



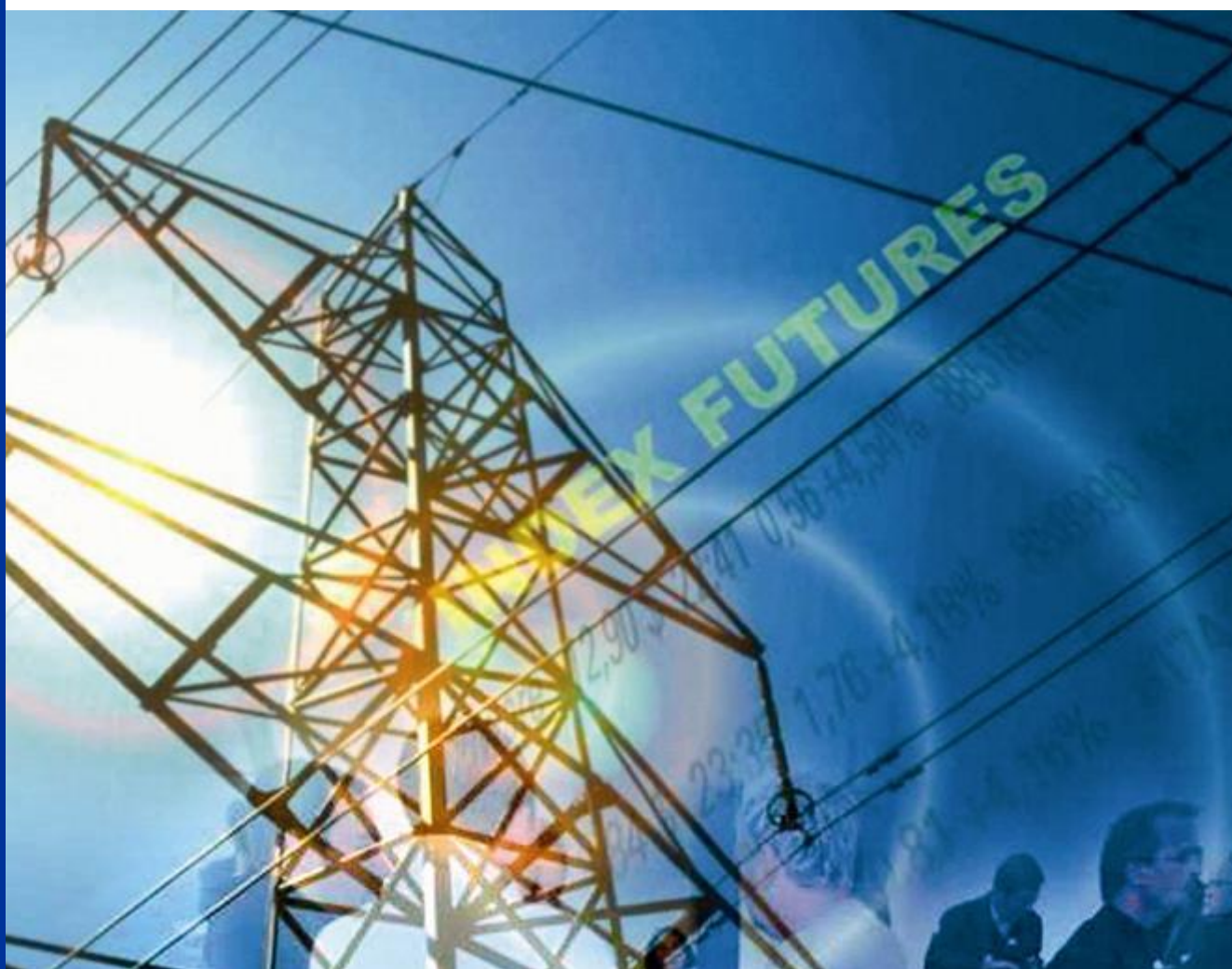
PROPOSITION POUR UNE NOUVELLE  
ARCHITECTURE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

---

Rapport pour France Energie Eolienne

Septembre 2014

PROPOSITION POUR UNE NOUVELLE ARCHITECTURE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ



## TABLE DES MATIERES

<b>RESUME EXECUTIF</b>	<b>1</b>
<b>1. INTRODUCTION</b>	<b>12</b>
1.1 Contexte	12
1.2 Objectifs et points-clés	13
<b>2. ACCES AU RESEAU</b>	<b>14</b>
2.1 Situation actuelle	14
2.2 Recommandations	16
<b>3. MARCHE DE GROS</b>	<b>21</b>
3.1 Situation actuelle	21
3.2 Recommandations	23
<b>4. REGLES D'AJUSTEMENT</b>	<b>26</b>
4.1 Situation actuelle	26
4.2 Recommandations	29
<b>5. COMPLEMENT DE REMUNERATION POUR LES ENERGIES RENEUVELABLES</b>	<b>33</b>
5.1 Situation actuelle	33
5.2 Recommandations	35
<b>6. MARCHE DE DETAIL</b>	<b>41</b>
6.1 Situation actuelle	41
6.2 Recommandations	42
<b>7. MARCHE DU CARBONE</b>	<b>44</b>
7.1 Situation actuelle	44
7.2 Recommandations	45
<b>8. RECOMMANDATIONS ET PROCHAINES ETAPES</b>	<b>48</b>

## RESUME EXECUTIF

### Contexte

A travers toute l'Europe, les marchés de l'électricité sont en mutation. Le mix de production évolue avec la contribution croissante des sources d'énergies renouvelables (EnR), telles que l'éolien et le solaire. La production d'électricité conventionnelle fait face à une diminution de son taux de charge et à une rentabilité plus faible ; elle est à la recherche de nouvelles sources de revenus. Parallèlement, les progrès des technologies «smart» renferment le potentiel pour changer les schémas de demande.

Le modèle traditionnel de l'architecture du marché de l'électricité qui était basé sur un dispatching à grande échelle, et une production thermique commandée pour répondre à une demande prévisible est de moins en moins pertinent. Les règles de marché doivent évoluer pour refléter le nouvel ordre dans lequel les énergies renouvelables constituent une composante dominante du mix de production, la production conventionnelle joue un rôle de soutien et la demande s'adapte aux besoins du système. Ainsi, les énergies renouvelables et la demande doivent être pleinement intégrées aux marchés de l'électricité du futur.

Le « Target Model » pour les échanges d'électricité transfrontaliers ainsi que les lignes directrices sur les aides d'État récemment adoptés par la Commission Européenne (CE) donnent un élan supplémentaire à cette transition, nécessitant d'une part une adaptation de la conception des règles de négoce d'électricité sur le marché (y compris la responsabilité d'équilibre pour les EnR comme étape cruciale de leur intégration) et d'autre part des mécanismes de soutien aux productions d'électricité d'origine renouvelable.

Il existe deux objectifs indissociables pour écrire les futures règles du marché de l'électricité : intégrer les EnR au sein du marché et faire que ce marché s'adapte à un fort développement de ces énergies. Pour contribuer à la réalisation de ces objectifs, nous proposons une série de recommandations qui couvrent le marché du carbone et la rémunération des énergies renouvelables, l'accès au réseau, les règles du marché de gros et du marché de détail.

Ce rapport présente des recommandations pour une architecture de marché qui œuvre à la poursuite de ces objectifs en France, à travers une série de modules thématiques qui contribuent à une architecture globale. Ces recommandations ne sont pas spécifiques à l'énergie éolienne : elles n'ont pas été conçues pour favoriser cette technologie ou ces acteurs au détriment d'autres, mais avec l'objectif d'améliorer l'efficacité de l'ensemble du marché.

Les recommandations sont présentées comme un ensemble de mesures complémentaires et indissociables à mettre en œuvre en parallèle pour soutenir l'intégration des EnR au marché. Elles sont des compléments indispensables à l'exposition au marché de gros de la production renouvelable. Elles améliorent les mécanismes de marché pour permettre aux producteurs d'énergie renouvelable de gérer les risques liés au marché et à la responsabilité d'équilibre. Sans cet ensemble de recommandations, les acteurs auront une capacité réduite à gérer leurs risques, ce qui est susceptible de contrecarrer le bon fonctionnement du marché et d'augmenter les prix pour les consommateurs.

Les recommandations portent sur des règles applicables aux projets futurs (nouvelles capacités). Les règles applicables aux projets existants (capacités déjà en exploitation) devraient continuer à s'appliquer comme actuellement, pour éviter tout changement

rétroactif et son effet déstabilisateur pour les investisseurs. Par conséquent, il est essentiel que les règles de soutien existantes (le tarif de rachat) soient considérées comme acquises pour les projets en développement ayant été décidés avant la date d'application des nouvelles.

## Recommandations

Nos recommandations couvrent un certain nombre de questions. Prises ensemble, elles représentent un modèle de marché global pour les énergies renouvelables et conventionnelles ainsi que pour la demande :

- **Accès au réseau** : bases pour le raccordement et l'accès au réseau ;
- **Marché de gros** : disponibilité des produits et liquidité pour le négoce ;
- **Règles d'ajustement** : nature du risque de déséquilibre et options de gestion ;
- **Rémunération complémentaire pour les EnR** : bases pour une rémunération complémentaire des EnR, compatible avec l'intégration au marché ;
- **Marché de détail** : rôle de la gestion dynamique de la demande et prise en compte des préférences des consommateurs ; et
- **Marché du carbone** : détails sur un cadre plus large de tarification du carbone.

Les recommandations sont résumées dans le Tableau 1 et décrites dans les sections ci-après.

**Tableau 1 – Résumé des recommandations par module**

Module	Objectif	Recommandations
Accès au réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Améliorer la sécurité, la transparence, et la concurrence</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ L'accès au réseau devrait être proposé sur une base « raccordement puis contrôle » et les droits d'accès devraient être clairement définis et respectés</li> <li>▪ La fourniture de travaux de raccordement devrait être soumise à une concurrence efficace</li> <li>▪ Les frais de raccordement payés par les producteurs ne devraient couvrir que les coûts des travaux locaux / non cœur de réseau (partagés par tous les utilisateurs)</li> <li>▪ La réglementation réseau peut être améliorée afin de mieux aligner les intérêts des opérateurs de réseau à ceux de ses utilisateurs et d'assurer le développement de l'infrastructure dans les délais impartis. Cela nécessiterait une extension des pouvoirs du régulateur sur les opérateurs de réseaux de distribution</li> </ul>
Marché de gros	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Améliorer l'accès au marché et développer des produits adaptés, ainsi que la transparence</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Les enchères intrajournalières devraient être développées pour les échanges internes, et éventuellement étendues à un accès à la capacité transfrontalière intrajournalière</li> <li>▪ Un mécanisme d'acheteur de dernier recours devrait soutenir le développement des options d'accès au marché</li> <li>▪ Des produits de négoce devraient être disponibles à la maille demi-horaire, si possible pour des transactions transfrontalières</li> <li>▪ Les historiques et les prévisions de production devraient être mis à disposition, par technologie, au niveau du transport et de la distribution</li> <li>▪ Une place de marché centralisée des garanties d'origine devrait être créée</li> </ul>

Module	Objectif	Recommandations
Règles d'ajustement	<ul style="list-style-type: none"> <li>Assurer un prix des déséquilibres reflétant réellement les coûts</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le règlement des déséquilibres devrait avoir une structure de prix unique, et non duale</li> <li>Les nominations commerciales devraient pouvoir s'effectuer au plus près de la livraison effective</li> </ul>
Rémunération complémentaire pour les EnR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fonder la rémunération des EnR sur le marché tout en limitant l'exposition aux risques non maîtrisables</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les futurs mécanismes de rémunération des EnR en France devraient être basés sur une approche de prime variable en complément du prix de marché, avec un mécanisme de contrôle des coûts liés à l'ensemble des rémunérations complémentaires accordées</li> <li>En période de prix négatifs, le niveau de complément de rémunération des centrales à coût marginal nul devrait être nul</li> <li>A terme, lorsque les conditions de concurrence seront remplies, les primes pourront être allouées aux enchères ou par appel d'offres</li> <li>À titre transitoire, les primes devraient être allouées par un processus administratif, avec une différenciation par technologie, et un prix qui reflète le « pay-as-clear » de chaque technologie</li> <li>Le soutien aux projets existants devrait être considéré comme acquis</li> </ul>
Marché de détail	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valoriser l'énergie verte ainsi que la fourniture de flexibilité par les consommateurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les clients (en particulier les entités publiques) devraient être incités à fixer une part spécifique d'énergie verte dans leurs appels d'offres</li> <li>Le déploiement des compteurs intelligents devrait être couplé avec une tarification horaire et/ou dynamique afin de favoriser un signal prix déclenchant des comportements vertueux de la part consommateurs et des mécanismes permettant une agrégation de ces réactions pour participer au marché</li> </ul>

Module	Objectif	Recommandations
Marché du carbone	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Permettre au marché du carbone de prendre le relais du soutien aux EnR dans un cadre durable et crédible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Accroître la crédibilité institutionnelle du marché du carbone dans le cadre d'accords internationaux, de préférence européens ou mondiaux</li> <li>▪ Des mécanismes prédéterminés d'ajustement, tels qu'une Réserve de Stabilité actuellement en discussion, peuvent permettre d'améliorer le fonctionnement du marché</li> <li>▪ Les revenus provenant de la vente des crédits carbone devraient être utilisés au profit des consommateurs (résidentiels et/ou industries électro-intensives)</li> </ul>

### **Accès au réseau**

Sécuriser un accès physique au réseau dans les délais impartis, à un coût acceptable et de façon fiable est un préalable indispensable pour tout producteur. Les règles de prestation de raccordement et d'accès opérationnel au réseau en France devraient être améliorées pour adopter les meilleures pratiques internationales.

À l'heure actuelle, les développeurs de projets font face à des incertitudes considérables quant à la durée et au coût du raccordement, ce qui ralentit la réalisation des projets et augmente leurs coûts. Ensuite, même mises en service, les installations de production ne peuvent pas compter sur un accès durable, continu et ferme aux réseaux de distribution et de transport. Par ailleurs, les incitations des gestionnaires de réseau à créer et exploiter un système flexible et à soutenir la transition du marché électrique sont peu contraignantes.

Pour améliorer la situation, nous recommandons ce qui suit:

- Assurer la distribution et l'accès au réseau de transmission sur une base « raccordement puis contrôle » pour permettre aux projets d'accéder au réseau dans des délais fixes et/ou lorsque les travaux locaux de raccordement sont terminés, plutôt que d'avoir à attendre le renforcement du cœur du réseau. Cela permet aux développeurs d'assurer un accès commercial au système 100% ferme dans des délais fixes et/ou lors de l'achèvement des travaux locaux, offrant des échéances de raccordement plus courtes et mieux maîtrisables.
- Autoriser une contestabilité efficace dans la fourniture des travaux de raccordement pour introduire de la concurrence avec potentiellement une accélération des délais et une réduction des coûts de raccordement.
- Autoriser le paiement des coûts de raccordement sur une base dite « shallow » pour ne couvrir que les coûts des travaux locaux / non partagés et non les coûts de renforcement plus large (cœur de réseau) / partagés. Ces coûts seraient basés sur une méthodologie transparente fondée sur le principe de transparence des coûts.
- Renforcer la réglementation du réseau afin de mieux aligner les intérêts des gestionnaires de réseau à ceux de ses utilisateurs. Il peut s'agir notamment d'incitations à réduire et garantir les délais de raccordement ou d'un régime incitatif à long terme pour soutenir la planification stratégique par les gestionnaires de réseau. Surtout, cela inclut l'extension des pouvoirs du régulateur (la CRE) sur les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD : ERDF et les entreprises locales de distribution) avec un contrôle plus strict et des incitations à la transparence et à réduire les délais des offres de raccordement. Des incitations à une politique de raccordement plus rapide et plus efficace devraient également être élaborées par la CRE, éventuellement sur la base d'un indice de référence des délais de raccordement correspondant aux meilleures pratiques européennes.

### **Marché de gros**

L'accès à un marché de gros liquide pour toutes les maturités et échéances des produits (des produits à terme jusqu'en intrajournalier) est un prérequis essentiel au bon fonctionnement d'un marché électrique concurrentiel. Cela permet à tous les acteurs de marché (et plus particulièrement aux producteurs d'électricité indépendants) d'ajuster leurs positions physiques et commerciales et de gérer leur exposition aux risques de volumes et de prix.

Aujourd'hui, la majorité des échanges à terme est effectuée de gré à gré (OTC), ce qui limite la liquidité sur les plateformes centralisées. La liquidité à court terme (au comptant)



est principalement concentrée sur l'enchère day-ahead, laissant l'infrajournalier encore très peu liquide, et limitant la capacité des acteurs à couvrir leurs risques. Sans changement, la disponibilité des produits et les moyens d'accéder au marché resteraient limités pour les installations d'énergie renouvelable qui sortent des obligations d'achat ainsi que pour celles qui seront mises en service avec le cadre du nouveau mécanisme de complément de rémunération. Aussi, la capacité d'interconnexion est attribuée préférentiellement au marché day-ahead plutôt qu'à l'infrajournalier, ce qui signifie que les échanges transfrontaliers infrajournaliers sont limités.

Pour améliorer la situation, nous proposons les mesures suivantes :

- Les règles d'allocation implicite en continu de la capacité d'interconnexion, telles que décrites dans le Target Model européen doivent être améliorées afin de l'allouer entre day-ahead et infrajournalier sur des bases de marché, et non sur des réservations a priori. De plus, des enchères infrajournalières internes à la France devraient être développées en complément du marché actuel, continu et couplé, afin de promouvoir la liquidité à cette échéance.
- Sur une base volontaire, il serait pertinent de développer un ou des acheteurs de dernier recours, du moins pour une période transitoire, afin d'octroyer une solution de valorisation plancher à certains producteurs.
- Afin de soutenir l'accès au marché des EnR, une plateforme d'échange centralisée de type bourse devrait être mise en place pour les garanties d'origine.

### **Règles d'ajustement**

Les mécanismes d'ajustement et de règlement des écarts représentent des composantes vitales du marché, car ils permettent de régler les différences entre les positions physiques et les engagements contractuels pris au sein du système électrique. Les producteurs renouvelables sous obligation d'achat ne supportent actuellement aucun risque de déséquilibre : ce risque est transféré aux acheteurs obligés. Cependant ceci devra changer lorsque les renouvelables seront intégrés au marché. Les projets renouvelables développés dans le cadre du futur régime de rémunération des EnR auront à faire face au risque de déséquilibre<sup>1</sup>, afin d'assurer la compatibilité du marché avec le Target Model et les lignes directrices sur les aides d'Etat.

