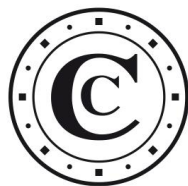


Cour des comptes



ENTITÉS ET POLITIQUES PUBLIQUES

LE SOUTIEN AU DÉVELOPPEMENT DU BIOGAZ

Rapport public thématique

Évaluation de politique publique

Mars 2025

Sommaire

Procédures et méthodes	7
Synthèse	11
Récapitulatif des recommandations	19
Introduction.....	21
Chapitre I Un développement du biogaz en France au service de plusieurs objectifs de politique publique.....	27
I - Des objectifs relevant de plusieurs politiques publiques	28
A - Des ambitions relevant principalement de la politique énergétique et climatique	28
B - Une contribution à la gestion des déchets, à la transition écologique de l'agriculture et un soutien aux revenus des agriculteurs	31
II - Un développement accéléré grâce au soutien à l'injection de biométhane	34
A - Différentes catégories d'installations, dont le suivi n'est pas organisé	34
B - Une production en constante augmentation	37
III - Un bilan « carbone » de la méthanisation aujourd'hui positif	39
A - Des conclusions différentes pour la cogénération et l'injection de biométhane.....	40
B - Un impact carbone positif de la méthanisation, avec des postes d'émissions à surveiller	41
C - Des obligations partielles de suivi à venir.....	43
IV - Un développement soumis à des contraintes d'acceptabilité.....	44
A - Des oppositions locales aux projets dont l'ampleur n'est pas connue	44
B - Des contrôles à conforter pour préserver la confiance dans la filière.....	45
Chapitre II Des objectifs de développement du biogaz mal établis	49
I - Des exercices prospectifs ne permettant pas d'apprécier la totalité des enjeux associés au développement du biogaz	49
A - Une évolution peu lisible des objectifs de développement du biogaz fixés dans les documents de programmation énergétique	50
B - La place incertaine du biogaz à long terme.....	51
C - Un enjeu particulier concernant le dimensionnement du réseau de gaz et la soutenabilité de son financement	56

II - Des perspectives de développement de la filière qui exigent un meilleur suivi de la mobilisation et de la production de biomasse	59
A - Une prise de conscience tardive des limites de la biomasse disponible.....	59
B - Un besoin d'arbitrages devant de possibles conflits entre les usages alimentaires et non alimentaires de la biomasse	63
C - Une absence de structuration sur la production des données relative à la biomasse et une gouvernance à renforcer.....	66
Chapitre III Des mécanismes de soutien public ayant favorisé la méthanisation agricole pour un coût élevé.....	73
I - Des modalités de soutien favorables à la méthanisation agricole.....	73
A - Une contribution substantielle des subventions d'investissement	74
B - Un soutien reposant principalement sur des tarifs d'achat en guichet ouvert.....	76
C - Des dispositifs supplémentaires multiples	82
D - L'essor à venir des outils de soutien non-budgétaires	84
E - Un cadre de soutien qui a fait émerger de nombreuses installations de méthanisation agricole de petite et moyenne taille.....	87
II - Une forte dispersion des niveaux de rentabilité des installations, dont certains sont excessifs	90
A - Un suivi toujours parcellaire de la rentabilité des exploitations	91
B - Des situations individuelles très hétérogènes.....	92
C - La mise en évidence de rentabilités excessives, en partie liées au mécanisme de tarif d'achat	98
Chapitre IV Une contribution effective de la politique de soutien au biogaz à d'autres objectifs que la seule production d'énergie	103
I - Un effet sur les revenus des agriculteurs méthaniseurs difficile à quantifier	104
A - Des effets positifs mais variables de la méthanisation sur les revenus des agriculteurs.....	104
B - Des retombées économiques incertaines de la méthanisation.....	105
II - Face au risque d'effets négatifs sur les pratiques agricoles, un suivi nécessaire de la méthanisation	112
A - Une absence d'effet systématique sur la conduite de l'élevage	114
B - Un effet sur les cultures qui doit être encadré par la mise en œuvre de bonnes pratiques	116
III - La réglementation des déchets constitue un frein marginal au développement de la méthanisation	121
A - Des limitations afférentes aux intrants justifiées par des motifs sanitaires mais grevées de nombreuses exceptions	122
B - Une valorisation économique du digestat soumise à un cadre réglementaire complexe.....	124
C - Un recours aux biodéchets des ménages et des entreprises qui demeure limité	127

IV - Des équilibres à préserver entre les multiples objectifs de politique publique.....	130
A - Une évaluation des « externalités » de la méthanisation prévue par la loi.....	130
B - Un maintien des aides à la cogénération à réexaminer au cas par cas.....	132
C - Une éco conditionnalité des aides renforcée.....	134
D - Une clarification souhaitable du rôle des effluents dans les gisements mobilisables.....	135
Conclusion générale	139
Liste des abréviations	141
Annexes	144

Procédures et méthodes

Les rapports de la Cour des comptes sont réalisés par l'une des six chambres¹ thématiques que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres et/ou plusieurs chambres régionales ou territoriales des comptes.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour ainsi que des chambres régionales et territoriales des comptes, donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L'**indépendance** institutionnelle des juridictions financières et l'indépendance statutaire de leurs membres garantissent que les contrôles effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation.

La **contradiction** implique que toutes les constatations et appréciations faites lors d'un contrôle ou d'une enquête, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

La **collégialité** intervient pour conclure les principales étapes des procédures de contrôle et de publication. Tout contrôle ou enquête est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Le rapport d'instruction, comme les projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une formation comprenant au moins trois magistrats. L'un des magistrats assure le rôle de contre-rapporteur et veille à la qualité des contrôles.

