

DÉLIBÉRATION

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer chargée des relations internationales sur le climat par courrier du 7 juin 2016, reçu le 9 juin 2016, d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute.

1. CONTEXTE

Le 24 juillet 2015, la CRE a été saisie d'un projet d'arrêté abrogeant l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz, et établissant de nouvelles conditions tarifaires pour les installations de méthanisation de moins de 500 kW. Il s'inscrivait dans le nouveau cadre de soutien à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables et visait à répondre aux objectifs de développement de la filière méthanisation, matérialisé par le plan Energie Méthanisation Autonomie Azote¹.

Les travaux préparatoires au renouvellement des mécanismes de soutien à la méthanisation regroupant les acteurs de la filière et les administrations concernées ont fait émerger les importantes difficultés caractérisant cette filière :

- l'hétérogénéité de la situation technique et économique des installations ;
- le manque de structuration industrielle de la filière, se traduisant par un défaut de standardisation des installations et la difficulté de l'échange des bonnes pratiques ;
- des problèmes de conception ou d'exploitation, notamment en raison de l'emploi d'un matériel parfois inadapté aux intrants pouvant entraîner une usure prématurée des installations affectant leur durée de vie ;
- une baisse notable des redevances liées au traitement des bio-déchets par les installations de méthanisation, conséquence d'un niveau de développement et d'une localisation des installations incompatibles avec le gisement local de déchets disponibles.

Le 3 septembre 2015², la CRE a rendu un avis défavorable sur le projet d'arrêté dont elle avait été saisie le 24 juillet 2015 au motif que :

- des appels d'offres, organisés à une échelle territoriale, constitueraient un moyen plus approprié de répondre aux enjeux de la filière et à sa diversité ;
- le niveau des tarifs envisagé présentait un risque de rentabilité excessive, compte tenu des informations dont disposait la CRE ;

¹ Depuis avril 2016, ces objectifs sont précisés dans la modification de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité actée par l'arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables.

² Délibération de la CRE du 3 septembre 2015 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute.

- un mécanisme de dégressivité des tarifs dimensionné sur la base du développement de la filière devrait être intégré afin de pouvoir accompagner une baisse des coûts d'investissement.

La nouvelle saisine intervient notamment à la suite de la modification des prescriptions relatives à la limite en cultures alimentaires ou énergétiques de l'approvisionnement, en cohérence avec le décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 pris pour l'application de l'article L. 541-39 du code de l'environnement modifié par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique et à la croissance verte.

2. CADRE JURIDIQUE

L'article L. 314-4 du code de l'énergie prévoit que « *les conditions dans lesquelles les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations mentionnées à l'article L. 314-1, sont précisées par voie réglementaire. (...)* ».

En application de l'article R. 314-12 du code de l'énergie, « *[...] pour émettre son avis sur un projet d'arrêté, la Commission de régulation de l'énergie dispose, à compter de la date à laquelle elle est saisie par le ministre chargé de l'énergie, d'un délai d'un mois, qui peut être porté à deux mois à sa demande sous réserve de l'accord du ministre chargé de l'énergie. En l'absence d'avis émis dans ces délais, l'avis est réputé favorable.*

L'avis de la Commission de régulation de l'énergie est publié au Journal officiel de la République française en même temps que l'arrêté. »

L'article L. 314-7 du code de l'énergie dispose que les niveaux des tarifs « *ne peu[ven]t conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé* ».

3. DESCRIPTION DU PROJET D'ARRÊTÉ

3.1 Structure tarifaire

Le tarif proposé, applicable sur 20 ans, vise les nouvelles installations de production d'électricité à partir de biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute d'une puissance strictement inférieure à 500 kW. Il est constitué de deux composantes :

- un tarif de base, dégressif en fonction de la puissance maximale installée de la centrale ;
- une prime au traitement des effluents d'élevage.

La prime à l'efficacité énergétique, prévue par l'arrêté tarifaire actuellement en vigueur pour cette filière, a été supprimée.

