



Propositions de la CRE relatives au soutien aux énergies renouvelables

octobre 2017

Le développement des énergies renouvelables est un axe clé de la politique énergétique française, telle qu'énoncée par la programmation pluriannuelle de l'énergie. Il concourt à la stratégie de réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité et au respect des engagements européens et internationaux (Union de l'énergie et accord de Paris sur le climat).

Les objectifs sont ambitieux. Toutefois, à ce stade, en électricité comme en gaz, le coût complet de production des principales filières renouvelables en France est encore nettement supérieur au prix de marché, principalement déterminé par le coût marginal des filières conventionnelles (essentiellement aujourd'hui le parc thermique charbon par l'intermédiaire des interconnexions). Ainsi, en dépit de gains de productivité notables pour certaines filières, le développement des énergies renouvelables repose sur un soutien public croissant. Les besoins annuels de financement des charges de service public correspondantes devraient ainsi passer de 6,1 Mds€ en 2017 à 8,3 Mds€ en 2022.

Les enjeux financiers de la transition énergétique imposent une réflexion constante sur l'efficacité des dispositifs en place. La présente note a pour objet de synthétiser les positions de la CRE sur les conditions de sa mise en œuvre dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel et à formuler des propositions d'évolution. Elle précise également les actions nouvelles que la CRE entend engager en 2017 - 2018. Enfin, des encadrés détaillent les stratégies par filière et illustrent les difficultés rencontrées.

Ainsi, la CRE considère que (I) le développement des énergies renouvelables doit être poursuivi dans un cadre concurrentiel adapté, lisible et durable, (II) en tenant compte des spécificités des zones non-interconnectées, qu'il convient (III) de lever les barrières au développement des filières afin d'en réduire les coûts, et que (IV) la politique de développement des énergies renouvelables pourrait faire l'objet d'un pilotage plus resserré.

1. LE DEVELOPPEMENT DES FILIERES ENERGIES RENOUVELABLES DOIT ETRE POURSUIVI DANS UN CADRE CONCURRENTIEL ADAPTE, LISIBLE ET DURABLE

La France a engagé à partir de 2010 une réforme des dispositifs de soutien fondée sur le recours accru aux appels d'offres, l'introduction d'une dégressivité des tarifs d'achat pour la production photovoltaïque et la mise en œuvre progressive d'une rémunération fondée sur un complément au prix de marché. Cette politique a atteint l'objectif de maîtrise des coûts sans porter atteinte au développement des énergies renouvelables, et doit donc être poursuivie. Certains aménagements de ses dispositions doivent cependant être introduits.

La CRE recommande ainsi (A) de poursuivre la mise en œuvre des appels d'offres et de l'étendre à l'ensemble des filières matures, (B) d'optimiser les principes de rémunération afin de maximiser la valeur de la production pour le système électrique, (C) de faire évoluer les critères de sélection, (D) d'adapter les régimes de soutien au cours du temps, (E) d'organiser l'arrivée à échéance des contrats d'achat les plus anciens et (F) de mieux articuler les aides en fonction du stade de développement de la filière et de la maturité du secteur.

A) Poursuivre la mise en œuvre des appels d'offres et l'étendre à de nouvelles filières

La procédure d'appel d'offres a fait l'objet de simplifications visant à en accélérer la mise en œuvre et à en limiter les coûts. Les bonnes pratiques permettant d'assurer l'efficacité de cette procédure sont rappelées en annexe 4.

Généralisation des appels d'offres

Les appels d'offres ont été généralisés à l'ensemble des filières, à l'exception de certaines petites installations, notamment de méthanisation. La France devrait ainsi être largement en conformité avec les lignes directrices européennes concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 qui prévoient une attribution des aides sur la base d'une mise en concurrence pour les installations de plus de 1 MW ou de plus de 6 MW ou 6 aérogénérateurs, s'agissant de l'éolien.

La CRE est favorable aux appels d'offres pour toutes les filières matures. Elle recommande que ce dispositif soit maintenu, en veillant à l'inscrire dans un cadre pluriannuel afin d'assurer la stabilité et la visibilité de la politique énergétique qui permet d'accompagner la structuration des filières industrielles.

En encadrant les volumes recherchés et même si les prix ne peuvent être pleinement anticipés, les appels d'offres permettent un pilotage budgétaire plus précis que des tarifs d'achat sans plafond de capacité. Alors que les technologies connaissent des progrès rapides et que les projets peuvent présenter de fortes disparités, ils permettent aussi de refléter de manière plus fidèle l'évolution des coûts des filières et d'adapter le niveau de soutien à chaque projet.

Dans le cas de projets complexes, la procédure doit faire l'objet d'adaptations afin de limiter les risques.

Encadré : l'éolien à terre

La CRE a évoqué à plusieurs reprises les imperfections du dispositif français de soutien à la filière éolienne terrestre, en vigueur depuis 2006. Du fait de la diversité des conditions de vent, des choix technologiques, de l'évolution constante des conditions de financement et, plus généralement, des coûts associés, ce dernier a en effet donné lieu à des effets d'aubaine pour une partie des installations. Les mécanismes de soutien ont toutefois évolué en 2017. Les nouvelles installations de moins de 6 éoliennes, pour une puissance totale pouvant aller jusqu'à 18 MW, bénéficieront désormais d'un contrat de complément de rémunération sur 20 ans fixé par arrêté ministériel, tandis que les parcs éoliens de taille supérieure seront soutenus par appel d'offres. Un premier appel d'offres pluriannuel a été lancé en mai 2017 et s'étalera sur trois ans pour une capacité totale de 3 GW.

La CRE, qui estime que les appels d'offres constituent la voie de développement à privilégier pour assurer l'efficacité économique du soutien public aux filières arrivées à maturité, salue cette évolution. Au regard des niveaux de maturité industrielle et de pression concurrentielle qui caractérisent la filière éolienne terrestre, le guichet ouvert ne devrait pas s'appliquer aux installations de plus de 6 MW.

Adapter les conditions des appels d'offres pour maintenir une pression concurrentielle suffisante

Afin de maintenir un niveau de concurrence suffisant, la CRE recommande de veiller à la cohérence des objectifs de développement avec la capacité des industriels à proposer des projets et de limiter la segmentation des appels d'offres au sein de chaque filière.

B) Optimiser les principes de rémunération afin de maximiser la valeur pour le système électrique

Complément de rémunération

Afin de maximiser les bénéfices des politiques de soutien aux énergies renouvelables, les producteurs doivent être incités à optimiser l'usage de leurs installations en maximisant la valeur de leur production. **La CRE recommande à cet égard la généralisation à l'ensemble des filières des régimes de soutien fondés sur un complément de rémunération déterminé ex post, en fonction de la moyenne des prix de marché.** Ainsi, la rémunération effective du producteur est modulée en fonction de sa capacité à produire lors des périodes de prix élevés.

Le complément de rémunération incite également les producteurs, ou les agrégateurs à qui la mise sur le marché peut être déléguée, à réaliser une prévision en J-1 la plus exacte possible. Le coût résiduel d'aléa de production est compensé par une prime de gestion.

Mécanisme d'ajustement et services système

Il pourrait exister un intérêt à favoriser la participation des ENR au mécanisme d'ajustement, voire aux services systèmes. Dans le prolongement de ses recommandations sur la feuille de route « équilibrage » de RTE, la CRE poursuivra ses réflexions sur la valeur, les enjeux et les modalités d'une participation des énergies renouvelables à l'équilibrage. La valeur doit encore être caractérisée avec précision (valeur capacitaire, valeur d'activation) et mise en regard des questions que soulève une telle participation :

- l'impact sur la production effective des installations renouvelables et le risque d'une diminution de leur contribution à l'approvisionnement dans le cas où elles seraient massivement appelées à la baisse ;
- la prise en compte dans la détermination du niveau de soutien de tout ou partie des revenus tirés de la participation à l'équilibrage pour éviter une double rémunération.

Cette réflexion nécessite vraisemblablement d'opérer une distinction entre les filières fatales, pour lesquelles RTE estime que des effacements de volumes faibles (« écrêtage ») pourraient permettre de faire diminuer sensiblement les coûts de renforcement du réseau, et les filières thermiques pilotables (ex : biomasse) pour lesquelles l'ordre de grandeur de l'énergie modulée pourrait être plus significative.

Capacité

La mise en place d'un mécanisme incitant les producteurs sous obligation d'achat à contribuer de manière active au passage des pointes dans le cadre du mécanisme de capacité constitue un axe de travail de la période à venir.

