

# Réponse de la Commission de régulation de l'énergie à la consultation de la DGEC sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat

## A. Les ENR ont un impact sur les prix de marché mais il reste limité au regard des fondamentaux (prix des combustibles et des quotas de CO<sub>2</sub>) et du contexte de crise économique

### 1. *Le développement des ENR n'est pas le principal facteur explicatif de la baisse tendancielle des prix de marchés de gros de l'électricité*

La CRE a analysé la baisse des prix de gros de l'électricité dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO<sub>2</sub> et du gaz naturel pour la période 2012-2013. Elle y note en particulier que « après une hausse sensible des prix au printemps 2011, à l'annonce du moratoire sur le nucléaire allemand, on observe une réduction progressive du prix des produits à terme sur le marché EEX Power Derivatives. Le cours du produit Y+1 est passé en moyenne de 56,0 €/MWh en 2011 à 50,6 €/MWh en 2012 et a poursuivi sa baisse, avec un niveau moyen de 43,7 €/MWh au premier semestre 2013 (contre 51,2 €/MWh à la même période en 2012) pour atteindre son plus bas niveau à 41,70 €/MWh le 21 juin 2013 ». Cette tendance, explicite depuis 2011, devrait se poursuivre à court terme.

La baisse des prix de gros de l'électricité, qui n'avait pas été anticipée par les acteurs de marché, diminue, voire annule, la rentabilité de certains moyens de production, notamment les centrales à cycle combiné à gaz (CCG), dont certaines ont récemment été mises sous cocon<sup>1</sup>.

Toutefois, **les signaux de prix envoyés par les marchés de l'électricité sont cohérents avec la situation actuelle du système électrique**, à savoir :

- Un contexte de crise économique, notamment caractérisé par une stagnation de la demande d'électricité ;
- Une situation de surcapacité moyenne généralisée en Europe continentale ;
- Une baisse des cours du charbon et du CO<sub>2</sub> qui entraîne une diminution des coûts de production des centrales à charbon et améliore significativement la compétitivité de cette filière ;
- Une pénétration accrue des ENR électriques, ayant un coût marginal très faible et une priorité d'injection sur les réseaux.

L'effet des ENR sur les prix de marché est double. D'une part, elles contribuent à la situation de surcapacité, dans la mesure où leur développement est promu sur le fondement d'objectifs politiques indépendants des conditions d'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. D'autre part, elles décalent l'ordre de préséance économique et, ce faisant, contribuent à la baisse du prix de marché<sup>2</sup>.

**Ce deuxième effet sur les prix de marché est d'ailleurs prévisible et logique**, dans la mesure où il découle directement de leurs caractéristiques (coût marginal quasi nul et priorité d'injection). **Il est par conséquent indépendant du type de mécanisme de soutien mis en place.**

---

<sup>1</sup> L'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, à horizon 2016-2017, apportera une source de rémunération complémentaire pour les moyens de production, et devrait permettre de corriger en partie les pertes de rentabilité occasionnées.

<sup>2</sup> La variabilité de la production ENR induit des changements fréquents de mode de fonctionnement des centrales conventionnelles, qui se traduisent par des surcoûts d'exploitation et une hausse des prix de marché quelques heures de l'année.

Dès lors que le développement des ENR est promu sur la base d'un objectif quantitatif de capacité installée, qui implique un ajustement du niveau global du soutien public, il n'y a pas de bénéfice à attendre, en termes de niveau général des prix de marché, de la mise en place de dispositifs de soutien qui se fonderaient pour tout ou partie sur une commercialisation directe sur les marchés de l'électricité.

## 2. Les ENR ont un impact sur l'apparition de prix négatifs, phénomène qui reste encore marginal

Les épisodes de prix négatifs restent aujourd'hui très rares, ne représentant que 0,1 % des heures en 2012 et 0,2 % en 2013. Ils résultent de la conjonction de plusieurs facteurs :

- Une demande faible, observée notamment pendant les jours de faible activité<sup>3</sup> ;
- Une contribution des moyens de production peu flexibles, qui font face à des coûts d'arrêt-démarrage significatifs et peuvent donc préférer proposer des enchères à prix négatifs plutôt que de suspendre leur production ;
- L'injection d'une production d'électricité d'origine renouvelable, décorrélée du signal prix du fait de mécanismes de soutien incitant à produire à tout prix.