3.1.1 Tarif de base

Le tarif de base est établi à la date de l'envoi par le producteur à l'acheteur obligé d'une demande complète de contrat d'achat. Il est défini dans le tableau suivant :

Puissance électrique maximale de l'installation	Tarif de base
$P \leq 80$ kW	17,5 c€/kWh
$P = 500$ kW	15 c€/kWh

Les valeurs intermédiaires sont obtenues par interpolation linéaire.

À compter du 1^{er} janvier 2018, ce tarif baisse de 0,5 % tous les trimestres.

3.1.2 Prime au traitement des effluents d'élevage

Cette prime s'applique à toutes les installations, en fonction de la proportion d'effluents d'élevage de leur approvisionnement. Les effluents d'élevage sont définis par le projet d'arrêté comme « *l'ensemble des déjections liquides ou solides, fumiers, eaux de pluie ruisselant sur les aires découvertes accessibles aux animaux, jus d'ensilage et eaux usées issues de l'activité d'élevage et de ses annexes.* »

Proportion d'effluents d'élevage	Prime (c€/kWh)
0 %	0
≥ 60 %	5

Les valeurs intermédiaires sont obtenues par interpolation linéaire.

3.1.3 Indexation

La prime et le tarif de base sont indexés selon une formule prenant en compte le coût horaire du travail révisé dans les industries mécaniques et électriques et l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français.

3.1.4 Prescriptions relatives à l'approvisionnement en cultures alimentaires ou énergétiques

Le projet d'arrêté assouplit le seuil de 15 % d'approvisionnement de l'installation en cultures alimentaires ou énergétiques. En effet, d'une part des dérogations à cette limite peuvent être accordées par le préfet et, d'autre part, la prescription est appréciée sur une période triennale.

Si la proportion de cultures alimentaires et énergétiques est supérieure à ce seuil au cours d'une année et si elle l'est également en moyenne sur les trois dernières années, alors le niveau du tarif est diminué du double du dépassement selon la formule :

$$T_{\text{seuil dépassé}} = T_{DCC} \times (1 - 2 \times (X - 15\%))$$

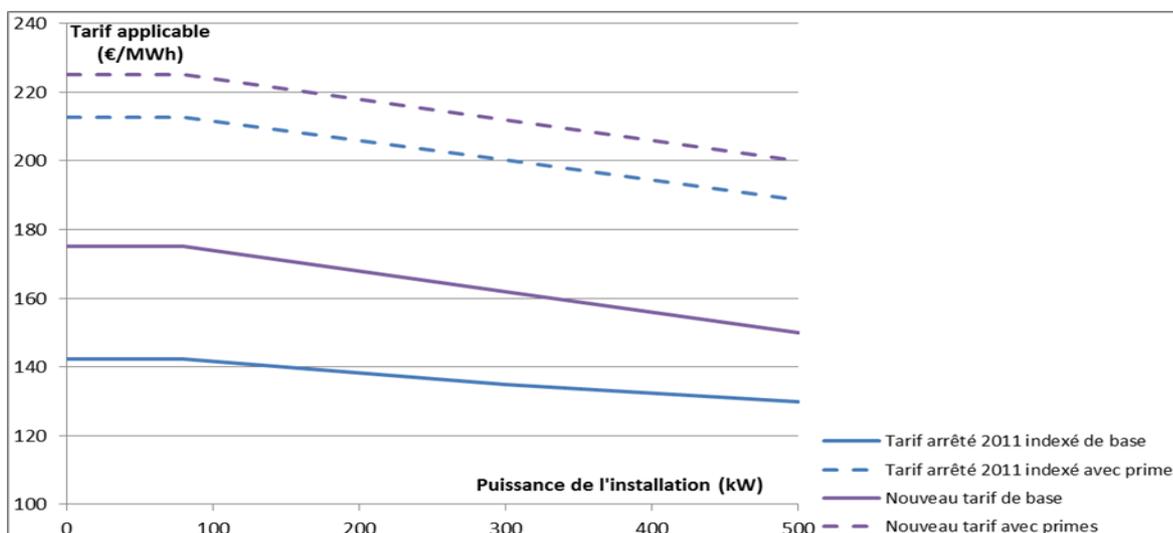
Formule dans laquelle :

- $T_{\text{seuil dépassé}}$ est le tarif diminué permettant le calcul du tarif applicable à l'électricité produite ;
- T_{DCC} est le niveau de tarif de base défini à la date de la demande complète de contrat ;
- X est la proportion de cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre de culture principale, dans l'approvisionnement de l'installation de méthanisation.

