

DéRyptages

Mars / Avril 2014 • N°40

La lettre de la Commission
de régulation de l'énergie (CRE)



Dossier p. 10

Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine : le rapport de la CRE

Actualités

- p. 2** Interconnexion d'électricité – ElecLink, partiellement exemptée par la CRE et l'Ofgem
- p. 8** Marché du gaz européen – Tensions russo-ukrainiennes et prix du gaz

Parole à...

- p. 14** Dominique Ristori, Directeur général en charge de l'énergie à la Commission européenne
« Les régulateurs nationaux et l'ACER ont un rôle majeur à jouer dans le processus d'achèvement du marché intérieur de l'énergie. »

Vue d'Europe

- p. 16** Code de réseau électricité – 2014, une année charnière pour l'intégration des mécanismes d'ajustement en Europe

LES APPELS D'OFFRES POUR MIEUX CONTRÔLER LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

LA CRE A PUBLIÉ EN AVRIL UN RAPPORT DANS LEQUEL ELLE PRÉSENTE UNE ANALYSE DES COÛTS ET DE LA RENTABILITÉ DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'ÉNERGIES RENOUVELABLES EN FRANCE MÉTROPOLITAINE. L'ÉOLIEN TERRESTRE, LA BIOMASSE ET LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE SONT PASSÉS AU CRIBLE. POURQUOI ? PARCE QUE LE SECTEUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EST EN ÉVOLUTION PERMANENTE : PROGRÈS TECHNOLOGIQUES, MODIFICATIONS DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN PUBLIC, CONDITIONS DE FINANCEMENT DES PROJETS, ETC. ET PARCE QUE TOUS CES FACTEURS ONT UNE INCIDENCE DIRECTE SUR LA RENTABILITÉ DES INSTALLATIONS. À LA LUMIÈRE DES INFORMATIONS QU'ELLE A PU RECUEILLIR ET DE LEUR ANALYSE, LA CRE A FORMULÉ DANS SON RAPPORT PLUSIEURS OBSERVATIONS ET RECOMMANDATIONS.

Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine : le rapport de la CRE

3 190 M€

Surcoût lié au soutien à l'énergie solaire, éolienne et biomasse en France métropolitaine (prévisionnel 2014).

La CSPE totale est estimée à 6 186 M€.

À plusieurs reprises (en 2006 et en 2010 pour la filière photovoltaïque et en 2006 et 2008 pour la filière éolienne terrestre), la CRE a souligné dans ses avis sur les tarifs d'obligation d'achat la rentabilité élevée induite par les tarifs proposés par les ministres chargés de l'énergie successifs. Ces avis avaient été élaborés sur le fondement de données de coûts déclaratives, prévisionnelles ou normatives, généralement obtenues auprès des professionnels du secteur.

Le rapport publié par la CRE le 15 avril dernier établit, sur un panel représentatif d'installations, et pour la première fois sur le fondement de données avérées et vérifiées, la rentabilité des installations de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable. L'objectif est double. D'une part, s'assurer que le soutien public, financé par les consommateurs finals d'électricité, ne donne pas lieu à des profits excessifs, conformément à l'article 10 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. D'autre part,

vérifier que les tarifs d'obligation d'achat, en niveau comme en structure, sont adaptés aux réalités technologiques et industrielles des filières.

Ce rapport traite des filières de l'éolien terrestre, du solaire photovoltaïque et de la biomasse. Les deux premières sont les filières renouvelables qui représentent les montants de charges de service public les plus significatifs pour le consommateur. La biomasse a un développement plus incertain, le taux de non mise en service des projets lauréats des appels d'offres étant très élevé.

Initialement, le rapport devait également étudier la rentabilité de la filière cogénération. Les rares données recueillies n'ont pas permis de procéder à une analyse représentative des conditions économiques et de la rentabilité du parc français de cogénération. Ceci est d'autant plus regrettable que de nouvelles conditions tarifaires ont été mises en place à l'automne 2013 pour cette filière.

