).

- Le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables et les rapports de progrès qui s'y rattachent, développés sur la base de la programmation pluriannuelle, qui répondent aux exigences du cadre réglementaire européen pour l'atteinte des objectifs 2020.

Au niveau régional et local, ces outils sont complétés par :

- Les schémas régionaux climat-air-énergie (SRCAE), instaurés par la loi Grenelle 2 (2010), qui comprennent un état des lieux régional sur l'énergie et le climat ainsi que des orientations et objectifs à l'horizon 2020 et 2050 (MEDDE, 2013). Leur importance pour le développement des ENR renvoie notamment aux deux plans qui s'y rattachent : le schéma régional éolien, définissant les zones favorables à l'implantation de nouveaux projets et le schéma régional de raccordement au réseau électrique des énergies renouvelables (S3REnR), qui évalue notamment les besoins de renforcement des infrastructures réseaux en lien avec les objectifs nationaux (voir section 6.2.)
- Les plans climat-énergie territoriaux (PCET), désormais développés à l'échelle intercommunale, qui détaillent les mesures de la politique énergie-climat en cohérence avec les SRCAE.

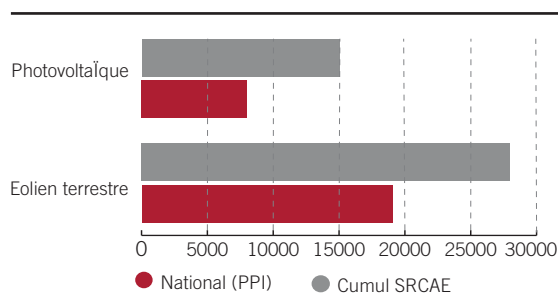
Cette multiplication des outils n'est pas sans poser des problèmes de cohérence et d'articulation, comme en témoigne l'écart considérable entre les objectifs nationaux et le cumul des objectifs régionaux définis dans les SRCAE, en ce qui concerne l'éolien terrestre et le photovoltaïque notamment (RTE et al., 2015). Sur ces deux filières, le cumul des objectifs régionaux de capacités prévues pour 2020 dépasse l'objectif national de 16 000 MW, équivalent à une production d'électricité additionnelle de 32 TWh. L'ampleur des variations (+60 % en puissance) entre la planification à l'échelle nationale et régionale montre que la coordination de ces deux dynamiques aura une importance majeure, en ce qui concerne la compatibilité des objectifs, mais également leur impact sur les questions d'intégration de l'électricité renouvelable ainsi produite (voir section 4).

L'articulation entre ces deux échelles paraît d'autant plus essentielle que les outils de planification respectifs peuvent avoir des implications très concrètes :

- Dans l'hypothèse d'une généralisation des appels d'offres, telle que prévue à partir de 2017, il se pourrait que l'État décide d'arrêter toute forme de soutien une fois les objectifs nationaux atteints, rendant par conséquent l'atteinte des objectifs régionaux (cumulés) impossible ;

- À l'inverse, les besoins et coûts de renforcement des réseaux ont été évalués dans les S3REnR à partir des objectifs régionaux et risquent d'être largement surdimensionnés si le développement des capacités se limitait aux objectifs nationaux fixés. À l'inverse, le coût de renforcement réseau parfois prohibitif dans certaines régions pourrait fortement freiner le déploiement de nouveaux projets, rendant l'atteinte des objectifs (nationaux et régionaux) impossibles (section 6.2.).

Figure 5. Objectifs 2020 de développement du solaire et de l'éolien en France (en MW)



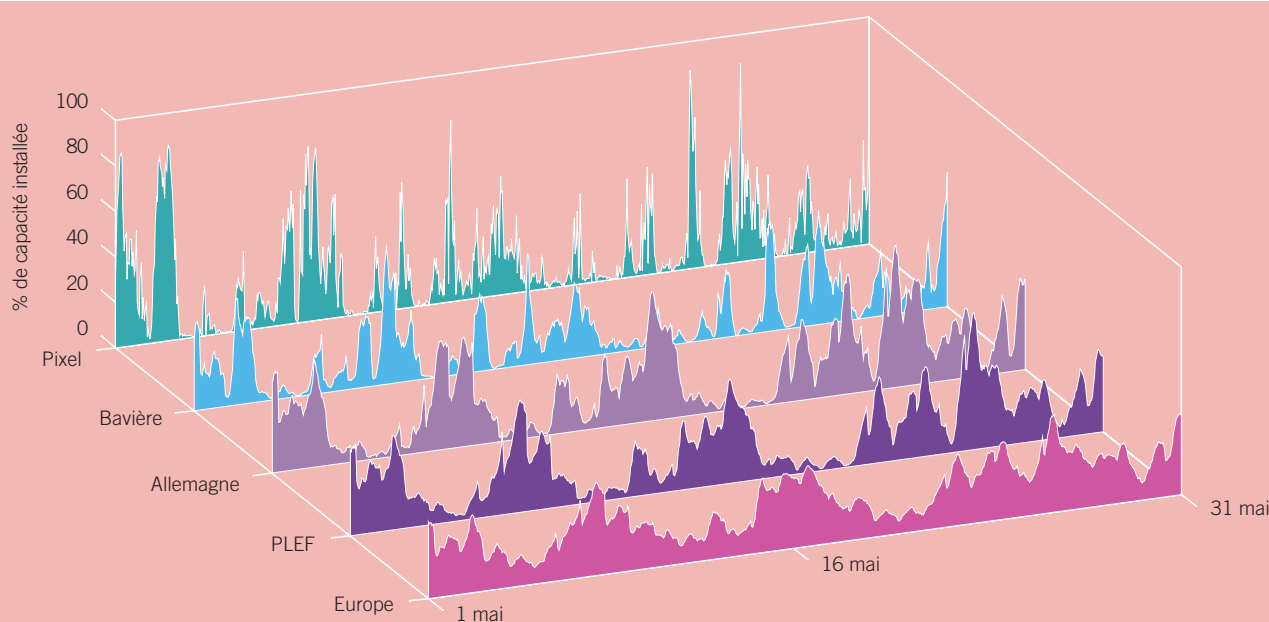
## 4. RENFORCER LA COOPÉRATION À L'ÉCHELLE RÉGIONALE ET EUROPÉENNE

La France se situe au cœur du système électrique européen. Avec l'Allemagne, ces deux pays représentent un tiers de la production et de la consommation d'électricité européenne et se situent au cœur de la « plaque de cuivre » européenne, interconnectés avec 12 pays voisins. Avec 14 GW de lignes à l'export (11 GW à l'import), le système français est

### Encadré 1. Quels besoins de flexibilité pour le système électrique français à l'horizon 2030 ?

L'étude Fraunhofer IWES propose également une analyse détaillée du système français à l'horizon 2030, intégrant l'objectif de 40 % d'électricité renouvelable, sur la base des hypothèses du scénario « Nouveau Mix 2030 » de RTE (RTE, 2014a). Cette analyse montre notamment que la France dispose déjà d'une réserve de flexibilité importante, grâce à ses capacités hydroélectriques et un fort niveau d'interconnexions, qui permettront en grande partie d'absorber la variabilité des ENR sans recourir à des solutions coûteuses de stockage. Une telle transformation du système pose un défi majeur pour la gestion future du parc nucléaire, contraint de réduire sa capacité totale et surtout d'évoluer vers un fonctionnement plus flexible, suivant la charge résiduelle et les variations de production renouvelable, plutôt que de se limiter à la production en base, nettement moins requise en 2030. Néanmoins, si d'autres options de flexibilité additionnelles sont exploitées (échanges transfrontaliers, pilotage de la demande), l'exigence de flexibilité pour le parc nucléaire peut être réduite.

Figure 6. Effets du foisonnement à différentes échelles sur la variabilité de la production éolienne en 2030



Source : Fraunhofer IWES, 2015.

Note : à l'échelle locale (« Pixel », surface de 8 km<sup>2</sup>), la production éolienne varie entre 0 et 80 % de la puissance installée. Grâce à l'effet de foisonnement, cette variabilité est fortement atténuée à l'échelle européenne (en rose) : la variabilité de la production éolienne est comprise entre 10 et 40 %.

également le pays le plus interconnecté d'Europe à l'heure actuelle. En 2014, la France a exporté plus de 17 % de sa production, pour un solde exportateur net de 65 TWh (RTE, 2015).

Au-delà de son intérêt économique, le couplage des marchés électriques en Europe a également une fonction importante pour faciliter l'intégration des ENR variables. À l'échelle européenne, celles-ci pourraient représenter plus de 30 % de la production en 2030, pour une part globale d'électricité renouvelable de 50 %. L'institut Fraunhofer IWES a effectué un important travail de modélisation pour évaluer les bénéfices de l'interconnexion des systèmes européens vis-à-vis du défi d'intégration de la production renouvelable variable (Fraunhofer IWES, 2015). Ce travail a notamment permis de mettre en lumière les effets suivants, valables à l'échelle régionale<sup>17</sup> et européenne :

1) *Le foisonnement de la production renouvelable réduit la volatilité*: grâce à la diversité de régimes de vents et de niveaux d'irradiation solaire, la production ENR-V est beaucoup moins fluctuante à l'échelle européenne qu'à l'échelle locale: le foisonnement de la production éolienne

et photovoltaïque permettrait ainsi de diviser la variabilité par trois<sup>18</sup> (Figure 6).

2) *Le foisonnement des courbes de charge de la demande* : bien que de moindre ampleur, cet effet d'agrégation à l'échelle régionale permet de « gommer » les pics de demande au sein d'une journée, mais aussi entre saisons : le pic de demande peut être atteint en été dans les pays plus chauds (climatisation) et en hiver dans les pays froids (chauffage électrique) ; dans un système interconnecté, ces profils complémentaires permettent en l'occurrence de limiter le besoin agrégé de capacités de pointe tout en réduisant leur coût par l'augmentation du facteur de charge des centrales. Une gestion à la maille supranationale pourrait donc améliorer la sécurité d'approvisionnement tout en réduisant le cumul des capacités de pointe, à deux conditions : développer les interconnexions transfrontalières à un niveau suffisant et « régionaliser » l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement actuellement élaborée à l'échelle nationale<sup>19</sup>.

17. Le terme « régional » se réfère ici au périmètre du marché électrique pentalatéral, comprenant la France, l'Allemagne, le Benelux, l'Autriche et la Suisse.

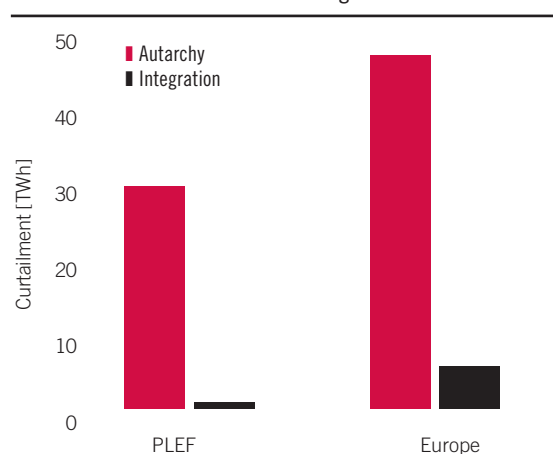
18. La production éolienne et PV peut varier de quasiment 0 à proche de 100 % de la puissance installée à l'échelle locale. Plus l'échelle s'agrandit, moins cette fluctuation est importante : la production foisonnée se situera davantage dans un corridor de 10 à 40 % de la puissance crête installée en Europe.