3.2 Évolution par rapport au tarif en vigueur

Les tarifs de base des installations de puissance inférieure à 80 kW et de puissance égale à 500 kW prévus par les dispositions du projet d'arrêté sont respectivement en hausse de 23 et 16 % par rapport aux tarifs résultant de l'application des dispositions de l'arrêté en vigueur. Dans le cas d'installations bénéficiant des niveaux de prime maximaux, la hausse est de 6 %.

Le graphique ci-après présente les niveaux de tarif – hors prime et avec prime – applicables à une nouvelle installation en vertu de l'arrêté en vigueur et du projet d'arrêté soumis pour avis.



3.3 Évaluation des charges de service public

L'arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables prévoit une puissance installée cumulée pour les installations de méthanisation de 137 MW en 2018 et, pour 2023, une hypothèse basse de 237 MW et une hypothèse haute de 300 MW.

La CRE fait ici l'hypothèse que les nouvelles installations à développer pour passer d'une puissance constatée fin 2015 de 100 MW à l'objectif fixé pour 2018 puis à la moyenne des objectifs pour 2023 se répartissent de la manière suivante :

- 33 MW pour les installations de 80 kW ;
- 29 MW pour les installations de 150 kW, 250 kW et 500 kW ;
- 50 MW pour les installations de puissance supérieure à 500 kW, en cohérence avec l'appel d'offres lancé le 17 février 2016 pour cette gamme de puissance.

Sur le fondement de ces éléments et des scénarios d'évolution des prix de marché explicités dans le paragraphe 1.1 de la section IV de son rapport sur les charges de service public de l'électricité publié en octobre 2014, la CRE évalue à 136 M€ par an à partir de 2023 le montant des charges occasionnées par le développement des installations visées par le présent projet d'arrêté.

4. ANALYSE DE RENTABILITÉ

Afin de vérifier la conformité du présent projet d'arrêté avec les dispositions de l'article L. 314-7 du code de l'énergie, la CRE a procédé, au travers de la modélisation de plans d'affaires d'installations bénéficiant du tarif envisagé, à l'évaluation :

- du taux de rentabilité interne avant impôts d'un projet d'installation de méthanisation ;
- du taux de rentabilité interne du capital investi après paiement du service de la dette et après impôts (TRI fonds propres).

La rentabilité des installations a été évaluée dans le cadre d'un scénario de référence, défini au paragraphe 4.2 selon les données et principes établis au paragraphe 4.1, et est assortie d'analyses de sensibilité aux principaux paramètres technico-économiques caractéristiques de la filière, objet du paragraphe 4.3.

4.1 Données utilisées

À l'occasion d'une réunion organisée le 2 mars 2016 avec les professionnels de la filière méthanisation, représentés par l'association des agriculteurs méthaniseurs de France, le syndicat des énergies renouvelables et le club biogaz de l'association technique énergie environnement, la CRE a insisté sur la nécessité de disposer de données technico-économiques dûment justifiées relatives aux coûts, aux recettes et au fonctionnement des installations pour être en mesure d'étayer un nouvel avis. Dans le prolongement de ces échanges, les représentants de la filière et la CRE ont défini ensemble, sur la base d'un panel de 54 installations, les modalités de transmission de ces données ainsi que les exigences associées en termes de nature, de qualité et de justification, afin de prendre en considération l'intégralité des paramètres ayant un impact sur la rentabilité de l'activité.