Aujourd'hui, les modalités de déséquilibre sont basées sur des prix duals, ce qui implique une valeur différente selon la position de l'acteur au sein d'un même pas de temps. Ceci présente un intérêt particulier pour la production indépendante telle que l'éolien, qui peut se trouver en position de déséquilibre à l'inverse du système global. Le prix dual sous-estime alors l'apport au système de ces déséquilibres inverses et va à l'encontre des intérêts de la production éolienne.

Un décalage existe également entre la durée du pas de temps de règlement des écarts (30 minutes) et celle du plus petit bloc qui peut être échangé sur le marché (une heure). Cela signifie qu'il n'est pas possible d'engager des positions contractuelles au niveau de la demi-heure, même si ce sont les délais de règlement des écarts. En outre, les nominations commerciales contractuelles doivent être effectuées au plus tard une heure avant la livraison, ce qui ne permet pas aux dernières prévisions de production d'être couvertes grâce au négoce.

---

<sup>1</sup> Cependant, ni les lignes directrices européennes sur les aides d'Etat ni le Target Model n'empêche les futures règles de rémunération des EnR de permettre le recouvrement des coûts de déséquilibre à travers des mesures adaptées.

Ces éléments font de la conception des règles d'ajustement une question cruciale pour les installations actuelles post contrat d'achat et pour les futurs projets. Il y a plusieurs domaines où des améliorations peuvent être apportées :

- Les positions en écart opposé à l'écart du système (et donc aidant le système à s'équilibrer) pourraient être mieux valorisées en passant d'une structure de prix duale à un prix unique des écarts, basé sur les coûts des actions nécessaires pour résoudre les déséquilibres dans le même sens que ceux du système.
- S'assurer que les produits demi-horaires (y compris transfrontaliers) sont disponibles sur le marché organisé afin que les acteurs soient en mesure de négocier à une granularité qui correspond au pas de temps de règlement des écarts de 30 minutes.
- Raccourcir le guichet de nominations commerciales à moins d'une heure.

### **Rémunération complémentaire pour les EnR**

Le régime d'obligation d'achat actuel pour les renouvelables est appelé à évoluer. Les lignes directrices européennes sur les aides d'État mettent l'accent sur le développement d'une rémunération davantage basée sur le marché pour les projets futurs et exigent que les producteurs d'énergies renouvelables sous ce régime vendent directement sur le marché et soient soumis aux obligations et aux risques du marché.

Les nouveaux mécanismes de rémunération des EnR pour les futurs projets doivent évoluer pour être compatibles avec ces exigences. Clairement, les projets existants sous l'actuel régime de soutien devraient pouvoir continuer à fonctionner selon les dispositions actuelles pour le reste de la période de soutien pour éviter tout changement rétroactif et l'effet déstabilisateur que cela peut avoir sur les investisseurs<sup>2</sup>. Par conséquent, il est essentiel que les règles de soutien existantes soient considérées comme acquises pour les projets en développement ayant été décidés avec ces règles. Les révisions apportées au futur régime ne devraient pas modifier les contrats d'achat conférés aux projets en cours. À l'avenir, nous recommandons les éléments suivant :

- Les futurs mécanismes de rémunération complémentaire des EnR en France devraient être fondés sur une approche avec une prime variable. Une prime variable limite l'exposition des producteurs d'énergies renouvelables à l'évolution des prix du marché de gros, donnant ainsi une plus grande sécurité aux investisseurs et aux opérateurs en termes de source de revenus potentiels. Cela nécessite toujours une intervention sur le marché, tout en satisfaisant la nécessité des projets à sécuriser des revenus sur le marché de gros. Le coût du complément de rémunération étant variable, les coûts globaux pour les consommateurs peuvent être gérés par la mise en place d'un mécanisme de contrôle des coûts.
- Pour être conforme aux lignes directrices des aides d'État et répondre aux préoccupations concernant les distorsions de marché liées à des offres de vente à prix négatifs, le schéma proposé de prime variable doit prévoir un niveau de rémunération nulle pour les centrales à coût marginal nul lorsque le prix de marché est négatif.

---

<sup>2</sup> Cependant, les producteurs éoliens terrestres existants ont le choix de déroger au contrat d'achat et de passer au marché (ou au nouveau système de rémunération lorsqu'il sera en place), soumis à la clause de pénalité (XIII-6) spécifiée dans les derniers contrats (« Contrat d'achat de l'énergie électrique produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent et bénéficiant de l'obligation d'achat d'électricité », adoptée le 30 Juillet 2014) et au paiement d'un droit de sortie.

- Des mécanismes d'enchères ou des appels d'offres pour l'allocation du complément de rémunération des EnR ne pourront être mis en place que lorsque les conditions de concurrence sur le marché seront remplies, ce qui n'est pas encore le cas.
- Ces mécanismes ne pourront pas être mis en place à court terme en France en raison de l'incertitude des délais liés au raccordement au réseau. A titre transitoire (tant qu'une plus grande sécurité ne sera pas donnée aux développeurs de projets), les compléments de rémunération devraient être alloués par un processus administratif, avec une différenciation par technologie et un prix qui reflète le « pay-as-clear » de chaque technologie.

### **Marché de détail**

Le progrès des technologies « smart » permet d'améliorer l'intégration au marché de la gestion dynamique de la demande. Le futur rôle du consommateur comme moyen d'équilibrage de la production variable est, par conséquent, important. En outre, la perception du public de la valeur de l'énergie verte est clé pour le développement de la production renouvelable. Dans les cas où les consommateurs valoriseraient l'énergie verte, les fournisseurs devraient être en mesure d'en tenir compte et de le refléter dans leurs offres et ainsi d'encourager une demande de garanties d'origine pour soutenir leurs approvisionnements en électricité verte.

Actuellement, le marché de détail en France est encore fortement lié aux tarifs réglementés et le développement d'offres innovantes des fournisseurs (y compris des offres d'énergie verte et des offres à tarification dynamique) reste limité. Pour faire évoluer cette situation, nous recommandons ce qui suit :

- Encourager les clients (en particulier les entités publiques) à fixer une part spécifique d'énergie verte dans leurs appels d'offres. La demande des clients souhaitant se fournir en énergie verte devrait alors soutenir une demande et donc une juste valorisation des garanties d'origine.
- Pour tirer parti des fonctionnalités des compteurs intelligents, leur déploiement devrait être couplé avec une tarification horaire et/ou dynamique afin de favoriser un signal prix déclenchant des comportements vertueux de la part des consommateurs et des mécanismes permettant une agrégation de ces réactions pour participer au marché. Cela pourrait apporter de nouvelles sources de flexibilité sur les marchés intrajournaliers et aider à l'équilibrage de l'éolien.

### **Marché du carbone**

L'expérience des Phases II et III du marché du carbone EU-ETS a montré que les prix du carbone ont été insuffisants pour permettre des investissements dans la production décarbonée. Le marché actuel du carbone n'est pas une proposition attractive pour de tels investissements. Le but ultime d'un marché efficient du carbone est de permettre des investissements dans la production décarbonée sans avoir recours à des mécanismes de soutien en dehors de ce marché. Remplir cet objectif nécessite d'améliorer la crédibilité institutionnelle du marché du carbone. Idéalement, ceci prendrait la forme d'accords ou de traités internationaux (de préférence au niveau mondial, sinon européen). Cette solution pourrait également être agrémentée d'une banque du carbone indépendante pour réduire l'influence des politiques sur les mécanismes du marché du carbone. Enfin, des mécanismes prédéterminés d'ajustement, tels qu'une Réserve de Stabilité, peuvent permettre d'améliorer le fonctionnement du marché et donc de renforcer à long terme la crédibilité du marché du carbone.

## Conclusion

L'architecture du marché de l'électricité a besoin d'évoluer pour intégrer les énergies renouvelables au sein du marché et faire qu'il s'adapte à un fort développement de ces énergies. Les recommandations décrites ci-dessus offrent des solutions pratiques pour améliorer l'architecture du marché français de l'électricité dans la poursuite de ce double objectif. Elles prévoient plus de robustesse dans l'accès au réseau, une amélioration des voies d'accès au marché de gros, et une meilleure gestion des risques. Fondamentalement, ces propositions peuvent constituer une passerelle vers l'objectif ultime de l'élimination à terme des mécanismes de soutien aux EnR.

Le Tableau 2 met en évidence, pour chacun des modules de l'architecture de marché dans lesquels des propositions ont été faites, les conséquences possibles de l'absence de la mise en œuvre de ces recommandations.

**Tableau 2 – Conséquences de l'absence de mise en œuvre des recommandations**

Module	Objectif	Recommandation
Accès au réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>Améliorer la sécurité, la transparence, et la concurrence</li> </ul>	L'incertitude persistante pour les développeurs sur les délais, les coûts de raccordement, et la non fermeté de l'accès opérationnel va ralentir la réalisation des projets et augmenter leurs coûts
Marché de gros	<ul style="list-style-type: none"> <li>Améliorer l'accès au marché et développer des produits adaptés, ainsi que la transparence</li> </ul>	La persistance d'un faible niveau de liquidité sur le marché intrajournalier et l'absence de produits demi-horaires (transfrontaliers) limitera la capacité des producteurs à gérer les risques liés à la responsabilité d'équilibre
Règles d'ajustement	<ul style="list-style-type: none"> <li>Assurer un prix des déséquilibres reflétant réellement les coûts</li> </ul>	Le maintien d'un prix dual de règlement des écarts continuera de sous-évaluer les déséquilibres dans la direction opposée à la position du système, pourtant vertueux, affectant particulièrement la production indépendante
Complément de rémunération des EnR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fonder le complément de rémunération des EnR sur le marché tout en limitant l'exposition aux risques non maîtrisables</li> </ul>	<p>Une fois que l'ensemble des recommandations permettant l'intégration des énergies renouvelables au marché aura été mis en place, de nouveaux mécanismes de rémunération des ENR pourront être mis en œuvre avec un équilibre risque/opportunité raisonnable</p> <p>Entretemps, le tarif de rachat existant peut être prolongé conformément aux lignes directrices des aides d'État</p>
Marché de détail	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valoriser l'énergie verte ainsi que la fourniture de flexibilité par les consommateurs</li> </ul>	L'énergie verte sera sous-évaluée et la possibilité pour les consommateurs de contribuer à un système plus efficace ne pourra pas être mise en œuvre
Marché du carbone	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permettre au marché du carbone de prendre le relais du soutien aux EnR dans un cadre durable et crédible</li> </ul>	Si le marché du carbone reste bas et si le système de soutien manque durablement de crédibilité, les coûts externes liés au carbone continueront à avoir un effet mineur sur la formation des prix de gros, rendant nécessaire l'extension de la période pendant laquelle un complément de rémunération pour les EnR est indispensable.

# 1. INTRODUCTION

## 1.1 Contexte

A travers toute l'Europe, les marchés de l'électricité sont engagés dans un processus de transformation. La croissance de la pénétration des technologies liées aux énergies renouvelables, tels l'éolien et le solaire, motivée par les ambitions de décarbonisation du secteur de l'énergie, est en train de modifier le mix de production d'électricité. Par ailleurs, la demande en électricité est aussi en pleine évolution. Une électrification croissante des moyens de transports et de production de chaleur fera augmenter la demande globale, alors que les avancées des « smart » technologies peuvent transformer les modes de consommation. Par conséquent, le modèle traditionnel de l'architecture du marché de l'électricité qui était basée sur un dispatching à grande échelle, et une production thermique commandée pour répondre à une demande réputée prévisible est de moins en moins pertinent. L'architecture du marché doit elle aussi évoluer pour refléter ce nouvel ordre.

Les plans de soutien aux énergies renouvelables ont permis aux technologies de se développer ce qui a abouti à la croissance de la part de ces énergies. Les plans de soutien, ont eu tendance à garder les EnR à l'abri du marché au lieu de les intégrer. Aujourd'hui, les EnR constituent une partie essentielle du mix de production et certaines technologies peuvent être considérées comme étant matures. Dans ce contexte, les EnR (et la flexibilité de la demande) doivent être prises en compte, à l'avenir, dans l'architecture du marché de l'énergie.

Les décideurs de la Commission européenne (CE) soutiennent cette intégration des EnR au marché. Le modèle cible européen (European Target Model<sup>3</sup>) valide le principe de la responsabilité d'équilibre pour tous les acteurs du marché. Ceci est appuyé par les lignes directrices concernant des aides d'État de la CE pour les EnR<sup>4</sup>, ce qui nécessite que les producteurs soutenus soient sujets à la responsabilité d'équilibre et qu'ils vendent leur production directement sur le marché.

Ainsi les tendances de l'architecture du marché de l'électricité et les mécanismes de rémunération des EnR sont définis clairement. Il existe deux objectifs indissociables : intégrer les EnR au marché et faire que ce marché s'adapte à un fort développement de ces énergies, dans le but ultime de permettre aux technologies matures de s'établir sans aide.

---

<sup>3</sup> Le Target Model a été développé pour créer un cadre pan-européen pour allouer et utiliser les capacités d'interconnexion entre les différentes zones de prix. Il définit les règles permettant l'intégration des différents marchés nationaux autour de 4 échéances (marché à terme, day-ahead, infrajournalier, et ajustement). De plus, il dicte les règles relatives au prix du règlement des écarts, qui impacte les échanges pendant les différentes échéances.

<sup>4</sup> Lignes directrices pour la protection de l'environnement et l'énergie 2014-2020 (2014/C 200/01).

## 1.2 Objectifs et points-clés

Dans ce contexte, ce rapport fournit des recommandations pour l'architecture du marché français de l'électricité qui permettraient l'amélioration du fonctionnement du marché et l'intégration des énergies renouvelables, rendant possible la pénétration des EnR.

Nous avons établi nos recommandations en nous appuyant sur les étapes suivantes :

- Évaluation de la situation actuelle en France et des problèmes rencontrés par les opérateurs du marché
- Examen des dispositions réglementaires actuelles et des projets à venir en France
- Examen du cadre réglementaire de l'UE dont le modèle cible (Target Model) et les lignes directrices concernant les aides d'État
- Compréhension d'expériences internationales et de l'architecture du marché dans d'autres domaines

Ces étapes ont permis l'identification de problèmes dans l'architecture actuelle du marché français, le classement de ces derniers par ordre d'importance et la considération d'options possibles pour l'architecture future du marché.

Nos recommandations couvrent un certain nombre de modules. Pris ensemble, ils représentent un modèle de marché global pour les énergies renouvelables et conventionnelles ainsi que pour la demande :

- **Accès au réseau** : bases pour le raccordement et l'accès au réseau (Section 2)
- **Marché de gros** : disponibilité des produits et liquidité pour le négoce (Section 3)
- **Règles d'ajustement** : nature du risque de déséquilibre et options de gestion (Section 4)
- **Rémunération complémentaire pour les EnR** : bases pour une rémunération complémentaire des EnR, compatible avec l'intégration au marché (Section 5)
- **Marché de détail** : rôle de la gestion dynamique de la demande et prise en compte des préférences des consommateurs (Section 6)
- **Marché du carbone** : détails sur un cadre plus large de tarification du carbone (Section 7)

Les recommandations (Section 8) visent à fournir une structure au sein de laquelle les projets d'EnR existants peuvent être opérationnels lorsqu'ils sortent des tarifs de rachat actuels ce qui permettra de continuer à investir dans de nouveaux projets. Ces recommandations ne sont pas spécifiques à l'énergie éolienne : elles n'ont pas été conçues pour favoriser cette technologie ou ces acteurs au détriment d'autres, mais avec l'objectif d'améliorer l'efficacité de l'ensemble du marché.

## 2. ACCES AU RESEAU

La garantie d'un accès physique au réseau dans les délais impartis, à un coût acceptable et de façon fiable est un préalable indispensable pour tout producteur. Les règles de prestation de raccordement et d'accès opérationnel au réseau en France devraient être améliorées pour adopter les meilleures pratiques internationales. Les règles actuelles ont besoin d'être révisées dans le cadre de la transition énergétique.

Nous concentrons notre attention sur les trois éléments-clés et prioritaires suivants :

- L'accès au réseau et les droits associés ;
- Les règles pour la tarification du raccordement ; et
- La régulation incitative des réseaux électriques.

### 2.1 Situation actuelle

#### 2.1.1 Contexte en France

La Figure 1 illustre la capacité éolienne terrestre, installée et en attente de raccordement, par région ; telles que définies par ERDF. Bien que le développement de l'éolien ait suivi une croissance relativement stable, environ 3,8 GW étaient toujours en attente de raccordement au réseau ERDF à la mi-2013<sup>5</sup>. Sur le réseau de transport opéré par RTE (l'opérateur du Réseau de Transport d'Électricité Français), environ 1,4 GW de projets éoliens étaient planifiés (dont 110 MW avaient un accord de raccordement) à la fin 2012.

Le raccordement et l'accès au réseau représentent un long processus (pouvant prendre jusqu'à plusieurs années) ; et des acteurs suggèrent qu'il pourrait s'écouler jusqu'à huit ans entre les phases de développement d'un projet éolien terrestre et sa mise en production. Les droits d'accès au réseau sont fermes pour les projets existants bénéficiant de l'obligation d'achat, mais les développeurs de projets et les opérateurs d'unités de production renouvelables font face à une incertitude croissante quant à la fermeté de leur droit d'accès au réseau pendant et après la fin des obligations d'achat.