Les prix négatifs traduisent une situation particulière de l'équilibre offre-demande, dans laquelle les producteurs préfèrent payer pour écouler leur production. **Les ENR favorisent l'apparition de cette situation mais elles n'en sont pas la seule cause.**

L'effet réel des ENR sur les marchés de l'électricité reste aujourd'hui mesuré par rapport aux fondamentaux que sont l'évolution de la demande et les cours des matières premières. Les biais introduits par l'incitation à produire à tout prix peuvent par ailleurs être corrigés simplement, par exemple en suspendant la rémunération de l'électricité produite pendant les heures où les prix sont négatifs.

**A eux seuls, ces effets ne sauraient toutefois justifier une réforme des mécanismes de soutien aux ENR, en particulier si celle-ci a pour conséquence l'apparition de coûts plus élevés que le bénéfice apporté au système comme indiqué ci-après.**

## B. 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

### 1. Les dispositifs de soutien doivent répondre à deux objectifs fondamentaux

Les dispositifs de soutien doivent permettre d'**atteindre les objectifs politiques** de développement des ENR **en minimisant le coût** pour la collectivité. L'effet d'apprentissage se traduit par une baisse des coûts de production des différentes filières ENR susceptible de les rendre compétitives à terme. Dès lors, les mécanismes de soutien doivent rester **transitoires**.

A l'instar de l'essentiel des moyens de production d'électricité, les ENR ont des structures de coût très capitalistiques. Dès lors, le niveau du soutien public nécessaire pour déclencher la décision d'investissement dépend fortement du coût du capital auquel peuvent se financer les développeurs de projet. Un dispositif de soutien offrant la **garantie d'un revenu fixe** sur la durée de vie de l'installation diminue le **niveau de risque** et améliore les conditions de financement.

### 2. Les tarifs d'achat actuellement en vigueur garantissent un niveau de risque très faible pour les producteurs, dans un système entièrement régulé

Les dispositifs de soutien actuellement en vigueur prévoient une rémunération, à un niveau défini *ex ante*, de l'intégralité de la production électrique des installations, qu'il s'agisse d'un tarif fixé par arrêté ou du prix issu d'un appel d'offres.

---

<sup>3</sup> Une étude statistique a démontré que 70 % des épisodes de prix négatifs en Allemagne se produisent pendant les jours chômés.

Les tarifs d'achat maintiennent les producteurs dans un système complètement subventionné et régulé et ne préparent pas la transition vers un système de marché. Le succès rencontré par les arrêtés « rénovation »<sup>4</sup> illustre ce constat.

De tels dispositifs ne sont pas, à long terme, adaptés aux filières industrielles. Pour celles-ci, il devient nécessaire de préparer la sortie de l'obligation d'achat en contraignant les producteurs à vendre une partie de leur électricité sur les marchés.

Cette vision doit toutefois être nuancée pour les zones non-interconnectées (ZNI), qui constituent des marchés entièrement régulés dans lesquels la notion de prix de marché de l'électricité n'existe pas, et où les objectifs de développement des ENR sont par ailleurs ambitieux.

3. *Un mécanisme de commercialisation directe de la production peut permettre de préparer la transition vers un système marchand, tout en garantissant un faible niveau de risque*

Dans la plupart des cas, il est préférable de mettre en place un dispositif de soutien qui prévoit la rémunération des producteurs par :

- (i) la vente directe de leur électricité sur les marchés ou au travers de contrats bilatéraux, et
- (ii) le versement d'une prime *ex post* compensant l'écart entre le gain tiré de cette vente et un niveau de rémunération de référence, garantissant ainsi une rentabilité normale aux producteurs sur le long terme.

Le niveau de rémunération de référence est l'équivalent du tarif d'achat ou du prix demandé dans un appel d'offres. Le système des « *contracts for difference* » envisagé par le gouvernement britannique fonctionne ainsi.

Un tel dispositif offre la même garantie de revenu aux producteurs sur le long terme que l'obligation d'achat. Il encourage toutefois les producteurs à devenir acteurs de la commercialisation de leur électricité et leur transfère une partie des risques court-terme (risque de contrepartie par exemple). Ce dispositif les prépare ainsi à exploiter leurs installations en dehors du système de l'obligation d'achat.