C) Faire évoluer les critères de sélection

Régionalisation des dispositifs de soutien

Certains acteurs demandent une prise en compte des spécificités locales dans les dispositifs de soutien afin de compenser les différences de coûts qui peuvent exister entre projets du fait de leur implantation géographique. Ils demandent notamment la modulation du tarif photovoltaïque pour compenser le moindre ensoleillement conduisant à un coût de production unitaire plus élevé. Toutefois, en métropole continentale, la programmation pluriannuelle de l'énergie ne prévoit pas d'objectif par territoire. La CRE est donc défavorable à de telles dispositions qui tendent à renchérir le coût de développement des énergies renouvelables. La réflexion doit toutefois se poursuivre sur ce sujet.

La CRE est en revanche favorable à la territorialisation des appels d'offres dans les cas où il est nécessaire de prendre en compte les équilibres locaux, en particulier pour la biomasse, afin que les caractéristiques de l'appel d'offres soient adaptées aux gisements locaux et que les projets sélectionnés n'entraînent pas de conflits d'usage.

Encadré : la filière biomasse et la filière méthanisation

Le taux d'échec important des appels d'offres antérieurs à celui de 2016 et le peu de succès des arrêtés tarifaires illustrent les spécificités de la filière biomasse, pour laquelle il est difficile de déterminer *ex ante* un dispositif de soutien national en raison de la diversité des installations, tant en termes de puissance que de plan d'approvisionnement ou de débouché chaleur. La CRE estime qu'un système de soutien intégrant une dimension régionale constitue un mécanisme efficace pour développer la filière.

La filière méthanisation a connu des difficultés d'organisation industrielle qui ont pesé sur le développement des installations actuellement en service. La situation économique des méthaniseurs est très disparate en raison de la multiplicité des technologies et des intrants utilisés et de la diversité des contextes locaux dans lesquels les installations se développent. Cette filière bénéficie par ailleurs de dispositifs de subventions dont les montants peuvent représenter une part significative de l'investissement initial. Le tarif d'achat ne permet pas de répondre de manière spécifique et proportionnée à ces différentes problématiques et ne constitue pas, dès lors, un véhicule de soutien adéquat au développement de la filière méthanisation.

L'organisation d'appels d'offres à des échéances régulières, à une échelle territoriale, et différenciant le cas échéant plusieurs catégories d'installations, constitue un moyen plus approprié de répondre aux enjeux de la filière en tant qu'ils permettent de prendre spécifiquement en compte les facteurs de diversité technique, économique et géographique des installations, d'anticiper l'apparition de conflits d'usage et de structurer progressivement la filière.

Introduction de critères environnementaux

Les critères environnementaux actuellement mis en œuvre dans le cadre des appels d'offres, tels que le bilan carbone des panneaux photovoltaïques ou ceux relatifs à l'approvisionnement en biomasse, devraient être renforcés et étendus aux autres régimes de soutien. Ils permettent en effet le déploiement de technologies plus respectueuses de l'environnement et peuvent indirectement favoriser les industries françaises et européennes. Le critère prix doit néanmoins conserver un caractère prépondérant.

Ecarter les critères trop spécifiques

L'ajout dans les appels d'offres français de critères techniques trop spécifiques est en revanche à éviter car il tend à segmenter le marché et à décorrélérer le coût des projets de celui de la filière européenne dans son ensemble. Or, l'intérêt de la France est de bénéficier des gains de productivité de l'industrie à l'échelle européenne et non de s'en tenir écarté : le marché des équipementiers est par nature mondial et aucune filière industrielle nationale ne saurait émerger durablement sur la base d'une performance inférieure à celle de son secteur en Europe et de produits adaptés à son seul marché domestique.

Maintenir une politique de développement par filière

Les filières renouvelables présentent chacune des caractéristiques spécifiques en termes de production, de variabilité et de services rendus au système électrique. Il importe de maintenir une politique de développement équilibré de ces différentes filières afin de bénéficier de leur foisonnement et d'atteindre concomitamment les objectifs d'autres politiques publiques (aménagement du territoire, gestion des déchets, etc.)

Cette recommandation est toutefois en contradiction avec les dispositions du projet de directive européenne « énergies renouvelables », en ce qu'elles prévoient des appels d'offres technologiquement neutres. Il y a lieu de poursuivre les efforts de conviction sur ce point.

D) Adapter le niveau de soutien au cours du temps

Une durée de soutien cohérente avec la durée de vie de l'installation

Dans la plupart des cas, les dispositifs actuellement en vigueur prévoient une durée de soutien inférieure à la durée de vie de l'installation. En échange d'un relèvement de la rémunération pendant la phase de soutien, cette approche permet de limiter la durée durant laquelle les installations bénéficient de subventions et d'organiser leur intégration progressive au marché. Dans ce cas de figure, les revenus tirés de la vente sur les marchés de la production à l'issue du régime de soutien doivent impérativement être pris en compte pour fixer le niveau adéquat du soutien public, sous peine de surestimer les besoins en subventions.

Cependant, il apparaît que la rémunération tirée de la vente d'énergie sur le marché à l'issue d'un dispositif de soutien et pour la durée de vie résiduelle de l'installation est susceptible d'être mal prise en compte pour le calcul du niveau de soutien adéquat, car elle se fonde sur une estimation, par nature très incertaine, des prix du marché de l'électricité à échéance de 20 à 30 ans. Or, leur accorder une valeur trop faible impose de relever le niveau du soutien et permet à l'exploitant de bénéficier ultérieurement d'un effet d'aubaine. Inversement, le producteur peut être exposé à un risque de surestimation de ses revenus futurs qu'il répercute dans son plan d'affaire sous la forme d'une exigence de rentabilité, et donc de rémunération, accrue pendant la période de soutien.

A défaut d'une évaluation fiable des prix de marché, l'alternative consiste à faire correspondre la durée du soutien avec la durée de vie de l'installation. Une telle évolution nécessiterait une modification législative visant à allonger la durée maximale du complément de rémunération, actuellement plafonnée à 20 ans par la loi, afin de l'adapter, au cas par cas, à la situation de chaque filière.

Une révision périodique des arrêtés tarifaires

Pour les installations bénéficiant d'un dispositif de soutien en guichet ouvert, de type arrêté tarifaire, les conditions de rémunération doivent faire l'objet d'une révision périodique. La CRE recommande un contingentement des demandes de contrats, associé à une révision périodique de la rémunération corrélée au volume de demande observé sur la période écoulée. Ce système a déjà été mis en œuvre avec succès, par le passé, pour la filière photovoltaïque.

Un tel dispositif serait particulièrement pertinent dans les zones non interconnectées pour contribuer à maîtriser les situations de surcapacités et l'apparition de coûts échoués liés à la sous-utilisation du parc de production.

Encadré : la filière photovoltaïque

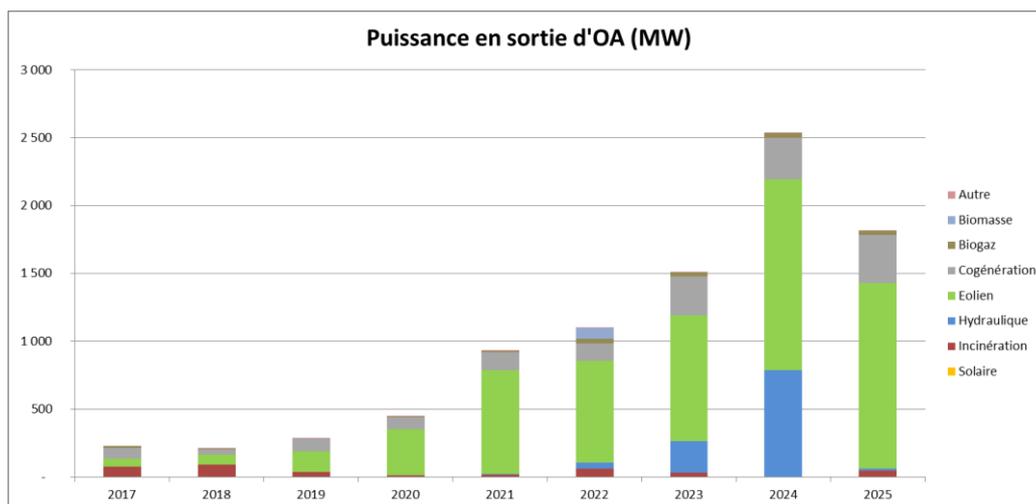
Le montant des charges liées au photovoltaïque qui, avec près de 2,5 Md€ en 2016, représentent 59 % des charges liées aux contrats d'achat en métropole continentale, relève surtout des effets des contrats passés, conclus dans le cadre des arrêtés de 2006 et 2010.

La CRE estime que les mécanismes de soutien actuellement en vigueur, reposant sur des tarifs d'achat auto-ajustables pour les petites installations et des appels d'offres pour les installations de plus de 100 kWc, donnent des résultats satisfaisants, en ce qu'ils permettent de respecter la cible de développement de la filière tout en exerçant une pression à la baisse sur les coûts. En conséquence, la CRE recommande de ne pas modifier les conditions d'attribution des dispositifs de soutien, et notamment de ne pas relever le seuil d'éligibilité aux tarifs d'achat au-delà de 100 kWc.