Les coûts de raccordement au réseau de distribution sont formulés dans une Proposition Technique et Financière (PTF) de la part d'ERDF (ou des distributeurs non nationalisés lorsque le raccordement doit s'effectuer dans leur zone de desserte). Cependant, la transparence demeure limitée quant à l'établissement de ces coûts, notamment pour ce qui relève de la séparation entre les coûts dits « shallow » et « deep » des renforcements réseau nécessaires<sup>6</sup>. La séparation exacte des activités entre renforcements « shallow » et « deep » n'est ni clairement définie, ni comparée avec le plan de développement du réseau. Il est par conséquent difficile d'évaluer la transparence des offres de raccordement en l'absence de plans de développement réseau à un degré de résolution

---

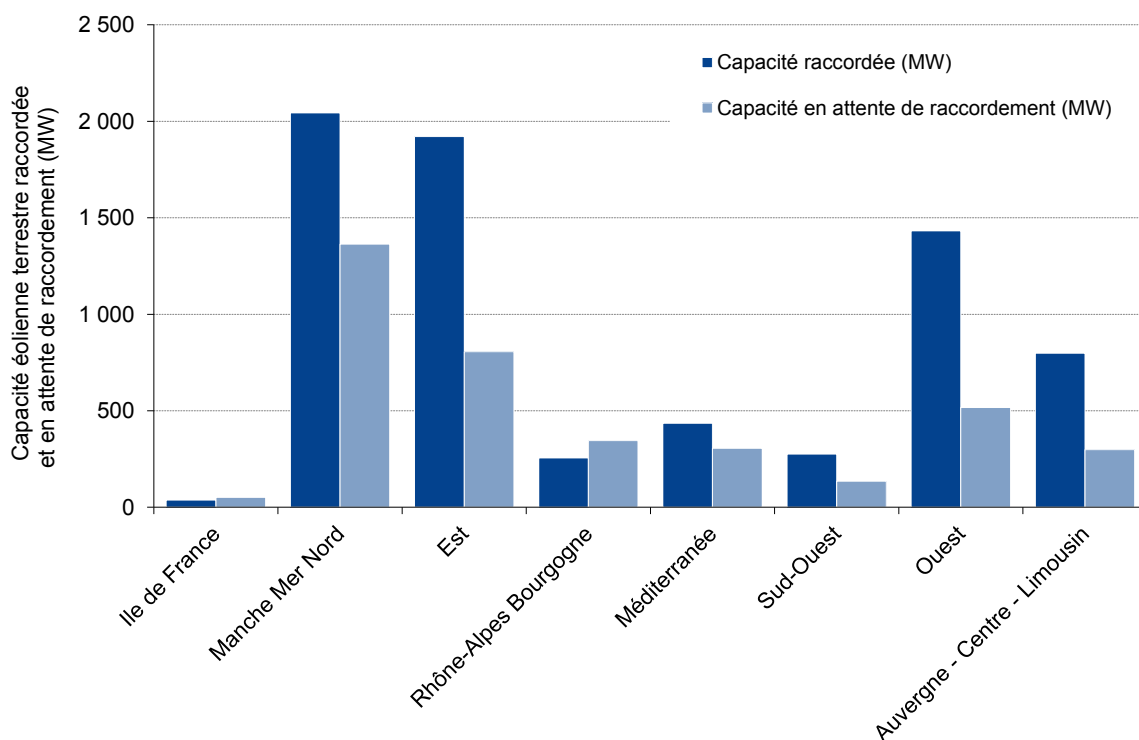
<sup>5</sup> ERDF gère 95% du réseau public de distribution d'électricité en France métropolitaine. Les 5% restants sont gérés par 160 Entreprises Locales de Distribution (ELD, des distributeurs non nationalisés). Les énergies renouvelables sont, pour l'essentiel, raccordées au réseau ERDF, et pour une part minime au réseau RTE.

<sup>6</sup> Une méthodologie de raccordement dite « deep » inclut les coûts de renforcement locaux (non partagés et spécifiques uniquement aux producteurs souhaitant être raccordés) et les coûts de renforcements globaux (partagés et bénéfiques à d'autres utilisateurs du réseau). Une méthodologie de raccordement dite « shallow » ne couvre que les coûts des renforcements locaux et non les coûts des renforcements globaux qui pourraient s'avérer nécessaires sur le réseau.



suffisant pour identifier les renforcements nécessaires sans raccordements supplémentaires de capacités renouvelables.

**Figure 1 – Capacité éolienne installée et capacité en attente de raccordement à la mi-2013 (MW)**



Sources: France Energie Eolienne, ERDF

A la suite des lois Grenelle de l'environnement I et II, une des mesures adoptées fut l'établissement des **Schémas Régionaux du Climat, de l'Air et de l'Energie (SRCAE)** devant évaluer le potentiel pour l'efficacité énergétique et le déploiement des renouvelables dans chaque région<sup>7</sup>. Dans les six mois suivant la publication des SRCAE, RTE a l'obligation de publier un **Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REN)** pour chaque région afin de faciliter l'atteinte des objectifs de chaque SRCAE<sup>8</sup>. Les investissements réseaux additionnels, en termes de capacités d'accueil, prévus dans ces schémas, sont réservés pour des projets renouvelables pour une période de dix ans ce qui constitue un progrès en comparaison de la situation « premier arrivé, premier servi »<sup>9</sup>. L'état actuel de la réglementation en matière de raccordement au réseau prévoit une séparation entre les coûts de renforcements « deep » entre producteurs d'énergies renouvelables sur une base régionale, tout en maintenant les coûts de renforcements locaux à la charge des producteurs.

<sup>7</sup> La France est divisée en 27 régions administratives, dont 5 en Outre-Mer. Chaque région contient entre 2 et 8 départements.

<sup>8</sup> <http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/accueil-enr/schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-s3renr>

<sup>9</sup> Loi Grenelle II – Article 68, 29 Juin 2010.

Malgré cela, il persiste un certain degré d'opacité auquel font face les développeurs de projets concernant les délais de raccordement, la fermeté et la transparence des coûts de raccordement.

A travers le TURPE 3, ERDF est incité sur la qualité de service pour les nouveaux raccordements avec un accent sur les délais pour soumettre une offre de raccordement. En cas de délais, des pénalités sont reversées aux utilisateurs du réseau qui en font la demande. Dans son rapport de 2013 sur la qualité de service délivrée par les opérateurs de réseaux de distribution<sup>10</sup>, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a noté que bien que 21% (en hausse par rapport à 17% en 2012) des offres de raccordement n'aient pas été envoyées dans les délais prévus, les pénalités associées à ces manquements pouvaient être qualifiées de faibles dans la mesure où elles s'élevaient à 450 euros au total. Cette faible valeur globale s'explique par le fait que les utilisateurs du réseau n'étaient pas informés de l'existence d'un tel mécanisme de pénalités.

Sous TURPE 4 (2014-2017), la CRE a ajouté une incitation sur le délai de raccordement avec des pénalités automatiquement payées aux utilisateurs du réseau. Bien que les opérateurs des réseaux de distribution (ERDF et les distributeurs non nationalisés) aient de plus fortes incitations sous TURPE4, il reste cependant des opportunités d'amélioration des incitations de ce cadre réglementaire.

### 2.1.2 Problèmes rencontrés

Les implications de ce qui précède sont les suivantes :

- Les développeurs de projets font face à des incertitudes considérables quant à la durée et au coût du raccordement, ce qui ralentit la réalisation des projets et augmente leurs coûts ;
- Les installations de production ne peuvent pas compter sur un accès continu et ferme aux réseaux<sup>11</sup> ;
- L'étendue de la couverture réglementaire, quand elle existe, ainsi que la portée des incitations pour les opérateurs de réseaux de distribution à créer et maintenir un système soutenant la transition énergétique sont faibles ; et
- La durée de droit d'accès après réalisation de l'investissement par les producteurs est incertaine (3 ans puis renouvellement annuel).

## 2.2 Recommandations

Les dispositions encadrant le raccordement et l'accès au réseau doivent être améliorées afin de passer outre les problèmes exposés précédemment et de créer un cadre supportant la transition énergétique. Nous proposons les recommandations suivantes.

---

<sup>10</sup> « Rapport 2013 sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'ERDF », Juillet 2014, CRE.

<sup>11</sup> A titre d'exemple, les opérateurs de réseau de distribution bénéficient de 27 jours par an (en moyenne sur les 15 ans d'obligation d'achat pour l'éolien terrestre). Cette période d'indisponibilité a des conséquences à la fois opérationnelles et commerciales pour les producteurs d'énergie éolienne ; conséquences qui seront exacerbées sous un mécanisme de rémunération des renouvelables plus axé sur une logique de marché.

### 2.2.1 Accès au réseau

Les dispositions encadrant l'accès au réseau doivent fournir un meilleur équilibre entre les besoins des développeurs de projets et ceux des opérateurs de réseau. Le processus actuel pour être raccordé au réseau suit une philosophie dite « investissement puis raccordement ». Cela signifie qu'un projet souhaitant être raccordé au réseau ne l'est dans les faits que lorsque tous les renforcements nécessaires sur l'ensemble du réseau ont été réalisés. Devoir attendre le renforcement complet du réseau pour être raccordé augmente les délais pour garantir l'accès et réduit le degré de contrôle dont disposent les développeurs de projets pour la mise en production.

Une philosophie alternative est possible. Fournir un accès au réseau sur un régime dit de « **raccordement puis contrôle** » (dit complet), ce qui permet aux projets d'être raccordés au réseau dans un délai fixé garanti et/ou quand les travaux de renforcement locaux sont achevés au lieu d'attendre le renforcement complet du réseau. Cela crée un équilibre de contrôle différent entre développeurs de projets et opérateurs de réseau de distribution. Les développeurs de projets peuvent ainsi sécuriser financièrement à 100% un accès ferme au réseau à n'importe quel moment à partir de la réalisation des travaux de renforcement locaux, permettant ainsi des offres de raccordement plus rapides et dans des délais plus contrôlables. La conséquence d'un raccordement avant la réalisation des renforcements complets du réseau est la nécessité pour l'opérateur de réseau de gérer de manière plus active les contraintes réseau pouvant survenir.

L'approche « raccordement puis contrôle » (complète) fut adoptée en Grande-Bretagne en 2009 en réponse à d'importantes files d'attente pour le raccordement de projets potentiels, certains s'étant vu proposer des dates de raccordement en 2025 sous le régime « investissement puis raccordement ». Entre octobre 2010 et décembre 2013, le régime « raccordement puis contrôle » a permis la réalisation du raccordement d'environ 1,2 GW de nouveaux projets<sup>12</sup>. Le modèle actuellement utilisé en Grande-Bretagne fournit un possible exemple pour l'établissement d'un régime « raccordement puis contrôle » en France.

Le régime complet « raccordement puis contrôle » place la responsabilité des renforcements tardifs du réseau sur l'opérateur (et au final sur les autres utilisateurs du réseau) à travers les coûts de gestion des contraintes réseau. Si cela s'avère approprié, une alternative dite allégée à ce régime complet de « raccordement puis contrôle » serait de garantir un raccordement après une période déterminée (2 ou 3 ans après la demande de raccordement par exemple).

Garantir un accès initial au réseau est la première étape et le régime « raccordement puis contrôle » offre des bénéfices pour les développeurs de projets quelle que soit la technologie envisagée. En complément du régime de raccordement, la nature des droits d'accès doit également être considérée. Une fois alloués, **les droits d'accès au réseau doivent être clairement définis et respectés**. Ces droits doivent être maintenus, et ce jusqu'à notification par le développeur de projet afin d'améliorer la certitude concernant la continuité de l'accès au réseau. Si les droits d'accès sont fermes, alors leur titulaire devrait être compensé si le réseau ne peut fournir un accès complet. Si les droits ne sont pas fermes, alors les circonstances sous lesquelles l'accès peut ne pas être fourni doivent être clairement établies. De telles mesures faciliteront l'accès pour tous les utilisateurs du réseau dans leur accès au réseau.

---

<sup>12</sup> « Outturn Interim Report on the Connect and Manage Regime », National Grid, Mars 2014.

### 2.2.2 Travaux et coûts de raccordements

Le processus pour réaliser le raccordement au réseau peut également être amélioré. Actuellement, les travaux de raccordement sont, dans les faits<sup>13</sup>, uniquement réalisés par les opérateurs de réseau. La définition précise des travaux et les choix techniques du gestionnaire les justifiant ne sont pas détaillés, ni discutables. Cette situation devrait être revue afin de permettre une **concurrence efficace pour la réalisation des travaux de raccordement**, tel que c'est le cas dans d'autres pays<sup>14</sup>. Introduire une concurrence efficace permet à d'autres sociétés (autres que l'opérateur de réseau) de réaliser les travaux de raccordement, avec le potentiel pour des délais de raccordement plus courts et/ou des coûts réduits. Cette mise en concurrence est compatible avec le maintien de la sécurité du réseau étant donné que tous les travaux de raccordement devraient être réalisés selon des standards prédéfinis pour s'assurer que tous les paramètres techniques et de sécurité sont respectés.

En plus de l'introduction d'une concurrence efficace pour la réalisation des travaux de raccordement, il est également important de s'intéresser à la définition des charges de raccordement non soumises à concurrence. **Ces charges devraient être « shallow » par nature** et ne couvrir que les coûts des travaux locaux d'accès au réseau, et non les coûts de travaux de renforcement du réseau dans sa globalité<sup>15</sup>. Cela réduit les barrières potentielles à l'entrée pour les nouveaux raccordements quelle que soit la technologie considérée, actuellement exposée à ces charges dites « deep ». Il va de soi que quelles que soient les modifications apportées au contrat définissant les charges de raccordement au réseau, cela ne doit pas modifier les droits d'accès au réseau des utilisateurs déjà raccordés ou créer une exposition potentielle à de futures charges pour un raccordement ayant déjà été payé.

Enfin, les charges de raccordement devraient être déterminées « ex-ante » sur la base d'une méthodologie transparente et fondée sur le principe de la réflectivité des coûts. Cette méthodologie permettra de fournir les détails des charges de raccordement, et devrait être mise à disposition dans un document public. Ce degré de transparence améliorera la certitude des futurs projets prévoyant un raccordement au réseau, tout en supportant le développement de la concurrence dans la réalisation des travaux de raccordement via la mise à disposition d'informations supplémentaires.

### 2.2.3 Réglementation du réseau

Des méthodes approfondies de régulation incitative doivent être appliquées à tous les opérateurs de réseau dans l'optique de les encourager à jouer un rôle plus important dans la transition vers un mécanisme de marché. Cela inclut une extension du contrôle par le régulateur des opérateurs de réseau de distribution (ERDF et les distributeurs non nationalisés), notamment sur les délais de raccordement et la transparence/vérifiabilité des offres de raccordement aux producteurs (renouvelables). Cela pourrait être réalisé technique et économique grâce à l'extension des pouvoirs du régulateur (la CRE) sur ces thèmes et l'introduction d'incitations/pénalités plus fortes afin de garantir des offres de

---

<sup>13</sup> Même si, en théorie, le Code de l'Énergie (article L342-2) autorise que les travaux de raccordement puissent être réalisés par une partie autre que les opérateurs de réseaux.

<sup>14</sup> En Irlande et Grande-Bretagne, les travaux de raccordements au réseau (transport et distribution) sont ouverts à la concurrence.

<sup>15</sup> Des coûts d'utilisation « shallow » pour les producteurs sont actuellement en place en Europe, notamment la Grande-Bretagne, l'Allemagne, les Pays-Bas et l'Espagne. (Voir : « Review of International Models of Transmission Charging Arrangements », CEPA, 2011).

raccordement concurrentielles ainsi que des raccordements physiques dans les délais impartis. Les incitations sur le délai de raccordement physique devraient être établies par la CRE, si possible en fonction d'un indice de référence international des meilleures pratiques en la matière. Une régulation effective devrait encourager les opérateurs de réseau à planifier, investir et opérer de manière efficace afin de maintenir une exploitation sûre et fiable du réseau. Un modèle de régulation qu'il serait possible d'appliquer en France est le modèle 'RIIO' qui a été développé et est appliqué en Grande-Bretagne.

RIIO, qui correspond à Revenu = Incitation + Innovation + Résultats, a été adopté pour focaliser la régulation des réseaux vers une accélération des investissements en infrastructures afin d'atteindre des objectifs environnementaux. Le cadre RIIO vise à encourager les opérateurs de réseau à :

- Mettre les parties prenantes (« stakeholders ») au centre du processus de décision ;
- Investir de manière efficace pour garantir la fourniture de services réseau sûrs et fiables ;
- Innover pour réduire les coûts réseaux pour les consommateurs (actuels et futurs) ; et
- Avoir un rôle effectif pour la réalisation d'une économie sobre en carbone combinée à d'autres objectifs environnementaux plus larges.

Ayant ces objectifs à l'esprit, le cadre réglementaire de RIIO définit des objectifs de résultats dit de premier ordre et conditionne les revenus pour des gestionnaires de réseau à l'atteinte effective de ces résultats. Ces résultats de premier ordre incluent la satisfaction des consommateurs, la fiabilité / disponibilité du réseau, la sécurité des services réseau, les conditions de raccordement et l'impact environnemental. Dans une situation où les opérateurs de réseau dépassent les objectifs, leurs revenus augmentent, et inversement leurs revenus décroissent en cas de manquement. Le point central de RIIO est l'établissement d'un cadre permettant la réalisation des objectifs désirés tout en étant supporté par un système d'incitations (bonus et pénalités) au lieu de se concentrer sur la définition des entrants au cadre réglementaire. Sous RIIO, les opérateurs de réseau disposent d'un mécanisme de contrôle des prix sur une longue période (8 ans), durant laquelle ils ont la liberté de choisir et d'équilibrer les mesures mises en œuvre (Capex ou Opex) afin de livrer les résultats attendus.

**En définissant des résultats appropriés, associés à un système de bonus/pénalités, le cadre réglementaire français peut être amélioré pour supporter la transition vers un système de marché et mieux aligner les intérêts des opérateurs de réseau avec ceux des utilisateurs.** Une incitation pourrait se concentrer sur le coût de gestion des contraintes réseau, ce qui rejoint une des recommandations pour le régime « raccordement puis contrôle », qui pourrait donner lieu à un accroissement des contraintes réseau.

En complément, le processus de planification pour le développement du réseau peut être amélioré via l'établissement d'une incitation de long terme à établir un planning stratégique et à accroître la transparence des travaux réseau planifiés / potentiels et un plus grand engagement avec les parties prenantes au travers d'une plus grande consultation permettant d'implanter des projets dans des zones dont le raccordement sera facilité, du fait qu'elles sont incluses dans les programmes de renforcement du réseau. Cela fournira un moyen d'expression clair pour que les utilisateurs du réseau fournissent des informations sur leurs souhaits, ce qui peut aider à améliorer le plan de développement du réseau et sa réalisation. La connaissance générale des différentes options de développement possibles se trouvera également élargie et peut ainsi contribuer à aider les futurs développements de projets. Ce type de processus a été adopté par EirGrid, l'opérateur du réseau de transport d'électricité en Irlande, dans son

programme Grid25<sup>16</sup>. L'objectif du programme Grid25 visait à établir une connaissance commune et partagée des futurs développements du réseau nécessaires pour soutenir, à long terme, une fourniture d'électricité fiable.

---

<sup>16</sup> <http://www.eirgrid.com/transmission/investinginthe-future-grid25/>

### 3. MARCHÉ DE GROS

L'accès à un marché de gros liquide est un prérequis essentiel au bon fonctionnement d'un marché électrique concurrentiel, car cela permet à tous les acteurs de marché (et plus particulièrement les producteurs d'électricité indépendants) d'ajuster leurs positions physiques et commerciales et de gérer leur exposition aux risques de volumes et de prix.

