



# ASSEMBLÉE NATIONALE

## 17ème législature

### Avenir de la cogénération issue de la méthanisation

Question écrite n° 15757

#### Texte de la question

M. Lionel Vuibert attire l'attention de M. le ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle, énergétique et numérique sur l'avenir des unités de cogénération issues de la méthanisation agricole et territoriale, notamment dans les territoires ruraux. Dans plusieurs régions et particulièrement dans le Grand Est, de nombreuses installations arrivent progressivement en fin de contrat d'obligation d'achat de l'électricité. Or les orientations retenues dans le cadre de la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) prévoient désormais une réorientation prioritaire de la filière vers l'injection de biométhane dans les réseaux, au détriment de la cogénération. Cette évolution suscite une forte inquiétude parmi les exploitants concernés, alors même que de nombreuses unités participent déjà à un modèle énergétique territorial équilibré, associant production d'énergie renouvelable, valorisation locale de la chaleur, complément de revenus agricoles et gestion des déchets organiques. À l'occasion du Salon international de l'agriculture 2026, la région Grand Est et les acteurs régionaux de la filière ont signé une charte « Vers une méthanisation durable en Grand Est », réaffirmant le rôle structurant de la méthanisation pour les territoires ruraux, l'agriculture et la transition énergétique. Cette charte rappelle notamment que la méthanisation contribue à la souveraineté énergétique, à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, à la valorisation des déchets organiques ainsi qu'au développement d'emplois durables et non délocalisables. Elle souligne également la nécessité de conforter les installations existantes et de favoriser la conversion des cogénérations en fin de vie vers l'injection afin d'éviter des friches industrielles. Toutefois, si certaines installations peuvent envisager une conversion vers l'injection, cette évolution nécessite souvent des investissements importants, des raccordements parfois complexes et onéreux aux réseaux de gaz et ne correspond pas toujours aux réalités territoriales de petites unités agricoles ou rurales ayant déjà développé des usages locaux de la chaleur. Avec plus de 200 unités en fonctionnement en cogénération, le Grand Est, région pionnière, est la région qui compte le plus grand nombre d'unités en cogénération confrontées à l'absence de solutions à l'échéance des contrats de rachat de l'électricité. De nombreux projets reposent aujourd'hui sur des modèles territoriaux durables et de proximité, que les acteurs locaux souhaitent maintenir sans nécessairement augmenter la taille des installations. Dans ce contexte, il souhaite savoir quelles garanties le Gouvernement entend apporter concernant le maintien ou l'adaptation de dispositifs de soutien aux unités de cogénération renouvelable arrivant en fin de contrat et comment les capacités de production existantes ainsi que les spécificités des modèles territoriaux de cogénération seront prises en compte dans les trajectoires énergétiques définies par la PPE 3.

#### Texte de la réponse

La méthanisation constitue un pilier important de la transition énergétique, de la décarbonation de l'économie et du développement des territoires ruraux. Celle-ci est d'ailleurs bien mise en valeur dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) qui confirme des objectifs ambitieux pour la méthanisation de 44 TWh de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel et entre 47 et 82 TWh de biométhane injecté en 2035. Les orientations retenues par la PPE3 privilégient le développement de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz, qui constitue aujourd'hui la voie de valorisation la plus adaptée pour contribuer aux objectifs de décarbonation et de souveraineté énergétique. Les contrats de soutien en cours ne sont bien entendu pas remis en cause pour autant et les installations existantes qui le souhaitent pourront donc bien aller jusqu'à

l'amortissement complet de leur actif. Le Gouvernement est pleinement conscient des enjeux auxquels sont confrontées les unités de méthanisation en cogénération arrivant progressivement en fin de contrat d'obligation d'achat de l'électricité. L'un des objectifs est d'accompagner, lorsque cela est techniquement et économiquement viable, la conversion des installations de cogénération vers l'injection de biométhane. Plusieurs mesures ont été mises en place à cette fin. Tout d'abord, l'arrêté du 8 septembre 2025 a supprimé les pénalités qui étaient initialement dues en cas de résiliation anticipée d'un contrat d'achat d'électricité produite à partir de biogaz. Cette suppression s'applique lorsque l'installation est convertie à l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel, y compris via un point d'injection distant, à la valorisation du biométhane comme carburant alternatif ou encore à la valorisation du biogaz pour la production de chaleur. Cette mesure vise à lever un frein important aux évolutions des installations existantes. Ces installations converties à l'injection peuvent bénéficier du dispositif des certificats de production de biogaz (CPB). Afin de tenir compte de l'amortissement partiel des installations ayant déjà bénéficié d'un soutien à la production d'électricité, l'arrêté du 6 juillet 2024 prévoyait normalement l'application d'un coefficient de modulation de 0,8 certificat par mégawattheure injecté pour les installations ayant atteint quinze années de fonctionnement. Au vu des réinvestissements pouvant être nécessaires pour permettre le passage à l'injection, l'arrêté du 26 décembre 2025 modifiant l'arrêté du 6 juillet 2024 a été publié. Il prévoit de porter de 0,8 à 0,95 le coefficient de modulation applicable aux installations âgées de quinze à trente ans, améliorant ainsi les conditions économiques de leur conversion vers l'injection. Le Gouvernement est également attentif à la situation des installations éloignées des réseaux de gaz naturel. Pour ces projets, le recours au biométhane transporté par voie routière (dit « gaz porté ») vers un point d'injection mutualisé peut constituer une solution. Ce modèle, qui peut fonctionner notamment dans le dispositif des certificats de production de biogaz, permet d'élargir les possibilités de conversion à l'injection pour des installations situées dans des territoires ruraux éloignés des infrastructures gazières. Toutes les installations aujourd'hui en cogénération ne trouveront cependant pas une solution vers l'injection y compris en gaz porté. Des analyses des situations spécifiques pour ces installations seront à mener. Pour certaines, une autoconsommation de l'électricité pourrait par exemple représenter une solution à évaluer.

## Données clés

**Auteur :** [M. Lionel Vuibert](#)

**Circonscription :** Ardennes (1<sup>re</sup> circonscription) - Non inscrit

**Type de question :** Question écrite

**Numéro de la question :** 15757

**Rubrique :** Énergie et carburants

**Ministère interrogé :** [Économie, finances, souveraineté industrielle, énergétique et numérique](#)

**Ministère attributaire :** [Porte-parole du Gouvernement et Énergie](#)

## Date(s) clé(s)

**Question publiée au JO le :** [9 juin 2026](#), page 5057

**Réponse publiée au JO le :** [7 juillet 2026](#), page 6360