En revanche, certaines modalités de l'arrêté tarifaire actuellement en vigueur devront être revues afin notamment de traiter le cas des installations au sol de petite puissance, actuellement exclues du périmètre, et de tenir compte des différences de coûts qui existent entre les installations sur bâtiments neufs et existants.

E) Organiser l'arrivée à échéance des contrats d'achat

Les années à venir vont se caractériser par l'arrivée à échéance d'un nombre croissant de contrats d'achat, notamment ceux conclus sur la base des arrêtés tarifaires de 2001 - 2002. Comme l'illustre le graphique ci-après, la question du devenir des installations et des sites concernés constitue un enjeu très important pour le développement du marché et le maintien, voire le développement de la production de source renouvelable.



Dans le cas général, orienter les installations vers le marché et proscrire toute nouvelle subvention

Dans la mesure où les installations dont le soutien arrive à échéance sont amorties, elles bénéficient de coûts de production réduits assimilables, en première approximation, aux seuls coûts d'exploitation. Dès lors que ceux-ci sont inférieurs aux prix de marché, ces installations ont vocation à sortir des régimes de soutien pour vendre leur énergie sur le marché. La mise en place du complément de rémunération permet de préparer cette transition, puisqu'elle contraint d'ores et déjà les producteurs à commercialiser leur électricité sur les marchés.

Maintenir une subvention uniquement pour les installations dont les coûts d'exploitation sont structurellement supérieurs aux prix de marché

Conformément à l'encadrement communautaire des aides d'Etat, pour les installations dont les coûts d'exploitation sont supérieurs aux prix de marché, un mécanisme de soutien strictement proportionné à la prise en compte de cet écart peut être envisagé afin d'exploiter au mieux cet actif renouvelable existant. Dans cette hypothèse, la CRE s'assurera de la proportionnalité de la rémunération proposée.

Encadré : Rénovation des parcs éoliens terrestres, des installations hydrauliques et de cogénération

La question de la rénovation des installations à l'issue du contrat de tarif d'achat mérite réflexion. Ces opérations sont utiles car elles sont susceptibles de permettre le maintien en activité d'un actif de production renouvelable voire une augmentation de sa puissance, contribuant ainsi à l'atteinte des objectifs de développement des filières tout en limitant l'impact environnemental.

Il conviendra d'évaluer la nécessité du dispositif de rénovation et, le cas échéant (i) de s'assurer de la proportionnalité de la rémunération proposée, (ii) de vérifier l'intérêt économique d'une rénovation par rapport à la construction d'une installation neuve, (iii), de contrôler la réalisation effective des investissements ayant servi à déterminer le niveau de cette rémunération et (iv) de ne pas encourager le recours aux dispositifs de soutien pour des installations pouvant s'en passer.

À cet égard, les premières expériences n'étaient pas satisfaisantes. Les arrêtés « rénovation » publiés en 2005 et 2006 pour les filières hydraulique et cogénération permettaient en effet aux producteurs de conclure un deuxième contrat d'achat sur la base des tarifs applicables à une installation neuve, alors que les seuils d'investissement minimum à réaliser pour en bénéficier ne correspondaient qu'à la moitié de l'investissement requis pour une installation neuve. Ces arrêtés ont toutefois été abrogés en 2016 par de nouvelles dispositions tarifaires dont la CRE évaluera la pertinence sur la base des résultats d'un audit.

De façon générale, la CRE recommande que les installations candidates à une rénovation, quelle que soit la filière, soient exclusivement sélectionnées sur la base d'un appel d'offres. Les parcs éoliens terrestres procédant à un *repowering* devront dès lors être explicitement exclus du champ de l'arrêté tarifaire en vigueur.

F) Articuler les aides en fonction du stade de développement de la filière et de la maturité du secteur

Soutenir les technologies les plus innovantes sur la base d'une analyse au cas par cas

Le cadre de développement des filières innovantes est à reconsidérer. En effet, en l'absence de pression concurrentielle et de connaissance précise des coûts, y compris par les candidats eux-mêmes, les appels d'offres, tout comme les tarifs fixés par arrêté, se révèlent inefficaces et source de surcoûts.

La CRE recommande plutôt de procéder à une analyse au cas par cas, sur la base d'une méthodologie commune, comme elle le fait pour les projets qui lui sont soumis dans les zones non-interconnectées. Cette analyse permet d'établir les modalités du contrat de soutien, en prévoyant notamment la possibilité d'opérer des révisions *ex post* des modalités de rémunération du producteur en fonction des coûts d'investissement et d'exploitation réellement supportés. La CRE proposera un amendement législatif introduisant le principe et définissant les modalités d'un tel régime de soutien.

Les contrats de gré à gré autorisent également une meilleure articulation avec les autres formes de subventions publiques qui permettent aux innovations d'émerger, du développement à l'industrialisation et la commercialisation, en faisant intervenir successivement des aides de nature différente en fonction du stade de maturité du projet (aide à la recherche ou au développement, prise de participation, avance remboursable, prêts aidés, exonérations fiscales, garantie export, etc.)

Rationaliser la sélection des projets en présence de multiples sources de financement public

D'une manière générale, la coexistence de plusieurs régimes de soutien (appels d'offres ou complément de rémunération, financement ADEME, fonds régionaux, etc.) peut être source d'inefficacité et doit faire l'objet d'une coordination avec l'ensemble des financeurs publics (ADEME, BPI, CGI, DGE, etc.) Une solution consisterait, pour les filières pour lesquelles ce n'est pas encore le cas, à ce que les aides de l'ADEME et des régions ne soient pas allouées à des projets bénéficiant d'une aide au titre des charges de service public, mais cela suppose que l'on puisse définir des objectifs et une grille de sélection communs entre les différents financeurs.

Étudier les conséquences des nouvelles organisations de projets et des financements innovants

La CRE étudiera les conséquences pour le développement du secteur des nouvelles structures de projets et des modes de financement innovants, notamment les communautés locales d'énergie et le financement participatif.

Elle poursuivra ses discussions au sein du Conseil européen des régulateurs de l'énergie et avec la Commission européenne sur la rédaction des dispositions des projets de directive « marchés de l'énergie » et « énergies renouvelables » relatives aux communautés locales d'énergie et aux communautés d'énergies renouvelables.

La CRE se rapprochera notamment de l'Autorité des Marchés Financiers pour les questions relatives à l'appel à l'épargne publique, afin de mieux cerner les avantages et les contraintes liées au financement participatif.

2. DANS LES ZONES NON-INTERCONNECTÉES, LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES NECESSITE UNE APPROCHE SPECIFIQUE

L'objectif de substitution des énergies fossiles par des énergies renouvelables constitue un axe prioritaire de la politique énergétique dans les zones non-interconnectées (ZNI), au même titre que la maîtrise de la demande. Les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) prévues par la LTECV ont, pour la plupart, été adoptées ces derniers mois (Corse, Guyane, Guadeloupe, Réunion, Mayotte). Elles déclinent les objectifs par filière pour chaque territoire.

Les ZNI présentent des caractéristiques géographiques et climatiques hétérogènes qui conditionnent le potentiel de développement des différentes filières renouvelables. A titre d'exemple, le développement de la géothermie devrait être essentiellement porté par les îles volcaniques (Martinique, Guadeloupe et Réunion), tandis que seule la Guyane disposerait de ressources propres en biomasse importantes permettant le développement à grande échelle de cette filière sans recourir à l'importation. Afin que les objectifs de chaque territoire puissent être atteints au meilleur coût, ces différences doivent également être prises en compte pour le dimensionnement des dispositifs de soutien.

Une attention particulière doit être portée au rythme de développement des nouveaux moyens de production, y compris les capacités utilisant les énergies renouvelables afin qu'il soit en adéquation avec l'évolution de la consommation et tienne compte de la durée de vie des moyens de production existants, en particulier de ceux dont l'investissement n'est pas encore amorti, au risque d'affecter aux charges de service public des coûts échoués.

A) Les dispositifs de soutien doivent être adaptés aux caractéristiques des projets

Pour soutenir le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, les pouvoirs publics ont principalement recours à trois instruments : l'obligation d'achat à tarif défini par arrêté, les appels d'offres et les contrats de gré à gré.

L'obligation d'achat permet aux producteurs d'énergie renouvelable de bénéficier d'une rémunération garantie, généralement sur une période de quinze à vingt ans. La CRE estime que le recours à ce dispositif ne se justifie que pour des filières pour lesquelles le niveau de coût est suffisamment connu et homogène d'un projet à l'autre. Il impose, en outre, de prendre en compte les conséquences sur la rentabilité des projets des disparités de situations entre territoires. La CRE n'est donc favorable à l'obligation d'achat que pour les installations photovoltaïques de

plus petites puissance, sous réserve d'une adaptation du tarif aux conditions d'ensoleillement de chaque territoire. En outre, le tarif « éolien cyclonique », qui prévoit les mêmes conditions de rémunérations pour tous les territoires, devrait être abrogé.