Calculer la prime par référence aux prix de marché de gros, en prenant une moyenne mensuelle par exemple, peut inciter les producteurs à optimiser leur production par rapport aux prix de marché, en particulier grâce à des moyens de stockage. Ceux-ci peuvent en effet permettre de reporter la vente d'électricité sur les marchés aux périodes de pointe, pendant lesquelles le prix est le plus élevé<sup>5</sup>. Un système fondé sur les prix de marché présente l'avantage de la simplicité et de la transparence.

Calculer la prime par rapport à la rémunération effectivement perçue par les producteurs peut permettre de diminuer le coût du soutien public si les producteurs optimisent la commercialisation de leur énergie en la vendant à prix supérieur en moyenne au prix de marché. Ce mécanisme serait toutefois extrêmement complexe à mettre en œuvre car il nécessite une prise en compte différenciée des producteurs.

**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 ENR (variabilité, priorité d'injection, coût marginal très faible).**

---

<sup>4</sup> Les arrêtés dits « rénovation » offrent la possibilité aux exploitants d'installations hydrauliques, de cogénération ou d'usine d'incinération de bénéficier d'un deuxième contrat d'achat à l'échéance du premier, à condition de réaliser un certain montant d'investissement.

<sup>5</sup> Aujourd'hui déjà, ces moyens de stockage peuvent être mutualisés entre plusieurs producteurs : certains agrégateurs commencent à se positionner sur ce segment, en visant une valorisation optimale des productions fatales sur les différents marchés de l'électricité (énergie, capacité, ajustement, service système) grâce à la complémentarité offerte par des infrastructures de stockage.

4. *Les autres mécanismes de soutien envisagés dans le document de consultation transfèrent un plus grand risque aux producteurs*

a) Commercialisation directe de l'énergie complétée par le versement d'une prime définie *ex ante*

Ce dispositif de soutien est fondé sur :

(i) la vente directe de l'énergie, sur les marchés de l'électricité ou au travers de contrats bilatéraux, et

(ii) le versement d'une prime définie *ex ante*, qu'il s'agisse de rémunérer la capacité installée ou l'énergie produite.

Un tel mécanisme, du fait d'une rémunération dépendant directement de l'évolution des prix de marché, augmente le risque de l'investisseur et renchérit le coût du capital. Il en résulte une attente de rentabilité plus grande, et donc un soutien public plus important pour permettre un investissement donné.

Par ailleurs, la prime doit permettre de compenser la part du coût des installations qui n'est pas couverte par la vente sur les marchés, afin de garantir aux producteurs un certain niveau de rentabilité. La fixation de cette prime par les pouvoirs publics devra donc se faire sur la base d'hypothèses marquées par de fortes incertitudes.

Enfin, si le soutien aux ENR vise à atteindre un objectif quantitatif, les niveaux de prime devront être ajustés régulièrement. Il n'y aura donc pas de gain en matière de maîtrise de l'enveloppe des charges.

**La CRE n'est pas favorable à la mise en place d'un tel dispositif.**

b) Marché de certificats verts

Ce dispositif prévoit que les producteurs d'électricité d'origine renouvelable obtiennent, des certificats verts en fonction des quantités d'électricité qu'ils produisent. S'ils sont fournisseurs d'électricité, ils peuvent utiliser ces derniers pour remplir leur obligation de détention ; sinon ils peuvent les valoriser sur un marché dédié.

Dans le cas où le nombre de certificats attribués est fonction de la seule production, les technologies matures sont favorisées. Dans le cas où le nombre de certificats est fonction de la filière de production, ce dispositif peut permettre le développement d'un mix diversifié.

En fonction de l'orientation retenue, le mécanisme permet en théorie d'atteindre efficacement un objectif quantitatif ou qualitatif de production d'électricité d'origine renouvelable. Cependant, l'absence de prix minimum augmente l'incertitude sur les revenus futurs des investisseurs et augmente par voie de conséquence le coût du capital.

**La CRE n'est pas favorable à la mise en place d'un marché de certificats verts.**

## **C. Le dispositif mis en place doit permettre de déterminer le niveau de soutien permettant d'atteindre les objectifs de développement des ENR au meilleur coût**

1. *La détermination du niveau de soutien par une procédure d'appel d'offres est préférable, sous réserve que les conditions d'une concurrence effective soient réunies*

Dans un appel d'offres, le niveau de soutien est directement déterminé par les candidats en fonction de leur connaissance du secteur au moment de construire leur réponse. Si la concurrence est suffisante, ils seront incités à demander un niveau de soutien raisonnable, sous peine de ne pas être désignés lauréats. Le niveau de soutien se rapproche dès lors des coûts de production réels de la filière.