La liquidité est nécessaire sur toutes les maturités et échéances des produits (des produits à terme jusqu'en intrajournalier) afin de permettre de couvrir tous les risques. La liquidité ne se décrète pas, elle dépend d'une manière significative du degré de transparence des informations fondamentales de marché disponibles auprès des acteurs de marché.

Concernant les améliorations à apporter, notre attention s'est focalisée sur les points suivants :

- L'accès au marché de gros des producteurs renouvelables en dehors du tarif de rachat ;
- Le besoin de nouveaux produits ; et
- La transparence des données de production (prévisions et réalisé).

#### 3.1 Situation actuelle

##### 3.1.1 Contexte en France

Les mécanismes régissant le marché de gros de l'électricité en France sont caractérisés de la manière suivante :

- L'accès régulé au nucléaire historique du parc d'EDF (ARENH) ;
- Un marché à terme (futures ou forwards), permettant de lier des contrats bilatéraux d'électricité jusqu'à plusieurs années à l'avance ;
- Un marché au comptant, en grande partie géré par une bourse d'électricité (enchère pour le day-ahead et marché continu pour l'intrajournalier), permettant aux acteurs de marché d'ajuster leurs positions par des contrats jusqu'à une heure avant la livraison effective de l'électricité<sup>17</sup> ;
- Un mécanisme d'ajustement pour lequel le gestionnaire de réseau de transport (RTE) accepte des offres d'achat ou de vente pour de l'électricité permettant d'équilibrer le système électrique ; et
- Un système de gestion et de règlement des écarts faisant porter le coût des offres acceptées du mécanisme d'ajustement sur les acteurs de marché dont les positions sont en écart.

L'électricité est échangée soit de gré à gré (OTC : Over The Counter), un système caractérisé par des contrats bilatéraux entre acteurs ou appariés sur des plateformes de courtiers (échanges au comptant et à terme), soit via des bourses de l'électricité : EPEX Spot pour les transactions au comptant, EEX Power Derivatives pour les transactions à terme (théoriquement jusqu'à 7 ans à l'avance).

---

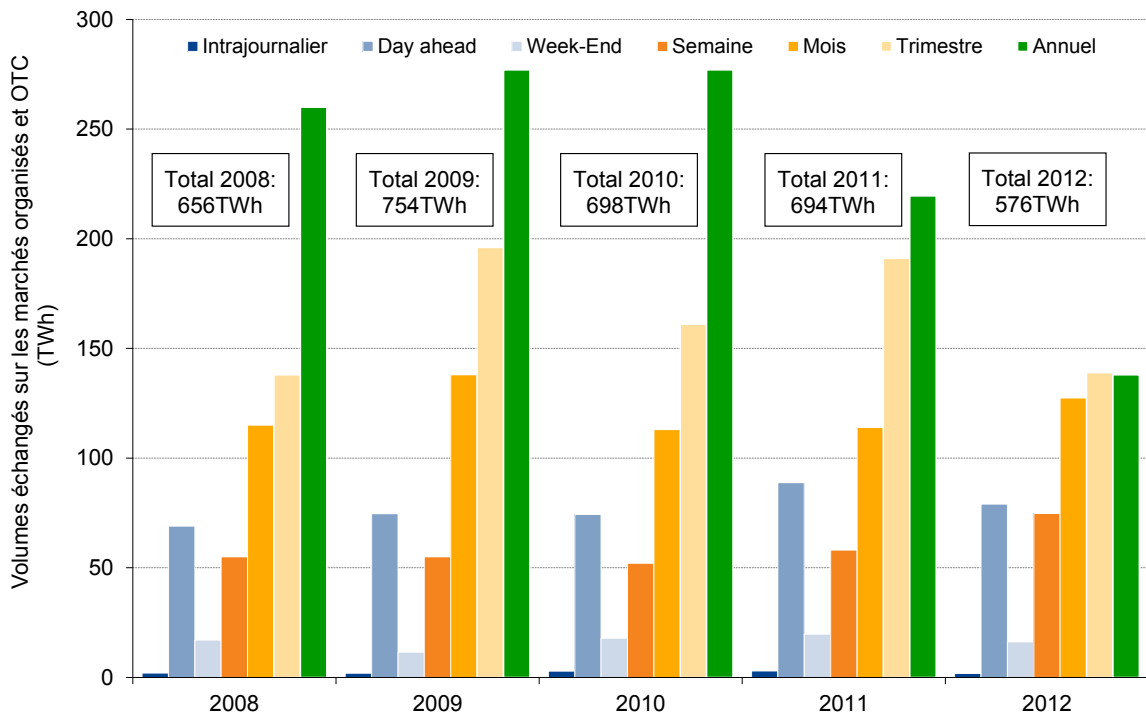
<sup>17</sup> Actuellement, le guichet de nominations de RTE ferme une heure avant la livraison

Les transactions OTC représentent environ 80% des volumes échangés en France et se concentrent principalement sur les contrats de base. En 2012, 285 TWh ont été livrés à l'issue de ces transactions (hors ARENH)<sup>18</sup>.

Comme le montre la Figure 2, depuis 2009 où un pic d'échanges à 754 TWh a été observé dans l'année, les volumes ont continuellement décliné d'une part à cause de la crise économique, d'autre part du fait de l'ouverture de l'accès de 100 TWh de volumes d'ARENH provenant d'EDF. Ces volumes sont bien échangés entre EDF et ses concurrents, mais sous une forme administrée et non sur le marché de gros. Cette mesure a donc fragmenté le marché, avec des impacts potentiels sur la liquidité et la découverte du prix. Les volumes hors ARENH se concentrent sur les produits calendaires de un à trois ans à l'avance.

La liquidité sur le marché au comptant est quant à elle restée stable depuis 2008 à environ 15% de la demande électrique nationale. Cependant, la liquidité en intrajournalier reste encore très limitée et constitue une barrière à la mise en place, par les acteurs de marché, de couvertures à court terme efficaces et adéquates.

**Figure 2 – Aperçu des volumes de produits négociés sur le marché organisé et de gré à gré (OTC)**



Sources: Analyse Pöyry Management Consulting basée sur des données CRE et RTE.

<sup>18</sup> CRE. 'Observatoire des marchés', T1, T2, T3 et T4 2012.



### 3.1.2 Problèmes rencontrés

Les implications de ces faits sont les suivantes :

- La liquidité à court terme (au comptant) est principalement concentrée sur l'enchère day-ahead, laissant l'infrajournalier encore très peu liquide, limitant la capacité des acteurs à couvrir leurs risques ;
- La liquidité et les produits sont limités sur les bourses (la liquidité sur les produits à terme est essentiellement concentrée chez les courtiers, de même que les options) ; et
- Les produits et les moyens d'accéder au marché sont limités pour les producteurs renouvelables qui sortent des obligations d'achat.

## 3.2 Recommandations

Les capacités actuelles renouvelables vont progressivement sortir du régime des obligations d'achat, et de nouvelles capacités se développeront sous le nouveau régime de rémunération en discussion : il est donc essentiel que des moyens variés d'accès au marché soient développés pour cette production. De plus, les besoins de flexibilité vont augmenter : le marché de gros doit donc se rapprocher de la livraison, pour répondre aux écarts de prévisions météorologiques. Les acteurs de marché font face à une combinaison de risques de prix et de volumes qui ne peut être couverte par les produits standards actuels : des produits doivent être développés pour s'adapter aux besoins nouveaux des acteurs.

Nous proposons donc les recommandations suivantes.

### 3.2.1 Produits échangés

Le marché de gros doit offrir une palette de produits plus importante pour répondre aux besoins des acteurs de marché, avec une liquidité et une profondeur présentes sur toutes les maturités et échéances. L'amélioration de la liquidité et des produits en infrajournalier est cruciale afin de permettre un ajustement fin des positions des acteurs, pour répondre à l'augmentation de la production intermittente et de la flexibilité de la demande.

Dans les règles actuelles du couplage des marchés<sup>19</sup>, une priorité est implicitement donnée au day-ahead, au détriment de l'infrajournalier, alors qu'un partage de la capacité d'interconnexion entre les deux échéances serait nécessaire. Le prix infrajournalier de la capacité d'interconnexion (qui valorise la flexibilité infrajournalière entre deux pays) est dans les faits nul, ce qui pourrait bloquer la construction ou le renforcement des interconnexions électriques. Dans les conditions actuelles, la flexibilité continuera à être sous-évaluée, et sera difficilement échangée entre les acteurs d'un pays à l'autre. **Les règles d'allocation implicite de la capacité d'interconnexion, telles que décrites dans le Target Model européen doivent être améliorées.** Les règles du couplage de marché devraient allouer la capacité d'interconnexion entre day-ahead et infrajournalier sur des bases de marché, et non sur des réservations a priori, ce qui permettrait de donner un prix correct à la flexibilité infrajournalière.

De plus, **des enchères infrajournalières internes à la France devraient être développées** en complément du marché actuel, continu et couplé, afin de promouvoir la liquidité à cette échéance. Les produits offerts devraient inclure des blocs de 30 minutes

---

<sup>19</sup> [https://www.epexspot.com/document/25834/2014-02-04\\_NWE\\_Go-Live\\_Communication\\_NWE\\_PCR\\_SWE.pdf](https://www.epexspot.com/document/25834/2014-02-04_NWE_Go-Live_Communication_NWE_PCR_SWE.pdf)

de manière à aligner leur durée sur celle du règlement des écarts. Un tel projet a été annoncé par EPEX Spot en Allemagne ; il devrait être opérationnel au quatrième trimestre 2014<sup>20</sup>.

Pour toutes les échéances et maturités disponibles sur le marché, des options devraient être proposées aux échanges (y compris au comptant, comme assurance contre les déséquilibres). Les options sont actuellement échangées en OTC : elles devraient l'être sur les bourses.

### 3.2.2 Moyens d'accès au marché

Les acteurs cherchant à accéder au marché de gros peuvent théoriquement le faire par plusieurs moyens. Ces moyens s'échelonnent depuis la négociation pour compte propre, avec une équipe de trading interne, jusqu'à des contrats de rachat (ou PPA : Power Purchase Agreements) avec des acteurs du marché de gros de l'électricité (agrégateurs, fournisseurs, ...). Les PPAs semblent être l'approche la plus communément adoptée pour des producteurs indépendants, dans beaucoup de marchés.

Une proposition serait de **développer un ou des acheteurs de dernier recours**, pour une période transitoire, afin d'octroyer une solution de valorisation plancher à certains producteurs. Un concept similaire est développé en Grande Bretagne : garantir aux producteurs indépendants renouvelables un accès au marché avec un prix spécifié, inférieur au prix de marché<sup>21</sup>. Ce concept a également été mis en place en France dans le cadre des règles d'injection du biométhane dans les réseaux. Bien évidemment, si ce ou ces acheteurs de dernier recours devaient être mis en place, les conditions commerciales et financières devraient être établies dans un esprit de développement de la compétition.

### 3.2.3 Transparence

Le fonctionnement effectif du marché de gros peut être amélioré par une transparence des informations plus importante. La Directive REMIT<sup>22</sup> sur la mise à disposition par les acteurs des données de production ayant un impact significatif sur le marché est une solution indiscutable à ce sujet. Ces données devraient provenir de productions classiques, comme renouvelables. **Les données prévisionnelles de production et leur réalisation (production effective, et historiques), agrégées par technologie et au niveau du réseau de transport comme de distribution devraient être mises à disposition des acteurs de marché.** Ceci est crucial pour l'éolien et le solaire, dans la mesure où la variation entre les prévisions et les réalisés dépend des conditions météorologiques.

---

<sup>20</sup> [https://www.epexspot.com/document/27641/EPEX%20SPOT\\_EEX-Workshop\\_05062014.pdf](https://www.epexspot.com/document/27641/EPEX%20SPOT_EEX-Workshop_05062014.pdf), page 15

<sup>21</sup> <https://www.gov.uk/government/groups/electricity-market-reform-off-taker-of-last-resort-advisory-group>

<sup>22</sup> REMIT: Regulation on Energy Market Integrity and Transparency : Directive Européenne de décembre 2011 dont l'objet est de combattre les manipulations de marché et délits d'initiés, et de promouvoir la transparence des marchés physiques de l'énergie en Europe.

### 3.2.4 *Marché des garanties d'origine*

L'infrastructure et l'architecture légale et contractuelle des garanties d'origine d'électricité sont en place en France. Cependant, beaucoup plus pourrait être fait afin de faire émerger et de réaliser la valeur « verte » des énergies renouvelables. Afin de répondre à cette question, **une plateforme d'échange centralisée de type bourse devrait être mise en place pour les garanties d'origine**. Développer un marché organisé et transparent des garanties d'origine serait un bon complément des mécanismes de rémunération des EnR, comme base à de l'électricité verte à fournir aux consommateurs finaux.

## 4. REGLES D'AJUSTEMENT

Les mécanismes d'ajustement et de règlement des écarts représentent des composantes vitales du marché, car ils permettent de régler les différences entre les positions physiques et les engagements contractuels pris par les acteurs au sein du système électrique. Tout en remplissant ces fonctions, ces règles influencent également l'exposition au risque volume des acteurs, et les incitent financièrement à s'équilibrer.

Rendre la responsabilité d'équilibre universellement applicable est un élément clé du Target Model européen<sup>23</sup>. Combinées à un objectif d'obtenir des prix d'ajustement reflétant les coûts, ces règles incitent les acteurs de marché à une vigilance particulière sur l'équilibrage de leurs positions, plutôt que de s'appuyer sur le gestionnaire de réseau de transport.

Les producteurs renouvelables sous obligation d'achat ne supportent actuellement aucun risque de déséquilibre : ce risque est transféré à l'acheteur obligé. Cependant, ceci devra changer pour les projets qui seront développés dans le cadre du futur régime de rémunération des renouvelables, afin d'assurer sa compatibilité avec le Target Model et les lignes directrices sur les aides d'État : tous deux exigent la mise en place de la responsabilité d'équilibre pour toutes les technologies<sup>24</sup>.

Ceci prouve l'importance du sujet des règles d'ajustement et de règlement des écarts pour les capacités actuelles en sortie de contrat d'obligation d'achat, ainsi que pour les futurs projets. Plusieurs facettes de ces règles peuvent être améliorées :

- La structure des prix de règlement des écarts
- Le calendrier opérationnel des nominations

### 4.1 Situation actuelle

#### 4.1.1 Contexte en France

Les règles d'ajustement et de règlement des écarts valorisent les écarts entre les positions physiques et financières des acteurs. Si un producteur produit moins d'énergie que ce qu'il a vendu sur le marché ou si un consommateur consomme plus d'énergie que ce qu'il a acheté, cette différence peut être payée au prix du règlement des écarts. De la même manière, si un producteur produit plus que ce qu'il a vendu ou si un consommateur consomme moins d'énergie que ce qu'il a acheté, cet acteur peut recevoir un paiement au prix de règlement des écarts. En France, ces écarts sont appliqués au niveau du portefeuille global de chaque responsable d'équilibre.

En France, la nomination des transactions au GRT (RTE) doit être effectuée par chaque responsable d'équilibre jusqu'à une heure avant la livraison / la consommation effective

<sup>23</sup> La mise en place du Target Model européen est un jalon important dans la construction du marché unique européen de l'électricité. Le Target Model a été développé pour créer un cadre pan-européen pour allouer et utiliser les capacités d'interconnexion entre les différentes zones de prix. Il définit les règles permettant l'intégration des différents marchés nationaux autour de 4 échéances (marché à terme, day-ahead, intrajournalier, et ajustement). De plus, il dicte les règles relatives au prix du règlement des écarts, qui impacte les échanges pendant les différentes échéances.

<sup>24</sup> Cependant, ni le Target Model, ni les lignes directrices sur les aides d'État n'interdit aux régimes de soutien aux renouvelables de permettre une couverture des coûts de déséquilibre par des mesures spécifiques.

de l'électricité. La durée durant laquelle l'écart est constaté (et son coût établi) est de 30 minutes. A l'exception des producteurs sous contrat d'obligation d'achat<sup>25</sup>, tous les responsables d'équilibre (y compris les producteurs) sont donc financièrement incités à équilibrer leur portefeuille sur des périodes demi-horaires.

Le règlement des écarts est structuré autour d'un prix dual, qui est fonction de l'écart individuel du responsable d'équilibre et de l'écart global du système. Ceci a pour conséquence que des prix différents sont appliqués aux volumes d'écarts en fonction de leur sens. Les prix pour des écarts étant dans le même sens que l'écart global du système sont calculés à partir de la moyenne pondérée de toutes les actions entreprises par RTE pour maintenir l'équilibre du système tout au long de la période, ajusté d'un coefficient « K » (égal à 0,08 depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2011). Un écart de direction opposé à l'écart global du système est valorisé au prix EPEX Spot day-ahead.

Cette structure est décrite ci-dessous en Table 3. Quand le système est court, les acteurs de marché qui sont courts doivent payer le coût moyen pondéré des actions à la hausse, multiplié par (1+K). A l'inverse, quand le système est long, les acteurs de marché qui sont courts reçoivent un paiement égal au prix EPEX Spot day-ahead, alors que les autres participants (longs) paient le prix moyen pondéré des actions à la baisse divisé par (1+K).