Les appels d'offres permettent aux industriels dont les projets sont retenus de bénéficier d'un contrat d'achat de leur production sur une durée définie par le cahier des charges et au prix proposé dans leur offre. La CRE considère qu'il doit y être fait recours à chaque fois que les conditions de concurrence le permettent, et notamment dans le cas des installations photovoltaïques de grande puissance.

Enfin, les contrats de gré à gré autorisent une analyse au cas par cas des coûts de l'installation par la CRE. Il doit y être fait recours dans les autres cas. En particulier, la CRE estime que le soutien à la filière éolienne devrait être organisé dans ce cadre, en raison de l'hétérogénéité des projets et du faible niveau de concurrence dans ce secteur en ZNI.

B) Les particularités des systèmes insulaires imposent une planification rigoureuse

Pour garantir la sûreté du système électrique, l'article L. 141-9 du code de l'énergie autorise le GRD à déconnecter les dernières installations photovoltaïques ou éoliennes raccordées au réseau lorsque la puissance cumulée injectée par les moyens de production intermittents dépasse le seuil défini par la PPE. En effet, la réserve de puissance disponible peut s'avérer insuffisante (ou sa constitution trop coûteuse) pour compenser la chute de fréquence en cas de baisse importante des productions intermittentes.

A ce jour, le seuil maximal de pénétration des énergies fatales à caractère aléatoire, initialement fixé de manière forfaitaire à 30 %, a été atteint dans toutes les ZNI ou est en passe de l'être. Dès lors, des déconnexions sont susceptibles d'intervenir, avec pour conséquence une moindre rentabilité pour les installations les plus récentes et un développement du photovoltaïque et de l'éolien moins important qu'escompté. La CRE a donc recommandé, d'une part, que ce seuil soit revu et différencié par territoire, et d'autre part, de mettre en place un tarif photovoltaïque qui compense les déconnexions afin de ne pas freiner son développement d'ici à la mise en œuvre des moyens, notamment de stockage, permettant le relèvement du seuil de déconnexion. Dans le prolongement de ces recommandations, la PPE a introduit des seuils de déconnexion différenciés par territoire.

En outre, dans un contexte où certains territoires sont confrontés à un déséquilibre entre la localisation des moyens de production et des lieux de consommations et à une absence de maillage du réseau de transport, le développement des énergies renouvelables peut renforcer l'instabilité du réseau qui perd en inertie et réagit de manière plus violente aux variations de fréquences jusqu'à engendrer un délestage.

Dès lors, l'analyse du gestionnaire de réseau sur les faiblesses du système est un préalable essentiel à l'établissement de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Les bilans prévisionnels de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité établis par le gestionnaire du réseau doivent donc prévoir des orientations explicites sur la répartition spatiale des besoins, en moyens de production et en stockage, au regard des perspectives de développement du parc et des particularités du réseau. Enfin, les PPE des ZNI doivent être prescriptives sur les besoins de développement des énergies renouvelables par filière, sur leur localisation et sur les caractéristiques techniques des installations. Sur la base de ces prescriptions, l'Etat ou les collectivités pourraient lancer des appels d'offres intégrant les besoins spécifiques à chaque territoire.

C) Le stockage constitue le principal levier pour une intégration accrue des énergies fatales

L'intégration des énergies renouvelables fatales à caractère aléatoire constitue un enjeu particulier pour les systèmes électriques des ZNI du fait notamment de leur taille réduite et des faibles possibilités de foisonnement. Dans son avis du 27 octobre 2016 sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque avec stockage, la CRE a indiqué que les réserves de puissance nécessaires pour faire face à la variabilité des productions photovoltaïque et éolienne et pour atteindre les objectifs de relèvement des seuils de déconnexion prévus par les PPE pourront être fournies par des installations de stockage centralisées. Pilotées par le GRD, ces installations pourront, à la différence des petites unités de stockage décentralisées déployées dans le cadre des appels d'offres photovoltaïques avec stockage, offrir une plus grande flexibilité dans les services rendus, mieux adaptée aux besoins évolutifs du système.

Dans cette optique, l'article 60 de la loi de finances rectificative pour 2012 a étendu le périmètre des projets relevant des charges de service public de l'électricité aux projets de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique (GRD). Les coûts afférents pourront être pris en compte dans la limite des surcoûts de production que les capacités de stockage contribuent à éviter.

Pour évaluer la compensation liée à un projet de stockage, la CRE a défini une méthodologie à partir des réponses à la consultation publique lancée fin 2016 émanant des collectivités locales, de l'ADEME, des GRD et des exploitants potentiels. Cette méthodologie, adoptée le 30 mars 2017, permet à toute personne de se porter exploitant. Elle prévoit que le GRD publie les prescriptions techniques nécessaires à ce type d'installation afin que les solutions proposées soient en bonne adéquation avec les besoins du système électrique.

Les services incluent la fourniture de réserve de puissance pour le réglage de la fréquence, ainsi que le report de charge qui favorisera l'appel des moyens de production fonctionnant en base, plutôt que le recours aux moyens de pointe plus onéreux. Ainsi, les moyens de stockage pourront générer des économies de coûts de production variables, par exemple de combustible et de maintenance, mais aussi de coûts fixes par de potentiels reports d'investissements dans les moyens de production.

Enfin, les installations de stockage centralisées entrant dans le champ de la méthodologie du 30 mars 2017 pourront aussi apporter des solutions au traitement des contraintes en tension et en intensité sur les réseaux de distribution et de transport. En effet, la modulation des puissances électriques injectées ou soutirées sur une portion de réseau est plus facilement ajustée et la gestion des flux d'électricité améliorée. Cela devrait permettre le report des investissements nécessaires au renforcement des réseaux, et contribuer à une réduction des coûts pris en compte pour le calcul du tarif d'utilisation des réseaux d'électricité (TURPE).

Par conséquent, la CRE recommande l'abandon du nouvel appel d'offres « photovoltaïque avec stockage », pour privilégier un soutien distinct du photovoltaïque et du stockage centralisé, suivant les modalités énoncées précédemment (appels d'offres pour le photovoltaïque de grande puissance et prise en compte au titre des charges de service public de l'électricité conformément aux dispositions de l'article 60 de la LFR 2012 pour le stockage).

3. LA POLITIQUE DE SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES DOIT S'ATTACHER A LEVER LES BARRIERES AU DEVELOPPEMENT DES FILIERES

Au-delà des procédures de mise en concurrence des producteurs, l'efficacité de la politique de développement des énergies renouvelables réside également dans la maîtrise du coût des projets. Elle passe par (A) la levée des barrières non-économiques, telles que la simplification des procédures administratives, (B) la prise en compte, dans les conditions de rémunération, des risques financiers qui échappent au contrôle du producteur et (C) l'amélioration des conditions de commercialisation des énergies renouvelables.

S'il n'appartient pas à la CRE de faire des propositions en la matière, elle insiste sur l'importance et l'urgence de mesures correctives sur ces sujets.

A) Lever les barrières non-économiques

À ce jour, la complexité de procédures administratives et les difficultés liées à l'acceptabilité locale renchérissent considérablement le coût des projets. Indépendamment des mesures prises pour accroître la concurrence, la CRE recommande donc d'agir sur ces facteurs pour en limiter l'impact financier.

Les difficultés identifiées portent sur des domaines d'intervention variés tels que les problématiques d'urbanisme et d'expropriation ainsi que, s'agissant de l'éolien terrestre, les contraintes imposées par l'aviation civile et militaire, en lien avec la taille des machines. Dans ce contexte, la création d'un guichet unique pour traiter ces demandes est un facteur d'efficacité, tant pour l'industriel que pour l'administration.

L'amélioration du dialogue et de la concertation à l'échelle locale et le développement de l'investissement participatif sont de nature à favoriser l'acceptabilité des projets et peuvent conduire à une meilleure efficacité des politiques de soutien aux énergies renouvelables, à la condition toutefois que les avantages consentis dans ce cadre n'excèdent pas les économies attendues d'une accélération des projets.

B) Limiter les risques financiers

Exposer le producteur à des risques qu'il ne maîtrise pas renchérit le coût de la politique énergétique

Si le producteur qui bénéficie de subvention doit être responsabilisé sur la maîtrise des coûts de son projet et l'utilisation optimale de son installation, il convient d'observer que certains risques échappent très largement à son contrôle. Leur prise en compte dans son plan d'affaire conduit à une exigence de rentabilité et, *in fine*, de rémunération supérieure. Afin d'optimiser le niveau de soutien, la CRE est favorable, s'agissant de l'éolien en mer, à ce que certains de ces risques qui échappent totalement au contrôle de l'industriel puissent, sur la base d'une analyse coûts – bénéfices, faire l'objet d'une compensation financière lorsqu'ils surviennent.

