

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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

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

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, une première fois le 29 juillet 2015 puis le 7 août 2015 à l'issue de la réunion du Conseil Supérieur de l'Énergie, d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de 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 projet d'arrêté objet du présent avis abroge l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz actuellement en vigueur, et établit de nouvelles conditions tarifaires pour les installations de méthanisation¹ de moins de 500 kW. Il répond à un double objectif :

- la prise en compte des nouvelles lignes directrices de la Commission européenne² relatives aux aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie concernant les dispositifs nationaux de soutien aux installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables.
- une revalorisation des conditions d'achat de l'électricité afin de prendre en compte les difficultés technico-économiques des installations de méthanisation et permettre la poursuite de leur développement conformément aux objectifs du plan Energie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA) présenté en décembre 2012 par les ministres chargés de l'agriculture et de l'énergie.

1.1 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* ».

¹ Les installations de stockage de déchets non dangereux et les stations d'épurations feront l'objet d'arrêtés tarifaires spécifiques.

² Communication de la Commission Européenne 2014/C 200/01.

En application de l'article 8 du décret n° 2011-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, « des arrêtés des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, pris après avis du Conseil supérieur de l'énergie et après avis de la Commission de régulation de l'énergie, fixent les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations bénéficiant de l'obligation d'achat prévue par l'article 10 de la loi du 10 février 2000 susvisée. Ces conditions d'achat précisent notamment :

- 1° En tant que de besoin, les conditions relatives à la fourniture de l'électricité par le producteur ;
- 2° Les tarifs d'achat de l'électricité ;
- 3° La durée du contrat ;
- 4° Les exigences techniques et financières à satisfaire pour pouvoir bénéficier de l'obligation d'achat. Ces exigences peuvent notamment inclure la fourniture de documents attestant de la faisabilité économique du projet, la fourniture d'éléments attestant de l'impact environnemental du projet ainsi que le respect de critères techniques ou architecturaux de réalisation du projet.

A compter de la date à laquelle la Commission de régulation de l'énergie a été saisie d'un projet d'arrêté par les ministres, elle dispose d'un délai d'un mois pour rendre son avis, délai que les ministres peuvent porter à deux mois à la demande de la commission. Passé ce délai, l'avis est réputé donné. 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 ».

1.2 État des lieux de la filière méthanisation

Dans le cadre de la préparation du renouvellement des mécanismes de soutien à la méthanisation répondant aux objectifs évoqués précédemment, la CRE a participé, au cours du premier semestre 2015, au groupe de travail réunissant les acteurs de la filière et les administrations concernées.

Il ressort de ces travaux que la situation économique des quelques 200 installations de méthanisation sous obligation d'achat en fonctionnement à la fin de l'année 2014 est très hétérogène : tandis qu'une partie des sites connaît des difficultés économiques, d'autres bénéficient d'une rentabilité normale, voire excessive, dans le cadre tarifaire actuel.

Les difficultés rencontrées relèvent essentiellement d'un manque de structuration industrielle de la filière, d'un manque d'expérience de certains exploitants et d'une baisse des revenus liés à une forte concurrence dans le domaine du traitement des déchets. À l'occasion de ces travaux préparatoires, ont notamment pu être évoqués :

- des coûts et délais de maintenance supérieurs aux anticipations des plans d'affaires, qui réduisent le nombre d'heures de fonctionnement au regard des capacités de production d'une installation de méthanisation efficace ;
- des problèmes de conception ou d'exploitation, avec un matériel parfois inadapté aux intrants pouvant entraîner une usure prématurée des installations affectant leur durée de vie ;
- un partage insuffisant des bonnes pratiques industrielles, un tel partage aurait été de nature à contribuer à la standardisation des procédés, à limiter les erreurs d'exploitation et à augmenter la durée de fonctionnement ;
- 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. La pression concurrentielle qui s'exerce alors sur les prix, en raison du poids significatif et des enjeux que représente cette redevance dans le chiffre d'affaires de l'installation, entraîne également des conflits d'usage.

Par ailleurs, les dispositifs de soutien à la filière méthanisation sont nombreux et hétérogènes. Ils font intervenir plusieurs organismes (notamment ADEME, fonds FEDER, régions et collectivités locales), et donnent lieu à un montant cumulé de subventions pouvant atteindre 50 % de l'investissement initial.