Représentativité de l'échantillon étudié par rapport au parc bénéficiant d'un dispositif de soutien au 31/12/2012

| Filière | Nombre d'installations | Puissance cumulée | Nombre d'installations retenues dans l'échantillon | Puissance cumulée de l'échantillon | Part de l'échantillon dans le parc |
|----------------|------------------------|-------------------|--|------------------------------------|------------------------------------|
| Éolien | 829 | 7 574 MW | 39 | 611 MW | 8,1 % |
| Photovoltaïque | 242 479 | 3 559 MW | 41 | 127 MW | 3,6 % |
| Biomasse | 23 | 263 MW | 6 | 38,8 MW | 14,7 % |

Afin de mener une analyse aussi fine que possible, la CRE a collecté un grand nombre de données. Elle a sélectionné, pour chacune des filières étudiées, un échantillon d'installations représentatif des conditions du parc installé en France métropolitaine, notamment en termes de types de producteurs et de localisation géographique.

L'analyse de la filière photovoltaïque a par ailleurs été élargie aux projets présentés dans le cadre des appels d'offres qu'elle a récemment instruits, pour lesquels des prévisions de coût sont disponibles.

Éolien terrestre

La filière éolienne terrestre est une filière mature, présentant de bonnes conditions de concurrence entre les acteurs. Le coût d'investissement, très largement prédominant dans le coût de production, est composé aux trois-quarts du coût des éoliennes, qui suit actuellement une tendance à la baisse vraisemblablement amenée à se poursuivre à l'avenir.

La faible différenciation tarifaire en fonction du productible des installations éoliennes terrestres offre aux installations les mieux situées (conditions de vent favorables) un niveau de rentabilité (TRI) très supérieur au coût moyen pondéré du capital (CMPC) de référence (environ 5 % après impôts, soit environ 8 % avant impôts) utilisé par la CRE pour élaborer ses avis sur les tarifs d'obligation d'achat.

Développer les ENR : pourquoi et comment ?

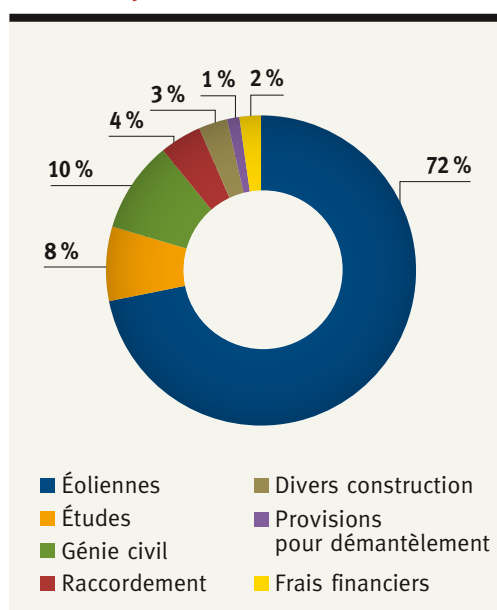
La France a pour objectif européen d'atteindre une part de 23 % d'énergie renouvelable dans sa consommation d'énergie finale en 2020. Traduit dans la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI), cet objectif se décline ainsi : 5 400 MW de solaire, 2 300 MW de biomasse et biogaz, 25 000 MW d'éolien et d'énergies marines (19 000 MW d'éolien terrestre et 6 000 MW d'éolien en mer et autres énergies marines), 3 000 MW d'énergie hydroélectrique.