L'éolien en mer est la filière la plus exposée

La complexité des projets d'éoliennes en mer a nécessité l'adaptation de la procédure d'appel d'offres, rebaptisée « dialogue concurrentiel », consistant essentiellement désormais en une concertation avec des acteurs présélectionnés par la CRE sur la base de critères industriels et financiers, aux fins d'établir le cahier des charges définitif de l'appel d'offres. La procédure aborde notamment la question du partage des risques entre le producteur, l'Etat et d'autres opérateurs comme les gestionnaires de réseaux. Les modalités financières à mettre en œuvre pour la gestion des retards ou des avaries touchant au raccordement sont, à cet égard, particulièrement structurantes.

La CRE considère toutefois que ces questions devraient faire l'objet d'une concertation plus large car leur résolution pourrait nécessiter de faire évoluer certaines dispositions législatives du code de l'énergie mais également du code de l'environnement qui requièrent des délais de mise en œuvre substantiellement plus longs que ceux prévus par le dialogue concurrentiel. Les modifications pourraient notamment s'inspirer des exemples d'autres pays comme le Danemark, où les autorisations administratives sont obtenues et purgées de tout recours par l'État pour le compte du porteur de projet avant le lancement de l'appel d'offres. La mise à disposition d'études, réalisées par l'Etat en amont de la phase de dialogue – notamment sur les régimes de vent ou la qualité des sols – devrait également être envisagée. Cela pourrait également passer par un assouplissement des règles de consultation du public, pour permettre des modifications ultérieures du projet dans le respect d'une enveloppe définie en amont de la consultation.

Enfin, la CRE est favorable à la mise en place de dispositions contractuelles permettant de traiter les conséquences des incertitudes sur les conditions de réalisation du projet selon des modalités équilibrées entre la rémunération du porteur de projet d'une part et les charges de service public qui la financent d'autre part. À ce titre, elle soutient le principe d'ajustements *ex post* des conditions de rémunération du producteur, tenant compte de ses conditions de financement réelles et de la rentabilité effective du projet sur sa durée de vie.

Les particuliers sont moins concernés par les questions de rentabilité que par les problèmes de trésorerie

D'une manière générale, les projets développés par des particuliers présentent peu de risques. De plus, leurs motivations à participer au développement des énergies renouvelables peuvent être davantage éthiques que financières, ce qui se traduit par une moindre exigence de rentabilité.

En revanche, les particuliers peuvent être plus directement exposés aux problématiques de trésorerie, notamment en raison du niveau relativement faible des ratios d'endettement imposés par les banques françaises en comparaison d'autres pays européens. La CRE recommande donc que soient mis en place des financements adaptés. Le risque financier serait d'autant plus limité que l'aléa de production est faible et que ce type d'investissement a, en principe, vocation à demeurer accessoire dans le bilan d'un foyer, là où il constitue l'essentiel de l'actif des entreprises du secteur. Une attention particulière doit être portée aux conditions de financement afin de prévenir une captation des bénéfices par les intermédiaires financiers. Pour s'en prémunir, le principe d'un financement par l'épargne réglementée, type livret de développement durable et solidaire, et à des conditions de taux proportionnées, pourrait être étudié.

C) Améliorer les conditions de commercialisation des énergies renouvelables

Le système d'obligation d'achat faisait d'EDF et des ELD les seuls offreurs sur le marché des ENR bénéficiant d'un soutien public. Avec la mise en place du complément de rémunération, la mise sur le marché des ENR est désormais en profonde évolution.

D'une part, l'obligation d'achat peut désormais être transférée – à la demande du producteur – à des organismes agréés. La CRE a veillé à définir des règles de déduction des revenus permettant de minimiser les possibilités de gains de ces opérateurs au-delà des coûts qu'ils engagent pour assurer cette mission de service public. Ces règles auront à évoluer, notamment pour prendre en compte la valeur supplémentaire que ces opérateurs pourraient obtenir d'une participation des ENR à l'équilibrage voire les y inciter.

D'autre part, la mise en place du complément de rémunération va conduire au développement d'agrégateurs chargés de commercialiser l'électricité pour le compte des producteurs. Le dimensionnement de la prime de gestion de ces opérateurs constitue un sujet de vigilance pour la maîtrise des finances publiques. Certaines évolutions des marchés – notamment l'introduction de négoce d'électricité au pas 30 minutes sur le marché infra journalier – pourraient favoriser une diminution des écarts de ces opérateurs et donner lieu à une baisse des primes de gestion.

Au-delà des modalités de vente sur le marché de gros, la valorisation des ENR à travers la commercialisation d'offres vertes pose d'importantes questions concurrentielles. La CRE devra en particulier se prononcer sur les modalités de mise sur le marché des garanties d'origine liées à la production renouvelable électrique faisant l'objet d'un soutien public au regard des enjeux concurrentiels sur le marché de détail et des potentiels effets sur le montant des charges.

4. LA POLITIQUE DE SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES DOIT FAIRE L'OBJET D'UN PILOTAGE RESSERRE

La politique de développement des énergies renouvelables s'est historiquement construite à partir d'une analyse par filière énergétique (hydrocarbures, combustibles solides, électricité, etc.), sans nécessairement tenir compte de possibles effets de transfert des usages d'une filière vers l'autre. Cette approche est davantage fragilisée aujourd'hui par les progrès technologiques qui accroissent significativement les possibilités de substitutions entre les filières dans la plupart des grands usages (mobilité et thermique notamment). Ce phénomène peut être amplifié

par les variations de prix résultant des interventions publiques, lorsqu'elles affectent les filières de manière différenciée, et entraîner des impacts financiers et environnementaux défavorables.

En outre, l'annualisation budgétaire se révèle par nature inadaptée au pilotage de dépenses qui engagent la collectivité sur plusieurs dizaines d'années. Elle nécessite une planification à long terme fondée sur une connaissance fiable des coûts des filières et des perspectives d'évolution.

En conséquence, la CRE recommande (A) de réfléchir aux optimisations économiques et environnementales à l'échelle du système énergétique, dans son ensemble et (B) de renforcer le pilotage budgétaire afin de maîtriser l'évolution des charges de service public.

A) Réfléchir aux optimisations économiques et environnementales à l'échelle du système énergétique

Anticiper les conséquences du développement de l'autoconsommation et des nouveaux usages

La CRE a lancé une large concertation sur les effets de l'autoconsommation sur le fonctionnement du système électrique. Les principaux enjeux concernent :

- La définition de tarifs de réseau, en niveau et en structure, qui reflètent les coûts ou économies engendrés sur les réseaux par l'autoconsommation et concilient son développement avec le maintien d'une solidarité nationale ;
- Les effets de l'autoconsommation sur la CSPE et les diverses taxes qui s'appliquent à l'électricité. Sans modification du cadre fiscal en vigueur, un développement important de l'autoconsommation pourrait avoir des impacts économiques non négligeables.

En parallèle de cette évolution, se développent également de nouveaux usages de l'énergie : climatisation, digital, mobilité électrique ou au gaz, etc. D'autres encore émergent, dont le stockage qui fait l'objet d'un chapitre dédié, ci-après. Ces tendances sont susceptibles d'affecter substantiellement le profil de demande et leurs conséquences doivent être anticipées.

La CRE est particulièrement attentive à l'avenir du secteur et aux mutations en cours. Elle a donc souhaité renforcer son action dans ces domaines, afin de mieux appréhender et anticiper les évolutions sur le long terme. Ainsi, elle a initié dès octobre 2017, une réflexion sur l'innovation et la prospective en créant un Comité de prospective auxquels ont été conviés de nombreux experts français et internationaux.

Anticiper les impacts sur les réseaux

La part croissante des ENR au sein de la capacité installée totale du parc français entraîne, dans un certain nombre de cas, des investissements liés à des besoins de renforcement spécifiques pour de futures installations (cf. S3REN). Les coûts de raccordement et de renforcement sont à la charge des producteurs. Toutefois, le gouvernement envisage de publier des arrêtés mettant en place une réfaction tarifaire sur les coûts de raccordements pour les installations de production de moins de 5 MW.

La CRE est, sauf exception, défavorable à une telle évolution. En effet, le mécanisme de réfaction envisagé pour le raccordement d'installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable présente de nombreux inconvénients en ce qu'il peut conduire au développement de projets plus coûteux pour la collectivité sans lien avec une meilleure qualité technique ou environnementale, à réduire le signal de localisation allant ainsi à l'encontre de l'objectif poursuivi par le mécanisme des S3REnR prévus par la loi et pourrait conduire à des besoins de renforcement accrus, et à une hausse du TURPE pour l'ensemble des consommateurs.