19. Ainsi, les pays du forum pentalateral de l'énergie développent depuis mars 2015 une méthodologie pour

3) *Limiter le besoin de « ramping »* des centrales conventionnelles : grâce à ces effets de foisonnement, le besoin d'ajuster la production résiduelle (centrales thermiques non renouvelables) fortement et rapidement aux variations de la production ENR-V peut être significativement réduit : selon la modélisation effectuée par le Fraunhofer IWES, la fréquence des périodes où un tel ajustement des capacités conventionnelles dépasserait 5 % de la puissance installée par heure se limiterait à 23 heures (0,2 %) dans l'année.

4) *Réduire l'écrêtement du surplus de production renouvelable* : les capacités d'interconnexion permettent d'évacuer en grande partie le surplus de production en périodes très tendues (production forte / demande faible) dans un pays. Ainsi, le besoin d'écrêtement de la production renouvelable peut être réduit d'un facteur 25 entre un scénario d'autarcie (équilibre à l'échelle nationale uniquement) et un scénario d'intégration à l'échelle du marché pentalatéral.

**Figure 7.** Ecrêtement de la production renouvelable entre les scénarios « autarcie » et « intégration »<sup>20</sup>



Source : Fraunhofer IWES (2015) : 24

Note : si l'équilibre des systèmes est géré à la seule maille nationale, jusqu'à 29,4 TWh de production renouvelable devraient être écrêtés à l'échelle du marché pentalatéral, contre seulement 1,1 TWh dans un scénario d'intégration entre marchés. La valeur maximale de l'écrêtement en puissance peut néanmoins atteindre 20,8 GW, contre 53 GW dans le scénario d'autarcie.

l'élaboration d'une stratégie de sécurité d'approvisionnement à l'échelle régionale.

20. La modélisation de l'étude IWES reste simplifiée, dans la mesure où elle ne prend pas du tout en compte la capacité de pilotage de la demande d'ici 2030, ni du stockage par les centrales hydro (STEP) ou d'autres moyens de stockage. Ces chiffres peuvent donc être pris comme des valeurs « maximales », sachant que le besoin d'écrêtement peut être fortement réduit grâce à des mesures additionnelles (charge dynamique de véhicules électriques par exemple).

Le renforcement des capacités d'interconnexion physiques représente un enjeu clé pour que ces bénéfices de l'intégration régionale et européenne se matérialisent. Le scénario d'intégration ci-dessus part de l'hypothèse raisonnable, mais néanmoins ambitieuse, que les objectifs d'interconnexions du plan décennal de développement des réseaux de ENTSO-E définis pour 2030<sup>21</sup> ne soient atteints qu'à 40 % des valeurs données pour 2030.

Au-delà du couplage physique, un deuxième enjeu émerge en lien avec la coordination des marchés et des systèmes à l'échelle régionale<sup>22</sup>. Plusieurs aspects clés peuvent notamment être identifiés :

- *L'optimisation des marchés de court terme* : à travers l'extension du couplage des marchés aux échanges intrajournaliers, la généralisation des produits au pas de 15 minutes en Europe<sup>23</sup> et le rapprochement des échanges du temps réel pour fluidifier les échanges sur le très court terme, afin d'améliorer la flexibilité des systèmes.
- *La régionalisation des évaluations de sécurité d'approvisionnement électrique*, permettant de mieux prendre en compte les complémentarités et risques émergents entre pays frontaliers, y compris en traitant la question de la régionalisation (ou du moins de la participation transfrontalière) des mécanismes de capacité mis en place unilatéralement à l'échelle nationale, qui risquent de fragmenter encore davantage le marché européen<sup>24</sup>.
- *L'élaboration d'une approche commune d'amélioration de la flexibilité du système* sous la forme d'une feuille de route, intégrant le couplage des marchés de court terme, l'intégration des solutions de pilotage de la demande sur tous les segments de marché et à terme, des solutions communes de stockage.

21. Le plan décennal 2014 de l'association des gestionnaires européens de réseaux de transports d'électricité (ENTSO-E) vise à doubler les capacités d'interconnexions transfrontalières à travers l'Europe d'ici à 2030, passant de 50 à 100 GW. L'étude IWES part de l'hypothèse que seuls 70 GW seront atteints en 2030 : si cette valeur est dépassée, les bénéfices d'intégration pourraient être encore supérieurs.

22. Voir également la 2<sup>e</sup> déclaration du Forum Pentalatéral de l'Énergie de Juin 2015.

23. Très adaptés pour faciliter la commercialisation de l'électricité photovoltaïque en suivant la courbe de charge journalière, les contrats quart d'heure représentent désormais 20 % des volumes du marché intrajournalier allemand et sont pour l'instant présents en Allemagne, Suisse et Autriche (Epex Spot 2015).

24. Pour une discussion des impacts transfrontaliers du mécanisme de capacité français vis-à-vis de l'Allemagne, voir (Artelys, 2015; DNV GL, 2015).

Enfin, les processus de réforme de l'architecture du marché électrique européen et des directives sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, prévus dans le cadre de l'Union de l'énergie pour 2016 et 2017, présenteront également des opportunités pour avancer sur ces questions d'intégration à l'échelle européenne.

## 5. INTÉGRATION AU MARCHÉ : LES ENJEUX POUR LA RÉFORME DES MÉCANISMES DE SOUTIEN

Sur la base des préconisations introduites par les lignes directrices aux aides d'État pour l'environnement et l'énergie pour la période 2014-2020 de juin 2014, la loi TECV a introduit une réforme des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques en France. Dans le contexte de la mise en œuvre rapide du dispositif, il paraît ainsi particulièrement important de mettre en perspective cette évolution réglementaire dans une approche plus systémique. L'étude réalisée par l'IdDRI à partir des débats français et du retour d'expérience allemand a ainsi permis de soulever les points suivants :

- **Prévoir une période de transition pour soutenir l'apprentissage par les acteurs**<sup>25</sup> : l'introduction du complément de rémunération risque de déstabiliser les filières, et ce d'autant plus si les acteurs ne bénéficient pas d'un délai d'adaptation suffisant pour anticiper et gérer l'évolution réglementaire. En Allemagne, les producteurs ENR ont ainsi bénéficié d'une phase d'adaptation de deux ans, pendant laquelle le passage à la commercialisation directe était fortement encouragé (par une incitation spécifique sur la prime de gestion), tout en laissant la liberté de retourner à l'ancien dispositif. Si une telle période transitoire est mise en place pour l'éolien terrestre<sup>26</sup>, il semble important de veiller à définir des mesures transitoires pour les filières biomasse et photovoltaïque pour éviter une évolution trop abrupte. Cela imposerait notamment

### Encadré 2. Le passage au complément de rémunération de marché : quels enjeux pour la France ?

En parallèle du processus d'élaboration du mécanisme de complément de rémunération de marché français conduit par la DGEC, l'IdDRI a mené une étude visant à replacer cette évolution réglementaire dans une perspective plus systémique. L'analyse met en lumière plusieurs éléments importants. D'une part, le fait que le nouveau mécanisme peut améliorer l'intégration au marché des ENR à condition de prêter une attention particulière au calibrage fin du dispositif. En second lieu, que cette réforme n'évacue pas en soi le besoin de réformer l'architecture du marché électrique dans son ensemble pour s'adapter aux contraintes techniques et économiques d'un mix fortement renouvelable. Sur le plan économique, l'étude met en avant la nécessité de rendre explicite l'analyse coûts-bénéfices : en effet, si l'intégration peut induire des bénéfices à moyen terme, elle peut également être source de coûts additionnels, liés à l'apprentissage du nouveau mécanisme, mais également à l'introduction d'incertitudes et de risques nouveaux induisant une hausse du coût de financement des projets. Enfin, le risque de mise en péril de la diversité d'acteurs par une approche plus concurrentielle soulève la question de mécanismes d'exemption ou de soutien spécifiques (voir section 8).

d'exploiter au mieux les seuils d'exonérations prévus par les lignes directrices européennes pour limiter les risques et coûts de transaction pour les petites installations<sup>27</sup>, et à décaler dans le temps l'introduction de facteurs additionnels (tels que la valorisation des certificats de capacité et d'origine, ou le coefficient de dégressivité *alpha*) dans le calcul de la prime, en fonction du retour d'expérience acquis.

- **Créer les conditions pour une commercialisation directe efficace** : la responsabilisation des producteurs par le biais d'une plus forte exposition au signal-prix du marché et à la gestion des écarts entre prévisions et production réelle est au cœur de la volonté de favoriser l'intégration au marché. Néanmoins, si l'objectif affiché est de soutenir l'innovation dans les modèles de commercialisation et de prévision, il convient de créer en parallèle toutes les conditions nécessaires pour faciliter leur développement. Cela appelle notamment une réflexion spécifique sur :

- Le montant de la prime de gestion et son évolution dans le temps : le retour d'expérience de l'Allemagne montre que les coûts de commercialisation sont comparativement élevés au départ en raison de la transition et de l'apprentissage qu'elle induit, avant de baisser rapidement. Ce caractère évolutif remet

25. Il est par ailleurs intéressant de noter que le gouvernement français avait lui-même insisté sur une telle approche progressive dans sa réponse du 26 février 2014 à la consultation de la Commission Européenne (Gouvernement français, 2014).

26. Étant donné que le tarif d'achat pour l'éolien terrestre a été notifié à la Commission européenne quelques semaines avant l'entrée en vigueur des lignes directrices, celui-ci reste en théorie valable jusqu'à 10 ans. Le gouvernement français a depuis annoncé que le passage au complément de rémunération devrait s'effectuer d'ici 2018 pour l'éolien terrestre, avec éventuellement une phase transitoire pendant laquelle les producteurs pourraient déjà « tester » le nouveau dispositif.

27. Les lignes directrices prévoient la possibilité de conserver les tarifs d'achat pour les installations d'une puissance inférieure à 500 kW (3 MW ou 3 unités de production pour l'éolien).

fortement en question l'approche choisie en France, qui vise à fixer une prime de gestion stable sur toute la durée de vie de l'installation, induisant de forts risques de sur- ou sous-rémunération. Par ailleurs, en vue de soutenir l'innovation, il semble essentiel d'évaluer la pertinence d'une incitation spécifique pour favoriser des modèles particulièrement innovants, tels que le développement de centrales virtuelles combinant un portefeuille d'installations ENR et des moyens d'effacement pour optimiser l'équilibre des écarts<sup>28</sup>.