La grande diversité des acteurs impliqués dans le développement de la filière et son hétérogénéité, tant technique qu'économique, sont de nature à compliquer considérablement l'établissement d'un tarif d'achat représentatif des coûts de la filière et permettant d'éviter des situations de rentabilité excessive.

2. Description du projet d'arrêté

2.1 Structure tarifaire

Le tarif proposé, applicable sur 20 ans, vise les installations de production d'électricité à partir de biogaz 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 filière³, a été supprimée.

2.1.1 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 par le tableau suivant :

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

Les valeurs intermédiaires sont définies par interpolation linéaire.

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

2.1.2 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
$\geq 60 \%$	5

Les valeurs intermédiaires sont définies par interpolation linéaire.

2.1.3 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.

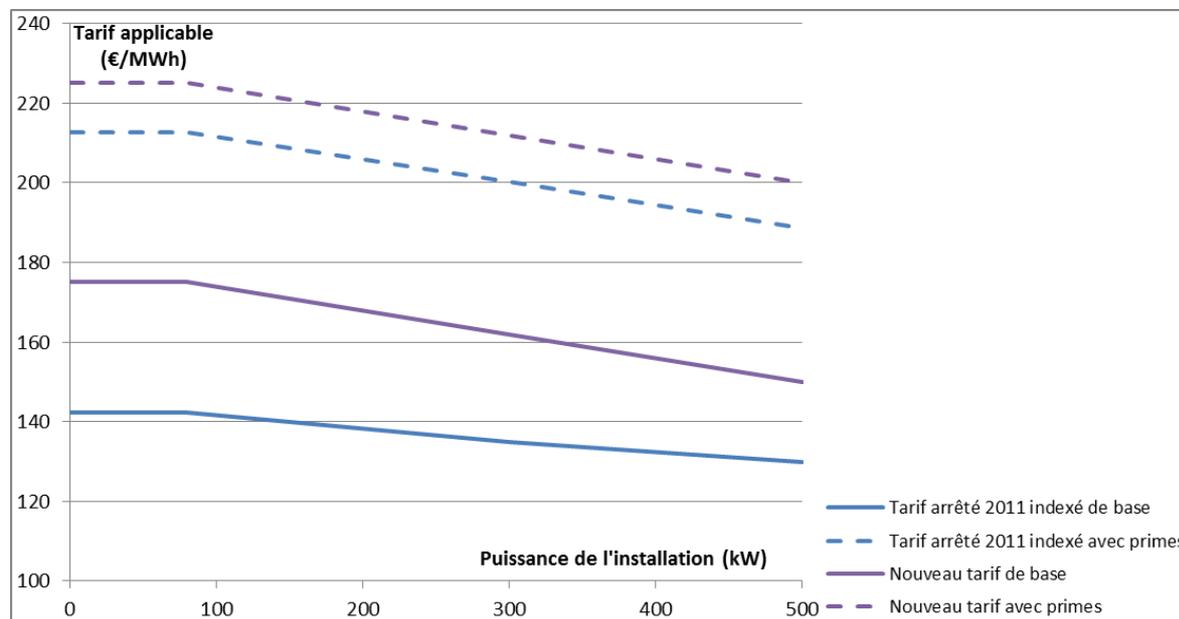
2.2 Évolution par rapport au tarif en vigueur

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

³ Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

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.



2.3 Évaluation des charges de service public

Le plan EMAA prévoit la construction de 1 500 méthaniseurs d'ici 2020 que la CRE, pour évaluer le montant des charges de service public résultant de l'application du présent projet d'arrêté, répartit de la manière suivante :

- 500 méthaniseurs en injection de gaz, soutenus par les charges de biométhane ;
- 300 méthaniseurs de puissance supérieure à 500 kW, exclus du champ du présent projet d'arrêté ;
- 300 méthaniseurs de puissance comprise entre 0 et 80 kW, 200 de puissance comprise entre 80 et 300 kW et 200 de puissance comprise entre 300 et 500 kW.

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 177 M€ par an le montant des charges occasionnées par le développement des installations visées par le présent projet d'arrêté, représentant un surcoût cumulé sur la période 2015 – 2025 de l'ordre de 1,5 Md€.

3. Analyse de rentabilité

L'article L.314-7 du code de l'énergie dispose que le niveau des tarifs « *ne peut 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* ».