L'appel d'offres permet de contrôler le développement des filières. Le volume total de nouvelles installations est en effet déterminé *ex ante*, en lien avec les objectifs fixés par la PPI. La localisation des nouvelles installations peut également être définie par les pouvoirs publics, après une étape préalable de levée des risques permettant d'identifier en amont les conflits d'usage potentiels (pour l'éolien en mer notamment), les ressources disponibles et les synergies locales possibles (cas de la biomasse).

Afin de garantir une concurrence efficace, **le prix doit être le critère discriminant dans le choix des lauréats**. Dans le cas contraire, les candidats pourront se livrer à des arbitrages entre les différents critères de notation et demander un niveau de soutien excessif au regard des risques effectivement supportés.

Pour améliorer l'efficacité des appels d'offres, il convient de respecter les principes ci-après :

- Laisser aux candidats un délai raisonnable pour la constitution de leurs offres, au regard des enjeux de la filière.

Lors du deuxième appel d'offres éolien en mer, le délai pour la constitution des offres a été, à l'instar du premier appel d'offres, limité à 6 mois, ce qui a eu pour conséquence de privilégier les développeurs de projet qui avaient déjà conduit en amont les études nécessaires, notamment en matière de gisement éolien et de caractérisation des sols. Les éventuels concurrents étrangers, qui devaient internaliser dans leur prix l'ensemble des risques, n'ont pas déposé d'offres.

- Ne pas multiplier les périodes de candidature dans un délai trop court.

Si la fréquence des appels d'offres est trop élevée, les candidats ont la possibilité de demander dans un premier temps une rémunération excessive, avant de renouveler le cas échéant leur candidature à un niveau de prix plus bas, s'ils n'ont pas été initialement retenus.

- Ne pas organiser d'appels d'offres si un tarif d'obligation d'achat existe déjà, celui-ci constituant alors un prix plancher aux offres proposées par les candidats.
- Dimensionner la puissance recherchée au regard des caractéristiques des installations.

Lors de l'appel d'offres photovoltaïque de 2013, la puissance cible de la sous-famille 5 n'a pas été atteinte du fait de l'inexistence d'un gisement significatif de grandes toitures. Tous les projets déposés et complets ont donc été classés.

Enfin, en application du décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 la CRE est en charge de la **rédaction du cahier des charges sur la base de conditions générales arrêtées par le ministre de l'énergie**. Ce dispositif doit être mis en œuvre dans des délais permettant à la CRE :

- D'organiser une consultation des acteurs de filière préalablement à la rédaction du cahier des charges ;
- D'intégrer le retour d'expérience de l'instruction des appels d'offres précédents.

2. *La fixation du niveau de soutien par les pouvoirs publics peut être une solution alternative à la procédure d'appel d'offres, mais elle doit reposer sur une connaissance précise du coût des filières*

S'agissant des filières pour lesquelles le niveau de développement de la concurrence est insuffisant, le tarif d'achat constitue une alternative efficace. Il permet notamment un développement continu du fait de sa logique de guichet ouvert.

Le niveau de rémunération décidé par les pouvoirs publics doit toutefois reposer sur une **connaissance précise des coûts de production des filières**. Pour pallier l'asymétrie d'information entre pouvoir publics et acteurs privés, une analyse des installations en fonctionnement est nécessaire. C'est le travail qu'a entrepris la CRE pour les filières éolien terrestre, photovoltaïque, cogénération et biomasse. Les résultats de l'étude sont joints à la présente réponse.

Par ailleurs, le tarif doit être suffisamment **flexible** pour adapter le soutien à l'évolution des coûts. Le mécanisme de révision automatique à une fréquence trimestrielle, actuellement en vigueur pour la filière photovoltaïque, semble à cet égard donner des résultats probants, qu'il conviendra toutefois de confirmer dans le cadre d'une prochaine analyse des coûts.

Enfin, la mise en œuvre de **conditions d'éligibilité aux tarifs d'obligation d'achat** pourrait permettre de contrôler le développement des filières, en déterminant un volume annuel maximal, ou de traiter des problématiques spécifiques, comme le plan d'approvisionnement pour la biomasse, de manière à réduire les conflits d'usage et réserver le bénéfice du tarif aux projets pertinents.