Evaluer le potentiel du stockage

De nombreuses études suggèrent un développement du stockage pour la gestion de l'intermittence de la production d'électricité à partir de sources renouvelables. A titre d'exemple, la Cour des comptes estime, dans un récent rapport, que la cible à 2030 de pénétration à hauteur de 40 % de la production électrique requiert une capacité supplémentaire de 1 à 2 GW des stations de transfert d'énergie par pompage, identifiées comme le moyen le plus économique pour répondre au besoin. L'ADEME a réalisé des études qui aboutissent à des résultats et des solutions différents.

Toutefois, en présence d'un différentiel de prix limité entre les périodes de pointe et hors pointe, la viabilité économique du stockage est aujourd'hui sérieusement compromise. La volatilité des prix pouvant évoluer au fur et à mesure de l'introduction de moyens de production intermittents et de la résorption des surcapacités, la CRE s'attachera à estimer les conditions de marché dans lesquelles le développement des moyens de stockage peut être envisagé.

La CRE dispose dorénavant de nouveaux outils permettant de répliquer ces études et s'attachera à expertiser ces ordres de grandeur. A plus long terme, ces travaux permettront d'évaluer les coûts des filières énergies renouvelables, intégrant la production, le raccordement, l'intégration au marché et de démantèlement des installations.

En définitive, la CRE considère que le stockage a vocation à se développer en fonction des besoins, en concurrence avec d'autres technologies, dans le cadre des dispositifs de marché en place : marché de l'énergie, mécanisme d'ajustement, services systèmes (contribution aux réserves) et mécanisme de capacité. Lorsque son utilisation permet de limiter le recours effectif au réseau, il peut également bénéficier de l'effet de parité réseau (niveau à partir duquel le coût de l'énergie autoproduite devient inférieur à celui de l'énergie soutirée sur le réseau, après prise en compte de l'ensemble de la chaîne de valeur : approvisionnement en énergie, tarif d'acheminement, ainsi que taxes et contributions diverses).

Nonobstant la priorité donnée au marché, l'émergence de certaines technologies innovantes requiert un effort de recherche et développement accru qui pourrait justifier un soutien public.

Arbitrer entre les vecteurs énergétiques et les usages

Conformément à ce qui se pratique déjà pour les filières biomasse et biogaz, dont la valorisation sous forme respectivement de chaleur et de gaz injecté fait l'objet d'une priorisation par rapport à la production d'électricité, l'articulation des aides entre plusieurs vecteurs énergétiques mérite d'être évaluée pour l'ensemble des filières et notamment s'agissant de l'énergie solaire.

En effet, les possibilités de stockage local sous forme de chaleur, dont les technologies et les coûts sont mieux maîtrisés que pour l'électricité, permettent d'envisager une contribution plus substantielle du solaire thermique par rapport à l'autoconsommation photovoltaïque. Les meilleurs rendements du solaire thermique et l'intensité carbone élevée de la production de chaleur par rapport aux usages électriques pourraient également être pris en considération.

B) Renforcer le pilotage budgétaire et maîtriser les charges de service public

Organisation du comité de gestion de la CSPE

Créé par la loi de transition énergétique, le comité de gestion de la CSPE se réunit une première fois en octobre 2017. Il est composé de représentants de la DGEC, qui en assure le secrétariat, de la DGCCRF, de la DB, de la DGOM, de la CRE ainsi que de personnalités qualifiées du monde de l'énergie et de représentants des consommateurs.

La première réunion du comité aura vocation à préciser son rôle, les modalités de son fonctionnement ainsi que ses missions. Au sein du comité, la CRE aura un rôle d'expertise en termes d'évaluation des charges historiques et prospectives et d'efficacité des politiques de soutien.

Encadrement des engagements budgétaires à échéance pluriannuelle

La mise en œuvre des politiques de soutien aux énergies renouvelables et à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées occasionne des dépenses budgétaires à horizon pluriannuel. Les conséquences de ces engagements devraient être mieux anticipées et strictement encadrées.

Ainsi, la CRE recommande que soit définie, à l'occasion de l'établissement de la PPE et au moins tous les cinq ans, une enveloppe pluriannuelle de dépense prenant en compte les engagements sur toute la durée des contrats d'achat, dont il appartiendrait au gouvernement d'optimiser l'emploi pour atteindre les objectifs de développement des filières. Cette enveloppe pourrait être proposée par le Comité de gestion de la CSPE, sur le fondement des évaluations prospectives menées par la CRE.

Chiffrage de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

À l'occasion de la délibération de 2018 relative aux charges de service public, la CRE procédera à une évaluation des effets de la PPE en termes de surcoût annuel, pour la période 2018 à 2023 et sur la durée des contrats, en distinguant les engagements déjà pris des engagements futurs.

Cette analyse reposera notamment sur une évaluation prospective du coût des filières et prendra en compte différents scénarios d'évolution des prix sur les marchés de gros.

Audit des coûts des filières

La réalisation d'audits des filières hydraulique, cogénération et éolien et le développement d'une plateforme de déclaration des coûts pour toutes les installations de plus de 100 kW – qui ont désormais l'obligation de procéder à une telle déclaration chaque année auprès de la CRE – constituent un des axes de travail prioritaire pour 2017

et 2018. Ces travaux d'alimenteront une base de données permettant de renforcer l'expertise sur le coût des filières. Ils pourront donner lieu à des rapports publics et alimenter la réflexion sur l'évolution du niveau et de la structure des dispositifs de rémunération, notamment d'améliorer l'efficacité des mécanismes de plafonnement de la rémunération en fonction des conditions naturelles (exposition au soleil, au vent, hydraulicité).

Contrôle de conformité et d'éligibilité des installations aux dispositifs de soutien

Jusqu'à une période récente, le contrôle de conformité des installations aux critères d'éligibilité des dispositifs de soutien était peu organisé et le régime de sanctions des fraudes, peu dissuasif. À la demande d'EDF et de la CRE, qui avaient suspecté plusieurs cas de fraudes à l'occasion de l'exercice annuel d'élaboration et de calcul des charges de CSPE, une mission de contrôle a été diligentée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Cette mission avait constaté les carences des dispositions en vigueur, lesquelles ont été renforcées en 2016.

Il convient désormais qu'elles soient effectivement mises en œuvre et que les sanctions prévues – suspension ou résiliation du contrat – soient prononcées le cas échéant.