La CRE a procédé aux retraitements nécessaires pour obtenir des modèles d'installations représentatives des coûts et des recettes de nouvelles installations telles qu'elles pourraient être mises en service en 2016. L'analyse distingue quatre installations types de 80 kW, 150 kW, 250 kW et 500 kW.

4.2 Hypothèses technico-économiques du scénario de référence

Prise en compte de la valorisation de la chaleur résiduelle par cogénération

Le groupe turbo-alternateur d'une installation de méthanisation produit de la chaleur résiduelle susceptible d'être valorisée dès lors qu'elle permet de satisfaire, en parallèle, un besoin de chauffage industriel, agricole ou résidentiel, et ce sous réserve de la réalisation des investissements nécessaires.

Des installations ont développé une valorisation énergétique de la chaleur coproduite ne présentant pas de valeur économique dans l'objectif d'obtenir la prime à l'efficacité énergétique maximale prévue par l'arrêté du 19 mai 2011 ainsi que des subventions à l'investissement. Considérant que les investissements liés à la valorisation de la chaleur ne seront consentis qu'à condition d'un intérêt économique, la CRE a retraité les investissements dans un réseau de chaleur externe à l'installation si celle-ci ne retire pas une valorisation de la chaleur.

Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement du scénario de référence correspondent à la moyenne des coûts déclarés par la profession sur les quatre gammes de puissance considérées, en ne considérant que les installations les plus

récentes et après retraitement des coûts liés à la valorisation de la chaleur résiduelle dans les cas présentés au paragraphe ci-dessus. Ils sont respectivement de l'ordre de 9 300, 8 000, 8 000 et 5 900 €/kW pour des installations de 80, 150, 250 et 500 kW.

Productible, maintenance et gros entretiens renouvellements (GER)

Une installation de méthanisation est susceptible de produire de l'électricité tout au long de l'année à une puissance proche de sa puissance installée à condition toutefois d'en garantir l'approvisionnement régulier et constant en intrants et d'en maîtriser les processus biologique, chimique et physique de transformation. Sur la base des déclarations des exploitants et des informations transmises à la CRE par les acheteurs obligés, le scénario de référence prend en compte une production électrique de 7 000 heures en équivalent pleine puissance.

Afin de reproduire le fonctionnement d'une installation type, la CRE a défini une chronique du productible qui prend en compte les périodes d'entretien de l'installation. Lorsqu'un entretien important doit être effectué, il est nécessaire d'arrêter le processus biologique de méthanisation. Le retour à une production normale nécessite une montée progressive en puissance qui se traduit par un abattement sur le productible s'ajoutant à la durée de l'entretien technique.

Les installations de méthanisation font l'objet de renouvellements d'équipements en cours de contrat matérialisés dans les plans d'affaires par de nouveaux investissements aux années 7, 13 et 17. Le montant total des frais de maintenance représente 75 % de l'investissement initial.

Le tableau ci-dessous présente la chronique du productible des investissements de maintenance.

Année	1	2 à 6	7	8 à 12	13	14 à 16	17	18 à 20
Productible (en heures équivalent pleine puissance)	4500	7500	5000	7500	5000	7500	5500	7500
Maintenance et GER (en % de l'investissement initial)	2 %	2 %	17 %	2 %	17 %	2 %	7 %	2 %

Coûts des intrants

L'alimentation de l'installation de méthanisation nécessite des intrants qui, en fonction de leur nature, sont achetés ou représentent un coût pour l'exploitation agricole associée. C'est notamment le cas des cultures intermédiaires à vocation énergétique dont le coût de production (semis, culture et récolte), qui représente de 15 à 30 €/tonne, n'est pas systématiquement inscrit comme une charge dans la comptabilité des installations de méthanisation. Ils sont pris en compte pour établir la présente étude de rentabilité. À l'inverse, les coûts d'achat associés aux effluents d'élevage ont été retraités.

Les coûts liés aux intrants, incluant leurs coûts de transport, représentent respectivement 15, 35, 35 et 50 €/MWh d'électricité produite pour des installations de 80, 150, 250 et 500 kW.