**Table 3 – Structure de prix des déséquilibres en France**

Participants \ Système	Court	Long
<b>Long</b>	Prix EpexSpot day-ahead	Prix moyen pondéré à la baisse / (1+K)*
<b>Court</b>	Prix moyen pondéré à la hausse x (1+K)**	Prix EpexSpot day-ahead

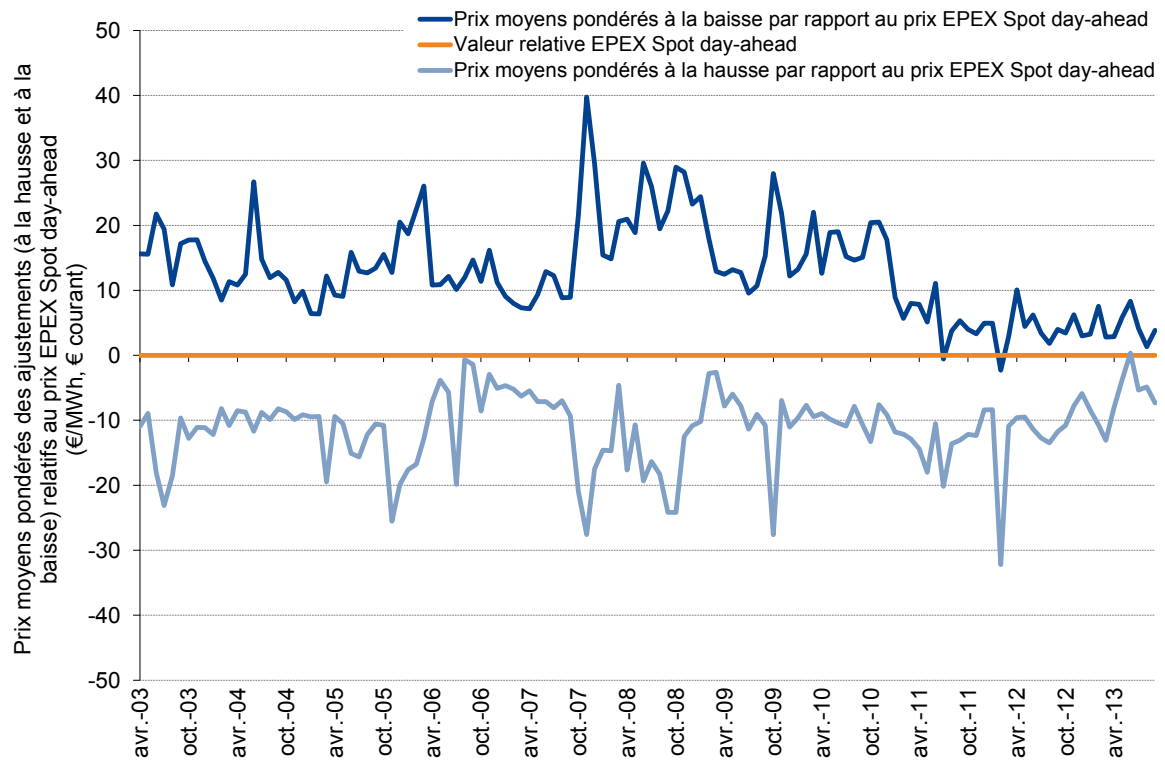
\* Plafonné au prix EpexSpot  
 \*\* Le prix Prix EpexSpot constitue un plancher  
 Source: RTE

L'évolution des prix moyens pondérés à la hausse ou à la baisse, par rapport au prix EPEX Spot day-ahead depuis avril 2003 est illustrée en Figure 3<sup>26</sup>. Avec le temps, la différence entre le prix des actions d'ajustement (hausse et baisse) et le prix de marché a baissé ; pour autant, leur volatilité reste importante.

<sup>25</sup> Les producteurs renouvelables sous contrats d'achat ne supportent pas le risque de déséquilibre, alors transféré à l'acheteur obligé via une obligation d'achat

<sup>26</sup> A noter que les prix moyens pondérés d'équilibrage sont à différencier des prix de déséquilibre.

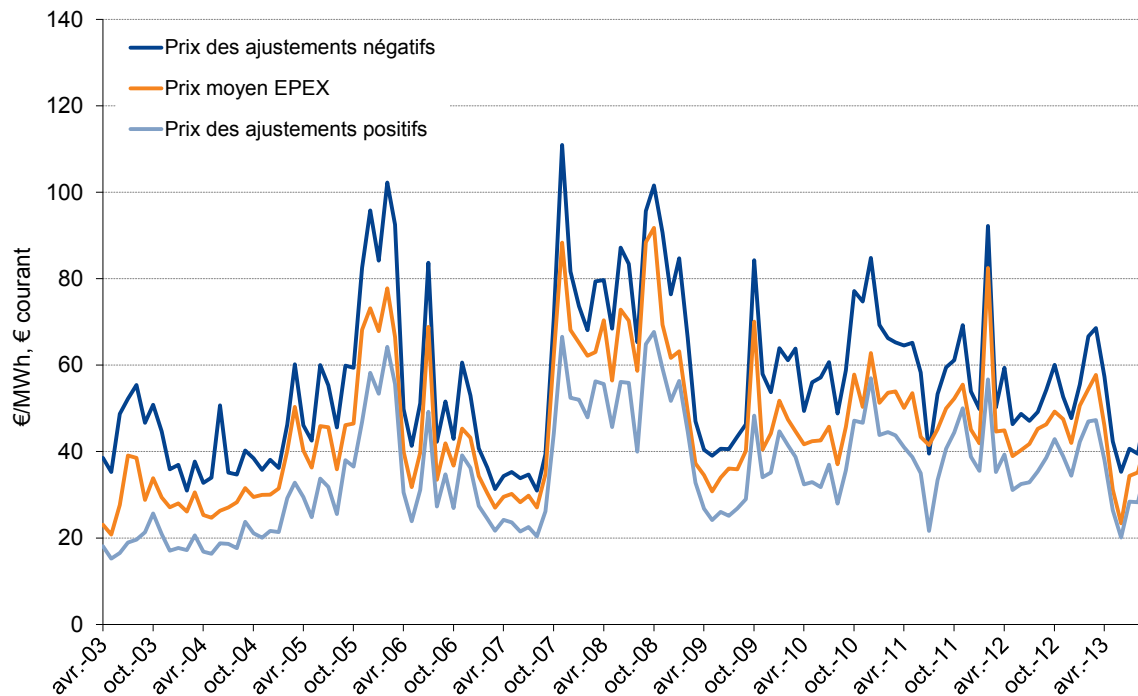
**Figure 3 – Évolution du prix moyen pondéré à la hausse et à la baisse comparé au prix spot day-ahead (€/MWh, courant)**



Sources: RTE, Powernext, Reuters, analyse Pöyry Management Consulting

La Figure 4 montre l'évolution des prix des écarts depuis avril 2003, en moyenne mensuelle. La moyenne 2012 des prix des écarts était de 37,7 €/MWh pour les ajustements positifs, et de 54,7 €/MWh pour les ajustements négatifs. Ces prix sont très volatils et de plus en plus proches des prix day-ahead.

**Figure 4 – Prix mensuel moyen de règlement du déséquilibre par rapport à la moyenne mensuelle du prix spot day-ahead EPEX (courant, €/MWh)**



Sources: RTE, Powernext, Reuters, analyse Pöyry Management Consulting

#### 4.1.2 Problèmes rencontrés

Les implications sont les suivantes :

- Les producteurs renouvelables sous obligation d'achat ne sont pas exposés aux risques de déséquilibre, mais ce ne sera plus le cas ni pour les installations actuelles quand leurs contrats arriveront à échéance, ni pour les capacités futures : pour ces acteurs, les règles d'ajustement constitueront donc un sujet de plus en plus important
- Une structure de prix dual pour le règlement des écarts a des implications toutes particulières pour les producteurs indépendants, comme les producteurs éoliens
- Les périodes de règlement des écarts sont actuellement plus courtes que les produits disponibles sur le marché de gros, ce qui limite les possibilités de s'équilibrer sur des pas de temps de 30 minutes ; et
- Les nominations des échanges doivent parvenir au GRT jusqu'à une heure avant la livraison : ceci limite la prise en compte des dernières prévisions de production dans l'activité sur le marché de gros.

#### 4.2 Recommandations

Le principe de responsabilité d'équilibre est accepté comme la base d'une future architecture de marché et est considéré comme une étape importante de l'intégration totale des producteurs renouvelables au marché. Ceci est un prérequis pour les futures règles d'ajustement. Nous avons les recommandations suivantes.

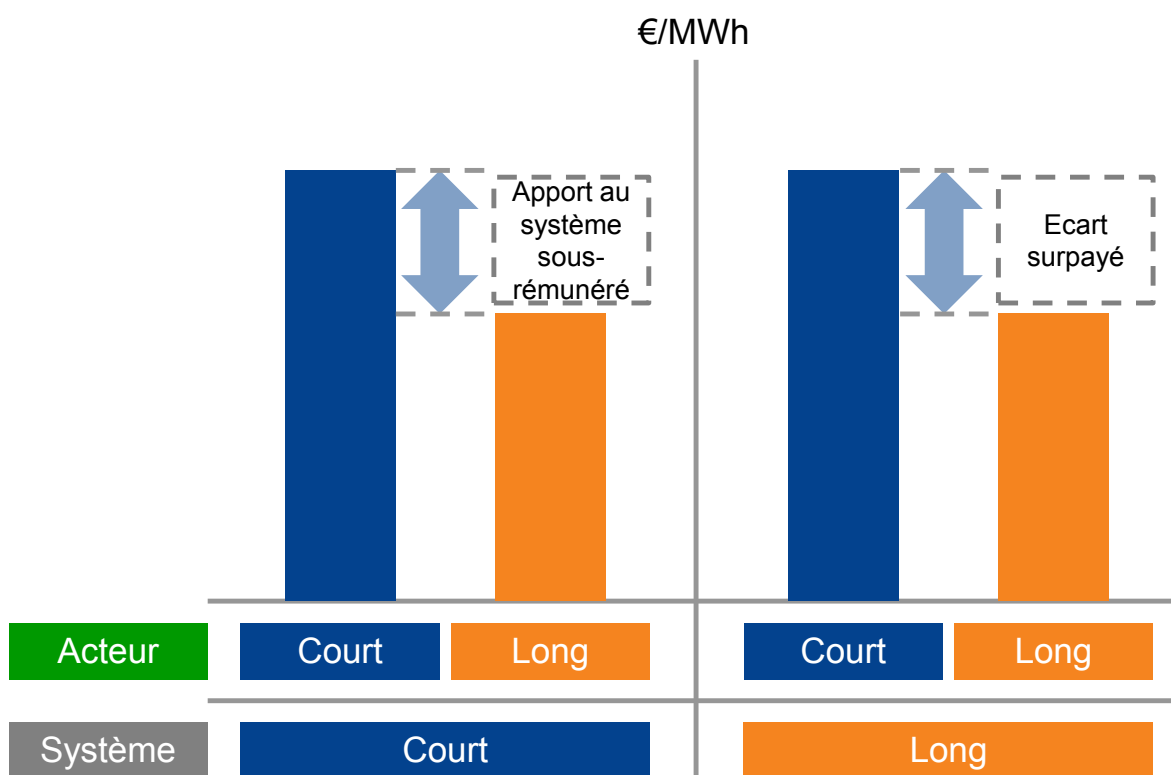
### 4.2.1 Structure de prix du règlement des écarts

Le système actuel de prix dual implique une valeur différente selon la position de l'acteur au sein d'un même pas de temps.

Par exemple, pour un pas de temps où le système est globalement court, les acteurs avec une position courte devront payer un prix plus important que le prix reçu par les acteurs en position longue. De même, quand le système est long, les acteurs avec une position longue recevront un prix plus faible que celui payé par les acteurs ayant une position courte. Ainsi, le prix reçu par les acteurs en direction opposée au système, et qui donc participent à son équilibre, n'est pas en ligne avec la valeur qu'ils apportent au système.

Ceci est illustré en Figure 5.

**Figure 5 – Effets de la structure duale du prix des déséquilibres**



Ceci est d'une importance cruciale pour les producteurs indépendants : en vendant moins sur le marché de gros day-ahead que ce qu'ils prévoient de produire, pour prendre en compte des erreurs de prévisions de production, ils adopteraient des positions longues à l'ajustement. Si le système est court, cette position longue recevrait le prix day-ahead, ce qui sous-valoriserait leur apport au système.

Les producteurs intégrés, avec des portefeuilles plus importants peuvent plus facilement arriver à l'ajustement avec des écarts faibles, et bénéficier de la valeur des ajustements à la hausse sur le marché d'ajustement.

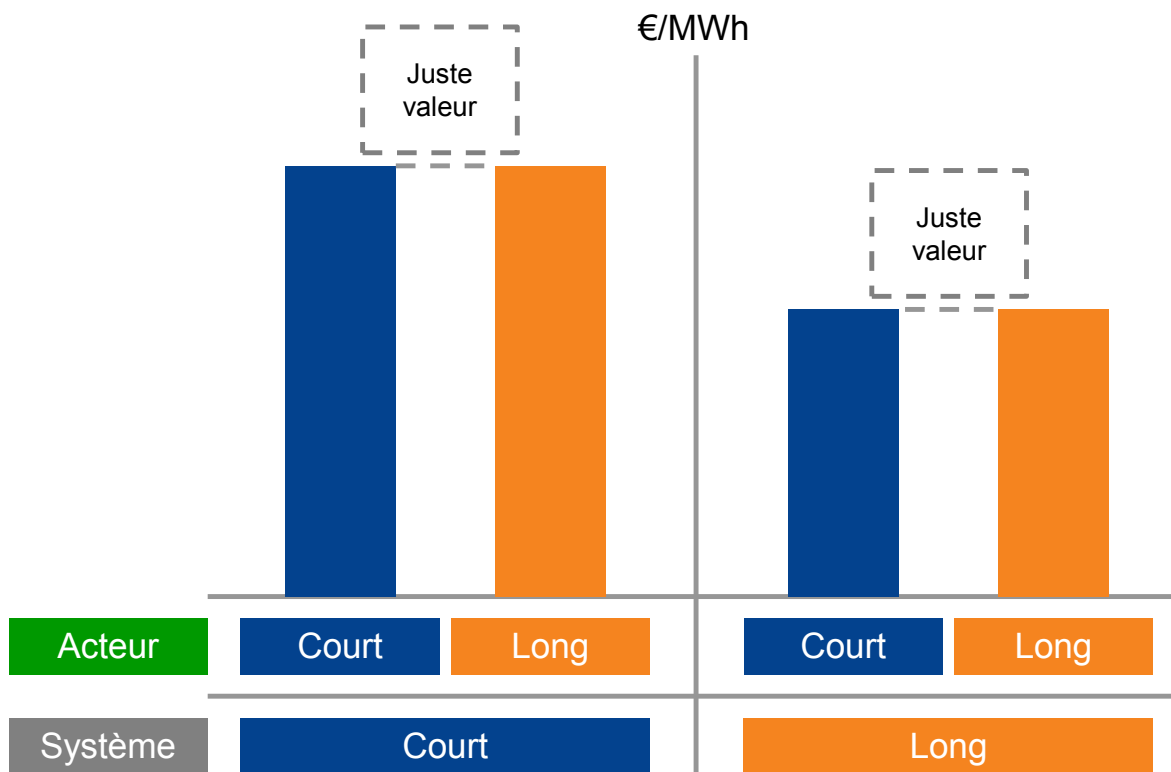
Les positions en écart opposé à l'écart du système (et donc aidant le système à s'équilibrer) pourraient être mieux **valorisées en passant d'une structure de prix duale à un prix unique des écarts**, basé sur les coûts des actions nécessaires pour résoudre les déséquilibres dans le même sens que ceux du système. Sous une structure à prix



unique, les écarts sont valorisés à ce prix, quelle que soit leur direction, reflétant ainsi, pour les écarts opposés à l'écart du système, leur juste valeur pour le système. Cet effet est démontré en Figure 6. En plus de réduire cette exposition au risque, supprimer ce système dual permet de simplifier les règles et les processus liés à ces déséquilibres et donc de réduire les barrières à l'entrée.

Cette structure de règlement des écarts à prix unique est en place en Allemagne, et est en cours de développement en Angleterre. Elle est par ailleurs étudiée en Irlande.

**Figure 6 – Effets d'une structure de prix simple des déséquilibres**



Le Target Model n'impose pas de préconisation particulière pour l'une ou l'autre des solutions (prix dual ou unique), mais est favorable à une valorisation des écarts basée sur des prix marginaux.

Les prix des règlements des écarts devraient donc suivre deux postulats : (a) être basés sur un prix unique représentant la moyenne pondérée des prix des actions d'ajustement et (b) des prix d'ajustement en « pay-as-clear ». Combinés ensemble, ces deux postulats amènent à recommander un prix unique marginal pour le règlement des écarts. Par ailleurs, **la mise en place de cette mesure doit s'accompagner de la présence d'outils permettant de gérer ce risque** (recommandations concernant le marché de gros).

**4.2.2 Pas de temps et durée**

Le Target Model préconise que la durée des pas de temps de règlement des écarts ne doit pas dépasser 30 minutes. Ceci est cohérent avec la durée actuelle en France, qui est

de 30 minutes. D'autres marchés ont des pas de temps plus courts : la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas ont mis en place des pas de temps de 15 minutes. Ceci permet l'échange de blocs d'électricité plus courts. Cependant, il n'y a pas d'intérêt évident à raccourcir cette durée en France<sup>27</sup>. Le vrai besoin actuel est de proposer sur le marché de gros des produits d'une durée de 30 minutes, de manière à ce que les acteurs de marché puissent aligner leurs transactions avec le pas de temps de règlement des écarts.

Un problème plus important est relatif à la durée entre les guichets de nominations des transactions et la livraison effective de l'électricité. Cette durée devrait être réduite d'une heure aujourd'hui à 30 minutes, voire 15 minutes. Ceci permettrait d'obtenir des prévisions de production plus précises et proches de la production réelle, et serait la base d'échanges sur le marché plus proches du temps réel, permettant ainsi une meilleure gestion du risque de déséquilibre. Cette recommandation est à rapprocher de celles proposées en Section 3.

Une option alternative, qui pourrait être mise en place de manière transitoire, serait de permettre des nominations d'échanges ex-post, c'est-à-dire après la livraison effective de l'électricité. Ceci pourrait être permis pour les échanges de blocs internes à la France. Les nominations ex-post pour les transactions internes existent aux Pays-Bas sur le réseau de TenneT, où elles sont permises jusqu'à 10 heures le jour d'après la livraison effective de l'électricité, ainsi qu'en Belgique où Elia accepte des nominations internes jusqu'à 14 heures le jour d'après.

Les nominations ex-post n'ont aucun effet sur la sécurité et l'intégrité du système électrique, car les nominations physiques (programmes de production) sont toujours soumises avant la livraison de l'électricité, et le GRT continue de gérer l'ajustement physique. Changer les positions contractuelles après livraison ne change en rien la gestion en temps réel du système électrique, et les nominations contractuelles ne sont pas directement liées aux nominations physiques (programmes de production) envoyées au GRT.

---

<sup>27</sup> Si tel était le cas, il faudrait opter pour une durée d'un multiple de 10 minutes, qui est la durée de comptage des productions et consommations.