ANNEXE 1 : RECAPITULATIF DES PRECONISATIONS

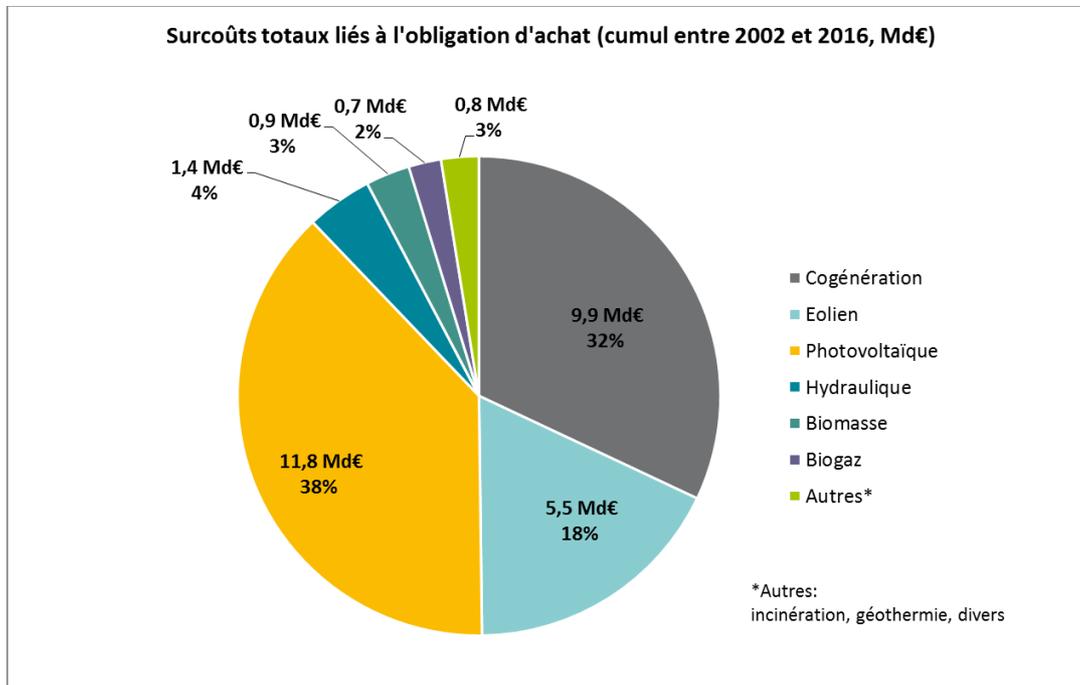
1. Poursuivre le développement des énergies renouvelables dans un cadre concurrentiel adapté	
A) Étendre les appels d'offres à de nouvelles filières	
	Généraliser les appels d'offres à l'ensemble des filières matures, et en particulier aux parcs éoliens terrestres de plus de 6 MW.
	Adapter la procédure d'appel d'offres à la complexité des projets, en recourant le cas échéant au dialogue concurrentiel
	Maintenir une pression concurrentielle suffisante en limitant la segmentation des lots au sein de chaque filière
B) Optimiser les critères de rémunération	
	Généraliser les systèmes de rémunération fondés sur un complément de rémunération (en complément de la vente de l'énergie sur les marchés de gros)
	Poursuivre la réflexion sur la participation des ENR au mécanisme d'ajustement et aux services système
	Inciter les producteurs sous obligation d'achat à optimiser leur participation au marché de capacité
C) Faire évoluer les critères de sélection	
	Maintenir ou renforcer les critères environnementaux des appels d'offres, de type bilan carbone, afin de favoriser l'industrie européenne. Éviter le recours à des critères franco-français.
	Introduire une composante régionale dans les dispositifs de soutien à la filière biomasse, afin de prévenir les conflits d'usage. Exclure toute régionalisation pour les autres filières, générateur d'inefficacité économique.
	Organiser des appels d'offres pour le développement de la filière méthanisation, afin de structurer son développement industriel dans la durée.
	Maintenir des objectifs de développement par filière et infléchir le projet de directive européenne « énergie renouvelable » sur la question de la neutralité technologique des appels d'offres.
D) Adapter le niveau de soutien au cours du temps	
	A défaut d'une bonne prise en compte des revenus tiré du marché à l'issue de la période de soutien, mettre en cohérence la durée des dispositifs de soutien avec la durée de vie de l'installation
	Lorsqu'elles ne résultent pas d'un appel d'offres, assurer une révision périodique des conditions de rémunération et contingenter les demandes des guichets ouverts.
	Maintenir le principe des appels d'offres pour les installations photovoltaïques de plus de 100 KWc.
E) Organiser l'arrivée à échéance des contrats d'achat	
	Orienter les installations vers le marché et proscrire toute nouvelle subvention.
	Maintenir, par exception, une subvention pour les installations dont le coût d'exploitation est structurellement supérieur au prix du marché de l'électricité (exemple de la biomasse)
	Abroger les arrêtés « rénovation », en vigueur pour les filières hydraulique et cogénération, qui donnent lieu à des rentabilités excessives
	Dans la mesure où un tel dispositif s'avérerait nécessaire, sélectionner les installations candidates à une rénovation sur la base d'appels d'offres exclusivement.
F) Articuler les aides en fonction du state de développement de la filière	
	Soutenir les technologies les plus innovantes, au stade de l'expérimentation, sur la base d'une analyse au cas par cas, en introduisant le principe de contrats de gré-à-gré dans des dispositions similaires à celles des zones non interconnectées
	Rationaliser l'intervention publique en présence de multiples sources de financement (ADEME, BPI, CGI,
	Etudier les conditions de mise en œuvre de nouvelles organisations de projets et de financements innovants (« Communautés locales d'énergie » et « communautés énergies renouvelables » prévue par les projets de directives et financements participatifs)

2. Lever les barrières au développement des filières	
A) Lever les barrières non économiques	
	Simplifier les procédures administratives pour en réduire le coût (urbanisme, aviation civile, défense, etc.)
B) Limiter les risques financiers	
	Organiser une concertation en dehors de la procédure de dialogue concurrentiel afin traiter la question du partage des risques dans un calendrier compatible avec l'évolution des dispositions législatives requises
	Mettre en place des dispositions contractuelles dans les contrats d'achat permettant de réaliser des ajustements <i>ex post</i> aux conditions de rémunération des lauréats des appels d'offres offshore, en fonction de la réalité de leurs conditions de financement et de leur rentabilité
	Mettre en place des financements innovants permettant de traiter la problématique de trésorerie propre aux particuliers
3. Améliorer le pilotage de la politique énergétique	
A) Réfléchir aux optimisations à l'échelle de système énergétique	
	Renoncer au projet d'introduire d'une réfaction des coûts de raccordement pour les installations de moins de 5 MW
	Approfondir la réflexion sur les conséquences du développement de l'autoconsommation, notamment au travers de l'introduction d'un profil spécifique et de la suppression de l'exonération de CSPE actuellement en vigueur
	Approfondir l'analyse sur la valeur du stockage en conditions de marché et sur les conditions économiques de son développement
	Orienter le développement des filières renouvelables vers les vecteurs les plus performant (en privilégiant notamment, lorsque c'est possible, les applications thermiques directes au vecteur électrique, généralement plus coûteux et moins efficace)
B) Renforcer le pilotage budgétaire et la maîtrise des charges de service public	
	Évaluer le coût de la programmation pluriannuelle de l'énergie en distinguant les engagements des coûts futurs
	Définir un cadre budgétaire pluriannuel contraignant pour la mise en œuvre de la programmation pluriannuelle de l'énergie
	Réaliser un audit du coût des filières et des études prospectives, avec la mise en place d'une plateforme de déclaration
	Assurer un contrôle effectif et régulier de conformité et d'éligibilité des installations aux dispositifs de soutien

ANNEXE 2 : DEVELOPPEMENT DES ENR : LES CHIFFRES CLEFS

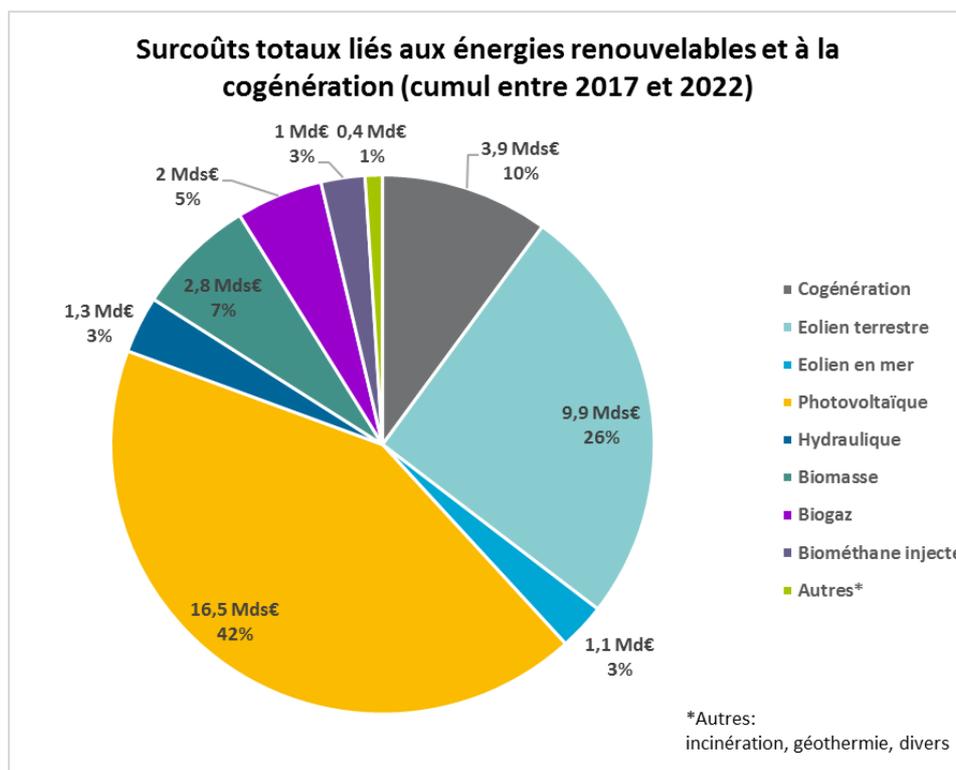
Cumul des surcoûts entre 2003 et 2016

En métropole continentale, les surcoûts cumulés entre 2003 et 2016 des filières sous obligation d'achat s'élèvent à 31 Md€ courants. Près de 90 % de cette somme est répartie entre 3 filières : photovoltaïque (38 %), cogénération (32 %) et éolien (18 %).