- Une évaluation des conditions d'émergence d'un marché concurrentiel des agrégateurs : si ce marché a rapidement émergé en Allemagne, la moindre liquidité et la structure plus concentrée du marché français exige un suivi étroit par le régulateur, pour identifier d'éventuels ajustements ;
- La possibilité d'inscrire dans le cadre réglementaire l'obligation d'un contrôle à distance pour toutes les nouvelles installations ENR, condition *sine qua non* pour permettre la gestion par un tiers (agrégateurs) et des interventions d'urgence par les gestionnaires réseaux (Chapon, 2015 ; Statkraft, 2015). Rendue obligatoire en Allemagne depuis 2014, une telle disposition ne figure pour l'instant pas dans le cadre réglementaire français.
- L'optimisation des marchés infra-journaliers, en vue de faciliter la commercialisation de la production ENR sur tous les segments de marché, avec la possibilité de réduire le pas de temps des produits infra-journaliers à 30 minutes (voir 15 minutes, comme en Allemagne) pour limiter les écarts et améliorer le suivi de la courbe de charge de production ENR (PV en particulier) ; et d'évaluer la pertinence et les conditions réglementaires et économiques d'une participation directe des ENR au marché d'ajustement et aux services systémiques, étapes clés pour favoriser la flexibilité et l'intégration sur le marché.
- Améliorer la cohérence des dispositions relatives aux certificats d'origine et de capacité : initialement, il était prévu que le calcul de la prime déduise explicitement et en intégralité la valorisation des certificats de capacité et des certificats d'origine. Cette approche a été jugée problématique par une majorité d'acteurs, puisqu'il ne présente aucune incitation pour le producteur, malgré le fait que ces deux facteurs augmentent la complexité et les risques

financiers. En effet, ces deux marchés étant en phase de maturation, peu d'informations existent à l'heure actuelle sur les possibilités de valorisation réelle et d'éventuelles différences entre filières. Si la participation des installations ENR à ces deux marchés reste importante pour compléter l'intégration au marché, il semble pertinent de s'orienter vers une mise en œuvre plus progressive, en organisant une période de transition<sup>29</sup>, ou en n'effectuant qu'une déduction partielle de la valeur des certificats dans le calcul de la prime.

- Définir des incitations adaptées pour les installations plus vertueuses pour le système électrique : malgré l'objectif d'intégration sous-jacent à la réforme des mécanismes de soutien, celle-ci ne tient pas suffisamment compte des opportunités à soutenir certaines technologies ou pratiques vertueuses pour l'équilibre du système électrique à moyen terme risquent de ne pas pouvoir se développer en raison de l'absence d'incitations spécifiques. Cela peut être le cas pour les éoliennes à vent faible<sup>30</sup> (Chabot, 2015), l'écrêtement permanent ou dynamique d'installations ENR pour limiter la variabilité et les besoins de renforcement du réseau (Steurer, Fahl, & Voß, 2014) ; et l'orientation est-ouest de centrales PV (Nasvall, 2013). Le même constat s'applique pour la contribution potentielle des installations ENR aux services systèmes (stabilisation de la fréquence et de la tension) : bien que techniquement possible, celle-ci ne semble pas encore pertinente aujourd'hui. Un soutien à l'innovation peut néanmoins se justifier dans une perspective de moyen et long terme, étant donné qu'une telle contribution s'avère essentielle dans un système électrique à forte pénétration renouvelable.
- Réduire les risques financiers pour les nouvelles installations : le coût de financement représente un facteur déterminant pour le coût complet (et par extension le coût assumé par la collectivité) des projets ENR, très intenses en capital. Au-delà des conditions d'accès aux financements, il reste fortement impacté par la perception des risques par les investisseurs (DGEC, 2014). Ceci exige donc de limiter au mieux les

28. À titre d'exemple, voir le projet « ENR-Pool » (<http://www.enr-pool.fr>) en France ou Kombikraftwerk (<http://www.kombikraftwerk.de>) en Allemagne.

29. Dans ce cas, la valorisation sur les marchés de capacités et des certificats d'origine serait facultative dans un premier temps, pour inciter les producteurs à y participer.

30. Qualifiés par l'expert Bernard Chabot comme la « révolution silencieuse de l'éolien », celles-ci présentent un facteur de charge largement supérieur à l'éolien conventionnel, limitant de fait la variabilité de la production et la capacité totale installée (pour une même production en MWh).

incertitudes résultant de la complexité de la formule de calcul du complément de rémunération. En parallèle, dans l'objectif de limiter le coût assumé par le biais de la contribution au service public de l'électricité, il conviendrait d'étudier la possibilité de mettre en place des outils de financement dédiés pour justement réduire le coût de capital des installations (voir section 7).

- **L'incertitude sur la généralisation des appels d'offres** : Si 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 et des bénéfices. Cela semble d'autant plus important que l'atout principal des AO, à savoir la possibilité de piloter les volumes de capacités installées, n'est pas pertinent pour la majorité des filières françaises à l'heure actuelle, puisque les rythmes de développement restent largement en-deçà des objectifs visés.

## 6. LA SIMPLIFICATION DES PROCÉDURES ADMINISTRATIVES

Interrogée à l'Assemblée nationale le 8 juillet 2014, la ministre de l'écologie Ségolène Royal déclarait au sujet des délais de développement des projets ENR : « *Je considère qu'entre un projet et sa réalisation, il doit s'écouler deux ans au maximum et non huit ans comme c'est le cas actuellement* ».

Elle faisait ainsi référence au fait qu'il faut actuellement entre 7 à 8 ans pour réaliser un projet éolien en France, contre 2 à 3 ans en Allemagne, en raison de procédures d'autorisation administratives trop complexes et partiellement redondantes (SER, 2014 ; UFE, 2014). Partant d'un bilan du cadre existant, ce chapitre vise à identifier les principaux freins liés aux autorisations administratives et à la

procédure de raccordement aux réseaux et à définir quelques pistes de simplification potentielles.

### 6.1. Les autorisations administratives : l'enjeu du permis environnemental unique

Puisqu'il constitue le cas le plus emblématique de la complexité des procédures administratives et que la majorité des aspects s'appliquent également à d'autres filières (méthanisation notamment), cette section se focalisera sur l'exemple de l'éolien terrestre, autour de quatre enjeux :

- l'instabilité réglementaire due aux évolutions rapides de la législation ;
- la multiplication des procédures et des interlocuteurs, source potentielle de complexité ;
- l'incertitude sur l'efficacité du permis environnemental unique ;
- l'augmentation des recours en justice contre les permis accordés.

#### Les évolutions réglementaires, source d'incertitudes

En premier lieu, l'instabilité réglementaire est régulièrement avancée par les acteurs comme la principale source d'incertitudes et de risques pour la mise en œuvre des projets : en lien avec la multiplicité de codes auxquels sont soumis les projets, la législation évolue pratiquement tous les ans<sup>31</sup>. Tenant compte de la durée de réalisation des projets (7 à 8 ans), ces évolutions peuvent être d'autant plus préjudiciables qu'elles n'affectent pas uniquement les projets nouveaux, mais peuvent également concerner ceux en cours de développement. Cette instabilité représente une complexité et un coût important pour les développeurs (et *in fine* les consommateurs supportant le surcoût) en raison des risques perçus par les financeurs. Partant de ces éléments, il semblerait opportun d'établir une feuille de route permettant de planifier et de détailler les évolutions réglementaires sur le moyen terme, en définissant un point d'arrivée inspiré par les meilleures pratiques connues au niveau international.

#### La multiplication des procédures administratives

En second lieu, les critiques formulées vis-à-vis des procédures administratives concernent la

31. On peut citer à titre d'exemple la loi Grenelle 2 de 2010 instaurant les zones de développement éolien (ZDE), la règle des 5 mâts et le SRCAE, la loi « Brottes » de 2013, supprimant les ZDE et la règle des 5 mâts, l'incertitude autour de l'arrêté du tarif d'achat éolien en 2013/2014 et plus récemment les nombreuses évolutions réglementaires (mécanismes de soutien et procédures administratives) introduites par la loi TECV en 2015.

multiplication des procédures et des interlocuteurs au fil des années. En effet, les projets éoliens sont soumis à un nombre croissant de procédures au titre des codes :

- de l'énergie : autorisation d'exploiter et demande de raccordement ;
- de l'environnement : autorisation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), incluant les avis des opérateurs radars (Météo France et la Défense) et les éventuelles dérogations espèces protégées ;
- de l'urbanisme : le permis de construire ;
- et le cas échéant du code forestier (autorisation de défrichement).

Au-delà des acteurs de la filière ENR, l'empilement de procédures complexes et parfois redondantes a fait l'objet de critiques par l'administration elle-même, comme en témoigne le rapport relatif à l'expérimentation d'une autorisation unique en matière d'ICPE (MEDDE, 2014) : « *la multiplication des procédures distinctes pour un même projet constitue une source de complexité inutile, tant pour les porteurs de projets que pour les services de l'État. Cette multiplicité nuit par ailleurs à la lisibilité de l'action publique et est également néfaste aux objectifs de protection de l'environnement dans la mesure où la cohérence des décisions n'est pas garantie* ».

### L'efficacité du permis environnemental unique remise en question

La généralisation du « permis environnemental unique » appliquée par la loi TECV suite aux expérimentations initiées dans plusieurs régions vise en principe à répondre précisément à cet enjeu. En effet, ce permis unique doit regrouper dans une même procédure la majorité des autorisations citées ci-dessus (autorisation ICPE et permis de construire notamment), autour d'un guichet unique (le préfet de département) pour le porteur de projets, jusque-là confronté à une multitude d'interlocuteurs<sup>32</sup>.

Si cette mesure semble être particulièrement adaptée pour réduire la complexité, les premiers retours d'expérience font état d'un bilan mitigé<sup>33</sup>. Celui-ci serait principalement dû au fait que la

nouvelle réglementation n'aille pas au bout de la logique du permis unique, mais s'apparente davantage à un guichet unique : dans sa forme actuelle, l'autorisation unique conduit au regroupement de l'ensemble des procédures dans un seul dossier, sans pour autant les fusionner et réduire leur nombre. Ce dossier est ensuite transmis à la multitude de services, chacun opérant l'instruction sur son domaine de compétence en parallèle et « en silo ». Le fait de n'avoir qu'un seul interlocuteur peut ainsi devenir un risque supplémentaire, dans la mesure où il peut limiter l'échange direct avec les services techniques. Un obstacle au sein d'une seule procédure peut alors conduire au refus de l'autorisation dans son ensemble, sans que le porteur de projet puisse prendre connaissance du problème avant la fin de l'instruction.

Malgré un retour d'expérience encore faible, ces éléments laissent penser que le besoin de simplification reste entier, le permis unique reflétant pour l'instant de nombreux inconvénients (manque de transparence, complexité, délais) des procédures précédentes.

Une simplification pourrait intervenir avec la suppression du permis de construire afin de recentrer la procédure sur l'autorisation ICPE (intégrant dès lors les aspects d'urbanisme), telle que proposée dans une note de travail interministérielle<sup>34</sup>. Cette approche soulève néanmoins de nouvelles interrogations. Contrairement au dispositif ICPE dont l'application aux projets ENR est récente, les permis de construire de projets éoliens ont fait l'objet d'une vaste jurisprudence (liés aux recours contentieux formulés par les porteurs de projet et des tiers) au fil des années. Or, c'est bien cette jurisprudence qui fournit aujourd'hui une certaine sécurité juridique aux développeurs, en permettant d'anticiper l'issue de contentieux en fonction du retour d'expérience acquis.

Par ailleurs, le fait même de soumettre les éoliennes au régime d'autorisation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), applicable par exemple à une usine chimique, continue à soulever des questions : en termes de proportionnalité entre le type d'installation et les risques encourus, mais aussi de validité juridique (Gossement, 2012). En effet, ce classement peut être considéré comme contraire à l'esprit de la directive européenne sur les énergies renouvelables de 2009 qui affirme à l'article 40 : « *Il convient, en particulier, d'éviter toute charge inutile qui pourrait découler de la classification de projets* ».