## 5. COMPLEMENT DE REMUNERATION POUR LES ENERGIES RENOUVELABLES

Le déploiement de la production d'électricité d'origine renouvelable a augmenté en France depuis l'an 2000, encouragé principalement par un mécanisme de soutien consistant en un tarif de rachat reposant sur une obligation d'achat pour assurer sa valorisation sur le marché. Cependant, il n'est pas anticipé que le mécanisme de tarif de rachat pour les renouvelables actuels doive se prolonger à long terme.. Cette nécessité est dictée par la Commission Européenne, dont les lignes directrices sur les aides d'État<sup>28</sup> demandent que les producteurs d'électricité d'origine renouvelable vendent directement sur le marché et soient soumis aux obligations et aux risques du marché.

Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables pour les projets futurs doivent évoluer pour devenir compatibles avec ces exigences. Toutefois, les projets existants sous le régime actuel devraient clairement être autorisés à fonctionner dans le cadre des règles actuelles pour le restant de la période contractuelle, afin d'éviter des changements rétroactifs et l'effet déstabilisant que cela peut avoir sur les investisseurs<sup>29</sup>. Ainsi, il est essentiel qu'aucun changement rétroactif ne survienne, ce qui nuirait à la confiance, et que le tarif existant soit maintenu pour les projets développés sous son égide. Les révisions du futur mécanisme de rémunération des EnR ne devront pas affecter les conditions de soutien accordées aux projets régis par le tarif existant<sup>30</sup>.

Pour les futurs mécanismes de complément de rémunération, nous concentrons notre attention sur :

- La forme de la rémunération de l'électricité d'origine renouvelable ;
- Les conditions d'allocation de ce complément de rémunération et la détermination de son prix.

### 5.1 Situation actuelle

#### 5.1.1 Contexte français

La croissance de l'électricité d'origine renouvelable en France résulte de mesures de politique publique, dont les deux principaux mécanismes de soutien aux renouvelables, les allocations par guichet ouvert et les enchères. Ces deux mécanismes ont été mis en

---

<sup>28</sup> Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (2014/C 200/01).

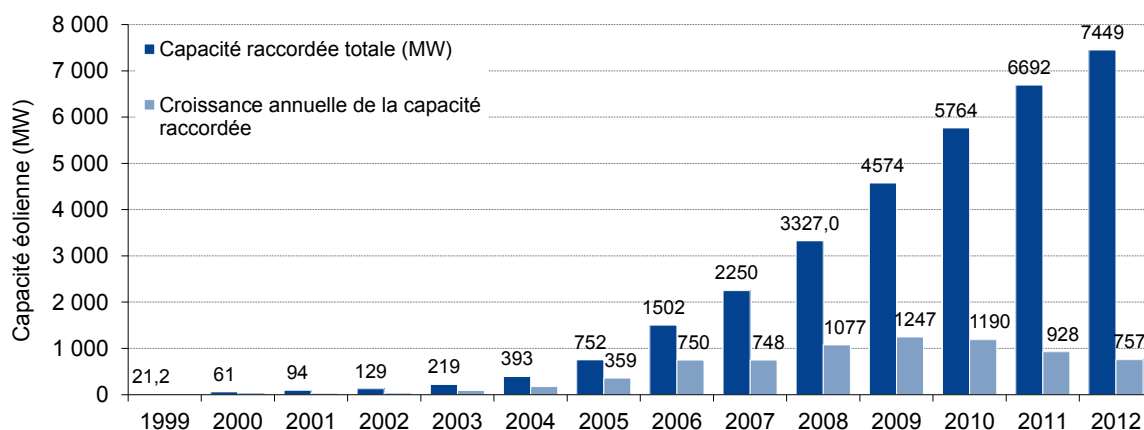
<sup>29</sup> Cependant, les producteurs éoliens terrestres existants ont le choix de déroger au contrat d'achat et de passer au marché (ou au nouveau système de rémunération lorsqu'il sera en place), soumis à la clause de pénalité (XIII-6) spécifiée dans les derniers contrats (« Contrat d'achat de l'énergie électrique produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent et bénéficiant de l'obligation d'achat d'électricité », adoptée le 30 Juillet 2014) et au paiement d'un droit de sortie.

<sup>30</sup> Néanmoins, il peut être intéressant de proposer aux installations régies par le mécanisme de soutien actuel d'opter pour le nouveau régime, sous certaines conditions.

œuvre en 2000<sup>31</sup>, en réponse à la Directive Européenne de 1996 sur les Règles Communes pour les Marchés de l'Electricité<sup>32</sup>. Plus récemment, les politiques nationales sur les énergies renouvelables ont évolué, dans le cadre d'une réflexion plus vaste sur la préservation de la biodiversité, sur le changement climatique et sur la qualité de l'air, dans le contexte du 'Grenelle de l'Environnement', bien que la Directive de 2009 sur les Energies Renouvelables et les objectifs d'énergies renouvelables associés exercent probablement l'influence la plus grande d'ici à 2020. Grâce à ses actifs hydroélectriques importants, la France a produit 16% de son énergie à partir de sources renouvelables en 2012.

L'énergie éolienne est une technologie de production renouvelable majeure, se classant deuxième en capacité installée après l'hydroélectricité en France et devant fournir l'essentiel de la croissance de la capacité renouvelable de manière à satisfaire les objectifs français en 2020. Un graphe de la capacité installée (cumulée et annuelle) à la fin 2012 est présenté en Figure 7. La capacité de l'éolien terrestre a augmenté à raison d'environ 1 GW par an à partir de l'application du tarif de rachat en 2006 et la production annuelle est passée de 2,3 TWh en 2006 à 14,9 TWh en 2012.

**Figure 7 – Capacité éolienne installée (1999-2012)**



Source: RTE

La mesure principale mise en œuvre pour stimuler le développement de la capacité renouvelable consiste en un tarif et une obligation d'achat. L'obligation est portée par Electricité de France (EDF) et par les entreprises locales de distribution, selon les endroits où les producteurs renouvelables sont connectés au réseau. En échange, EDF et les entreprises locales de distribution récupèrent le surcoût de l'achat aux producteurs renouvelables dans le cadre de ces contrats, à travers une contribution prélevée sur tous les consommateurs d'électricité, la CSPE ('Contribution au Service Public de l'Electricité')<sup>33</sup>.

Le niveau des tarifs de rachat et la durée pendant laquelle ils sont payés pour les différentes technologies renouvelables sont fixés par des décrets gouvernementaux et

<sup>31</sup> Loi 2000-108: 'Loi Relative à la Modernisation et au Développement du Service Public de L'Electricité', 10 Février 2000.

<sup>32</sup> Directive Européenne 1996/92/EC.

<sup>33</sup> La CSPE couvre les surcoûts liés aux obligations d'achat, mais également entre autres à la péréquation tarifaire, aux tarifs sociaux.

des ordonnances. L'obligation d'achat a évolué en parallèle des développements du marché, pour assurer que les technologies concernées reçoivent un soutien approprié. Sous l'obligation d'achat, les producteurs renouvelables éligibles reçoivent un prix fixe pour chaque kWh d'électricité injectée dans le réseau, pour une durée déterminée. L'emploi d'un tarif de rachat fixe permet aux producteurs renouvelables d'éviter toute exposition aux variations des prix de l'électricité, sur la durée du contrat. Les tarifs de rachat sont fixés par le gouvernement français, après consultation avec la Commission de Régulation de l'Énergie.

Les tarifs de rachat fournissent aux investisseurs une assurance ex-ante sur le niveau de soutien qu'ils recevront pour chaque MWh produit, mais ils incitent aussi les opérateurs à produire indépendamment du prix de l'électricité. Les technologies bénéficiant des tarifs de rachat reçoivent actuellement un soutien même en cas de prix de gros de l'électricité négatifs.

Ils sont octroyés dès l'entrée en service des installations ; cependant, des installations qui ont déjà produit de l'électricité avec un contrat privé d'achat peuvent être éligibles à certaines conditions.

Une fois le contrat d'obligation d'achat arrivé à son terme, les producteurs renouvelables devront trouver d'autres moyens de valoriser leur énergie, comme par exemple la revendre sur le marché de gros.

Le 18 juin 2014, le Ministre français de l'Écologie, du développement Durable et de l'Énergie a présenté une proposition de Loi sur la Transition Énergétique, écrite après un long processus de consultation avec des experts et parties prenantes. Tout en affirmant des objectifs ambitieux pour le renouvelable à l'échéance 2030 (40% du mix), une évolution du mécanisme actuel de soutien aux renouvelables vers des modalités davantage basées sur le marché est également envisagée.

### **5.1.2 Problèmes rencontrés**

Les implications de ce qui précède sont les suivantes :

- Les producteurs renouvelables sont protégés des risques du marché ;
- Les producteurs renouvelables n'ont pas d'incitation à ne pas produire lorsque les prix de marché sont négatifs, car ils reçoivent une subvention hors marché ;
- Les changements au système de soutien actuel devront être compatibles avec les lignes directrices sur les aides d'État.

## **5.2 Recommandations**

Une fois que les réformes du marché électrique nécessaires à l'intégration des énergies renouvelables au marché électrique, le futur mécanisme de rémunération des renouvelables pourra être davantage basé sur le marché, pour répondre aux exigences des lignes directrices sur les aides d'État. Nous proposons les recommandations suivantes.

### **5.2.1 Forme du complément de rémunération**

Les lignes directrices sur les aides d'État mentionnent que la rémunération doit prendre la forme d'une prime en complément du prix de marché, ce qui inclut que les producteurs vendent leur électricité sur le marché. Il est donc clair que les producteurs bénéficiant de

ce mécanisme de rémunération complémentaire doivent sécuriser un accès au marché afin de valoriser leur production d'une part, et se voir octroyer une prime d'autre part.

Le montant de la prime de complément peut être fixe ou variable :

- **Prime variable** : prime qui dépend du niveau des prix sur le marché de gros, afin d'atteindre un niveau prédéfini nécessaire aux producteurs ;
- **Prime fixe** : prime définie par un montant fixe, sans référence au prix du marché de gros, et qui vient compléter la rémunération du producteur.

Chaque approche possède ses avantages et inconvénients. Sous un régime de rémunération complémentaire à prime fixe, les producteurs renouvelables sont totalement exposés aux prix du marché de gros, et le niveau de rémunération est connu à l'avance. Cependant, cette exposition au risque entraîne la prise en compte de primes de risques dans le cadre d'investissements dans des nouveaux projets. A l'inverse, une prime variable limite l'exposition de ces producteurs aux mouvements de prix du marché de gros, tout en fournissant une meilleure prévision des revenus futurs pour les investisseurs ; cependant, le niveau global du montant des aides est moins prévisible.

Une approche par prime variable pourrait être adoptée sur le modèle anglais des CfD (Contracts for Difference) dont la conformité aux lignes directrices sur les aides d'État a récemment été approuvée par la Commission Européenne<sup>34</sup>. Dans ce modèle, le montant de la prime payée au producteur est défini par la différence entre le prix de référence du marché de gros (prix day-ahead) et un prix défini à l'avance (le strike price). Les producteurs vendent leur électricité sur le marché pour en obtenir les revenus afférents et sont responsables de leurs écarts. Le modèle anglais prévoit un paiement de la prime pour différence dépendant du sens. La prime est payée au producteur quand le prix de référence du marché est inférieur au strike price<sup>35</sup>. Si le prix du marché est supérieur au strike price, le producteur rembourse la différence entre les revenus qu'il perçoit sur le marché et les revenus qu'il perçoit au titre du strike price.

Cette approche permet aux investisseurs d'obtenir a priori une meilleure prévisibilité des revenus futurs, tout en limitant les variations des prix du marché de gros. Les producteurs participent au marché, car ils y perçoivent une partie significative de leurs revenus. De plus, étant donné que le niveau de prime baisse quand les prix du marché augmentent, et que les producteurs remboursent la différence si le prix de marché passe en-dessous du strike price, cette solution est particulièrement acceptable du point de vue des politiques publiques et des consommateurs. Enfin, ce mécanisme donne un montant total fixe et garanti pour chaque MWh de production, tout en laissant au producteur un moyen de gérer le risque lié à la différence de prix entre ce montant total fixe et le prix du marché de gros<sup>36</sup>.

<sup>34</sup> [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-14-866\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-866_en.htm)

<sup>35</sup> Une autre caractéristique est qu'aucune aide ne sera versée en cas de périodes de prix négatifs de plus de six heures.

<sup>36</sup> Le niveau de ce risque dépend de la capacité du producteur à capter le prix de marché :

- Si un producteur bat le marché (vend plus haut que le prix de marché de référence), il gagne un revenu supplémentaire
- Si un producteur vend sa production au prix de marché, il n'a ni gain, ni perte supplémentaire
- Si un producteur vend sa production en-deçà du prix de marché de référence, il subit une perte

Une approche par prime fixe est beaucoup plus simple à mettre en œuvre d'un point de vue administratif, car elle est basée sur un niveau de complément de rémunération prédéfini et des flux de paiement simples. Les producteurs obtiennent toujours des revenus de leurs ventes sur le marché de gros, mais le niveau de la prime ne dépend pas du niveau du prix de marché. Ceci peut créer un effet d'aubaine pour ces producteurs si les prix de marché sont élevés. L'inverse est également vrai : si les prix de marché sont faibles, le niveau total de rémunération (marché+prime fixe) peut ne pas être suffisant aux yeux des producteurs. La conséquence directe est une moindre certitude sur les revenus totaux, ce qui augmente le niveau de coût du capital requis par les investisseurs<sup>37</sup> et donc le montant financier global nécessaire pour faire aboutir des projets. Pour contrer ce risque, des niveaux plancher et plafond peuvent être rajoutés au niveau total de la rémunération (marché+prime), afin de créer un tunnel dans lequel les revenus futurs pourront se situer ; des contraintes globales peuvent également être imaginées sur la totalité du montant des primes allouées. Néanmoins, l'exposition au risque de marché reste une composante essentielle de cette approche par prime fixe.

La Figure 8 illustre les 2 approches (prime variable avec différenciation en fonction du sens et prime fixe).

---

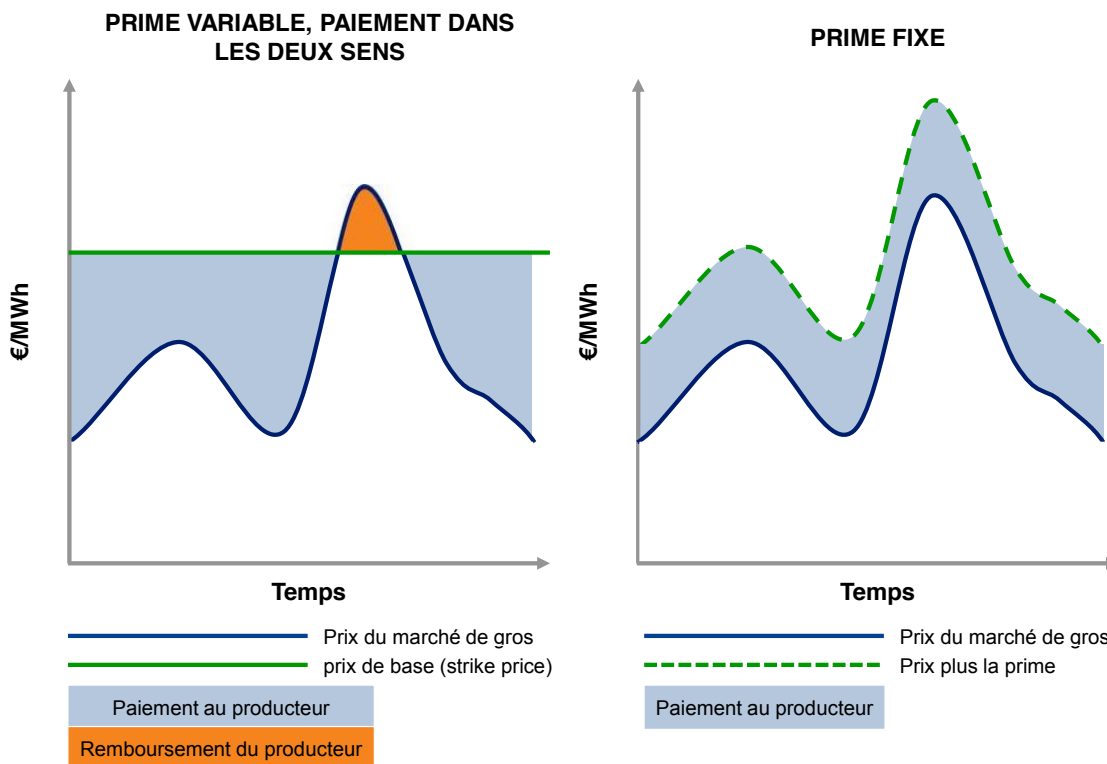
Par ailleurs, la capacité du producteur à réaliser le prix de marché dépend également de son accès au marché. Si ce producteur signe un PPA avec un acteur, la production sera vendue à un prix inférieur à une situation où le producteur le vend directement sur le marché de gros. Cependant, dans les deux cas, un risque de prix subsiste entre le prix en temps réel sur le marché et le prix de référence de marché choisi pour le calcul de la prime variable.

<sup>37</sup> Lors de la phase d'étude des propositions de réforme du marché électrique anglais, les analyses du Ministère de l'Énergie anglais ont montré que les barrières à l'investissement dans l'éolien terrestre sont :

- pour un acteur intégré (production+fourniture) : 0,3 % inférieures sous un mécanisme en de tarif de rachat ou de prime variable en comparaison avec un mécanisme de prime fixe ;
- pour un producteur indépendant : 1,4 % inférieures sous un mécanisme de tarif de rachat et 1,1 % inférieures sous un mécanisme de prime variable en comparaison avec un mécanisme de prime fixe.

« Electricity Market Reform », Document de consultation, DECC, Décembre 2010.

Figure 8 – Illustration des approches par primes variables et primes fixes



Notre recommandation est **la mise en place d'un complément de rémunération basé sur une approche par prime variable**. L'approche par prime fixe expose les renouvelables à des prix de marché qui évoluent en dehors de leur contrôle, et augmentera les coûts d'investissement dans des nouvelles installations. La prime variable limite cette exposition, et apporte de meilleures garanties aux investisseurs. Elle nécessite pour les producteurs une interaction avec le marché, permettant de sécuriser les revenus qui en proviennent.

Etant donné que la prime est variable, le coût total du mécanisme de complément de rémunération doit être maîtrisé par l'application d'un mécanisme de contrôle tel que nous le décrivons ci-après. Comme mentionné, ce système a déjà été approuvé par la Commission Européenne, pour son application en Angleterre.