Autres coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation retenus dans le scénario de référence correspondent aux coûts déclarés par la profession. Ils s'élèvent respectivement à 700, 790, 730 et 570 €/kW pour des installations de 80, 150, 250 et 500 kW et comprennent notamment les frais de personnel et frais administratifs, les taxes et versements assimilés, l'achat d'électricité pour le fonctionnement de l'installation (gestion des intrants, brassage du digesteur) ainsi que des surcoûts liés à l'épandage du digestat.

Recettes perçues au titre de la valorisation du digestat

La valeur agronomique du digestat produit par les installations agricoles peut permettre de le substituer aux engrais utilisés pour la fertilisation des terres. Sa valeur économique, au même titre que les surcoûts liés à son épandage, est fortement liée au contexte agronomique et écologique local.

La CRE a constaté de fortes disparités dans les modes de valorisation du digestat. Certains exploitants échangent avec des exploitations agricoles voisines le digestat produit par leur installation contre des effluents d'élevage, d'autres achètent des effluents d'élevage et vendent le digestat. Ces transactions peuvent également être, pour tout ou partie, réalisées avec la ferme appartenant à l'exploitant du méthaniseur. La diversité des situations rend difficile l'établissement de la valeur économique du digestat.

Le scénario de référence prend en compte, sous forme de vente ou de coût évité lié à l'économie d'engrais réalisée, la valorisation économique du digestat évaluée aujourd'hui sur la base des déclarations des exploitants à 25 €/kW pour les installations de 80, 150 et 250 kW et à 10 €/kW pour les installations de 500 kW.

Cette valeur devrait augmenter à l'avenir, une fois entrées en vigueur les dispositions réglementaires facilitant l'homologation des digestats et l'élargissement des possibilités de commercialisation.



Prime au traitement des effluents d'élevage

Cette prime est applicable aux installations dont les intrants sont composés d'effluents d'élevage. Sur le fondement des statistiques du parc actuel sous obligation d'achat, confirmées par les déclarations de la profession, la CRE retient un taux d'effluents d'élevage :

- supérieur à 60 % pour les installations de 80, 150 et 250 kW, donnant lieu au versement d'une prime de 50 €/MWh ;
- de 39 % pour les installations de 500 kW, donnant lieu au versement d'une prime de 32,5 €/MWh.

Redevance perçue au titre du traitement des déchets

Les trois sources principales d'intrants sont les cultures énergétiques dédiées, les effluents d'élevage et les autres bio-déchets, ces derniers étant issus d'activités diverses comme l'industrie agroalimentaire, le tri sélectif des déchets des ménages, la restauration ou la grande distribution.

Pour le traitement de ces déchets, les installations de méthanisation perçoivent des redevances dont la fixation du niveau relève d'une logique de marché et des conditions locales de concurrence qui s'exercent sur ces déchets. Le niveau de ces redevances dépend notamment de l'adéquation du développement de la filière méthanisation au gisement local de déchet. La plupart des exploitants concernés envisagent leur suppression progressive dans un délai de cinq ans. Le scénario de référence prend en compte cette hypothèse très conservatrice.

4.3 Scénarios d'analyse de sensibilité

4.3.1 Sensibilité aux variations des coûts d'investissement

Les coûts d'investissement constatés pour le parc installé traduisent la situation d'une filière émergente et industriellement peu structurée. Les effets d'apprentissage devraient conduire à des baisses significatives. Les coûts d'investissement d'installations de 75 kW traitant exclusivement des effluents d'élevage sont actuellement 20 % inférieurs en Allemagne par rapport à ceux constatés en France.

La CRE évalue ici les effets sur la rentabilité d'une baisse de 10 % de l'enveloppe globale des coûts d'investissement du scénario de référence.