### 3. Cas particulier des filières non-matures

Les filières émergentes, technologiquement ou industriellement non-matures, comme les énergies marines renouvelables, doivent faire l'objet d'un dispositif de soutien spécifique à la R&D ou à l'investissement plutôt que d'un soutien des prix à la production, **dans des conditions de contrôle par l'Etat (ou par l'ADEME)** lui permettant d'assurer le suivi industriel, technologique et économique du projet (exemple des AMI de l'ADEME pour le développement des hydroliennes),

Ce faisant, les pouvoirs publics disposeront des coûts réels d'investissement et d'exploitation des installations pilote, leur permettant ensuite de déterminer, le cas échéant, le niveau de tarif d'achat assurant aux producteurs une rentabilité normale de leurs capitaux investis.

## D. Le choix de l'acheteur obligé, au cœur des dispositifs de soutien, pourrait être questionné

Pour bénéficier de l'obligation d'achat, les producteurs doivent aujourd'hui contractualiser avec le fournisseur historique de leur zone de desserte. La totalité de la production ENR achetée par les entreprises locales de distribution (ELD) est injectée dans le périmètre d'équilibre d'EDF Obligation d'achat. Ces dispositions ont permis un développement significatif des ENR.

EDF réalise diverses optimisations de ses opérations d'achat/revente d'électricité (en termes de couverture financière notamment) après foisonnement de la production sous obligation d'achat avec celle de son parc conventionnel. Les coûts ou, le cas échéant, les recettes résultant de ces optimisations sont difficiles à établir, d'autant plus que la production sous obligation d'achat comporte une part d'imprévisibilité génératrice de surcoûts. La CRE procédera à court terme à une analyse détaillée de ces différents effets, en particulier dans le cadre de la problématique du calcul du coût évité.

La CRE estime que la responsabilité de l'achat de l'électricité d'origine renouvelable pourrait éventuellement être confiée à une entité indépendante. A cet égard, la plupart des pays européens qui ont mis en œuvre des dispositifs de soutien similaires à la France ont confié cette responsabilité au gestionnaire du réseau de transport d'électricité.

Toutefois, l'existence d'un acheteur unique pose la question de « l'accès » à l'électricité d'origine renouvelable pour des fournisseurs qui souhaitent proposer des offres vertes à leurs clients. A cet égard, le dispositif d'obligation d'achat du biométhane est plus souple : le producteur peut contractualiser avec n'importe quel fournisseur, qui se verra compenser des surcoûts induits<sup>6</sup>. Par ailleurs, il prévoit un partage des gains éventuels en cas de valorisation des garanties d'origine entre le fournisseur et la « contribution biométhane », ce qui crée une incitation de nature à développer le marché.

En revanche, la gestion de ce dispositif serait d'une très grande lourdeur au regard des bénéfices attendus.

---

<sup>6</sup> Un acheteur de dernier recours est toutefois désigné dans chaque zone afin de garantir un débouché à tous les producteurs.

## **E. Les imperfections des dispositifs de soutien actuels devraient être corrigées**

### *1. La durée du soutien doit correspondre à la durée de vie des installations*

Comme l'explique le rapport d'analyse détaillée des coûts de production des énergies renouvelables, **la durée du soutien doit être ajustée à la durée de vie des installations** de production.

Par ailleurs, les installations de production ne doivent pouvoir bénéficier qu'une seule fois d'un dispositif de soutien. **La CRE estime qu'il n'est pas souhaitable de reproduire le précédent des arrêtés « rénovation » ou « renouvellement » de la filière hydraulique**. Il conduit à maintenir des installations déjà amorties et rentabilisées dans un système subventionné, alors qu'elles auraient vocation, si elles ne sont pas arrivées au terme de leur durée de vie, à commercialiser leur production sur les marchés.

### *2. Les modalités de contrôle des installations bénéficiant du soutien public doivent être organisées, et donner lieu à des sanctions en cas de non-conformité*

A l'heure actuelle, il n'existe pas de procédure de contrôle systématique de la conformité des installations bénéficiant de l'obligation d'achat, alors que de nombreuses possibilités de fraude ont été identifiées. Les principales interrogations concernent le respect du critère d'intégration au bâti dans la filière photovoltaïque, la réalisation du programme d'investissement minimum que doivent mettre en œuvre les installations hydroélectriques qui souhaitent bénéficier d'un deuxième contrat d'achat au titre des arrêtés « rénovation » ou « renouvellement » et la non adéquation entre la puissance réelle des installations et leur puissance déclarée par le producteur.