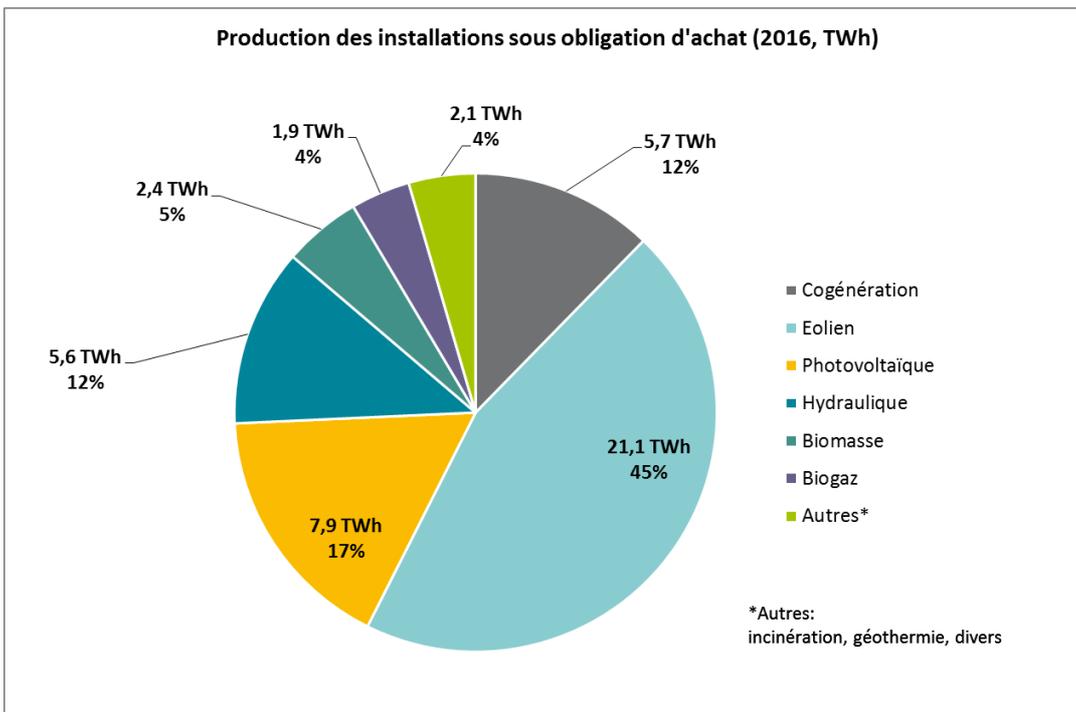
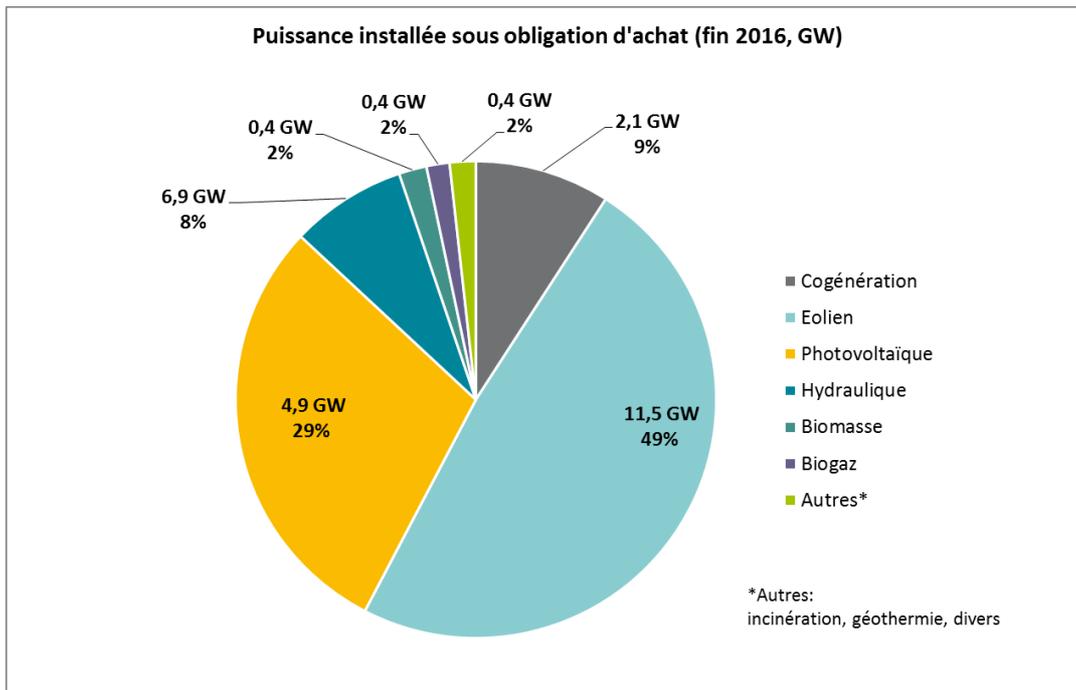
Cumul des surcoûts entre 2017 et 2022

Les surcoûts cumulés entre 2017 et 2022 des filières sous obligation d'achat s'élèvent à 39 Md€ courants. Près de 80 % de cette somme se répartit entre les filières photovoltaïques (42 %), éolien terrestre (26 %) et cogénération (10 %).



Parc installé et production en 2016

A la fin de l'année 2016, la puissance des installations sous obligation d'achat en métropole continentale s'élevait au total à 23,6 GW, dont 11,5 GW d'éolien, 6,9 GW de photovoltaïque et 2,1 GW de cogénération.



En 2016, les installations sous obligation d'achat situées en métropole continentale ont produit 46,7 TWh, soit 10 % de la consommation totale française cette même année.

ANNEXE 3 : ANALYSE PROSPECTIVE DU COUT DES FILIERES

Prix d'achat en 2016 et prospective

Pour les filières ENR de production électrique, les niveaux des contrats d'achat constatés en 2016 sont synthétisés dans le tableau ci-dessous. Ils sont comparés aux niveaux prévisionnels des installations qui pourraient être raccordées en 2018 (estimation CRE) :

Filière ENR de production électrique	Coût d'achat moyen constaté en 2016 (€/MWh)	Coût d'achat moyen prévisionnel pour 2018 uniquement pour les nouvelles installations (€/MWh)	Coût moyen des derniers appels d'offres (€/MWh)
Photovoltaïque	345	109 ¹	62 (au sol)
			100 (sur bâtiments)
Eolien terrestre	88	87	-
Hydraulique	75	103	112
Biomasse	139	134	116
Biogaz	139	162	181 ²

¹ L'estimation de la CRE repose sur l'hypothèse que les installations raccordées en 2018 seront majoritairement issues de procédures de mise en concurrence (70 % de l'énergie produite des installations nouvellement raccordées)

² Le montant de 181 €/MWh correspond au résultat pour la catégorie « méthanisation » de l'appel d'offres biomasse, tandis que le montant de 162 €/MWh correspond au tarif prévu par arrêté pour les filières STEP, ISDND et méthanisation

ANNEXE 4 : SIMPLIFICATION DES APPELS D'OFFRES

La CRE a formulé plusieurs recommandations pour simplifier les appels d'offres dont une partie a d'ores et déjà été prise en compte par la DGEC dans les appels d'offres en cours.

Simplifier la constitution des offres par les candidats

Les pièces à fournir sont de moins en moins nombreuses. La CRE a recommandé que l'ensemble des pièces qui ont pour vocation de garantir le sérieux du candidat soient supprimées au profit d'une garantie financière d'exécution. Ces pièces, longues à constituer, peuvent conduire à l'élimination d'une offre pour un simple défaut de formalisme. Si l'exigence des pièces relatives à la maîtrise foncière et au raccordement a été supprimée dans la plupart des appels d'offres, les pièces relatives à l'autorisation d'urbanisme constituent encore une complexité dans la constitution des offres et un écueil récurrent pour beaucoup de candidats dont l'offre peut par ailleurs être compétitive. L'appel effectif des garanties financières par le ministre chargé de l'énergie est essentiel pour démontrer la crédibilité du mécanisme.

La CRE considère que seul le plan d'affaires doit faire exception à cette règle : sa fourniture doit être exigée par les cahiers des charges dans la mesure où il constitue une source d'information importante pour la puissance publique sur le coût des filières sans attendre l'organisation d'un audit une fois l'installation mise en service, permettant le cas échéant d'ajuster rapidement le niveau d'un soutien en guichet ouvert sur la même filière.

Simplifier le dépôt des offres

Toutes les offres doivent désormais être déposées sur la plateforme de candidature dématérialisée de la CRE.

Accélérer l'instruction des offres

Pré-classer les offres sur la base des informations renseignées par le candidat dans son formulaire de candidature et n'instruire que les offres nécessaires pour atteindre la puissance-cible.

Faire des appels d'offres un instrument de visibilité pour la filière

La CRE a recommandé la mise en place d'appels d'offres pluriannuels afin de donner de la visibilité aux filières permettant une structuration de l'outil industriel à moyen terme favorisant des économies d'échelle et une baisse des coûts.

Augmenter la transparence sur les appels d'offres

La CRE publie désormais des versions publiques des rapports d'instruction afin de permettre à la filière de bénéficier du retour d'expérience des périodes précédentes. Les données publiées ne doivent pas permettre la constitution d'offres stratégiques.

Transmission des dossiers des candidats sur demande d'un tiers

Prévoir, parmi les pièces à fournir par les candidats, une version transmissible de leur dossier en cas de demande CADA ou reposant sur les dispositions du code de l'environnement, avec justification des occultations des données protégées par la loi.