Afin de vérifier la conformité du présent projet d'arrêté avec les dispositions précitées, la CRE a procédé, au travers de la modélisation de plans d'affaire 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 3.2 selon les données et principes établis au paragraphe 3.1, et est assortie d'analyses de sensibilité aux principaux paramètres technico-économiques caractéristiques de la filière, objet du paragraphe 3.3.

La CRE procède ici à une comparaison du TRI projet avant impôt avec un « taux de rémunération de référence » cible de 8 % avant impôts, homogène à un taux après impôts de 5 % en considérant l'application de l'impôt de base sur les sociétés. La CRE note toutefois que les installations de méthanisation, en particulier les plus petites d'entre elles, bénéficient d'autres régimes fiscaux, conduisant souvent à une imposition effective plus faible de leurs bénéfices.

L'analyse distingue deux types d'installations dont les logiques économiques diffèrent s'agissant en particulier des recettes complémentaires à l'électricité et des dispositions fiscales applicables :

- les installations de méthanisation agricole, avec deux niveaux de puissance, 80 et 300 kW, qui utilisent une proportion importante d'effluents d'élevage produits à proximité directe de l'installation ;
- les installations de méthanisation territoriale, de puissance installée 500 kW, dont l'approvisionnement en déchets est plus diversifié, tant par leur nature que par leur provenance.

3.1 Données utilisées

En application des dispositions de l'article L. 134-18 du code de l'énergie, la CRE a lancé, en janvier 2014, une analyse des coûts de production de la filière méthanisation. Après une première demande demeurée infructueuse, elle a adressé, le 23 mars 2015, un courrier de relance aux treize installations de méthanisation auxquelles il était demandé de fournir le détail des coûts d'investissement et d'exploitation supportés, ainsi que tout document permettant de reconstituer le coût de l'électricité produite. Chacun des postes de coût déclarés devait par ailleurs être assorti d'éléments justificatifs, tels que notamment factures, copies de contrat, éléments comptables.

L'incomplétude des éléments transmis par les professionnels sollicités n'ont pas permis à la CRE de fonder l'analyse de rentabilité du présent avis sur des coûts objectifs et, à plus forte raison, ne lui ont pas permis de vérifier les données déclaratives transmises par la profession, auxquelles elle s'est vue contrainte de recourir pour remplir sa mission.

Dès lors, les hypothèses du calcul de rentabilité explicitées ci-après, ainsi que leur justification, qui constituent le corpus du « scénario de référence » de l'analyse, ont vocation à traduire les conditions technico-économiques de fonctionnement des installations de méthanisation telle qu'elles sont appréhendées par la profession, et auxquelles s'appliquent les réserves énoncées précédemment.

3.2 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. Ces investissements ont toutefois vocation à être soutenus par d'autres dispositifs que les tarifs d'achat, tels que les différents fonds gérés par l'ADEME. Par ailleurs, le présent projet d'arrêté prévoit la suppression de la prime à l'efficacité énergétique en vigueur dans le cadre tarifaire actuel.

En conséquence, la CRE exclut la valorisation de la chaleur résiduelle du périmètre de l'analyse de rentabilité, ce qui se traduit par :

- le retraitement de l'assiette d'investissements initiale des coûts liés à la mise en œuvre de cette valorisation ;
- la non-prise en compte des recettes correspondantes.

Coûts d'investissement et dépenses de gros entretien et renouvellement (GER)

Les coûts d'investissement du scénario de référence correspondent à la moyenne des coûts déclarés par la profession sur les trois gammes de puissance considérées, après retraitement des coûts liés à la valorisation de la chaleur résiduelle. Ils sont respectivement de l'ordre de 8 500, 6 800 et 4 900 €/kW pour des installations de 80, 300 et 500 kW.

Par ailleurs, les installations de méthanisation font l'objet d'un renouvellement d'équipements en cours de contrat matérialisé dans les plans d'affaires par un investissement à mi-contrat estimé au quart de l'investissement initial⁴.

Subventions à l'investissement

Les subventions à l'investissement, quoique attribuées à la filière méthanisation de façon très hétérogène, représentent aujourd'hui en moyenne de 30 à 40 % du coût d'investissement.

Afin de quantifier l'effet des subventions sur la rentabilité des installations, la CRE construit deux variantes du scénario de référence, la première correspondant à une absence totale de subvention, la seconde prenant en compte un niveau de subvention de :

- 40 % de l'investissement initial pour les installations de 80 kW et moins ;
- 30 % pour les autres installations.