32. Plus de 25 services administratifs et opérateurs peuvent intervenir sur les procédures : services des directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et des territoires (DREAL), des affaires culturelles (DRAC), directions départementales des territoires, aviation, Défense, Météo France, communes d'implantation, Commission départementale de la nature, des paysages et des sites, ErDF, etc.

33. Entretiens réalisés avec des développeurs éoliens, porteurs de projets et experts de l'énergie au cours du mois de novembre 2015.

34. Document de travail DGPR/DGALN-DEB/CGDD (2015) : Propositions sur la mise en œuvre du permis environnemental unique à partir des expérimentations (ICPE, IOTA et certificat de projet) lancées en 2014.

*concernant les énergies renouvelables parmi les installations qui représentent un risque élevé pour la santé* » (2009/28/CE).

### Les recours en justice : un « mal nécessaire » ?

Les procédures de recours contre des décisions administratives constituent un acquis démocratique essentiel pour fournir à toute personne physique ou morale affectée par un projet la possibilité de s'exprimer et de faire valoir ses intérêts particuliers et/ou l'intérêt général.

La difficulté se situe alors dans l'équilibre entre la protection de ce droit essentiel et la réduction des incertitudes pour les développeurs de projet. En effet, les recours en justice émis par des tiers à l'encontre des projets éoliens sont aujourd'hui devenus quasi-systématiques et peuvent facilement retarder un projet de plusieurs années. En combinant les différentes voies de recours possibles sur chaque décision administrative et en usant des possibilités d'appel<sup>35</sup>, ces procédures peuvent dépasser plus de 10 ans dans certains cas<sup>36</sup>. Cette inflation de contentieux administratifs soulève deux questions de fond.

D'une part celle de l'encadrement et de la limitation des recours « abusifs »<sup>37</sup> : alors que la moitié des projets fait l'objet de recours contentieux, près de 80 % des recours sont rejetés ou déclarés irrecevables par la suite. Si la possibilité de sanctionner (financièrement) les recours abusifs existe, beaucoup d'acteurs considèrent qu'elle n'est pas assez forte pour décourager l'émission de recours systématiques.<sup>38</sup> Sans remettre en question l'ac-

quis démocratique, il conviendrait ainsi de réduire les voies de recours pour faire en sorte que ceux déposés soient les plus pertinents possibles. L'évolution apportée par le permis environnemental unique devrait en théorie aller dans ce sens, en les focalisant sur une seule procédure (contre cinq auparavant).

D'autre part, au-delà de la complexité des procédures administratives et judiciaires, ce phénomène appelle une réflexion plus large sur la multitude de facteurs sous-tendant l'opposition ou l'acceptation des projets (Fournis & Fortin, 2013 ; Labussière & Nadaï, 2011). Celle-ci devrait nécessairement dépasser les concepts réducteurs tels que le « NIMBY » ou le sentiment d'une opposition « générale », peu pertinents<sup>39</sup> et s'ouvrir à la question de l'implication des citoyens et riverains dans les projets énergétiques. En effet, l'opposition (à travers des procédures formelles, voire juridiques) était jusque-là la seule expression visible de l'engagement des citoyens vis-à-vis des projets, tandis qu'une implication active en faveur des projets semble nettement moins présente, faute de moyens d'action. Sur ce point, la dynamique des projets « citoyens » d'énergies renouvelables, construits sur l'implication directe des citoyens locaux dans la gouvernance et le financement des projets, pourrait apporter des réponses nouvelles (voir section 8).

## 6.2. La procédure de raccordement au réseau

À la confluence d'enjeux administratifs, techniques et économiques, la procédure de raccordement au réseau représente un volet essentiel du processus de développement des projets. L'analyse du cadre réglementaire existant fait apparaître plusieurs questions clés.

**Dans un premier temps, celle des délais.** Tenant compte de la multiplication des projets, de la raréfaction des capacités de raccordement induite et des ressources limitées des opérateurs réseaux, la procédure de raccordement pour des installations de puissance supérieure à 36 kW s'est progressivement

35. Recours gracieux auprès du préfet, recours contentieux devant le tribunal administratif, la Cour d'appel et le Conseil d'État en dernière instance, chaque procédure de contentieux pouvant durer plusieurs ans. Sans oublier de nombreuses procédures engagées à l'intention d'élus locaux pour « prise illégale d'intérêts »

36. Voir par exemple l'article du cabinet Fidus sur le cas d'un projet éolien ayant fait l'objet de 17 procédures en justice sur 11 ans (Balay, 2015).

37. Un recours peut être considéré comme abusif si l'intérêt (particulier dans le cas des permis de construire, général dans le cas des autorisations ICPE) d'agir du demandeur n'est pas démontré, s'il est établi dans la seule intention de nuire (par exemple en encombrant la juridiction de requêtes manifestement infondées ou irrecevables pour ralentir une procédure ou retarder un projet), ou s'il est établi à d'autres fins que de « faire justice ». Ainsi, le cas de recours établis dans le seul but de faire pression sur le porteur de projet pour obtenir une compensation en échange de l'annulation de la requête sont de plus en plus fréquents pour les projets éoliens et les permis de construire en général.

38. L'amende pour recours abusif est de 3 000 € maximum. Depuis la loi Duflo (2013), une indemnité (en lien avec le préjudice subi par le porteur de projet) peut s'y ajouter sur les permis de construire, atteignant jusqu'à

350 000 € sur des projets immobiliers (Gandet, 2012). Dans le cas de l'éolien, l'indemnité maximale a atteint 8 000 € (Balay, 2015). Les associations de protection de l'environnement ne peuvent pas subir d'amende.

39. Selon le baromètre « Les Français et l'environnement » publié par l'Ademe en 2014, 95 % des sondés sont tout à fait (53 %) ou plutôt (42 %) favorables au développement des ENR. Sur le phénomène NIMBY, un autre sondage indique que 68 % des sondés acceptent l'installation d'éoliennes dans leur commune, 45 % dans leur champ de vision (Ipsos, 2013). Sur l'accueil des éoliennes par les populations situées à proximité, voir également (CSA, 2015).

allongée : de 19 mois en 2007, le délai a atteint 30 mois en moyenne pour les projets d'éolien terrestre en 2014 (FEE, 2015), pouvant dépasser 5 ans dans certains cas (SER, 2014). En définissant un délai maximal de 18 mois pour la réalisation du raccordement, la loi TECV pourrait néanmoins conduire à une amélioration sensible de cette situation, sous réserve d'une application rigoureuse<sup>40</sup>.

**Dans un second temps, celle de la transparence** : en effet, la faible visibilité des modalités d'évaluation des travaux et coûts nécessaires pour le raccordement reste une préoccupation majeure pour les porteurs de projet (Pöyry, 2014 ; SER, 2014). La définition d'une méthode de calcul transparente et contestable paraît d'autant plus importante en raison du statut de monopole des opérateurs d'infrastructures réseaux et des asymétries d'informations qu'il induit.

**Dans un troisième temps, celle de du volume et de la répartition des coûts.** En effet, suite aux différentes évolutions réglementaires, d'importantes augmentations des coûts de raccordement ont été observés : dans le cas de l'éolien terrestre, les développeurs ont témoigné d'un doublement des coûts de raccordement : de 60 k€/MW en 2007 à 120 k€/MW en 2013 (FEE, 2015). Cette hausse est principalement due à deux évolutions réglementaires successives : d'une part la suppression du taux de réfaction en 2010<sup>41</sup>, qui prévoyait jusque-là que le gestionnaire du réseau public couvre 40 % des coûts de raccordement ; et d'autre part l'élargissement du périmètre de calcul des coûts de raccordement pour les installations d'une puissance supérieure à 100 kW. Sur la base des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), introduits par la loi Grenelle 2 en 2010, les coûts de raccordement de ces projets devront désormais intégrer une « quote-part régionale », visant à mutualiser les coûts de renforcement des réseaux entre producteurs, en lien avec les objectifs régionaux de développement ENR. Cette quote-part varie actuellement de 0 (Alsace) à 70 k€ / MW (Midi-Pyrénées). Partant d'une approche de *shallow cost* (le développeur ne couvre que les coûts directement liés au raccordement de son installation, avec une participation du GRD), la réglementation française a par conséquent évolué vers une approche *deep cost*, où le développeur

contribue aux investissements de renforcement des réseaux à tous les niveaux.

Cette répartition des coûts soulève plusieurs questions sur les possibilités d'optimisation du point de vue des politiques publiques, en lien avec deux objectifs structurels : élaborer un signal économique efficace pour optimiser les choix de localisation et d'intégration des installations ENR et réduire le coût global de renforcement des réseaux.

Dans un premier temps, cette approche peut conduire à basculer une grande partie des coûts directement sur les porteurs de projets ENR afin de les responsabiliser et les inciter à réduire les coûts. Néanmoins, dans une perspective systémique, une répartition équitable des responsabilités et coûts entre les porteurs de projets et les gestionnaires de réseaux pourrait s'avérer bien plus efficace pour optimiser l'intégration et la gestion du réseau, en lien avec les facteurs suivants :

**Le coût du capital** : dans une logique économique, il conviendrait de reporter la charge d'investissement en priorité sur l'acteur présentant les conditions de financement les plus favorables, sachant qu'*in fine*, c'est toujours le consommateur final qui devra payer les investissements : par le biais de la CSPE dans le cas du porteur de projet ENR, par le biais du TURPE<sup>42</sup> dans le cas de l'opérateur réseau. En ce sens, l'opérateur réseau est généralement mieux placé pour mobiliser le capital nécessaire au coût le plus bas, étant donné qu'il agit dans le cadre d'un monopole public avec l'assurance de couvrir ses coûts par le tarif d'utilisation du réseau, limitant fortement les risques financiers.

**La répartition des incitations pour minimiser le coût et favoriser les pratiques innovantes** : le calcul des coûts de raccordement (élaboré dans le cadre de la proposition technique et financière fournie par le GRD) est à l'origine de nombreux différends entre les porteurs de projet et les opérateurs de réseaux. Ceci est principalement dû à l'asymétrie d'informations et d'incitations entre les deux parties : c'est l'opérateur réseau qui calcule les coûts, sans qu'il n'ait a priori aucune incitation à les optimiser, puisque c'est au développeur de les payer. À l'inverse, s'agissant d'un monopole public, le porteur de projet n'a aucun moyen de « faire jouer la concurrence » pour fournir une

40. L'article 105 de la loi TECV prévoit néanmoins la possibilité de proroger ce délai sur demande motivée du gestionnaire de réseau ainsi que la possibilité de déroger à ces délais pour certains types d'installations par décret, nouvelles sources d'incertitude pour les porteurs de projet.

41. Article 11 de la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

42. Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité couvre les charges d'exploitation, d'entretien et de développement des réseaux d'électricité gérés par RTE, ErDF et les entreprises locales de distribution. Ce tarif intègre le principe de la « péréquation tarifaire » : le tarif est identique sur l'ensemble du territoire, quelques soient les coûts d'opération du réseau (différentiel entre zones rurales et urbaines notamment).

proposition de coûts alternative.<sup>43</sup> Une deuxième conséquence importante de l'absence de responsabilité financière partagée entre les deux parties est la faible incitation à l'innovation. À l'inverse, dans un système de répartition équitable des coûts, les deux parties ont intérêt à trouver de nouvelles solutions pour réduire ensemble leurs coûts respectifs, notamment en intégrant la gestion dynamique de l'injection comme nouveau levier de réduction des coûts de renforcement réseau (voir encadré 3).