Il est indispensable de renforcer les contrôles, notamment sur place. Par ailleurs, la procédure de sanction à l'encontre des producteurs pour lesquels une fraude a été mise en évidence n'est jamais appliquée alors que son effet dissuasif est indispensable.

## **F. Une plus grande intégration des énergies renouvelables au système électrique serait envisageable**

### *1. La responsabilisation des producteurs d'ENR quant à la prévision de leur production doit être encouragée*

A l'heure actuelle, EDF OA intègre l'ensemble de la production sous obligation d'achat à son périmètre d'équilibre. Selon la tendance du système électrique, les écarts associés à l'imprévisibilité des ENR sous obligation d'achat (c'est-à-dire la différence entre la meilleure prévision de production disponible et la production effectivement réalisée) peuvent (i) soit lui permettre de bénéficier du foisonnement des différentes filières, (ii) soit renchérir le coût d'ajustement de son périmètre.

Les coûts liés à l'imprévisibilité ne sont à ce jour pas pris en compte dans le calcul des charges de CSPE et sont donc supportés par EDF OA<sup>7</sup>, qui est à ce titre incitée à optimiser ses outils de prévision de production variable.

En revanche, le système actuel ne fournit aucune incitation financière pour les producteurs ENR concernés à réaliser une prévision optimisée de leur production et à envisager les mesures nécessaires en cas d'écart par rapport à leur anticipation.

Dans ce cadre il semble essentiel d'encourager la responsabilisation de ces acteurs quant à la gestion de l'imprévisibilité de leurs outils de production variable. Les orientations-cadre de l'ACER sur l'ajustement en électricité (et la version actuelle du code de réseau correspondant) excluent tout traitement de faveur pour les sources de production variables concernant la responsabilité d'équilibrage.

---

<sup>7</sup> Les coûts de l'imprévisibilité liée à la filière éolienne sont estimés entre 20 à 30 M€/an aujourd'hui.

## 2. *La participation des ENR aux mécanismes d'équilibrage*

Aujourd'hui les ENR sous obligation d'achat ne participent pas aux réserves d'ajustement exploitées par RTE pour assurer l'équilibre du système électrique (services système pour le réglage fréquence-puissance et le mécanisme d'ajustement).

En première approche, il apparaît raisonnable d'envisager la participation d'offres d'ajustement à la baisse (réduction de production), ce qui nécessite d'adapter les modalités de participation à ces mécanismes (caractéristiques des produits proposés, modalités d'acquisition de réserves et durée des contrats, séparation systématique de l'acquisition des offres de réserves et d'énergie à la hausse et la baisse, etc).

## 3. *La participation des installations de production d'ENR décentralisées au maintien de la qualité de l'onde de la tension par les gestionnaires de réseaux de distribution pourrait être encouragée*

Il est de la responsabilité des gestionnaires de réseaux de distribution de garantir un certain niveau de qualité de l'électricité aux utilisateurs, notamment en matière de qualité de l'onde de la tension qui doit rester en permanence dans des plages réglementaires.

La plupart des installations de production d'ENR, y compris celles raccordées aux réseaux de distribution, ont aujourd'hui la capacité technique de participer au réglage de la tension, notamment en fournissant ou absorbant de l'énergie réactive. Toutefois, surtout pour les installations raccordées aux réseaux publics de distribution, cette capacité est aujourd'hui peu exploitée alors que son utilisation ouvrirait d'intéressantes perspectives, d'une part, pour réduire les coûts de renforcement des réseaux publics de distribution et, d'autre part, pour réduire certaines dépenses des gestionnaires de réseaux (pertes, utilisation de moyens de compensations de réactif, etc.)

La mise en œuvre de ces capacités de réglage permettrait de réduire l'impact des ENR décentralisées sur la facture finale des utilisateurs. Si de nombreuses modalités restent à définir, la CRE recommande, d'ores et déjà, la suppression de l'article 9 de l'arrêté du 23 avril 2008 modifié, relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique, qui interdit l'absorption de réactif en Basse Tension et restreint inutilement le champ des solutions et innovations envisageables.

La CRE identifie deux finalités distinctes auxquelles les capacités de réglage de la tension des installations de production décentralisées pourraient contribuer davantage qu'elles ne le font aujourd'hui.