4.3.2 Sensibilité aux variations des subventions

Cette filière reste l'une des seules à bénéficier de subventions, cumulables avec le tarif d'achat ou le complément de rémunération. Cette situation tient au fait que le développement de celle-ci poursuit des finalités aussi diverses que l'aménagement du territoire, le soutien à l'agriculture, la réduction des rejets de gaz à effets de serre dus à l'agriculture, ou encore le traitement des déchets. Les subventions sont attribuées par différents organismes et notamment par l'ADEME sur la base de critères économiques, énergétiques, technologiques et relatifs aux intrants. Les subventions sont allouées individuellement et visent, dans la limite d'un plafond, à atteindre un objectif de rentabilité.

La CRE évalue les effets sur la rentabilité de subventions égales aux niveaux maximaux autorisés par l'ADEME. Ils sont respectivement de 3550, 1600, 1500 et 900 €/kW pour des installations de 80, 150, 250 et 500 kW.

4.3.3 Sensibilité aux variations des recettes liées à la valorisation du digestat

Eu égard à l'élargissement des possibilités de valorisation mentionné supra, la CRE examine les effets sur le TRI d'une augmentation de 50 % des revenus liés à la valorisation du digestat par rapport au scénario de référence. Elle évalue également les effets d'une diminution de 50 %.

4.4 Résultats

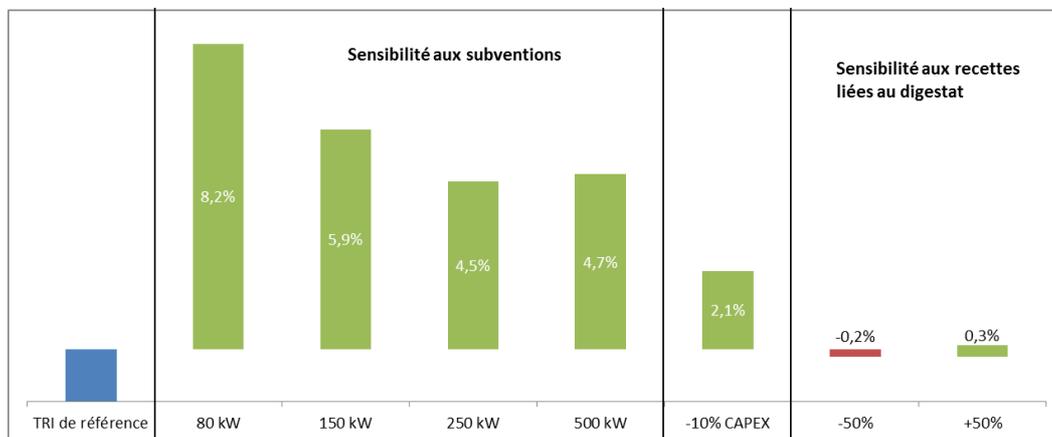
Rentabilité des installations dans les hypothèses du scénario de référence

Le tableau suivant présente les rentabilités associées aux tarifs envisagés hors subvention à l'investissement. Les TRI fonds propres sont calculés selon l'hypothèse d'un financement recourant pour 80 % à l'endettement à un taux d'emprunt de 3 % sur 17 ans.

Puissance installée (kW)	80	150	250	500
TRI projets avant impôts	8,4 %	4,2 %	5,6 %	6,8 %
TRI fonds propres	25,8 %	10,4 %	11,6 %	13,7 %

Études de sensibilité

Le graphique ci-après présente la sensibilité du TRI projet aux principaux paramètres technico-économiques présentés au paragraphe 3.3.



Le niveau de subventions attribué joue un rôle décisif sur la rentabilité des projets. Une meilleure articulation entre les subventions à l’investissement et le tarif d’achat doit dès lors être assurée afin de garantir la conformité du tarif proposé aux dispositions de l’article L. 314-7 du code de l’énergie.

La baisse des coûts d’investissement, susceptible d’accompagner le développement et la structuration de la filière, aura des impacts notables sur la rentabilité des projets qui justifient la mise en place, dès à présent, de mesures de dégressivité, dimensionnées selon des critères représentatifs du rythme de développement des installations, permettant de la répercuter dans le niveau des tarifs.