Coûts d'exploitation

Outre les coûts des consommables et de maintenance courante, les coûts d'exploitation comportent des coûts de main d'œuvre, évalués à un coût horaire complet de 22 €/h sur la base de :

- 0,3 équivalent temps plein (ETP) pour une installation de 80 kW ;
- 1 ETP pour une installation de 300 kW ;
- 1,5 ETP pour une installation de 500 kW.

Les coûts d'exploitation retenus dans le scénario de référence correspondent aux coûts déclarés par la profession, à l'exception du cas des installations agricoles traitant majoritairement des effluents d'élevage, pour lesquelles le processus de méthanisation produit un digestat. Dans la mesure où les

⁴ Par comparaison, les dépenses de GER sur des installations thermiques classiques représentent des montants de l'ordre de 10 % de l'investissement initial.

effluents d'élevage, s'ils n'entraient pas dans le méthaniseur, devraient être épandus sur les terres agricoles, aucun surcoût lié à l'épandage du digestat n'a été pris en compte.

Productible

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. Au regard des premiers retours d'expérience qui indiquent un manque d'optimisation de l'exploitation des installations, le scénario de référence prend en compte une production électrique de 6 500 heures en équivalent pleine puissance, qui correspond à un fonctionnement de l'installation seulement pendant trois quarts de l'année sur toute sa durée de vie. Par ailleurs, le processus biologique de production du biogaz engendre une montée progressive en puissance de l'installation, dont il est tenu compte la première année par un abattement d'un tiers sur le productible.

Dispositifs fiscaux

La CRE a pris en compte les dispositifs fiscaux suivants : CFE, CVAE, taxe foncière, impôt sur les sociétés ou impôt sur les revenus.

Les unités de méthanisation ayant le statut agricole⁵ bénéficient notamment des trois types d'avantages fiscaux suivants :

- exonération de la cotisation foncière des entreprises, en application des dispositions de l'article 1450 du code général des impôts ;
- exonération de la taxe foncière sur les propriétés bâties, en application des dispositions de l'article 60 de la loi de finances n°2014-1654 du 29 décembre 2014 ;
- exonération de la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE), en application du 2ème alinéa du 1 du II de l'article 1586 ter du CGI.

Ces avantages ont un impact sur le calcul du TRI projet en tant qu'ils affectent les charges annuelles d'exploitation.

Prime au traitement des effluents d'élevage

Cette prime est applicable aux installations dont les intrants sont composés d'effluents d'élevage. Au regard 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 agricoles, donnant lieu au versement d'une prime de 50 €/MWh ;
- de 50 % pour les installations territoriales, donnant lieu au versement d'une prime de 41,7 €/MWh.

Redevance perçue au titre du traitement des déchets (applicable seulement aux installations territoriales)

Les trois sources principales d'intrants sont les cultures énergétiques dédiées⁶, 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

⁵ Pour bénéficier de ces avantages fiscaux, le code général des impôts impose notamment que l'énergie doit être produite à partir de produits issus d'une installation agricole, dans le présent avis, les seules installations de 80 kW ont été retenues.

⁶ Le projet d'arrêté limite à 15 % la proportion de végétaux spécialement cultivés dans le but de produire de l'électricité.

fixation du niveau relève d'une logique de marché et des conditions locales de concurrence qui s'exercent sur ces déchets.

La CRE retient une hypothèse de redevance conservatrice en comparaison des niveaux actuellement constatés pour les installations territoriales. Elle souligne que le niveau de cette redevance dépend notamment de l'adéquation du développement de la filière méthanisation au gisement local de déchet.

Recettes perçues au titre de la valorisation du digestat (applicable seulement aux installations agricoles)

La valeur agronomique du digestat produit par les installations agricoles permet de le substituer aux engrais utilisés pour la fertilisation des terres. Le scénario de référence prend en compte, sous forme de coût évité, l'économie d'engrais ainsi réalisée, évaluée aujourd'hui par la profession à 100 €/kW.

Cette valeur est attendue à la hausse, une fois les dispositions réglementaires facilitant l'homologation des digestats et leur commercialisation entrées en vigueur.