**Le dilemme spatial et temporel de la quote-part régionale :** si la pertinence du principe d'anticipation et de mutualisation des coûts de renforcement des réseaux n'est plus à démontrer, son application concrète soulève de nouveaux enjeux. On peut en premier lieu s'interroger sur le niveau de précision du signal de localisation : celui-ci se situe à une maille large (le périmètre des régions administratives), alors que les contraintes d'accès au réseau peuvent être très différentes à une échelle plus locale. Certains acteurs avancent également l'argument qu'en raison de la différenciation forte entre les montants de quotes-parts régionales, celles-ci seraient en principe contraire aux principes de péréquation tarifaire et du développement harmonisé des installations sur l'ensemble du territoire. De la même manière, l'application d'une quote-part identique pour tous les projets supprime de fait toute incitation à favoriser un pilotage dynamique de l'injection, tel que décrit précédemment. Enfin, dans une perspective temporelle, l'élaboration des schémas de raccordement et la définition de la quote-part pourrait conduire au paradoxe de « la poule et de l'œuf ». En effet, les besoins de renforcement du réseau sont estimés en anticipation de la réalisation des objectifs régionaux (ambitieux) de développement des ENR. Or, dans les cas extrêmes, la définition d'une quote-part très élevée (comme en Midi-Pyrénées) sur cette base peut conduire à la situation contraire : une baisse significative des nouveaux projets en raison des coûts de raccordement plus élevés, rendant de fait la quote-part inopérable. Considérant ces enjeux spatiaux et temporels, il semble donc opportun de s'interroger sur la possibilité à définir une contribution plus dynamique dans le temps qui pourrait également intégrer un mécanisme de mutualisation entre régions pour lisser en partie les écarts observés.

En conclusion, il semble primordial de faire évoluer la réglementation relative à la procédure de raccordement au réseau en tenant compte des

43. Afin de remédier à l'absence de concurrence pour la réalisation des travaux sur les réseaux, les acteurs de la filière éolienne ont proposé à ce que soit introduite la possibilité de faire réaliser les travaux par un tiers, voire à réaliser eux-mêmes les travaux, avec un contrôle de qualité *ex post* par l'opérateur réseau (FEE, 2015).

### Encadré 3. Maximiser les capacités d'accueil du réseau grâce à l'écrêtement dynamique de la production

Confronté à un déploiement rapide des capacités éoliennes et solaires sur leurs réseaux, les GRD allemands ont développés de nouvelles pratiques pour être en mesure de raccorder rapidement ces installations tout en limitant le besoin de renforcement ou de création de nouvelles lignes. Ces innovations se fondent essentiellement sur le pilotage de la production injectée par le GRD : en procédant à l'écrêtement dynamique de la puissance maximale injectée en fonction de l'état du réseau, l'opérateur allemand EWE Netz GmbH a ainsi réussi à doubler les capacités de raccordement du réseau existant, sans renforcer le réseau physique. Le GRD s'engage en contrepartie à compenser financièrement la baisse légère de la production annuelle des installations concernées (de 5 à 10 % environ), sachant que cette solution coûte bien moins cher que les travaux sur le réseau (Merkel, 2015).

potentiels d'optimisation techniques et économiques. Le principal enjeu semble dès lors résider dans la répartition efficace des coûts et responsabilités entre les porteurs de projets et les opérateurs de réseaux, afin que les deux parties aient des incitations *convergentes* à développer les solutions les plus efficaces et innovantes. Enfin, la situation de monopole naturel des opérateurs réseaux donne une importance particulière à la régulation afin de renforcer la transparence des procédures, avec la possibilité d'ouvrir éventuellement certaines démarches à la concurrence, comme cela se fait déjà dans d'autres pays (Pöyry, 2014).

## 7. LES ENJEUX ÉCONOMIQUES DU DÉVELOPPEMENT DES ENR

En guise d'introduction, il paraît essentiel de différencier deux dimensions du débat sur l'économie du développement des énergies renouvelables électriques :

- L'approche « macroéconomique », généralement utilisée pour l'élaboration de et la comparaison entre scénarios de transition, tenant compte des équilibres économiques directs (investissements additionnels et réduction de la facture énergétique extérieure) et des effets induits (effets sur l'emploi dans différents secteurs d'activité, fiscalité, compétitivité de l'industrie en lien avec le prix de l'énergie, etc.) (Callonnet, Landa, Maillet, & Reynes, 2013).
- L'approche « microéconomique » qui s'intéresse davantage à l'équilibre économique des projets eux-mêmes, en considérant les facteurs de risque, l'évolution de coût des technologies, le coût du capital et les mécanismes de soutien mis en œuvre.

Cette section s'intéressera essentiellement à ce dernier volet, pour mettre en lumière quelques

pistes envisageables pour réduire le coût des projets et par extension, le coût supporté par la collectivité par le biais de la contribution au service public de l'électricité.

### 7.1. L'économie des ENR en France : éléments de cadrage

Les installations ENR bénéficient de mécanismes de soutien pour garantir leur viabilité économique. Le surcoût de production (en référence au prix moyen du marché de gros) est mutualisé et payé par l'ensemble des consommateurs par le biais de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Sur un total de 6,3 milliards d'euros de charges prévisionnelles de la CSPE en 2015<sup>44</sup>, le surcoût lié à la rémunération des installations ENR bénéficiant d'un mécanisme de soutien (en métropole et zones non interconnectées) représente environ les deux tiers, soit 4 milliards d'euros. Selon le scénario prospectif de la CRE, le montant global des charges liées au soutien aux ENR et à la cogénération devrait doubler d'ici 2025, pour atteindre 8 milliards d'euros (CRE, 2014b). Cette vision prospective doit néanmoins être nuancée pour plusieurs raisons :

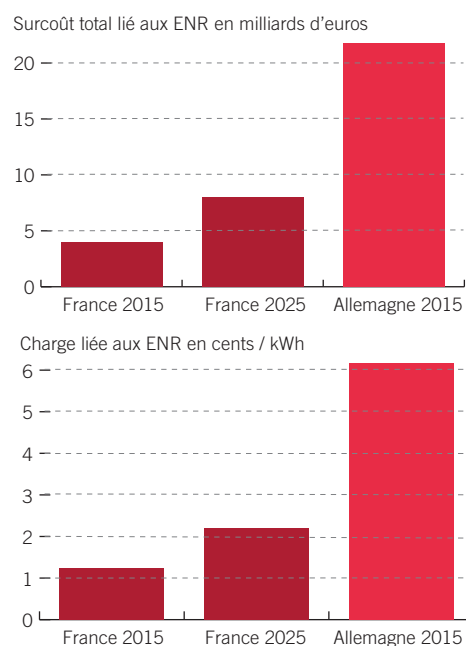
En premier lieu, les calculs prospectifs de la CRE se font à coût de production constant jusqu'en 2025 et ne tiennent donc pas compte des réductions de coût futures. Or, ce facteur peut avoir un impact sensible sur le surcoût global, comme le montre le cas du PV. Le prix d'achat moyen des installations PV s'est situé à 390 €/MWh en 2015, principalement dû aux installations datant d'avant 2011, avec des tarifs d'achat pouvant atteindre 600 €/MWh (CRE, 2014a). À l'inverse, les résultats du dernier appel d'offres solaire pour les installations de puissance supérieure à 250 kW font état d'un coût de production compris entre 82 €/MWh (centrales au sol) et 129 €/MWh (toiture)<sup>45</sup>.

Le surcoût des ENR mutualisé par le biais de la CSPE dépendra étroitement de leur valorisation effective sur le marché de gros. Ainsi, une augmentation de 10 €/MWh du prix moyen sur le marché de gros aura pour effet de réduire le montant global de la CSPE de 700 millions d'euros par an (CRE, 2014b). De la même manière, dans le cadre de la mise en œuvre du complément de rémunération, de nouvelles formes

de valorisation de l'électricité renouvelable pourront permettre de réduire la charge de la CSPE<sup>46</sup>. À l'inverse, si le marché européen conserve des surcapacités de production trop importantes et que le signal prix du marché européen des certificats d'émissions de CO<sub>2</sub> (EU ETS) ne remonte pas, le prix de marché pourrait continuer à s'effondrer, augmentant mécaniquement le surcoût payé par la CSPE (Rüdinger *et al.*, 2014 ; Sartor & Mathieu, 2015).

Enfin, la charge des installations futures sera au final relativement faible, étant donné que le développement massif des ENR électriques en France interviendrait majoritairement après la baisse des coûts observés ces dernières années. Selon les hypothèses de la CRE, pour atteindre l'objectif de 40 % d'électricité renouvelable la part CSPE liée aux ENR devrait atteindre environ 2,2 cents/kWh en 2025<sup>47</sup>. Cela représente environ un tiers de la charge que les consommateurs allemands supportent déjà en 2015 (6,17 cents/kWh), principalement en raison du surcoût des installations PV historiques (figure 8).

**Figure 8.** Surcoût total et par kWh du soutien aux ENR en France et en Allemagne



Note : en 2015, le surcoût couvert par la CSPE lié au soutien aux ENR électriques en France était de 4 milliards d'euros, équivalant à une contribution de 1,23 cents/kWh pour les consommateurs finaux.

44. Les charges CSPE intègrent le financement des dispositions sociales (tarifs sociaux, budget du médiateur de l'énergie, etc.), la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (DOM-TOM), le soutien aux ENR et le soutien à d'autres installations (effacement, cogénération, etc.).

45. MEDDE, Communiqué de presse du 04.12.2015 : Énergie solaire : Ségolène ROYAL annonce 212 lauréats de l'appel d'offres sur les centrales solaires de grande puissance.

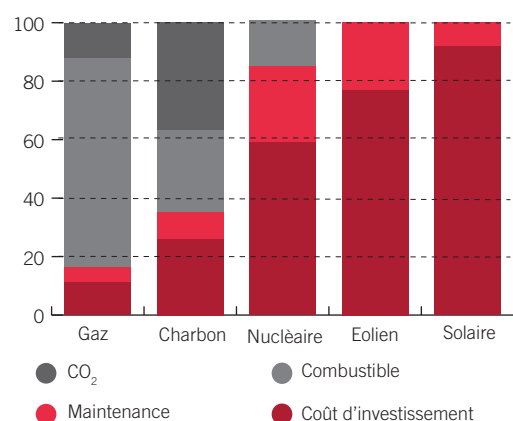
46. Au-delà de la vente de l'électricité sur le marché du gros, cette valorisation peut se faire par le biais des certificats d'origine, des certificats de capacité et de la participation au marché d'ajustement (cf. section 5).

47. La CRE estime les charges totales de la CSPE en 2025 à 11 milliards d'euros annuels, dont 8 Mrd. (72 %) pour les ENR, soit une contribution unitaire de 3 cents/kWh, dont 2,2 cents/kWh pour le soutien aux ENR.

## 7.2. Réduire les risques et coûts de financement des projets

Les projets d'énergies renouvelables électriques se caractérisent par une très forte intensité capitalistique : hormis le cas de la biomasse, ces installations n'ont pas de coût de combustible et des coûts opérationnels très faibles. En raison de cette intensité capitalistique et de la durée de vie (et d'amortissement financier) des projets, le coût du capital est un facteur déterminant pour le coût de production global (Rüdinger, 2015).