5. AUTRES DISPOSITIONS

5.1 Prescriptions relatives à l’approvisionnement en cultures alimentaires ou énergétiques

Les modalités de calcul de la part des cultures alimentaires ou énergétiques, sur une base triennale, et les possibles dérogations offrent plus de souplesse aux exploitants dans la gestion de l’approvisionnement de leurs installations. Elles pourraient permettre une meilleure adaptation aux évolutions locales ou nationales de l’approvisionnement en intrants.

5.2 Conformité de l’installation aux conditions prévues par le projet d’arrêté

L’article 4 du projet d’arrêté prévoit que le producteur adresse une attestation sur l’honneur de conformité de son installation avec les données déclarées à l’acheteur.

Cette disposition ne saurait revêtir un caractère pérenne au regard des enjeux du développement de la filière et doit être remplacée par un contrôle effectué par un organisme agréé lors de la mise en service de l’installation – et complété par des contrôles tout au long de la durée du contrat – tel que cela est prévu par les dispositions de l’article L. 314-7-1 du code de l’énergie. Ce contrôle porterait sur la conformité de l’installation aux dispositions de l’arrêté et du contrat d’achat et à toute autre obligation applicable. Les modalités de ce contrôle doivent encore être précisées par un décret en Conseil d’Etat.

Si les modalités et la fréquence du contrôle pourraient devoir être adaptées pour les installations de plus petite taille, ces aménagements ne devraient pas priver d’effet les dispositions législatives susmentionnées pour ces dernières : elles représentent en effet une part significative des charges de service public.

5.3 Avis du préfet sur le plan d’approvisionnement

Le projet d’arrêté prévoit que le préfet rend un avis sur le plan d’approvisionnement des installations de plus de 300 kW. La CRE recommande que celui-ci identifie, en outre, « les usages concurrents actuels et prévisibles »



comme le prévoyait le texte de la saisine de 2015. Cette disposition était en effet de nature à prévenir les conflits d'usage et à limiter le risque de rupture ou de renchérissement de l'approvisionnement pour les installations qui auraient obtenu un avis favorable. Elle constituerait dès lors un facteur de structuration de la filière, en tant qu'elle améliorerait la sécurisation des plans d'affaires des installations et leur robustesse financière. La CRE recommande que cette disposition soit réintégré et étendue à toutes les installations.

5.4 Etude du gestionnaire de réseau de distribution de gaz

Le projet d'arrêté prévoit que le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) de gaz naturel concerné réalise une étude de préfaisabilité d'une valorisation énergétique du biogaz par l'injection de biométhane dans les réseaux, pour les installations situées sur une commune desservie par un réseau public de gaz naturel et d'une puissance électrique installée comprise entre 300 kW et 500 kW. Si l'étude de préfaisabilité du GRD indique une capacité d'injection adéquate et comporte un engagement sur un coût maximum de raccordement de l'installation aux réseaux de gaz, l'installation ne pourra pas bénéficier d'un contrat d'achat dans les conditions prévues par le projet d'arrêté. En conséquence, le projet d'arrêté donne la priorité à la valorisation du biogaz sous forme d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel par rapport à la cogénération, pour les installations situées sur une commune desservie par un réseau public de gaz et d'une puissance électrique installée comprise entre 300 kW et 500 kW.

Le projet d'arrêté prévoit que le GRD de la commune où est situé le projet réalise à ses frais l'étude de préfaisabilité « *dans un délai de quinze jours ouvrés [...] à compter de la date de réception de la demande complète d'étude* ». Comme la CRE l'avait déjà rappelé dans sa délibération du 3 septembre 2015 susmentionnée, la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les GRD de gaz naturel relève de la compétence de la CRE en application des dispositions des articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie. En application de ces dispositions, la CRE a défini le prix et le délai de cette prestation dans une délibération du 13 avril 2016³. Dès lors, le projet d'arrêté ne saurait prévoir le tarif et le délai d'une telle prestation annexe. En conséquence, la CRE recommande que le projet d'arrêté fasse référence à la prestation « *Etude de préfaisabilité d'injection de biométhane par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel* » telle que définie dans le catalogue de prestations des GRD.