- Limiter les besoins de renforcements en BT et en HTA liés à l'arrivée de moyens de production, en influant sur la tension locale HTA/BT : l'absorption de puissance réactive au niveau de l'installation de production décentralisée et une limitation intelligente de la production de puissance active de l'installation, pour limiter les hausses de tension en BT et en HTA et ainsi réduire les besoins de renforcements, sont des pistes à envisager dans ce sens.

Les producteurs décentralisés en seraient les premiers bénéficiaires en tant que principaux contributeurs aux coûts de raccordement, ainsi que, dans une moindre mesure, les gestionnaires de réseaux de distribution. Dans les cas où cette solution est la plus efficace pour réduire les coûts de renforcement, les éventuels surcoûts qu'elle engendre pourraient être couverts pour les producteurs.

- Limiter les renforcements en HTB, les pertes en HTB, et l'installation de moyens de compensation de réactif en HTB et en HTA, en influant sur la tension en HTB, ce qui passe par l'absorption ou la fourniture de puissance réactive au niveau de l'installation de production décentralisée, selon les besoins, les caractéristiques locales et la saison (été/hiver), en fonction de la tension en HTB.

Cela bénéficierait principalement à RTE et, dans une moindre mesure, aux gestionnaires de réseaux de distribution.

Ces deux finalités sont compatibles. En particulier, que l'on se situe du point de vue du réseau en HTA et en BT ou du point de vue du réseau en HTB, les besoins d'absorption de réactif par les installations de production raccordées en HTA et en BT surviennent lorsque la production décentralisée est importante et la consommation locale faible.

Des coûts sont à prévoir, notamment des coûts de mise en œuvre pour les gestionnaires de réseaux de distribution et, pour une partie des moyens mentionnés, une augmentation des pertes en HTA et en BT. Toutefois, en première analyse, ces coûts paraissent faibles au regard des bénéfices attendus. Aujourd'hui, toutes les installations de production raccordées en HTA, ainsi que la majorité des installations de production photovoltaïques raccordées en BT, sont déjà capables de contribuer au réglage de la tension, soit parce que la réglementation leur impose (c'est le cas en HTA), soit parce que les fabricants de matériel intègrent cette fonctionnalité, par défaut, dans leurs lignes de production (c'est le cas pour les onduleurs des installations photovoltaïques).

ERDF, notamment, mène des expérimentations sur l'utilisation des capacités de réglage de la tension par les installations raccordées aux réseaux publics de distribution. Les premières estimations d'ERDF laissent entrevoir des économies de coûts de renforcements de 20 à 40 % pour le réseau en HTA et de 10 à 20 % pour le réseau en BT.

*4. Le seuil de pénétration instantanée de production des ENR intermittentes dans les zones non interconnectées devrait être affiné pour les installations couplées à des moyens de stockage*

Les énergies renouvelables variables, lorsqu'elles représentent une part significative de la production instantanée dans un système électrique, peuvent conduire à des variations rapides de la puissance totale injectée sur ce réseau électrique. Ceci est d'autant plus vrai que l'étendue géographique de la zone correspondante est réduite, limitant alors le foisonnement entre différentes conditions de vent et d'ensoleillement. Ces variations, lorsqu'elles sont rapides et de grande amplitude, peuvent mettre en danger la stabilité du système électrique, qui ne dispose pas de suffisamment de réserves rapides pour les compenser.

Pour prendre en compte cette difficulté, qui intervient principalement dans les petits systèmes électriques tels que les zones non interconnectées, la réglementation (arrêté du 23 avril 2008) prévoit que ces installations de production peuvent être déconnectées du réseau dès que la puissance produite par ces installations dépasse 30 % de la puissance totale transitant sur le même réseau.

Ce seuil pourrait être affiné, afin de prendre en compte les spécificités du parc de production de chaque zone.

La réglementation prévoit par ailleurs que les installations de production disposant de dispositifs de stockage et de capacités de réglage de la puissance active ne sont pas soumises à ces dispositions. Les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseaux concernés doivent alors préciser les caractéristiques minimales de tels moyens de stockage.