Obligations d'achat et appels d'offres

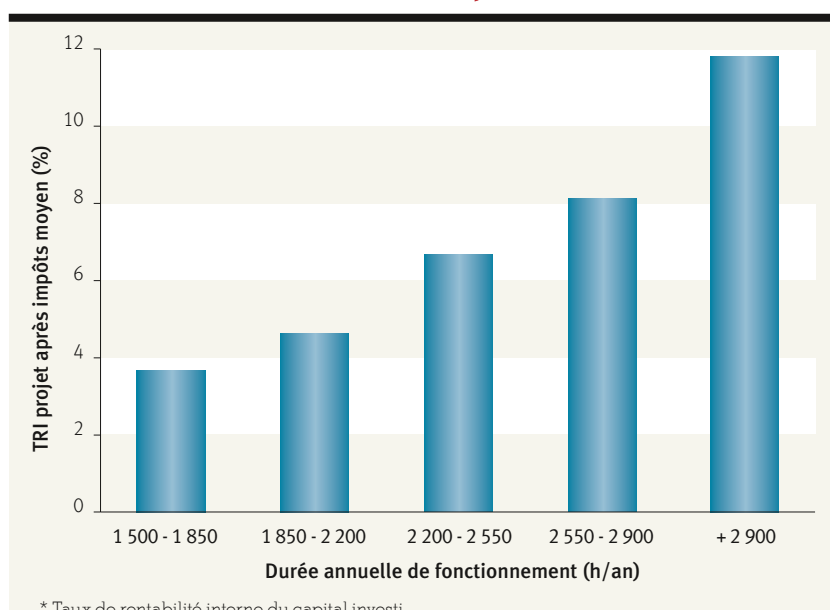
Pour favoriser l'essor des énergies renouvelables, les pouvoirs publics peuvent recourir à l'obligation d'achat et aux appels d'offres qui garantissent aux producteurs d'écouler leur production à un prix fixé. Dans le premier cas, les fournisseurs historiques (EDF et ELD) sont obligés d'acheter la production d'électricité verte à un tarif prédéfini, garanti sur 15-20 ans, supérieur au prix de marché et qui est fixé par arrêté ministériel après avis de la CRE. Concernant les appels d'offres, ce sont les lauréats qui proposent, dans leur offre, le tarif auquel ils souhaitent vendre leur production pendant 15-20 ans aux fournisseurs historiques obligés.

Le soutien aux énergies renouvelables induit des surcoûts pour les fournisseurs historiques. Ils leur sont compensés par la CSPE, la contribution au service public de l'électricité, payée par les consommateurs à hauteur de 16,5 €/MWh.

Répartition des investissements pour l'éolien terrestre



Moyenne des TRI* projet après impôts des parcs éoliens terrestres en fonction de leur productible



Le dossier de la CRE

Le mécanisme d'obligation d'achat est dimensionné pour rentabiliser les installations qui en bénéficient sur la durée du contrat. Celle-ci est de 15 ans dans le cas de l'éolien terrestre, alors que les retours d'expérience montrent que les installations peuvent fonctionner 20 voire 25 ans sans requérir d'autres investissements que ceux de maintenance courante. Dès lors, les installations, après avoir été intégralement amorties et rémunérées sur 15 ans, continueront à valoriser l'électricité qu'elles produisent sur les marchés pendant 5 à 10 ans supplémentaires.

Recommandations de la CRE

- Recourir de préférence aux appels d'offres plutôt qu'au tarif d'achat unique.
- Revoir la structure des tarifs d'obligation d'achat afin d'éviter la rentabilité excessive des installations bénéficiant des meilleures conditions de vent.
- Faire correspondre la durée du contrat à la durée d'exploitation réelle des parcs éoliens, dimensionner le niveau des tarifs en conséquence. Si la durée actuelle était conservée, ajuster le niveau des tarifs pour tenir compte de la vente d'électricité sur les marchés, possible après l'échéance du contrat.
- Réviser régulièrement le niveau du tarif, inchangé depuis 2006, afin de refléter l'évolution des coûts.

© EDF - M. Diéler



Photovoltaïque

La filière photovoltaïque a connu une baisse significative de ses coûts d'investissement et d'exploitation depuis 2010, principalement due à la diminution du prix des modules, qui représente à lui seul près de la moitié des dépenses d'investissement. Sur l'échantillon analysé, de 2 €/Wc pour les installations mises en service en 2011, le coût des modules ne représente plus que 0,7 €/Wc pour les installations qui seront mises en service en 2016. Ainsi, sur la même période, les coûts complets moyens d'investissement sont passés de 4€/Wc à 1,75 €/Wc.

Au global, la baisse notable des coûts de production s'explique par un effet d'échelle, les parcs les plus puissants¹ étant généralement moins chers, et par un effet d'apprentissage.

Les taux de rentabilité de cette filière, supérieurs au CMPC de référence, voire excessifs avant le moratoire du quatrième trimestre 2010, sont en nette baisse depuis la mise en œuvre d'une tarification dynamique (évolution trimestrielle à la baisse en fonction du nombre de raccordements) et de procédures d'appel d'offres récurrentes.

La mise en œuvre d'appels d'offres sur les segments les plus concurrentiels de la filière a également permis de ramener les rentabilités à des niveaux proches du CMPC de référence.