**Figure 9.** Répartition des coûts de production d'électricité pour différentes sources



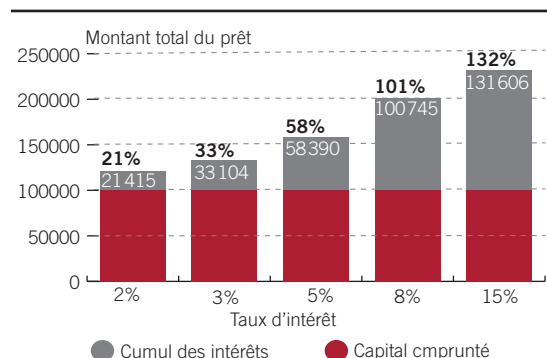
Source : (IEA, 2010)

La Figure 10 permet d'illustrer de manière simplifiée l'importance du coût du capital pour l'équilibre financier des projets. Pour un coût moyen pondéré du capital<sup>48</sup> de 5 %, les intérêts payés sur une durée de 20 ans peuvent représenter près de 60 % du montant de l'investissement. Avec un coût de capital de 8 %, le financement total représente le double de l'investissement initial<sup>49</sup>. Une illustration plus concrète est donnée par la CRE dans son analyse « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » (2014, p.24) : « Le coût de production est très sensible au taux d'actualisation ; il augmente ainsi de 40 % en moyenne quand le taux d'actualisation progresse de 5 points. »

48. Le coût moyen pondéré du capital (*weighted average cost of capital, WACC*) intègre les exigences de rentabilité sur la part investie en fond propres et le coût de la dette, leur coût variant avec la disponibilité du capital et la perception des risques (administratifs, techniques, financiers) des projets.

49. Un coût moyen pondéré du capital de 8 % peut sembler irréaliste au premier abord, mais correspond de fait à un financement composé à 30 % de fonds propres avec une rentabilité attendue de 15 % et 70 % d'apports en dette à un taux de 5 %, ce qui semble plutôt réaliste.

**Figure 10.** Coût du financement d'un prêt sur 20 ans à différents taux d'intérêt



Source : Iddri

Partant de ces éléments et dans l'objectif de réduire les coûts de production et de soutien des ENR, il semble indispensable de mettre en œuvre l'ensemble des mécanismes permettant de favoriser une réduction du coût du capital, en considérant à la fois les fonds propres et la dette. De prime abord, deux leviers fondamentaux peuvent être cités : la réduction des risques de développement et la mise en place de mécanismes de financement préférentiels.

En premier lieu, toutes les mesures permettant de réduire les incertitudes et risques sur le développement des projets permettent de réduire le coût du financement, à l'instar des mesures de simplification des procédures administratives, de lisibilité de la planification nationale et de stabilité des mécanismes de soutien économiques. En effet, les aspects réglementaires représentent le premier facteur de risque sur ces projets et peuvent lourdement impacter la rentabilité exigée pour les apports en capital : plus l'investissement sera considéré comme risqué, moins les investisseurs seront enclins à apporter des fonds ou exigeront une « prime de risque » plus élevée. Ce même constat s'applique pour l'accès à et le coût des apports en dette sous forme de prêts bancaires, qui représentent en règle générale entre 70 % et 90 % de l'investissement initial : le taux d'intérêt et le ratio fonds propres/dette évolue en fonction des risques perçus par les acteurs financiers.

Ce lien entre les conditions de financement des projets et le cadre réglementaire peut être illustré à partir de l'exemple de la mise en œuvre du dispositif de complément de rémunération de marché en Allemagne. En raison des risques nouveaux perçus en lien avec l'obligation de commercialisation directe, les banques ont considérablement augmenté les exigences en termes d'apports de fonds propres pour les projets financés, augmentés de 10 points en moyenne : si auparavant, la majorité

des projets bénéficiaient d'un financement avec 20 % de fonds propres et 80 % de dette bancaire, ce ratio s'approche désormais davantage de 30/70 (IZES, 2014 ; Tisdale, Grau, & Neuhoﬀ, 2014).

**En second lieu, les mécanismes de financement préférentiels** peuvent représenter un dispositif efficace pour réduire le coût du financement et, toutes choses égales par ailleurs, le coût de soutien **payé par la collectivité**. À titre d'exemple, la banque publique allemande KfW apporte des prêts préférentiels à grande échelle à tous les acteurs (citoyens, entreprises, collectivités) souhaitant développer des projets d'énergies renouvelables (Rüdinger, 2015). Grâce à ce programme, la KfW a cofinancé en 2012 plus de la moitié des projets d'énergies renouvelables en Allemagne et plus de 80 % des projets éoliens (ZSW, 2013). En 2015, le programme de prêts « Énergies renouvelables-standard » de la KfW comporte les caractéristiques suivantes :

- un montant de prêt pouvant aller jusqu'à 50 millions d'euros et pouvant couvrir jusqu'à 100 % des coûts d'investissements nets (pas de fonds propres requis en principe) ;
- un taux d'intérêt pouvant atteindre 1,75 % sur une durée de 20 ans, avec un différé de remboursement de 3 ans.

Si les outils de prêts préférentiels représentent certainement le « nerf de la guerre » pour faciliter le financement et réduire le coût des projets, des mécanismes complémentaires peuvent être envisagés pour faciliter l'accès aux capitaux et la réduction des coûts de financement. Ainsi, le développement de fonds de garantie spécifiques peut être utilisé pour faciliter l'accès aux prêts bancaires et en réduire le coût, en particulier pour des acteurs de taille modeste. De même, des fonds d'investissement tels que développés par de nombreuses collectivités actuellement sous la forme de sociétés d'économie mixte (SEM) peuvent faciliter le montage financier des projets tout en augmentant la valeur ajoutée pour les territoires. Enfin, des fonds dédiés en capital-risque pourraient permettre de mutualiser les coûts et risques de développement pour les projets les plus risqués (éolien, méthanisation) et servir notamment à déclencher les projets portés par des acteurs locaux sur le territoire (voir section suivante).

### 7.3. Quel potentiel de réduction des coûts de soutien aux ENR ?

En dépit de son importance cruciale pour l'économie des projets et les coûts de soutiens publics, la question du potentiel de réduction des coûts des projets ENR en dehors du progrès technologique

n'a quasiment pas été étudiée dans le contexte français. Cela paraît d'autant plus étonnant que ce potentiel peut être très significatif si l'on associe les effets d'une réduction significative des risques de projet (simplification réglementaire) avec la mise en place de mécanismes de financement préférentiel. Le Tableau 3 permet de visualiser schématiquement ce potentiel en comparant deux montages financiers de projet différents :

- un scénario « pessimiste » dans lequel l'incertitude réglementaire et l'absence de solutions de financement dédiées conduisent à des conditions de financement défavorables mais néanmoins réalistes dans le contexte actuel ;
- un scénario « optimiste », fondé sur une baisse significative du risque de développement et l'accès à des financements préférentiels.

**Tableau 3.** Coût complet de financement d'un projet ENR selon deux scénarios

| Scénario                           | « Pessimiste »    | « Optimiste »     |
|------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Investissement initial             | 10 000 000        | 10 000 000        |
| Durée d'amortissement              | 20 ans            | 20 ans            |
| Ratio fonds propres / dette        | 30/70             | 20/80             |
| TRI fonds propres                  | 12 %              | 6 %               |
| Taux d'intérêt du prêt bancaire    | 4,5 %             | 2,0 %             |
| Coût moyen pondéré du capital      | 6,4 %             | 2,6 %             |
| <b>Coût de financement complet</b> | <b>17 752 742</b> | <b>12 834 913</b> |
| Différence                         |                   | - 28 %            |

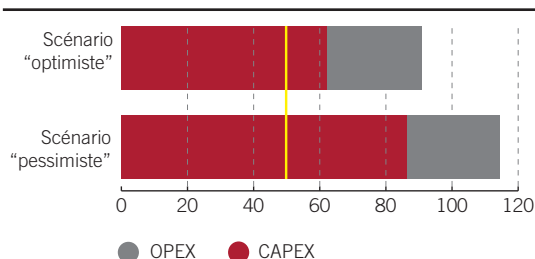
La différence en termes de coût complet de financement entre ces deux scénarios atteint 28 % et ce, sans prendre en compte tout autre effet de réduction des coûts<sup>50</sup>. Partant de cet exemple du potentiel sur le différentiel en termes de coûts de financement, on peut ensuite faire une première estimation simplifiée de l'impact potentiel sur la CSPE future, sur la base d'hypothèses simples<sup>51</sup>. Dans cette estimation, tenant compte du fait que la réduction des coûts de financement n'affecte pas les coûts opérationnels (OPEX), la baisse du coût complet de production permise par des conditions de financement plus favorables serait d'environ 21 %. Or, en tenant compte du fait que la valorisation de l'électricité produite sur le marché de gros reste constante dans les deux cas (50 €/MWh), le

50. Cette réduction des coûts directs peut par exemple faire référence au progrès technologique et aux économies réalisables sur les coûts de développement (réalisation d'études d'impact et de dossiers pour les procédures, frais de justice en cas de recours contentieux, etc.) dans le cadre d'une simplification réglementaire.

51. Avec les hypothèses suivantes : un ratio CAPEX/OPEX approximatif de 75/25 ; un coût moyen de production (toutes filières confondues) de 115 €/MWh ; et une valeur marché de l'électricité produite de 50 €/MWh.

surcoût à financer par la CSPE baisse de manière beaucoup plus significative, avec une réduction de 37 % !

**Figure 11.** Coût moyen de production d'une installation ENR selon deux scénarios



Note : la ligne jaune représente la valeur de l'électricité renouvelable sur le marché de gros, le surcoût étant couvert par la CSPE.

Ce calcul représente uniquement une première approximation du potentiel de réduction des coûts de soutien des ENR par le biais d'une réglementation plus efficace et de mécanismes de financement préférentiels. Néanmoins, considérant le potentiel significatif de baisse des coûts réalisables, il montre toute la nécessité de développer des études plus poussées sur ce sujet afin de combiner efficacité dans l'atteinte des objectifs fixés avec efficacité économique. Partant du travail prospectif réalisé par la CRE, les installations nouvelles construites entre 2014 et 2025 devraient représenter environ 32 milliards d'euros de surcoût cumulé pour la CSPE sur la même période, une réduction d'environ 30 % représenterait donc près de 10 milliards d'euros.

## 8. LES ENJEUX DE GOUVERNANCE : DIVERSITÉ D'ACTEURS ET ACCEPTABILITÉ DES PROJETS

Encore peu traitée il y a quelques années, la question de la gouvernance de la transition énergétique en général et du développement des projets ENR en particulier a été au cœur du débat national sur la transition énergétique organisé entre 2012 et 2013, aboutissant au slogan d'une transition énergétique « par tous et pour tous », tel que formulé dans la synthèse du DNTE (CNTE, 2013b). Ce débat se structure principalement autour de la problématique d'une possible décentralisation des politiques énergétiques, perçue comme souhaitable voire nécessaire par certains acteurs, peu efficace et source d'incohérences par d'autres. Sur le volet spécifique des projets d'énergies renouvelables, cette réflexion fait écho à plusieurs enjeux convergents :

- la volonté des collectivités (régions et infra) de s'affirmer comme acteur stratégique dans la planification de la transition énergétique de leurs

territoires, voire comme acteur opérationnel dans la mise en œuvre des projets (Amorce, 2013; CNTE, 2013a; Saujot, Rüdinger, & Guerry, 2014) ;

- l'implication croissante des citoyens dans les projets ENR réalisés sur leur territoire, afin de favoriser une forme d'appropriation locale des projets (Labo de l'ESS, 2015; Poize & Rüdinger, 2014) ;
- la reconnaissance des enjeux d'acceptation locale des projets ENR qui incite les décideurs politiques et porteurs de projets à s'intéresser à de nouvelles formes de participation des acteurs locaux ;
- une question nouvelle sur les retombées économiques effectives des projets pour les territoires concernés et leur répartition entre acteurs en fonction des modèles de développement (Heinbach, 2014; Icare, 2015).