Ainsi que l'avait indiqué la CRE dans son avis en date du 23 janvier 2013 sur l'arrêté du 8 mars 2013, il conviendrait de permettre l'adoption de différents seuils qui dépendraient des caractéristiques du moyen de stockage utilisé, en lieu et place du seuil unique de 30 % prévu par l'arrêté du 23 avril 2008. La CRE recommande donc une évolution de l'arrêté du 23 avril 2008 pour autoriser la documentation technique de référence du gestionnaire de réseaux à définir de nouveaux seuils supérieurs à 30 %, en fonction des caractéristiques du stockage dont dispose l'installation de production ou mis en place, à grande échelle, par le gestionnaire de réseaux.

## 5. L'injection du biométhane fait face à des contraintes particulières du point de vue des réseaux

En 2013, trois installations de production de biométhane injectent régulièrement dans les réseaux de distribution de gaz naturel pour un volume global d'environ 20 GWh/an. Toutefois, le délai classique de mise en place d'une installation d'injection de biométhane étant d'environ 3 à 5 années, la croissance du nombre d'installations injectant devrait s'accroître à partir de 2015 : en décembre 2013, 493 projets ont été identifiés par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et de transport (GRT) de gaz naturel, dont 271 sont en phase d'étude par les GRD et GRT. Les perspectives d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel sont estimées par GRTgaz et GrDF entre 6 à 20 TWh par an à l'horizon 2020.

Le cahier des charges « Injection de biométhane dans les réseaux de transport de gaz naturel », rédigé par l'Association française du gaz (AFG) et qui complète les dispositions définies dans les prescriptions techniques des GRT de gaz naturel, prises en application de l'article L.453-4 du code de l'énergie, précise qu'« aucune étude n'ayant à ce jour traité de l'interaction entre le biométhane et l'eau souterraine contenue dans les stockages en nappe aquifère, l'injection de biométhane sera limitée aux parties du réseau de transport n'acheminant pas de gaz vers les stockages ». Les installations d'injection de biométhane ne peuvent donc à ce jour se raccorder qu'aux réseaux de transport régional et aux réseaux de distribution de gaz naturel.

En outre, l'unique débouché pour la production de biométhane injectée est la consommation de gaz naturel sur ces zones d'injection. Les capacités d'injection de biométhane dans un réseau de gaz naturel peuvent donc être limitées, plus particulièrement en été lorsque les consommations sont les plus basses. Il est ainsi nécessaire de définir les règles de priorité s'appliquant lorsque plusieurs projets souhaitent se raccorder sur une même zone et sont en concurrence pour l'obtention des capacités d'injection de la zone.

Le groupe de travail (GT) « Injection Biométhane », instance de concertation copilotée par GRDF et l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), réunit les principaux acteurs de la filière dont les porteurs de projets, les bureaux d'étude, les équipementiers, les GRT et les GRD, la Fédération nationale des collectivités concédantes et des régions (FNCCR), la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et la CRE. Cette instance de concertation a rédigé et proposé à la CRE en octobre 2013 une procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz. Cette procédure a pour objet de définir les rôles des acteurs (GRT et GRD, porteurs de projet ou producteurs de biométhane) ainsi que les règles de priorité lors du raccordement d'une installation d'injection de biométhane aux réseaux de gaz naturel.

L'article L.134-2 du code de l'énergie énonce que « Dans le respect des dispositions législatives et réglementaires, la Commission de régulation de l'énergie précise, par décision publiée au Journal officiel, les règles concernant : [...] 3° les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel ». En application de ces dispositions, la CRE envisage de délibérer sur la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, qui relèvent des conditions de raccordement à ces réseaux. Cette délibération porterait sur :

- la règle du « premier arrivé, premier servi » ;
- la définition de la zone d'injection de biométhane ;
- la définition d'un gestionnaire de registre des capacités d'injection de biométhane ;
- les modalités et délais d'échanges d'informations entre les acteurs ;
- l'initialisation des files d'attente avec les projets déjà en cours d'instruction par les gestionnaires de réseaux.

## **G. Transition vers un nouveau système**

La mise en place d'un nouveau dispositif de soutien devra faire l'objet d'une évaluation précise de ses conséquences, et des biais possibles qu'il induit.

Une première phase transitoire de test pourrait être introduite, au cours de laquelle il serait laissé aux acteurs le choix entre les différents dispositifs. Une analyse du comportement des acteurs pendant cette phase et un processus de concertation permettrait d'affiner, si nécessaire, les modalités du nouveau dispositif.

Pour autant, il ne paraît pas souhaitable de laisser à terme plusieurs mécanismes de soutien coexister, afin de limiter les possibilités d'arbitrage.