Les bases permettant de définir le prix de base (strike price) et le prix de référence du marché de gros sont des éléments de définition importants. Les bases de formation du prix de base (strike price) sont liées au processus d'allocation de ces primes, et établies ci-après dans la Section 5.2.2. Le prix de référence pour le marché doit être défini pour permettre une gestion opérationnelle du risque de prix optimale, et doit être basé sur un marché suffisamment liquide. Pour l'éolien en France, la sélection des références de prix day-ahead semble appropriée, étant donné la dépendance de la production éolienne aux conditions météorologiques dont les prévisions s'améliorent à mesure que l'on s'approche du temps réel. Par ailleurs, le marché day-ahead est d'une liquidité raisonnable pour permettre les activités de négoce à cette échéance.

Afin de répondre aux lignes directrices des aides d'État, des mesures doivent être prises pour s'assurer que le mécanisme de soutien n'incite pas les producteurs à produire lors des épisodes de prix négatifs. Le problème provient du fait que les producteurs dont les



coûts marginaux court terme sont faibles à nuls peuvent proposer des offres de vente à prix négatifs afin de continuer à produire tout en recevant les primes de soutien fournies en dehors du marché. Ceci crée des prix négatifs artificiels, qui distordent la formation du prix et l'efficacité du dispatch qui en résulte. L'approbation récente par la Commission Européenne des règles anglaises sur les CfD a tout particulièrement pointé qu'à partir de 2016, aucun soutien ne serait fourni pour les périodes de prix négatifs supérieurs à 6 heures consécutives<sup>38</sup>. Cet aspect du mécanisme de rémunération anglais a pour objectif particulier de résoudre le problème de production lors des événements de prix négatifs. En Allemagne, la prime de marché payée aux producteurs renouvelables est également calculée pour ne pas surpayer les installations qui sont contrôlables (éolien et solaire) en les incitant également à ne pas produire durant ces épisodes. Afin d'être conforme à cet aspect des exigences des lignes directrices sur les aides d'État, la proposition de mécanisme à prime variable doit être complétée par **une limitation du complément de rémunération à un niveau nul pour les producteurs dont les coûts marginaux court terme sont nuls, lors d'épisodes de prix négatifs**. Ceci pourra contrecarrer les volontés de ces producteurs de proposer sur le marché leur production à un prix négatif, et de déstabiliser la formation du prix<sup>39</sup>.

Le consommateur supportera l'enveloppe globale des primes octroyées aux producteurs renouvelables. Il est nécessaire de **mettre en place un mécanisme de contrôle des coûts**. Ce mécanisme doit fonctionner à partir d'un montant total de référence supportable par les consommateurs, plutôt qu'en fonction des coûts réels du mécanisme de rémunération. Le principal argument pour cela provient du fait que c'est bien le coût total de l'électricité qui importe aux consommateurs finaux, plutôt que la composante simple du coût du mécanisme de complément de rémunération, qui de plus variera en fonction des tendances du marché. Ce montant total de référence doit être basé sur une vision prospective des prix pour les consommateurs finaux (et exprimée par une plage de valeurs), développée en concertation avec les différentes parties prenantes. Les engagements à fournir une enveloppe de rémunération des renouvelables peuvent alors être amendés pour refléter les variations des prix du marché par rapport à l'anticipation faite du montant total de référence. Ceci permet d'introduire une certaine flexibilité dans la gestion de l'allocation des primes, plutôt qu'une limite stricte dictée a priori et inflexible.

### 5.2.2 Allocation et montant des primes

La volonté de fonder la rémunération des renouvelables sur des mécanismes de marché signifie également qu'il faut allouer ces primes par des mécanismes de marché. Les lignes directrices sur les aides d'État exigent qu'à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017 les nouveaux compléments de rémunérations soient octroyés à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, sauf dans le cas où certains critères s'appliquent :

- L'existence d'un nombre très limité de projets éligibles ;
- La démonstration qu'une telle mise en concurrence entraînerait une hausse des niveaux d'aide ; ou
- La démonstration qu'une telle mise en concurrence entraînerait de faibles taux de réalisation des projets.

---

<sup>38</sup> [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-14-866\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-866_en.htm)

<sup>39</sup> Un système similaire pourrait être également exploré pour les producteurs renouvelables recevant un complément de rémunération et dont le coût marginal court terme n'est pas nul (la biomasse par exemple).

**Les mécanismes d'enchères ou des appels d'offres doivent être, à terme, les moyens d'allouer les compléments de rémunération aux EnR.** Ces mécanismes pourront être mis en place quand les conditions de concurrence sur le marché seront remplies, ce qui n'est pas encore le cas actuellement. En effet, cette solution ne pourra pas être mise en place à court terme en France. Actuellement, une procédure de mise en concurrence déboucherait très probablement sur un coût global très élevé, ainsi que sur un nombre très limité de réalisations réelles, compte tenu des primes de risques liées à l'incertitude et aux délais actuels de raccordement. **Tant que l'accès au réseau n'aura pas été amélioré, et qu'une plus grande sécurité ne sera pas donnée aux développeurs de projets, la procédure de mise en concurrence ne sera pas appropriée pour octroyer les aides aux EnR.**

A titre transitoire, l'allocation des primes devrait se faire par un processus administratif, avec une différenciation par technologie, afin de faire participer toutes les technologies. Le prix sera déterminé par un organisme public à définir, pour refléter le prix « pay-as-clear » de chaque technologie. Ce processus transitoire doit être limité dans le temps, et la durée de son application doit dépendre de l'appréciation du temps nécessaire de mise en place des recommandations que nous proposons concernant l'accès au réseau. Cette mesure administrative transitoire constitue une passerelle vers un mécanisme davantage fondé sur le marché.

## 6. MARCHE DE DETAIL

Alors que le mix de production change avec la pénétration croissante des technologies renouvelables, telles que l'éolien ou le solaire, la demande électrique et le marché de détail évoluent également.

Une plus grande électrification des moyens de production de chaleur et des moyens de transport résultera en une augmentation de la demande globale, alors que l'avancée des technologies 'smart' détient le potentiel pour modifier les schémas de consommation et pour faciliter une meilleure intégration de la gestion dynamique de la demande au sein du marché, permettant d'équilibrer l'intermittence de la production. La perception du public de la valeur de l'énergie verte est également capitale pour le développement de la production renouvelable. Dans les cas où les consommateurs valoriseraient l'énergie verte, les fournisseurs devraient être en mesure d'en tenir compte et de le refléter dans leurs offres et ainsi d'encourager une demande de garanties d'origine pour soutenir leurs approvisionnements en électricité verte.

Nous focalisons notre attention sur les éléments suivants :

- Encourager la valorisation de l'électricité « verte » ; et
- Les compteurs intelligents et la gestion dynamique de la demande.

### 6.1 Situation actuelle

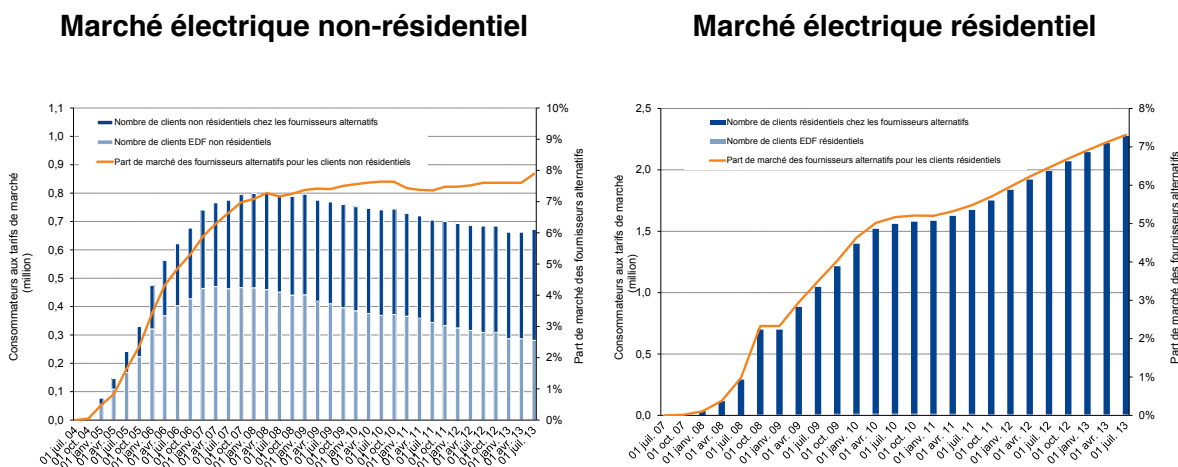
#### 6.1.1 Contexte en France

La libéralisation du marché français s'est effectuée en plusieurs phases durant lesquelles les consommateurs ont été libres de choisir leur fournisseur, et ce à partir du 1er Juillet 2007 pour les résidentiels. La Figure 9 montre l'évolution du nombre de consommateurs (résidentiels et non-résidentiels) passant à des tarifs de marché au sein du marché de détail de l'électricité français. La libéralisation a été un processus lent au départ dans le segment résidentiel, mais est désormais sur une tendance de croissance continue telle que le prouve la part de marché croissante des fournisseurs alternatifs. D'après la CRE, à fin juin 2013, 2,28 millions de foyers (sur un total de 31 millions) étaient passés aux offres de marché, au sein desquels moins de 0,5% étaient restés chez leur fournisseur historique<sup>40</sup>.

---

<sup>40</sup> CRE, 'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz – 2<sup>e</sup> trimestre 2013', T2 2013.

Figure 9 – Evolution du nombre de consommateurs passant en offres de marché



Source: CRE

Les tarifs régulés d'EDF pour les commerces et les consommateurs industriels seront supprimés à la fin de 2015, les tarifs régulés restant accessibles aux résidentiels.

Alors que le marché de détail est encore largement approvisionné aux tarifs régulés, le développement par les fournisseurs d'offres innovantes (incluant des offres d'énergie verte ou assorties de prix dynamiques) reste limité.

- L'énergie verte n'est pas encore valorisée par les consommateurs finals. La CSPE, qui couvre principalement les coûts des tarifs de rachat pour les renouvelables et la péréquation tarifaire avec les territoires d'outre-mer, est payée par l'ensemble des consommateurs et est soit ignorée, soit vue comme un coût additionnel sur la facture ; et
- Un petit nombre d'offres avec des prix dynamiques est mis en place pour certains contrats, dont des contrats régulés (heures pleines / heures creuses), mais les services de gestion dynamique de la demande, grâce auxquels les consommateurs peuvent réagir aux prix de marché dynamiques, restent encore marginaux.

### 6.1.2 Problèmes rencontrés

Les implications des éléments cités précédemment sont les suivantes :

- Actuellement, les producteurs renouvelables indépendants bénéficient d'un nombre limité d'opportunités pour vendre leur électricité aux fournisseurs, ce qui pourrait devenir problématique alors qu'un grand nombre d'installations sortent du mécanisme de tarifs de rachat, ou lorsque des modifications seront apportées au schéma de rémunération.
- La gestion dynamique de la demande et la tarification dynamique sont actuellement limitées et empêchent donc les consommateurs de réagir aux signaux de prix et de fournir de la flexibilité au marché.

## 6.2 Recommandations

La valeur que les consommateurs associent à l'énergie verte n'est pas encore évaluée. D'autre part, la possibilité qu'offre l'effacement à fournir de la flexibilité au marché est

relativement inexploitée. Pour pallier cela, nous proposons les recommandations suivantes.

### 6.2.1 Valeur verte

La sortie progressive des tarifs régulés pour une partie des consommateurs et l'augmentation croissante des options de marché offrent une opportunité pour **les fournisseurs d'accroître leurs « offres d'énergie verte » dans la fourniture**. De telles offres permettent aux consommateurs de souligner leur volonté de payer pour de l'énergie verte. Là où il y a une volonté de payer, la demande pour des garanties d'origine (GO) et leur valeur seront stimulées. Cela créera une incitation pour les fournisseurs de contractualiser avec des producteurs d'énergie renouvelable lorsqu'ils sortiront du mécanisme de tarif de rachat, afin de sécuriser les GO et par conséquent d'être capables de prouver le caractère 'vert' de leur production. Ainsi, cela créera également de la valeur pour les producteurs renouvelables au travers des échanges des GO sur le marché, en plus de leurs revenus de production. Les incitations pour les consommateurs à considérer l'électricité renouvelable dans leurs achats d'énergie peuvent être renforcées en rassurant les consommateurs sur le fait qu'ils ne paient qu'une seule fois pour la composante d'énergie verte – soit la valeur des garanties d'origine, soit la composante verte de la CSPE, mais pas les deux.

Le développement des offres d'électricité verte pourrait être stimulé en exigeant des organismes publics lançant des appels d'offres pour leur fourniture d'électricité qu'ils incluent une part spécifique d'électricité verte pour couvrir leurs besoins globaux. Cela pourrait aider à lancer les offres vertes auprès d'un plus grand nombre de consommateurs.

### 6.2.2 Compteurs intelligents et gestion dynamique de la demande

A la suite d'une période de test et d'une analyse coûts-bénéfices, la CRE a rendu sa décision le 7 Juillet 2011 recommandant au gouvernement français le déploiement complet des compteurs intelligents 'Linky'. Cela a été formellement adopté par le gouvernement en septembre 2011 et publié au Journal Officiel le 10 février 2012. Courant 2013, ERDF a publié son calendrier de déploiement, mais il est peu probable que l'objectif de la Directive Européenne 2009/72/CE, dans laquelle 80% des clients devraient être équipés avant 2020, soit atteint. Des travaux sont en cours de réalisation par la CRE pour établir un cadre de régulation approprié pour Linky.

Le déploiement en cours des compteurs intelligents 'Linky' offre une opportunité d'atteindre une plus grande participation à l'effacement au sein du marché, et est lié au plus grand développement des 'réseaux intelligents' en France. Pour tirer profit des fonctionnalités des compteurs intelligents, ce déploiement doit être couplé à une **tarification dynamique et horaire** afin de favoriser des comportements sensibles aux prix par de l'effacement et des mécanismes permettant **aux sources agrégées d'effacement** de participer au marché de façon responsable. Cela pourrait apporter de nouvelles sources de flexibilité aux marchés intrajournaliers et aider à équilibrer l'apport de l'éolien. Le déploiement de 'Linky' offre une possibilité de parvenir à ce résultat, si l'opportunité est transformée.

## 7. MARCHÉ DU CARBONE

La décarbonisation du secteur de l'électricité est décisive dans les plans européens visant à réduire les émissions de carbone, dans l'effort de s'attaquer au problème du changement climatique. Mais un dilemme en matière de politiques publiques existe sur la manière d'atteindre cet objectif. La plupart des parties prenantes soutient une approche basée sur le marché dans laquelle un régime d'établissement des prix du CO<sub>2</sub> élevé favorise les investissements dans la production à faibles émissions de carbone. Cependant, dans les faits, les politiques gouvernementales locales, telles que les soutiens financiers directs ou les mécanismes de souscription de capacité, sont de plus en plus utilisés pour fournir le mix de production 'requis' (décarboné).

Cette partie se focalise sur les difficultés rencontrées jusqu'à présent dans le marché du carbone et les options pour l'améliorer afin de mieux favoriser un système de valorisation du carbone permettant d'engendrer des investissements « bas carbone » dans le futur.

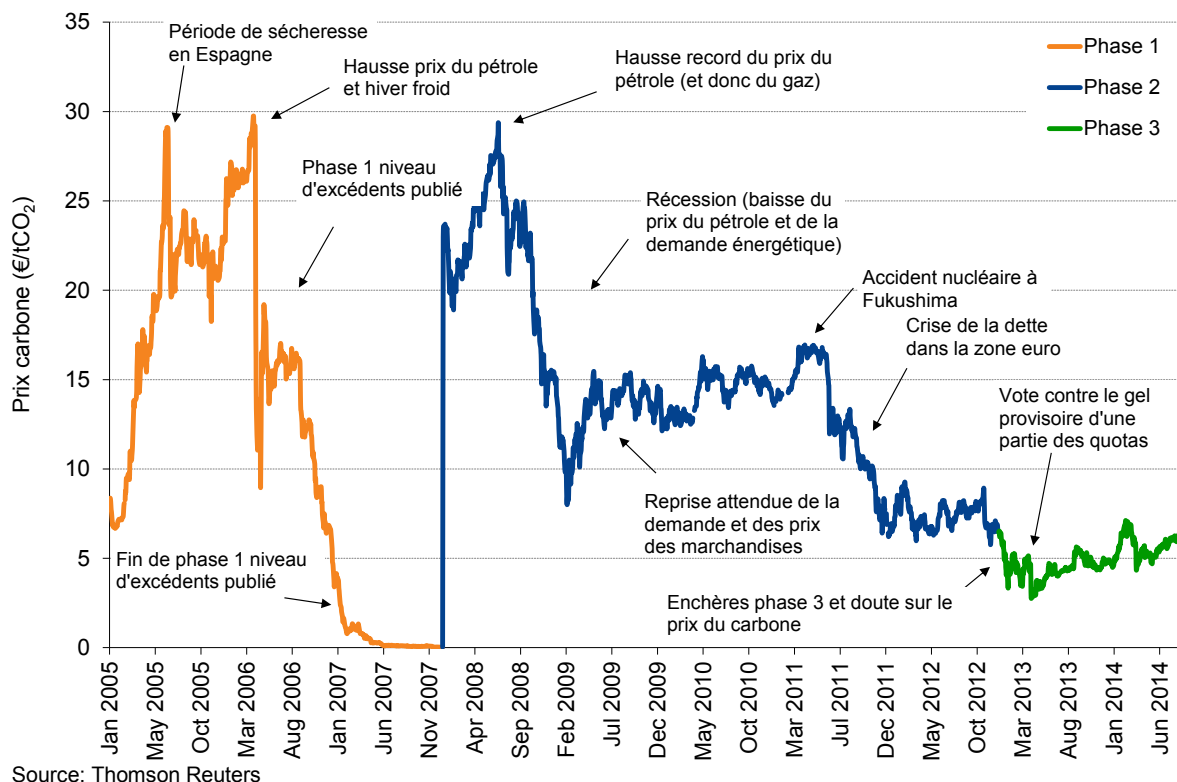
### 7.1 Situation actuelle

#### 7.1.1 Contexte en Europe

Dans un marché du carbone efficace, les investissements « bas carbone » devraient être engendrés sans soutien spécifique aux projets. Des investisseurs considérant un projet potentiel sobre en carbone, soutenu par un régime d'établissement du prix du carbone, auraient alors à se forger une opinion sur la trajectoire du prix du carbone et le prix de l'électricité en résultant, pour la durée de vie économique du projet. Il est crucial que cette opinion soit convaincante pour les investisseurs. Tout écart entre les prix du carbone effectifs (et par là-même de l'électricité) et ceux anticipés au moment de l'investissement se traduit par un risque financier, augmentant le coût du projet (prime de risque) ou retardant l'investissement.