En parallèle, ce débat sur la gouvernance fait face à deux lignes de tensions majeures :

- La compatibilité entre la montée en puissance des acteurs locaux et le principe d'efficacité économique fondé sur une concurrence accrue et la professionnalisation du développement des ENR, généralement considérés comme critères essentiels pour sortir les filières ENR de leur « niche » et permettre leur pleine intégration dans le système et le marché électrique.
- L'articulation entre la mise en œuvre d'une gouvernance politique plus décentralisée et la continuité des principes qui ont historiquement structuré le développement du service public français de l'énergie à l'échelle nationale.

Sans rentrer dans les détails de ce débat extrêmement large et riche sur la gouvernance de la transition énergétique, plusieurs enjeux phares peuvent être identifiés en ce qui concerne le développement futur des projets d'énergies renouvelables, qui seront abordés dans les sections suivantes.

### 8.1. Remettre la question des modèles de gouvernance au cœur des politiques énergétiques

**Un premier enjeu semble apparaître en lien avec la dissociation, encore très fréquente, entre différentes arènes du débat politique sur les ENR.** On observe régulièrement que les débats sur les enjeux technico-économiques liés aux ENR<sup>52</sup> et ceux portant sur les enjeux de gouver-

52. Ce débat recouvre notamment les enjeux économiques, tels que l'évolution des mécanismes de soutien aux ENR, ou encore les questions techniques de l'intégration des sources d'énergies variables dans le système électrique existant.

nance s'opèrent en parallèle, dans des communautés d'acteurs et selon des registres différents. Un tel traitement « en silo » porte le risque de ne pas rendre explicite les conflits entre les objectifs respectifs, qui peuvent générer des incohérences. À l'échelle européenne (et nationale), le conflit apparent entre la volonté de favoriser l'appropriation citoyenne et locale d'une part et l'évolution programmée des mécanismes de soutien ENR vers un système plus concurrentiel d'autre part peut être cité en exemple. Ainsi la Communication sur l'union de l'énergie (COM(2015) 80 final) affirme que « notre vision est celle d'une Union de l'énergie focalisée sur le citoyen – dans laquelle ce dernier prend à son compte la transition énergétique ». À l'inverse, les termes « citoyen », « participatif » et « local » ne figurent pas une seule fois dans les lignes directrices sur les aides d'État à l'environnement publiées en juin 2014 (2014/C 200/01), qui impactent lourdement l'évolution réglementaire pour les politiques de soutien dans les États membres. Si ces deux approches restent pertinentes, il semble ainsi urgent de les coupler pour chercher à concilier les objectifs et principes d'action.

**Un second élément qui découle directement de ce constat concerne l'absence de débat sur la valeur normative et politique que l'on accorde *in fine* à une gouvernance plus ouverte, décentralisée et participative des projets et de la transition.** S'agit-il, dans le cas des projets ENR, d'un simple moyen au service d'une fin (favoriser l'acceptation locale par exemple) ? Ou d'un objectif politique transversal qui s'inscrit dans la vision stratégique du système énergétique futur, au même titre que la réduction des émissions de gaz à effet de serre et qui devrait se refléter dans l'ensemble des décisions politiques ? En fonction du positionnement retenu, les implications pour l'orientation des cadres réglementaires pourraient être foncièrement différentes, encore faudrait-il traiter cette question de manière explicite.

**Enfin, au-delà de la question de la participation des acteurs locaux dans les projets, ce même constat semble s'appliquer en ce qui concerne la répartition des compétences entre l'État et les collectivités.** La tendance va actuellement à un renforcement des prérogatives des collectivités (régions et métropoles en particulier), en matière de planification notamment. Mais cette évolution ressemble pour l'instant davantage à une négociation de compétences entre acteurs conduite « au fil de l'eau », sans que la question de la vision du modèle de gouvernance à moyen et long terme soit explicitement traitée, évacuant de fait la réflexion sur un renouvellement de la notion de service public de l'énergie,

en phase avec les enjeux de la transition et l'évolution de la gouvernance institutionnelle. La nécessité d'approfondir cette réflexion s'aperçoit notamment en lien avec l'articulation entre les fonctions stratégiques (planification) et opérationnelles. Alors que la compétence de planification des projets ENR et de l'évolution des infrastructures réseaux se régionalise<sup>53</sup>, cela soulève par exemple la question d'une possible régionalisation des mécanismes de soutien (appels d'offres notamment), ou encore du rôle opérationnel de l'autorité concédante vis-à-vis de l'opérateur concessionnaire (cf. section 3.2.).

## 8.2. Quels modèles participatifs pour quoi faire ?

Les projets participatifs et citoyens d'énergies renouvelables font aujourd'hui l'objet d'un intérêt politique croissant, motivé notamment par l'espoir d'améliorer l'acceptation locale des projets et, dans une moindre mesure, par l'opportunité de flécher l'épargne des ménages directement sur les projets de la transition énergétique<sup>54</sup>. Il semble néanmoins primordial de dépasser ce consensus de principe, pour analyser plus en détail la diversité de modèles participatifs envisageables. En effet, ce terme recouvre actuellement une multitude d'approches, depuis l'opération de financement participatif à portée symbolique jusqu'au projet citoyen initié et porté par les acteurs locaux, en passant par une multitude de modèles « hybrides ». Chacun pouvant avoir ses caractéristiques, vertus et contraintes respectives, qui ne peuvent être que difficilement généralisables à d'autres.

Ainsi, il semble essentiel de différencier les approches fondées sur une participation exclusivement financière (et généralement minoritaire) de celles comportant une implication directe et plus active des acteurs locaux dans la gouvernance du projet à toutes ses phases. Si ces derniers sont beaucoup plus complexes à mettre en œuvre, ils sont certainement aussi les plus à mêmes d'améliorer l'acceptation des projets à l'échelle locale et de générer un effet d'appropriation citoyenne de la transition énergétique à plus long terme.

53. Par le biais des schémas régionaux air, climat et énergie (SRCAE), de l'éolien et du raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

54. L'exposé des motifs de la loi TECV indique : « *Le constat des difficultés d'acceptabilité en France et dans divers pays de nombre de projets de développement d'énergie renouvelable et l'étude des dispositions mises en place dans certains pays montre que la participation des habitants à ce type de projet, en leur permettant en particulier de comprendre et participer à la définition de ces projets, améliore fortement leur acceptabilité* ».

S'il ne s'agit en aucun cas d'ériger un seul modèle comme un « idéal-type » à généraliser, il convient néanmoins de rester pleinement conscient de ces différences d'impact potentielles et de s'interroger sur l'approche actuelle, consistant à focaliser les politiques publiques sur la seule participation financière des citoyens et collectivités (articles 109 à 111 de la loi TECV), peut être suffisante pour produire les résultats escomptés.

### 8.3. Quels instruments politiques pour soutenir les projets participatifs et citoyens ?

Actuellement, l'évolution des mécanismes de soutien aux ENR, fondée sur une approche plus concurrentielle et intégrée au marché constitue certainement la plus forte menace pour la dynamique encore fragile des projets ENR portés par des acteurs locaux. Si ces réformes touchent en principe l'ensemble des acteurs et porteurs de projet, ils peuvent s'avérer particulièrement pénalisants pour ceux de taille modeste, en raison de leur faible capacité à faire face aux responsabilités et risques économiques nouveaux<sup>55</sup>.

Ainsi, les analyses et retours d'expérience de l'étranger indiquent en particulier que la généralisation des appels d'offres à l'ensemble des projets ENR, telle que prévue par les lignes directrices pour 2017, pourrait définitivement sonner le glas des projets initiés et portés par les citoyens et collectivités locales (Degenhart & Nestle, 2014 ; Jacobs, Gotchev, Schäuble, & Matschoss, 2014).

Cette évolution ne constitue néanmoins pas une fatalité, si des solutions de mitigation des risques sont mises en place. Celles-ci peuvent prendre différentes formes, et dépendent en premier lieu des réponses politiques apportées aux questions soulevées au préalable : *quels objectifs stratégiques en termes de gouvernance participative ? Et quels modèles pour y répondre ?*

À titre d'exemple, les lignes directrices européennes prévoient la possibilité d'exempter les projets de faible taille des contraintes provenant de la responsabilité de commercialisation directe et d'une possible généralisation des appels d'offres, ce qui revient de fait à favoriser le maintien d'une « niche innovante » pour les projets portés par des acteurs locaux. À l'inverse, si l'objectif recherché était au contraire de généraliser

le développement de projets participatifs et « citoyens », plusieurs pistes semblent envisageables :

- Le premier étant de renoncer à la généralisation des appels d'offres à toutes les filières renouvelables, possibilité prévue explicitement par les lignes directrices européennes (§ 126).
- Le second étant de faire de la gouvernance participative un critère structurant pour l'ensemble des cahiers de charges des appels d'offres.

Enfin de manière générale, plutôt que de jouer sur l'opposition entre les projets portés par des groupes d'acteurs spécifiques (industriels privés, collectivités, citoyens), il convient de favoriser leur mise en réseau, afin de concilier les différentes approches et mitiger les risques. Une telle approche coopérative pourrait par exemple passer par :

- la mise en place de solutions d'accompagnement technique pour les porteurs de projet locaux, tels que déjà expérimentés en Allemagne et dans différentes régions françaises<sup>56</sup> ;
- de solutions de financement dédiées aux projets locaux sous forme de fonds de capital-risque (amorçage et financement de la phase de développement de projet), de fonds de garantie et de prêts préférentiels pour réduire le coût du capital ;
- l'élaboration de services de développement spécifiques par les acteurs industriels au service des projets locaux.

## 9. CONCLUSION

Au travers des objectifs stratégiques formulés dans la loi relative à la transition énergétique, la France a clairement affirmé sa volonté d'établir les énergies renouvelables électriques comme l'un des piliers fondamentaux de son système électrique et plus largement énergétique à l'avenir. L'ampleur de cette transformation exige une approche systémique pour prendre en considération l'ensemble des défis et des leviers permettant d'accompagner et d'optimiser ce développement dans la durée.

Poursuivant cette approche sans prétendre à l'exhaustivité, la présente étude fournit une synthèse de la diversité des enjeux sous-jacents au développement des ENR en France, avec un enseignement fondamental : la réussite de cette transition dépendra de la prise en compte de

55. Tels que la responsabilité des exploitants d'assurer la prévision, gestion et commercialisation de l'électricité produite et le risque d'investissements « échoués » en cas de candidature non retenue, intrinsèque à la logique des appels d'offres.

56. À l'instar de l'initiative des « Centrales villageoises » développée par l'Agence régionale Rhône-Alpes énergie environnement (RAEE), qui apporte un soutien juridique et technique aux acteurs locaux, de la plateforme Taranis en Bretagne, et du réseau régional d'Énergie citoyenne en Languedoc-Roussillon (EC'LR).

l'ensemble des facteurs évoqués et de leurs interactions et complémentarités.