Si l'étude de préfaisabilité conclut à une adéquation entre le débit nominal de l'installation et la capacité d'injection de biométhane disponible dans le réseau de gaz naturel, un porteur de projet de production d'électricité à partir de biogaz pourrait avoir la possibilité de valoriser l'ensemble de sa production de biogaz, sous forme d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Toutefois, cette étude de préfaisabilité ne permet pas au porteur de projet de réserver de la capacité d'injection de biométhane. En effet, afin de pouvoir injecter du biométhane dans les réseaux de gaz naturel, le porteur de projet devra réaliser une étude détaillée qui est payante (10 010,07 €HT au 1^{er} juillet 2016), la demande de cette étude conditionnant la réservation de la capacité d'injection, l'entrée dans la file d'attente et l'attribution d'un numéro d'ordre. En conséquence, bien qu'au terme de l'étude de préfaisabilité, le GRD s'engage à ce que tout devis ultérieur de raccordement soit, pendant une période de 24 mois, inférieur à un plafond défini dans le projet d'arrêté, la réalisation de cette étude de préfaisabilité ne permet pas, en l'absence d'étude détaillée, de garantir une capacité d'injection dans le réseau cohérente avec le débit de son installation.

Par ailleurs, un projet d'injection de biométhane nécessite en général plusieurs années de développement : s'il n'est probablement pas possible de demander au GRD de s'engager sur le montant du devis de raccordement pour une durée supérieure à 24 mois, celle-ci pourrait s'avérer inférieure au temps nécessaire pour développer le projet.

6. AVIS

La filière méthanisation est caractérisée par des difficultés d'organisation industrielle, qui ont pesé sur le développement des installations actuellement en service, et qui demeurent non résolues à ce jour. 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 se développent les installations. 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

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 avril 2016 portant décision sur le cadre de l'expérimentation de l'étude de préfaisabilité d'injection de biométhane par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel

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, d'améliorer la connaissance des coûts, de structurer progressivement la filière et d'en répercuter les effets favorables – notamment en termes de coûts d'investissement – aux consommateurs. La CRE rappelle que les appels d'offres photovoltaïques automatiques, organisés à une fréquence trimestrielle pour les installations de puissance comprise entre 100 et 250 kWc, ont donné, à cet égard, de bons résultats.

Les analyses menées par la CRE, sur le fondement d'hypothèses conservatrices, montrent que les rentabilités permises par le tarif envisagé sont à la fois disparates et globalement insuffisantes, en l'absence de subventions. L'attribution des niveaux de subvention maximaux autorisés par l'ADEME peut en revanche donner lieu à d'importantes augmentations de rentabilité, et la cohabitation des deux systèmes de soutien est susceptible de méconnaître les dispositions de l'article L. 314-7 du code de l'énergie. La CRE recommande en conséquence de porter une attention particulière à la bonne articulation des deux dispositifs.

Enfin, la CRE recommande la mise en œuvre d'un dispositif de tarification dégressive similaire à celui applicable à la filière photovoltaïque, Une telle dégressivité, qui serait fondée sur des indicateurs représentatifs du rythme de développement de la filière plutôt que systématiquement effectuée tous les trimestres comme le prévoit le projet d'arrêté, permettrait de répercuter, le cas échéant, les effets des baisses attendues de coûts d'investissement résultant de l'effet d'apprentissage et de l'amélioration de la structuration industrielle de la filière tout en assurant une évolution progressive et transparente du niveau des tarifs, proportionnée au développement réel des installations.

La CRE émet un avis défavorable sur le projet d'arrêté qui lui est soumis pour les motifs suivants :

- Le niveau du tarif n'est pas adapté en ce qu'il ne permet pas, en l'absence de subvention, d'atteindre une rentabilité normale des projets ;
- Eu égard à l'hétérogénéité des coûts de la filière, l'organisation d'appels d'offres à dimension territoriale constituerait un moyen plus approprié de développer la filière.

Fait à Paris, le 27 juillet 2016.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Philippe de LADOUCKETTE