3.3 Scénarios d'analyse de sensibilité

3.3.1 Sensibilité aux variations des coûts de production

S'agissant des coûts d'investissement

Les coûts d'investissement mis à la disposition de la CRE, qu'il s'agisse des coûts constatés pour le parc installé ou des coûts déclarés par la profession, traduisent la situation d'une filière émergente et industriellement peu structurée. Les effets d'apprentissage devraient conduire à des baisses significatives de ces coûts, à l'instar de ce qui a pu être observé pour les filières éolienne terrestre et photovoltaïque⁷. En conséquence, la CRE évalue les effets sur la rentabilité d'une baisse de 10 % de l'enveloppe globale des coûts d'investissement du scénario de référence.

En l'état actuel du développement de la filière, les dépenses de GER ne peuvent faire l'objet d'aucun retour d'expérience probant. En conséquence, la CRE prend en compte une augmentation de 5 points du taux appliqué à l'enveloppe d'investissements initiale prévu dans le scénario de référence, le faisant passer de 25 à 30%.

S'agissant des coûts d'exploitation

La CRE évalue les effets d'une augmentation de 5 % des coûts de maintenance en exploitation et des coûts de main d'œuvre, par rapport aux hypothèses du scénario de référence.

3.3.2 Sensibilité aux variations des recettes d'exploitation

S'agissant du productible

Le productible – nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance - a un impact déterminant sur la rentabilité des installations, en tant qu'il modifie les revenus liés à la vente d'électricité et l'ensemble des autres sources de revenus qui en dépendent directement ou indirectement.

Le scénario de référence est d'ores et déjà le reflet d'un fonctionnement dégradé des installations, conséquence du manque de maturité industrielle de la filière et des difficultés d'organisation dans l'approvisionnement des intrants et dans la mise en œuvre technique du processus de méthanisation.

Dès lors, afin de quantifier l'anticipation d'une amélioration des conditions de fonctionnement par effet d'apprentissage à mesure du développement et de la structuration de la filière, la CRE a évalué l'impact sur le TRI d'une augmentation de 500 heures de la durée de fonctionnement en équivalent pleine puissance.

⁷ « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine : Eolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque » Avril 2014.

S'agissant des recettes complémentaires à la production d'électricité

La CRE examine la situation dans laquelle les revenus complémentaires à la production d'électricité sont divisés par deux par rapport au scénario de référence. Elle donne également les effets sur le TRI d'une augmentation de 10 % de ces revenus.

3.4 Résultats

3.4.1 Installations agricoles

Rentabilité des installations dans les hypothèses du scénario de référence, représentatif des conditions économiques déclarées par la profession

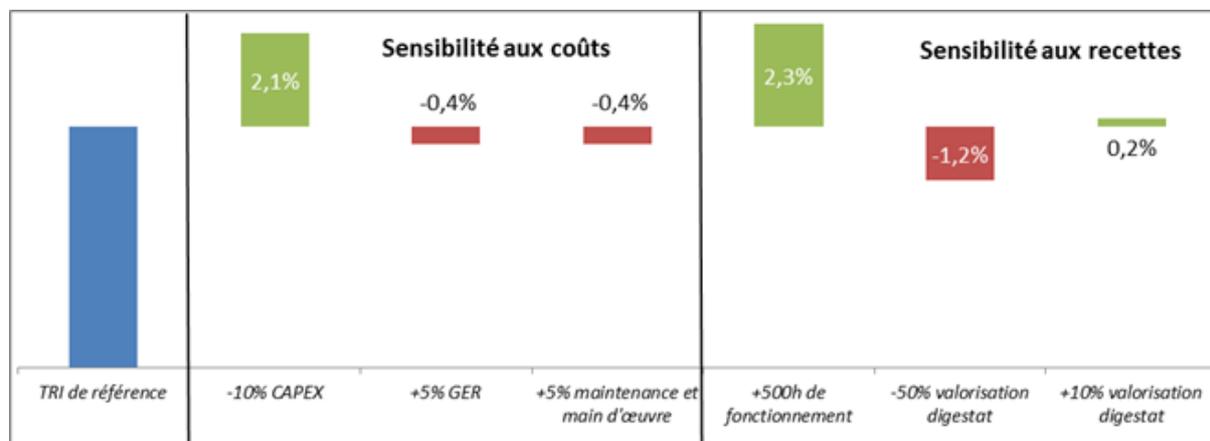
Le tableau suivant présente les rentabilités associées aux tarifs envisagés pour des installations agricoles de 80 et 300 kW hors subvention à l'investissement, puis avec un taux de subvention de 40 et 30 %. Les TRI fonds propres sont calculés selon l'hypothèse d'un financement de l'investissement net des subventions, en recourant pour 80 % à l'endettement à un taux d'emprunt de 4 % sur 17 ans.