Celles-ci s'illustrent en premier lieu au niveau de la planification stratégique de cette transition : la cohérence des trajectoires de développement des sources d'électricité renouvelable, qui seront traduites en objectifs chiffrés, dépendra en premier lieu de la vision de long terme du système électrique, partant de la question critique de l'évolution de la demande électrique et du rythme de transformation des infrastructures de production historiques.

Les interactions et complémentarités sont également visibles pour ce qui concerne les défis d'intégration en lien avec le déploiement massif de sources renouvelables à production variable. Ces enjeux ne peuvent se résumer à la seule évolution des mécanismes de soutien ou encore des solutions potentielles de stockage. Ils requièrent au contraire une compréhension plus fine des nombreux facteurs pouvant affecter les besoins et les solutions de flexibilité futurs. Ainsi, c'est une véritable « feuille de route » qui semble nécessaire. D'une part, pour traiter cet enjeu dans sa transversalité, afin d'inclure l'ensemble des leviers : l'intégration régionale et européenne, le pilotage de la demande, la complémentarité entre sources ENR « dispatchables » et variables, la valorisation des capacités flexibles sur le marché. D'autre part, pour structurer le déploiement de ces solutions de flexibilité dans le temps, en anticipant les besoins futurs.

En troisième lieu, il convient d'élargir l'approche sur les enjeux économiques liés aux énergies renouvelables. En effet, si celle-ci est aujourd'hui au cœur du débat politique, l'analyse démontre

qu'elle ne tient pas suffisamment compte de l'ensemble des leviers disponibles pour améliorer l'efficacité du déploiement des ENR. Il est ainsi surprenant de noter que ce débat se focalise aujourd'hui quasi exclusivement sur les aspects relatifs aux mécanismes de soutien (mise en concurrence) et au pilotage de la « masse » de projets développés, par le biais de la planification et des appels d'offres. Or, l'économie des projets et *in fine* le surcoût payé par l'ensemble des consommateurs, dépend tout autant, si ce n'est plus, des outils de financement mis en œuvre, de la réduction des risques liés à la complexité des cadres réglementaires et du fonctionnement du marché électrique européen dans son ensemble. Au vu des masses financières en jeu et du potentiel de réduction des coûts qui reste considérable -sans même intégrer l'innovation technologique- il semble primordial d'engager cette réflexion stratégique sur les potentiels d'optimisation disponibles.

Enfin, bien que souvent traités en marge des politiques énergétiques, les enjeux de gouvernance constituent bien un enjeu crucial pour mener à bien cette transition. Enjeu de cohérence dans l'articulation de la gouvernance institutionnelle tout d'abord, autour de la question de l'équilibre des rôles entre les différents échelons territoriaux. Enjeu d'acceptabilité ensuite, puisque cette transition structurelle ne saura se réaliser durablement sans le soutien des citoyens. Enjeu démocratique enfin, puisque cette transition ne pourra se résumer à un projet de transformation technologique, mais doit nécessairement intégrer une vision sociétale plus large, fondée sur l'engagement de tous les acteurs. ■

## BIBLIOGRAPHIE

- Amorce (2013). Les collectivités territoriales au coeur de la transition énergétique. Recueil de 30 démarches exemplaires.
- Artelys (2015). Energy transition and capacity mechanisms. A contribution to the European debate with a view to 2030. Rapport réalisé pour l'UFE et le BDEW.
- Balay, P.-G. (2015, novembre 23). Eoliennes : la lourde et légitime sanction des recours abusifs.
- BNEF (2015a). Global Trends in Renewable Energy Investment 2015. Bloomberg New Energy Finance / FS-UNEP Centre. Consulté à l'adresse [http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/attachments/key\\_findings.pdf](http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/attachments/key_findings.pdf)
- BNEF (2015b). Wind and Solar boost cost-competitiveness versus fossil fuels. Consulté à l'adresse <http://about.bnef.com/press-releases/wind-solar-boost-cost-competitiveness-versus-fossil-fuels/>
- Callonnec, G., Landa, G., Maillet, P. & Reynes, F. (2013). L'évaluation macroéconomique des visions énergétiques 2030-2050 de l'Ademe. Ademe.
- Carbone 4 (2014). Étude des 4 trajectoires du DNTE. Une vision pédagogique des 4 trajectoires étudiées dans le cadre du débat national sur la transition énergétique.
- Chabot, B. (2015). Updating the characteristics and the performance of the wind turbines and the wind farms of the silent wind power revolution (SWR) (Renewables International).
- Chapon, A. (2015). L'effacement de production d'électricité renouvelable. Applications en France et en Allemagne. Office franco-allemand des énergies renouvelables.
- CNTE (2013a). Quelle gouvernance ? Quel rôle pour l'État et les collectivités ? (Rapport du GT 5 du DNTE).
- CNTE (2013b). Synthèse des travaux du débat national sur la transition énergétique de la France. Conseil national du débat.
- Commission européenne (2014). Impact Assessment: A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030. (No. SWD(2014)15 final).
- CRE (2014a). Annexe 1. Charges prévisionnelles au titre de l'année 2015.
- CRE (2014b). La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective.
- CSA (2015). Consultation CSA/France Énergie éolienne des Français habitant une commune à proximité d'un parc éolien (Étude menée pour la FEE).
- Degenhart, L. & Nestle, U. (2014). Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen. Leuphana Universität Lüneburg.
- DGEC (2013). Connaissance du potentiel hydroélectrique français. Synthèse.
- DGEC (2014). Évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat. Restitution de la consultation nationale.
- DNV GL (2015). Potential Interactions between Capacity Mechanisms in France and Germany. Report on behalf of Agora Energiewende.
- Énergies demain (2015). Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations. Modélisation de la demande : méthode et principaux résultats. Rapport réalisé pour l'Ademe.
- FEE (2015). Évolution des coûts et délais de raccordement.
- Fournis, Y. & Fortin, M.-J. (2013). L'acceptabilité sociale de l'énergie éolienne : une définition (Document de travail No. 131017). GRIDEQ.
- Fraunhofer ISE (2015). Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Analysis on behalf of Agora Energiewende.
- 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.
- Gandet, S. (2012, octobre 25). Recours abusif contre un permis de construire : la voie est ouverte à l'indemnisation devant la juridiction judiciaire. Consulté à l'adresse <http://www.green-law-avocat.fr/recours-abusif-contre-un-permis-de-construire-la-voie-est-ouverte-a-lindemnisation-devant-la-juridiction-judiciaire/>
- Gossement, A. (2012, juillet 17). Éoliennes : le Conseil d'État rejette le recours contre le décret ICPE. Consulté à l'adresse <http://www.arnaudgossement.com/archive/2012/07/17/eoliennes-le-conseil-d-etat-rejette-le-recours-contre-le-dec.html>
- 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).
- Heinbach, K. (2014). Renewable energies and their impact on local value added and employment. Energy, Sustainability and Society, 4, 1-10.
- Icare (2015). La manne inexploitée des renouvelables (Synthèse du rapport commandé par Greenpeace).
- IEA (2010). Projected Costs of Generating Electricity.
- IEA (2015). World Energy Outlook 2015. International Energy Agency.
- Ipsos (2013). Les français et les énergies renouvelables (Étude menée pour le SER).
- IRENA (2015). Renewable power generation costs in 2014. Consulté à l'adresse [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_RE\\_Power\\_Costs\\_2014\\_report.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf)
- IZES (2014). Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik. Institut für ZukunftsEnergieSysteme.
- Jacobs, D., Gotchev, B., Schäuble, D., & Matschoss, P. (2014). Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland – Ausgestaltungsoptionen für den Erhalt der Akteursvielfalt (Working Paper). IASS.
- Labo de l'ESS (2015). Pour une transition énergétique citoyenne.
- Labussière, O. & Nadai, A. (2011). Expérimentations cartoFigures et devenir paysagers : la planification éolienne de la Narbonnaise (Aude). Espaces et sociétés, 3(146), 71-92.

- MEDDE (2010). Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables. Période 2009-2020.
- MEDDE (2013). Premier bilan de la mise en place des schémas régionaux Climat-Air-Énergie (SRCAE).
- MEDDE (2014). Autorisation Unique ICPE : expérimentation (Les Mardis de la Direction générale de la prévention des risques).
- Merkel, M. (2015). EWE's approach to double grid connection capacity by using DER-flexibility. Consulté à l'adresse [https://webhotel2.tut.fi/units/set/ide4l/EWE\\_%2020150319\\_Aachen\\_Merkel.pdf](https://webhotel2.tut.fi/units/set/ide4l/EWE_%2020150319_Aachen_Merkel.pdf)
- Nasvall, D. (2013). Optimal spatial arrangement of building-applied PV systems in the built environment.
- PBL (2012). Climate and Energy Roadmaps towards 2050 in north-western Europe. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency.
- Poize, N. & Rüdinger, A. (2014). Projets citoyens pour la production d'énergie renouvelable: une comparaison France-Allemagne (Working Papers N°01/2014). IDDRI.
- Pöyry (2014). Proposition pour une nouvelle architecture du marché de l'électricité (Rapport pour France Energie Eolienne).
- Quirion, P. (2015). Quel mode de soutien pour les énergies renouvelables électriques ? (FAERE Working Papers).
- RTE (2014a). Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande. Édition 2014.
- RTE (2014b). Une capacité record d'effacements de consommation contractualisée pour l'année 2015 (Dépêche).
- RTE (2015). Bilan électrique 2014. Consulté à l'adresse [http://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan\\_electrique\\_2014.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan_electrique_2014.pdf)
- RTE, SER, ErDF & ADEEF (2015). Panorama de l'électricité renouvelable au 30 juin 2015.
- Rüdinger, A. (2015). Comment financer la transition énergétique ? Éléments d'analyse pour une approche stratégique (Working Papers No. 01/2015). Iddri.
- 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 (Working Papers No. 12/2014). Iddri.
- Sartor, O. & Mathieu, M. (2015). What does the European power market need to decarbonise? The Role of the EU ETS and complementary policies post-2020. IDDRI, Oeko-Institut, CSIC, Climate Strategies.
- Saujot, M., Rüdinger, A. & Guerry, A. (2014). Gouvernance locale de l'énergie. Clarification des enjeux et illustration par la planification territoriale (Working Paper No. 08/14) (p. 16). Iddri.
- SER (2014). 30 mesures de simplification administrative proposées par le Syndicat des énergies renouvelables.
- Statkraft (2015). La mise en place d'un complément de rémunération. Contribution de Statkraft.
- Steurer, M., Fahl, U. & Voß, A. (2014). Curtailment: an option for cost-efficient integration of variable renewable generation? (Hot Energy Topic). Insight\_E.
- Tisdale, M., Grau, T. & Neuhoﬀ, K. (2014). Impact of Renewable Energy Act Reform on Wind Project Finance (Discussion Paper). DIW Berlin.
- UFE (2014). La simplification des procédures administratives.
- ZSW (2013). Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2012.

# Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France

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.
- 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 ?, Iddri, *Working Papers* n°02/16.
- Rüdinger, A. (2015). Transition énergétique française et croissante 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](http://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](http://www.iddri.org)

[www.iddri.org](http://www.iddri.org)