Cependant, l'expérience des Phases II et III de l'EU ETS souligne, comme le montre la Figure 10, que les prix du carbone ont été insuffisants pour permettre les investissements dans la production décarbonée. Le marché actuel du carbone n'est pas une proposition attractive pour les investissements « bas carbone ». Par conséquent, il y a une confiance grandissante de l'Europe tout entière dans des mécanismes de soutien permettant les investissements dans les énergies renouvelables.

Figure 10 – Prix spot du carbone dans les EU ETS



### 7.1.2 Problèmes rencontrés

Dans ce contexte, les investisseurs n'ont pas confiance dans le prix du carbone pour rentabiliser leurs installations d'énergies renouvelables sans un système de rémunération spécifique en France et en Europe de manière générale. Cela a influé négativement sur les prix du carbone déjà faibles car le niveau d'investissements produit par le soutien direct n'est pas reflété par le niveau d'allocations disponibles dans l'EU ETS.

## 7.2 Recommandations

L'objectif ultime à long terme, pour un marché du carbone efficace, est :

- De permettre les investissements dans la production décarbonée sans avoir besoin de soutien hors-marché ; et
- D'intégrer complètement cette production décarbonée dans le marché.

Un tel régime internalise une valeur du carbone plus appropriée dans la formation des prix de gros et offre une plus grande robustesse pour les investisseurs dans les revenus qu'ils tirent de ces investissements sur les marchés de gros.

Cela réduit le recours aux schémas de soutien aux renouvelables, car la valeur de l'externalité du carbone est mieux reflétée directement dans les prix de gros. Durant la transition vers un tel régime, des effets différenciés pourront advenir entre les technologies à faibles émissions de carbone.

Une solution de valorisation du carbone est neutre sur le plan technologique, le prix marginal du carbone, par son influence sur le prix de gros, induisant un important élément de rémunération pour tous les investisseurs bas carbone. Il n'est pas possible de

discriminer par les prix les différentes options décarbonées et d'offrir un soutien différencié ou encadré aux technologies/projets individuels et basé sur les coûts sous-jacents. La neutralité technologique fournit des incitations pour le développement d'alternatives moins chères dans la mesure où elle permet de toucher une rente inframarginale, ce qui est positif pour l'efficacité du résultat global.

Cependant, pendant la transition vers un tel régime, la capacité des projets à capter cette rente variera. Les différences sont indiquées de manière simplifiée ci-dessous :

- Les projets renouvelables existants soutenus par le régime passé ou les tarifs de rachat fixes ne peuvent pas capter de gain additionnel, puisque leur revenu est déterminé par les tarifs ;
- Les projets renouvelables futurs soutenus par une prime variable (par exemple les Contracts for Difference ou CfD) peuvent capter des revenus globaux croissants, alors que le montant des aides octroyées se réduira proportionnellement ; et
- Les projets renouvelables futurs soutenus par une prime fixe peuvent capter de la valeur de sources de revenus croissants, tout en recevant la prime fixe.

Produire un marché du carbone amélioré et crédible pour déclencher des décisions d'investissement prendra du temps et exigera un engagement important des décideurs publics et des acteurs du marché. De plus, il s'agit d'un objectif à long-terme, qui doit rester à l'esprit des décideurs d'aujourd'hui. Dans ce contexte, nous formulons les recommandations suivantes.

### 7.2.1 *Cadre crédible*

La robustesse pour les investisseurs (et le coût du capital) pourrait être améliorée par une crédibilité institutionnelle accrue. Idéalement, cela pourrait prendre la forme d'**accords ou de traités internationaux** (de préférence mondiaux, sinon européens).

Dans la mesure où les gouvernements s'appuient sur les revenus d'allocations du CO<sub>2</sub> (ou sa taxation) ou, alternativement, sur l'ampleur de « l'économie verte », la crédibilité future d'un marché du carbone est en passe d'être renforcée.

### 7.2.2 *Mécanismes de flexibilité*

Le marché du carbone est une construction politique, et par conséquent, entièrement dépendant du changement de politique. Une **banque du carbone indépendante** pourrait être créée pour réduire cette influence. Avec cette approche, les gouvernements fixent les objectifs des politiques de décarbonisation pour le futur, mais la banque du carbone est indépendante dans sa gestion du marché du carbone pour atteindre les objectifs.

Une banque du carbone pourrait aussi supprimer le problème de la crédibilité long terme du marché en offrant des contrats sur le prix du carbone, en substance une **option de vente**, ou toute autre forme de compensation, dans le cas où le marché du CO<sub>2</sub> serait affaibli dans le futur.

En plus, des **mécanismes prédéterminés d'ajustement**, tels que la Réserve de Stabilité actuellement en discussion, peuvent permettre d'améliorer le fonctionnement du marché et donc de renforcer à long terme la crédibilité du marché du carbone. De tels mécanismes devraient être mis en œuvre afin d'atteindre leurs objectifs.



### 7.2.3 *L'utilisation des revenus provenant de la vente des crédits carbone*

Un facteur sous-jacent déterminant, au-delà d'un régime crédible de valorisation du carbone est l'acceptation par les consommateurs d'énergie du niveau des coûts de la décarbonisation, et leur volonté de payer pour cela.

Une solution de valorisation du carbone est neutre sur le plan technologique, le prix marginal du carbone, par son influence sur le prix de gros, induisant un important élément de rémunération pour tous les investisseurs décarbonés. La neutralité technologique fournit des incitations pour le développement d'alternatives moins chères dans la mesure où elle permet de toucher une rente inframarginale.

S'il y a une perception que la rente inframarginale (profit) est 'trop élevée' (par exemple comme pour l'éolien ou le nucléaire actuellement), conduisant à des problèmes d'acceptabilité par le grand public, une option est de **renverser les revenus provenant de la vente des crédits carbone au profit des consommateurs** d'électricité (résidentiels et/ou industries électro-intensives). Cette option maintiendrait le niveau de surplus des producteurs mais offrirait une réduction des coûts aux utilisateurs finaux, rendant les revenus associés plus acceptables.

## 8. RECOMMANDATIONS ET PROCHAINES ETAPES

On observe une tendance claire en France, et à travers l'Europe plus généralement à une modification des architectures de marchés et des mécanismes rémunération des EnR. Il existe deux objectifs indissociables pour écrire les futures règles du marché de l'électricité : intégrer les EnR au sein du marché et faire que ce marché s'adapte à un fort développement de ces énergies. L'objectif ultime est de supprimer à terme les mécanismes de rémunération mis en place pour les EnR.

Pour contribuer à la réalisation de ces objectifs, nous proposons une série de recommandations qui couvrent le marché du carbone et la rémunération des énergies renouvelables, l'accès au réseau, les règles du marché de gros et du marché de détail. Nos recommandations sont résumées dans le Tableau 4.

Les principaux messages de ces recommandations par éléments-clés sont les suivants :

- **Accès au marché** – Les acteurs de marché devraient bénéficier de règles et de droits clairs d'accès au réseau et de raccordements sans retard, à un coût raisonnable.
- **Marché de gros** – Une liquidité accrue et des produits adéquats devraient être disponibles pour permettre aux acteurs de marché de mieux gérer leurs positions commerciales.
- **Règles d'ajustement** – Les règles d'ajustement devraient prévoir des incitations appropriées et des outils pour gérer le risque de déséquilibre.
- **Rémunération complémentaire pour les EnR** – Ces rémunérations devraient être fondées sur le marché avec une architecture appropriée permettant l'intégration.
- **Marché de détail** – Le marché de détail devrait valoriser l'énergie verte, ainsi que la fourniture de flexibilité par les consommateurs.
- **Marché du carbone** – A long terme, un système de valorisation du carbone bien conçu devrait prévaloir sur le soutien aux EnR. Cependant, cela ne peut pas être atteint sans un marché du carbone crédible et durable dans toute l'Europe.

Ces recommandations offrent des solutions pratiques pour améliorer l'architecture du marché français de l'électricité. Elles prévoient plus de robustesse dans l'accès au réseau, une amélioration des voies d'accès au marché de gros, tout en intégrant les EnR. Fondamentalement, ces propositions peuvent constituer une passerelle vers l'objectif ultime de l'élimination des mécanismes de soutien aux EnR actuels.

Les recommandations sont présentées comme un ensemble de mesures complémentaires et indissociables à implémenter en parallèle pour soutenir l'intégration des EnR au marché. Elles améliorent les mécanismes de marché pour permettre aux producteurs d'énergie renouvelable de gérer les risques liés au marché et à la responsabilité d'équilibre. Sans cet ensemble de recommandations, les parties auront une capacité réduite à gérer le risque de marché, ce qui est susceptible de contrecarrer le bon fonctionnement du marché et d'augmenter les prix pour les consommateurs.

Les recommandations portent sur des règles applicables aux projets futurs (nouvelles capacités). Les règles applicables aux projets existants (capacités déjà en exploitation) devraient continuer à fonctionner comme actuellement, pour éviter tout changement rétroactif et son effet déstabilisateur pour les investisseurs. Par conséquent, il est

essentiel que les règles de soutien actuelles soient considérées comme acquises pour les projets en développement décidés avant la date d'application des nouvelles .<sup>41</sup>

---

<sup>41</sup> Il peut être intéressant de proposer aux installations régies par le mécanisme de soutien actuel d'opter pour le nouveau régime, sous certaines conditions.

**Tableau 4 – Résumé des recommandations par module**

Module	Objectif	Recommandations
Accès au réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>Améliorer la sécurité, la transparence, et la concurrence</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'accès au réseau devrait être proposé sur une base « raccordement puis contrôle » et les droits d'accès devraient être clairement définis et respectés</li> <li>La fourniture de travaux de raccordement devrait être soumise à une concurrence efficace</li> <li>Les frais de raccordement payés par les producteurs ne devraient couvrir que les coûts des travaux locaux / non cœur de réseau (partagés par tous les utilisateurs)</li> <li>La réglementation réseau peut être améliorée afin de mieux aligner les intérêts des opérateurs de réseau à ceux de ses utilisateurs et d'assurer le développement de l'infrastructure dans les délais impartis. Cela nécessiterait une extension des pouvoirs du régulateur sur les opérateurs de réseaux de distribution</li> </ul>
Marché de gros	<ul style="list-style-type: none"> <li>Améliorer l'accès au marché et développer des produits adaptés, ainsi que la transparence</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les enchères intrajournalières devraient être développées pour les échanges internes, et éventuellement étendues à un accès à la capacité transfrontalière intrajournalière</li> <li>Un mécanisme d'acheteur de dernier recours devrait soutenir le développement des options d'accès au marché</li> <li>Des produits de négoce devraient être disponibles à la maille demi-horaire, si possible pour des transactions transfrontalières</li> <li>Les historiques et les prévisions de production devraient être mis à disposition, par technologie, au niveau du transport et de la distribution</li> <li>Une place de marché centralisée des garanties d'origine devrait être créée</li> </ul>

Module	Objectif	Recommandations
Règles d'ajustement	<ul style="list-style-type: none"> <li>Assurer un prix des déséquilibres reflétant réellement les coûts</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le règlement des déséquilibres devrait avoir une structure de prix unique, et non duale</li> <li>Les nominations commerciales devraient pouvoir s'effectuer au plus près de la livraison effective</li> </ul>
Rémunération complémentaire pour les EnR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fonder la rémunération des EnR sur le marché tout en limitant l'exposition aux risques non maîtrisables</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les futurs mécanismes de rémunération des EnR en France devraient être basés sur une approche de prime variable en complément du prix de marché, avec un mécanisme de contrôle des coûts liés à l'ensemble rémunérations complémentaires accordées</li> <li>En période de prix négatifs, le niveau de complément de rémunération des centrales à coût marginal nul devrait être nul</li> <li>A terme, lorsque les conditions de concurrence seront remplies, les primes pourront être allouées aux enchères ou par appel d'offres</li> <li>À titre transitoire, les primes devraient être allouées par un processus administratif, avec une différenciation par technologie, et un prix qui reflète le « pay-as-clear » de chaque technologie</li> <li>Le soutien aux projets existants devrait être considéré comme acquis</li> </ul>
Marché de détail	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valoriser l'énergie verte ainsi que la fourniture de flexibilité par les consommateurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les clients (en particulier les entités publiques) devraient être incités à fixer une part spécifique d'énergie verte dans leurs appels d'offres</li> <li>Le déploiement des compteurs intelligents devrait être couplé avec une tarification horaire et/ou dynamique afin de favoriser un signal prix déclenchant des comportements vertueux de la part consommateurs et des mécanismes permettant une agrégation de ces réactions pour participer au marché</li> </ul>

Module	Objectif	Recommandations
Marché du carbone	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Permettre au marché du carbone de prendre le relais du soutien aux EnR dans un cadre durable et crédible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Accroître la crédibilité institutionnelle du marché du carbone dans le cadre d'accords internationaux, de préférence européens ou mondiaux</li> <li>▪ Des mécanismes prédéterminés d'ajustement, tels qu'une Réserve de Stabilité actuellement en discussion, peuvent permettre d'améliorer le fonctionnement du marché</li> <li>▪ Les revenus provenant de la vente des crédits carbone devraient être utilisés au profit des consommateurs (résidentiels et/ou industries électro-intensives)</li> </ul>

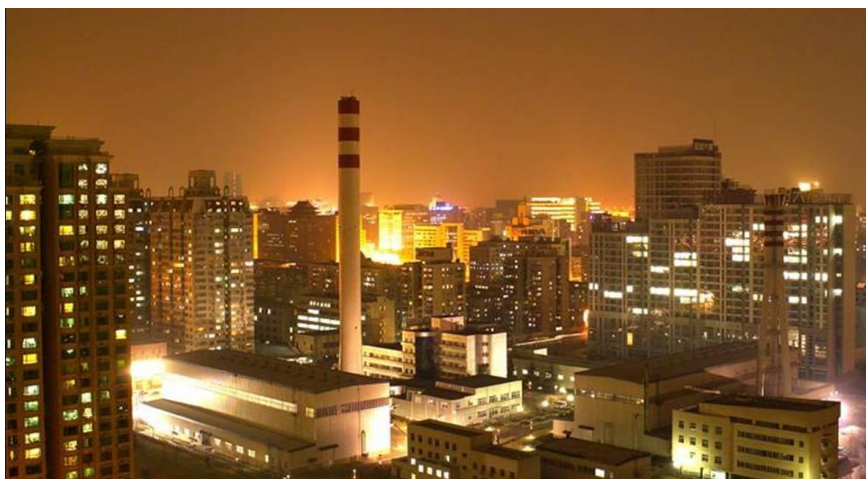
Le Tableau 5 met en évidence, pour chacun des modules de l'architecture de marché dans lesquels des propositions ont été faites, les conséquences possibles de l'absence de la mise en œuvre de ces recommandations.

**Tableau 5 – Conséquences de l'absence de mise en œuvre des recommandations**

Module	Objectif	Recommandation
Accès au réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>Améliorer la sécurité, la transparence, et la concurrence</li> </ul>	L'incertitude persistante pour les développeurs sur les délais, les coûts de raccordement, et la non fermeté de l'accès opérationnel va ralentir la réalisation des projets et augmenter leurs coûts
Marché de gros	<ul style="list-style-type: none"> <li>Améliorer l'accès au marché et développer des produits adaptés, ainsi que la transparence</li> </ul>	La persistance d'un faible niveau de liquidité sur le marché intrajournalier et l'absence de produits demi-horaires (transfrontaliers) limitera la capacité des producteurs à gérer les risques liés à la responsabilité d'équilibre
Règles d'ajustement	<ul style="list-style-type: none"> <li>Assurer un prix des déséquilibres reflétant réellement les coûts</li> </ul>	Le maintien d'un prix dual de règlement des écarts continuera de sous-évaluer les déséquilibres dans la direction opposée à la position du système, pourtant vertueux, affectant particulièrement la production indépendante
Rémunération complémentaire des EnR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fonder la rémunération des EnR sur le marché tout en limitant l'exposition aux risques non maîtrisables</li> </ul>	Une fois que l'ensemble des recommandations permettant l'intégration des énergies renouvelables au marché aura été mis en place, de nouveaux mécanismes de rémunération des ENR pourront être mis en œuvre avec un équilibre risque/opportunité raisonnable. Entretemps, le tarif de rachat existant peut être prolongé conformément aux lignes directrices des aides d'État
Marché de détail	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valoriser l'énergie verte ainsi que la fourniture de flexibilité par les consommateurs</li> </ul>	L'énergie verte sera sous-évaluée et la possibilité pour les consommateurs de contribuer à un système plus efficace ne pourra pas être mise en œuvre
Marché du carbone	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permettre au marché du carbone de prendre le relais du soutien aux EnR dans un cadre durable et crédible</li> </ul>	Si le marché du carbone reste bas et si le système de soutien manque durablement de crédibilité, les coûts externes liés au carbone continueront à avoir un effet mineur sur la formation des prix de gros, rendant nécessaire l'extension de la période pendant laquelle un complément de rémunération pour les EnR est indispensable.

Pöyry est une société de conseil et d'ingénierie internationale. Nous servons nos clients à l'échelle mondiale dans les secteurs énergétiques et industriels et localement sur nos principaux marchés. Nous fournissons des services de conseil stratégiques et d'ingénierie, soutenus par une réelle expertise et une forte capacité de mise en œuvre des projets. Nos secteurs cibles sont la production d'électricité, la transmission et la distribution, l'industrie forestière, les produits chimiques et le bio-raffinage, le secteur des mines et métaux, le transport, l'eau et l'immobilier. Pöyry possède un vaste réseau de bureaux locaux employant environ 6.500 experts. Les ventes nettes de Pöyry en 2013 étaient de 650 millions d'euros et les actions de la société sont cotées sur le NASDAQ OMX Helsinki (Pöyry PLC: POY1V).

Pöyry Management Consulting fournit des services de conseils de pointe couvrant toute la chaîne de valeur de l'énergie, des forêts et d'autres industries de procédés. Notre branche Énergie est le leader dans le conseil stratégique, commercial, politique et réglementaire sur les marchés de l'énergie en Europe. Notre équipe Énergie de 200 spécialistes, située dans 14 bureaux dans 12 pays européens, propose une expertise inégalée dans le secteur de l'énergie en constante évolution.



**Pöyry Management Consulting**