	Hors subvention		Avec subvention	
Puissance installée (kW)	80	300	80	300
TRI projet avant impôts	7,6 %	8,4 %	15,4 %	13,0 %
TRI fonds propres	18,4 %	19,7 %	43,6 %	33,1 %

Si les rentabilités permises par le tarif d'achat envisagé pourraient être qualifiées de normales en l'absence de subventions, elles apparaissent manifestement excessives si le niveau de subvention actuellement attribué à ce type d'installations perdure.

Étude de sensibilité

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



Une variation des recettes complémentaires à la production d'électricité, dans la mesure où les installations agricoles ne sont pas concernées par la redevance perçue au titre du traitement des déchets, n'affecte que peu la rentabilité. Une division par deux des revenus tirés de la vente des digestats n'occasionne qu'une variation de l'ordre de 1 point du TRI projet, lequel excède encore significativement le taux de référence.

En revanche, la baisse des coûts d'investissement et l'amélioration de la durée de fonctionnement, susceptibles d'accompagner le développement et la structuration de la filière, auront des impacts considérables sur la rentabilité des projets qui justifient la mise en place, dès à présent, de mesures de dégressivité permettant de les répercuter dans le niveau des tarifs.

La baisse trimestrielle envisagée dans le projet d'arrêté, de 0,5 % du tarif de base à partir du 1^{er} janvier 2018, n'est justifiée ni dans ses échéances d'application ni dans ses proportions. Il devrait lui être préféré un dispositif de tarification dégressive, dimensionné selon des critères représentatifs du rythme de développement des installations.

3.4.2 Installations territoriales

Rentabilité des installations dans les hypothèses du scénario de référence, représentatif des conditions économiques déclarées par la profession

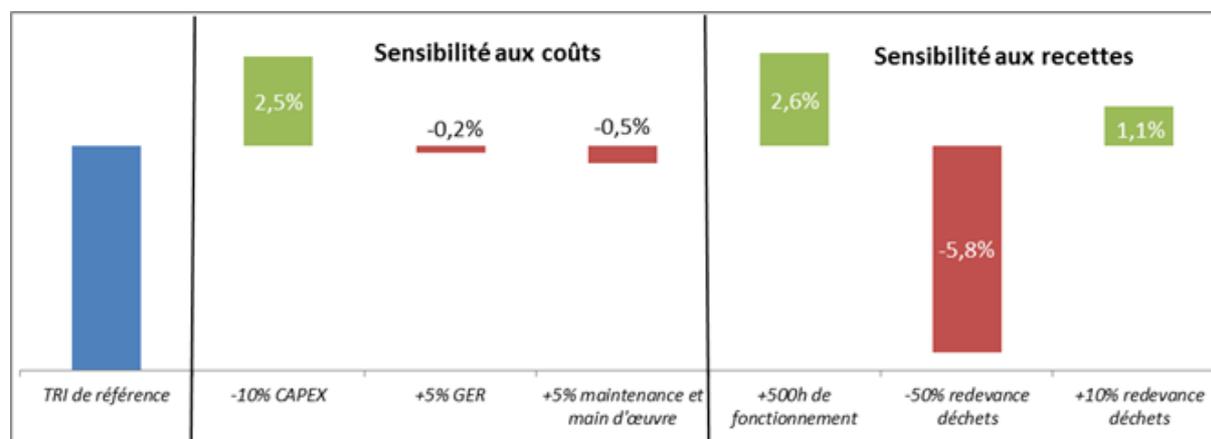
Le tableau suivant présente les rentabilités associées aux tarifs envisagés pour une installation de 500 kW, hors subvention à l'investissement, puis avec un taux de subvention de 30 %. Les TRI fonds propres sont calculés selon l'hypothèse d'un financement de l'investissement net des subventions, recourant pour 80 % à l'endettement avec un taux d'emprunt de 4 % sur 17 ans.

	Hors subvention	Avec subvention
TRI projet avant impôts	15,1 %	21,3 %
TRI fonds propres	36,6 %	55,7 %

Quel que soit le niveau de subvention attribué à ce type d'installation, les rentabilités apparaissent manifestement excessives voire très excessives.

Étude de sensibilité

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



Les sensibilités aux évolutions des coûts d'investissement et du productible de l'installation sont du même ordre de grandeur que pour les installations agricoles et appellent les mêmes conclusions s'agissant notamment de la mise en place d'une dégressivité tarifaire dynamique.