1- Les parcs en cours de développement sont des installations d'une puissance supérieure à 100 kWc retenus à l'issue d'un appel d'offres. Les installations mises en service en 2011 sont des installations sous obligation d'achat.

-65 %

Baisse attendue du coût des modules photovoltaïques entre les installations mises en service en 2011 et celles qui seront mises en service en 2016.

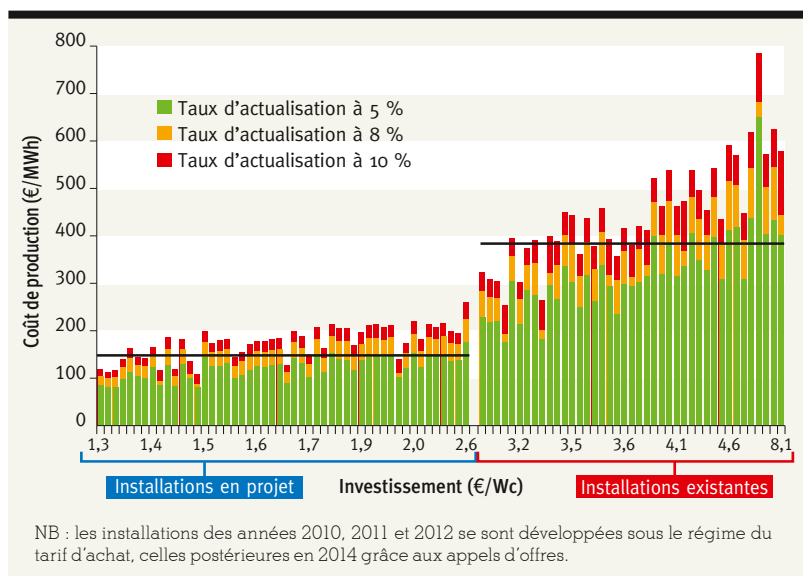
Recommandations de la CRE

- Généraliser les appels d'offres à l'ensemble des filières matures.
- Maintenir les tarifs d'achat à révision périodique.

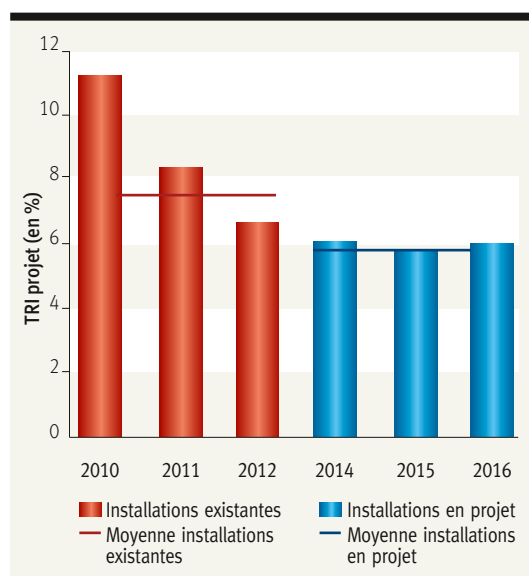


© Fotolia

Coût de production des installations photovoltaïques analysées en fonction des investissements



TRI projet après impôts moyen des installations photovoltaïques selon leur année de mise en service



Biomasse

Le développement irrégulier de la filière biomasse s'explique par l'impossibilité de déterminer *ex ante* un dispositif de soutien national, qui tienne compte de la diversité des installations, tant en termes de puissance que de plan d'approvisionnement ou de débouché chaleur.

Recommandations de la CRE

- Recourir aux appels d'offres, mécanisme efficace pour développer des installations avec une rentabilité raisonnable, dès lors qu'ils prennent en compte la dimension régionale.

OU

- Créer un tarif d'achat régionalisé, comportant des clauses contraignantes en matière notamment de contrôle des plans d'approvisionnement de l'installation pour développer la filière. Cela présente toutefois l'inconvénient d'une complexité de construction des grilles tarifaires.

© Everystockphoto

Ce premier rapport de la CRE sera suivi d'études ultérieures portant sur les filières cogénération, hydraulique et biogaz ainsi que de travaux complémentaires sur les filières photovoltaïque et éolienne terrestre.