En revanche, la CRE observe une grande volatilité du taux de rentabilité aux recettes complémentaires à la production d'électricité. Une division par deux de la redevance perçue au titre du traitement des déchets entraîne une baisse du TRI projet de près de 6 %. Toutefois, compte tenu des niveaux de rentabilité observés, cette baisse n'est pas de nature à mettre en péril l'équilibre économique de l'installation.

4. Autres dispositions

4.1 Suppression de la prime à l'efficacité énergétique

Les dispositions tarifaires du cadre actuel prévoyant une prime à l'efficacité énergétique sont supprimées par le présent projet d'arrêté. La CRE est favorable à cette suppression.

En effet, la commercialisation ou l'utilisation de la chaleur fatale produite par une installation de cogénération de biogaz pour couvrir des besoins du producteur présentent un intérêt économique indépendamment de tout dispositif de soutien.

4.2 Durée du contrat d'achat

La durée du contrat d'achat, portée à 20 ans, suivant en cela la recommandation de la CRE figurant au paragraphe 3.2 de son avis du 28 avril 2011, est désormais plus représentative de la durée d'exploitation des installations de méthanisation et permet une meilleure optimisation économique du soutien public. Toutefois, la CRE avait indiqué que cette prolongation aurait dû s'accompagner d'une réduction de 7 % du niveau des tarifs et primes.

La CRE rappelle qu'à l'échéance du contrat d'achat, les installations qui poursuivraient leur exploitation auraient vocation à vendre l'électricité produite sur le marché.

4.3 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 de développement de la filière et doit être remplacée par un contrôle effectué par un organisme agréé à la mise en service de l'installation tel que prévu par les dispositions de l'article 104 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte codifiées à 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 réglementaire applicable. Les modalités de ce contrôle doivent encore être précisées par un décret en Conseil d'Etat.

4.4 Avis du préfet sur le plan d'approvisionnement et sur le mode de valorisation énergétique

Le projet d'arrêté prévoit que le préfet rende 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 initiale. 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.

Le préfet doit également rendre un avis sur le mode de valorisation du gaz issu de la méthanisation. La CRE remarque que le projet d'arrêté donne la priorité à l'injection de gaz dans le réseau par rapport à la cogénération.

Cet avis se fonde notamment sur une étude, transmise par le producteur, du gestionnaire de réseau de distribution de gaz compétent. Si celui-ci se prononce en faveur d'une valorisation sous forme d'injection de gaz dans le réseau, sur la base de critères tels que l'adéquation de la capacité d'injection avec le potentiel du réseau, la disponibilité de ce dernier, ou les coûts estimés de raccordement, le préfet devra refuser la valorisation sous forme de cogénération.

Le projet d'arrêté prévoit que le gestionnaire de réseau de distribution de gaz de la commune où est situé le projet réalise à ses frais l'étude détaillée « *dans un délai d'un mois à compter de la date de réception de la demande complète d'étude détaillée* ».

Le catalogue des prestations annexes établi par les GRD prévoit que la prestation « étude détaillée » est une prestation obligatoire, demandée par un porteur de projet d'injection de biométhane, et consiste « *en la délivrance d'éléments chiffrés et précis au porteur de projet en amont des décisions d'investissement. Elle conditionne la réservation de la capacité d'injection, l'entrée dans la file d'attente et l'attribution d'un numéro d'ordre* ». Cette prestation est facturée par le GRD au porteur de projet à hauteur de 9910,96 € HT soit 11 893,15 € TTC.

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. Dès lors le projet d'arrêté ne saurait prévoir le tarif et le délai d'une telle prestation annexe.

4.5 Transmission des données à la CRE

Le point 7 de l'annexe du présent projet d'arrêté prévoit que le producteur tient à la disposition de la CRE tous les éléments relatifs aux coûts d'investissement et d'exploitation de son installation. Il conviendrait de compléter cette annexe en y incluant le plan d'affaires et les éléments justifiant des revenus de l'installation.

5. 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. Elle bénéficie par ailleurs de dispositifs fiscaux spécifiques et de dispositifs de subventions dont les modalités d'attribution sont très hétérogènes et 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, pourrait constituer 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, notamment les subventions diverses dont elles bénéficient, 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.