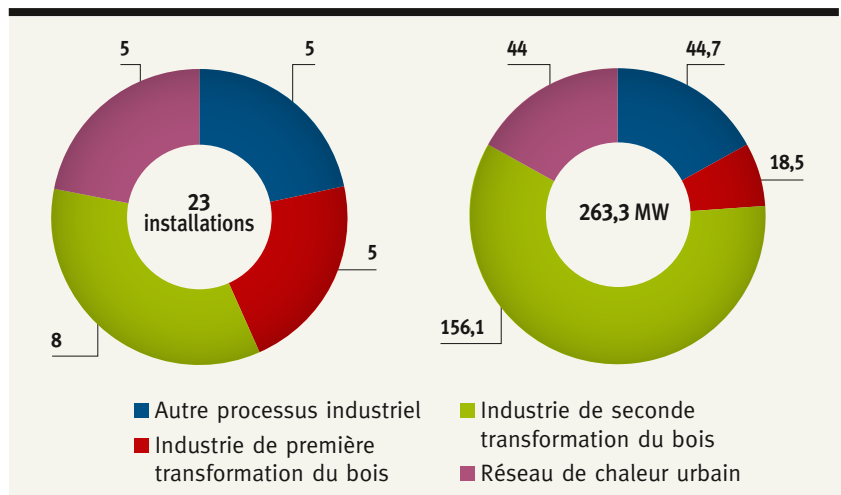
En matière d'éolien terrestre, la CRE s'intéressera à l'effet des dernières dispositions législatives et réglementaires (S3RENr, loi « Brottes ») sur le développement de la filière et sa rentabilité. Ces travaux seront menés à horizon de cinq ans, le temps que les premiers parcs bénéficiant de ces dispositions entrent en service.

En matière de photovoltaïque, la CRE procédera à de nouvelles analyses. Elles porteront sur un panel d'installations plus significatif, sur des installations bénéficiant des tarifs dégressifs de l'arrêt de janvier 2013 et sur des installations lauréates des appels d'offres de 2011, une fois mises en service, afin de comparer les coûts réels aux coûts qui avaient été déclarés dans les dossiers de candidature.



Le rapport de la CRE est public et peut être consulté sur son site Internet www.cre.fr

Débouchés chaleur des installations biomasse en nombre et en puissance cumulée



Consultation publique de la DGEC sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat

Les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables se sont fortement développées cette dernière décennie, encouragées par des tarifs d'obligation d'achat avantageux. S'ils ont produit leurs effets, ces mécanismes de soutien public sont aujourd'hui questionnés, en raison notamment de leur poids dans la facture des consommateurs et de l'arrivée à maturité de certaines filières. La DGEC a donc lancé une consultation publique en décembre 2013, à laquelle la CRE a répondu. Voici les principales observations du régulateur :

- les énergies renouvelables ont un impact à la baisse sur les prix de marché, mais qui reste limité au regard des fondamentaux (prix des combustibles et des quotas de CO₂) et du contexte de crise économique. Elles contribuent à la formation de prix négatifs du fait de mécanismes de soutien incitant à produire à tout prix, mais n'en sont pas la seule cause ;
- une réforme des mécanismes de soutien doit permettre de préparer l'évolution de ces moyens de production d'un dispositif régulé vers un système marchand, tout en garantissant un faible niveau de risque pour les producteurs. La CRE est ainsi favorable à un mécanisme de soutien fondé sur la commercialisation directe de leur électricité par les producteurs, complétée par le versement d'une prime compensant *ex post* l'écart entre le gain tiré de cette vente et un niveau de rémunération de référence garantissant une rémunération normale aux producteurs sur le long terme. Toutefois, quel que soit le système retenu, il ne faut pas espérer qu'il ait un effet sur les prix de marché à court terme, puisque ces derniers sont modifiés par les caractéristiques intrinsèques des énergies renouvelables ;
- le dispositif mis en place doit permettre de déterminer le niveau de soutien permettant d'atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables au meilleur coût ;
- le choix de l'acheteur obligé, au cœur des dispositifs de soutien, pourrait être questionné ;
- les imperfections des dispositifs de soutien actuels, notamment en ce qui concerne l'absence de contrôle des installations en bénéficiant, devraient être corrigées ;
- une plus grande intégration des énergies renouvelables au système électrique serait envisageable.

La réponse de la CRE à la consultation publique est en ligne sur son site internet : www.cre.fr