Toutefois, les appels d'offres ne permettent pas de résoudre le problème lié à la concomitance de plusieurs dispositifs de soutien poursuivant, au surplus, 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.

En application des dispositions de l'article L. 134-18 du code de l'énergie, la CRE avait sollicité, en janvier 2014 puis en mars 2015, treize installations de méthanisation afin de collecter leurs données de coûts et plans d'affaires et de réaliser l'analyse de leur rentabilité. La qualité des réponses s'avère insuffisante en termes de représentativité et de fiabilité pour constituer la base des analyses de la CRE.

En conséquence, la CRE procédera à une nouvelle analyse des conditions économiques de fonctionnement des installations de méthanisation objet du présent projet d'arrêté. Les résultats et recommandations de cette analyse feront l'objet d'un rapport public.

Compte tenu des délais d'instruction qui lui étaient impartis pour rendre son avis et de l'absence d'une base de données fiables faute de réponses satisfaisantes des acteurs de la filière à ses sollicitations, la CRE s'est fondée sur des informations issues de déclarations émanant des acteurs de la filière méthanisation pour réaliser les études de rentabilité et de sensibilité et statuer sur le caractère excessif de la rémunération qu'induirait le tarif d'achat objet du présent avis. Le scénario de référence retenu est à ce titre conservateur et reflète les conditions technico-économiques d'une filière émergente et peu structurée. À cet égard, l'hypothèse de productible retenue traduit un fonctionnement dégradé des installations, conséquence d'un manque de maturité industrielle et de difficultés d'organisation dans l'approvisionnement des intrants et dans la mise en œuvre technique du processus de méthanisation.

La filière bénéficie par ailleurs de subventions susceptibles de représenter une part significative de l'investissement initial :

- dans le cas des installations agricoles de puissance inférieure à 300 kW, elles engendrent des rentabilités excessives, le TRI projet pouvant atteindre 15,7 %, alors que le tarif d'achat seul aurait déjà permis une rentabilité normale ;
- dans le cas des installations territoriales de 500 kW, le tarif d'achat génère à lui seul des rentabilités excessives, de l'ordre de 15 %. L'attribution complémentaire de subventions ne peut qu'aggraver cette situation et permet d'atteindre des TRI projet excédant 21 %.

Les analyses de sensibilité montrent enfin que la rentabilité des installations est très sensible au niveau des coûts d'investissements et aux conditions d'exploitation, notamment à la durée de fonctionnement. L'amélioration probable de ces deux paramètres, si elle n'est pas répercutée dans les tarifs, aura pour effet d'augmenter encore significativement la rentabilité de la filière.

Sur le fondement de ces analyses, la CRE estime que le risque de rentabilité excessive est significatif, avec toutes les conséquences que cela emporte sur la maîtrise des charges de service public et l'apparition d'effets d'aubaine.

Elle recommande ainsi d'introduire une différenciation plus marquée du tarif en fonction, d'une part, de la puissance de l'installation et, d'autre part, de la nature des intrants qui composent son approvisionnement, pour tenir compte des recettes complémentaires à l'électricité provenant du traitement des déchets.

La CRE réitère par ailleurs la recommandation qu'elle avait déjà formulée au paragraphe 3.3 de sa délibération du 28 avril 2011 consistant à prévoir, dans l'arrêté, un dispositif de tarification dégressive similaire à celui applicable à la filière photovoltaïque. Cette recommandation revêt une pertinence toute particulière dans le contexte de revalorisation significative des tarifs d'achat et d'incertitude sur les coûts et revenus réels des installations de méthanisation.

La mise en œuvre d'un tarif à ajustement trimestriel, dimensionné sur la base d'indicateurs représentatifs du rythme de développement de la filière, serait ainsi de nature à contenir les phénomènes d'emballement qui résulteraient d'un tarif trop rémunérateur, permettant ainsi de limiter une augmentation induite des charges de CSPE tout en évitant le phénomène d'à-coup observé à la suite du moratoire photovoltaïque qui avait entraîné d'importantes conséquences industrielles sur la filière.

Ce dispositif permettrait également d'assurer une évolution progressive et transparente du niveau des tarifs, proportionnée au développement réel des installations, et de répercuter 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.

Eu égard aux développements qui précèdent, la CRE émet un avis défavorable sur le projet d'arrêté qui lui est soumis.

Fait à Paris, le 3 septembre 2015

Pour la Commission de régulation de
l'énergie,

Le Président,

Philippe de LADOUCETTE