¹ La Cour comprend aussi une chambre contentieuse, dont les arrêts sont rendus publics.

Sauf pour les rapports réalisés à la demande du Parlement ou du Gouvernement, la publication d'un rapport est nécessairement précédée par la communication du projet de texte que la Cour se propose de publier aux ministres et aux responsables des organismes concernés, ainsi qu'aux autres personnes morales ou physiques directement intéressées. Leurs réponses sont présentées en annexe du rapport publié par la Cour

Le présent rapport d'évaluation est issu d'une enquête conduite sur le fondement de l'article L.143-6 du code des juridictions financières qui permet à la Cour des comptes de mener des enquêtes thématiques et de l'article L.111-13 du même code, selon lequel la Cour des comptes contribue à l'évaluation des politiques publiques.

Dans ses évaluations, la Cour s'attache notamment à apprécier les résultats de la politique publique examinée au regard à la fois des objectifs poursuivis (efficacité) et des moyens mis en œuvre (efficience).

**

La présente évaluation a été conduite par la deuxième chambre de la Cour des comptes.

Décidée à la suite d'une note de faisabilité délibérée le 19 juillet 2023, l'enquête a été notifiée en juillet 2023 à dix-sept destinataires et seize parties prenantes ont été informées en parallèle de son lancement, parmi lesquelles des associations représentatives des producteurs de biogaz, des gestionnaires de réseaux de gaz, des associations de collectivités territoriales, des acteurs de la recherche académique et des associations de protection de l'environnement.

Conformément aux normes professionnelles de la Cour applicables aux évaluations de politique publique, un soin particulier a été apporté au recueil de l'avis des parties prenantes. À cette fin, les ressources méthodologiques suivantes ont été mobilisées.

Un comité d'accompagnement, composé de treize membres représentant les principales parties prenantes à la politique publique évaluée (cf. annexe n° 1), a été constitué afin de se prononcer sur les principales étapes de l'évaluation. Il s'est réuni à quatre reprises d'octobre 2023 à octobre 2024.

Un comité d'experts a également été créé, composé de onze personnalités issues du monde académique et d'organismes professionnels, choisies pour leur connaissance, notamment en matière économique et agronomique, du secteur de la méthanisation (cf. annexe n° 2). Il a été réuni à trois reprises d'octobre 2023 à mai 2024, et s'est en particulier prononcé sur la méthode d'analyse de l'impact de la méthanisation sur le revenu des exploitations agricoles.

Une analyse quantitative a en effet été réalisée en la matière grâce à l'appui du département analyse et science des données du centre appui métier de la Cour des comptes. Le détail de la méthodologie employée est présenté dans un cahier spécifique consacré à ce travail.

L'enquête s'est appuyée par ailleurs sur la réalisation d'une cinquantaine d'entretiens avec les principaux acteurs de la politique publique évaluée et sur six visites de sites de méthanisation variés. La liste des personnes rencontrées est présentée à l'annexe n° 3. Ce large éventail d'entretiens s'explique par le très grand nombre d'acteurs associés à cette politique publique (cf. annexe n° 4) qui poursuit plusieurs objectifs (cf. annexe n° 5). Une comparaison internationale des modalités de soutien au développement de la production de biogaz a été effectuée avec quatre pays européens (Allemagne, Danemark, Italie et Pays-Bas) présentant des situations diversifiées. Cette analyse est également présentée dans un cahier qui lui spécifiquement consacré.

Enfin, il convient de préciser que cette évaluation de la Cour n'a pas porté sur la question de l'existence éventuelle de fraudes.

**

Le projet de rapport (complété de ses deux cahiers spécifiques) a été préparé, puis délibéré le 6 novembre 2024, par la deuxième chambre, présidée par Mme Mercereau, présidente de chambre, et composée de Mme Darragon, conseillère maître, MM. Guérault, Léna, Tricaud, Gout, Richard, conseillers maître et Mme Wisnia-Weill, conseillère maître en service extraordinaire, ainsi que, en tant que rapporteurs, MM. Gareau et Démaret, conseillers référendaires, et, en tant que contre-rapporteur, M. Allain, conseiller maître.

Il a été examiné le 17 décembre 2024 par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de M. Moscovici, Premier président, M. Rolland, rapporteur général du comité, M. Charpy, Mme Camby, M. Bertucci, M. Meddah, Mme Mercereau, M. Lejeune et Mme Thibault, présidentes et présidents de chambre de la Cour, M. Strassel, M. Serre, Mme Daussin-Charpantier, Mme Renet et Mme Bonnafoux, présidentes et présidents de chambre régionale des comptes, Mme Hamayon, Procureure générale, entendue en ses avis.

**

Les rapports publics de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour et des chambres régionales et territoriales des comptes : www.ccomptes.fr.

Synthèse

Issu de la fermentation de matières organiques par un procédé appelé « méthanisation », le biogaz fournit une énergie renouvelable utilisée pour produire de l'électricité ou de la chaleur, « par cogénération », ou injectée directement dans les réseaux de gaz après épuration sous forme de « biométhane ». Les matières organiques utilisées pour produire le biogaz, les « intrants », sont constituées de matières et déchets tels que les effluents d'élevage, les résidus de culture ou les biodéchets collectés par les collectivités locales, qui trouvent dans cet usage une valorisation énergétique. Outre le biogaz, le procédé de méthanisation produit une substance, le « digestat », qui peut servir de fertilisant agricole, se substituant ainsi, au moins partiellement, aux engrais minéraux.

Un soutien croissant apporté par l'État pour développer une production de biogaz contribuant aux politiques publiques énergétique et climatique, agricole et environnementale

Compte tenu de la nature même de son processus, la production de biogaz permet de répondre à de multiples objectifs de politique publique : la décarbonation de la production d'énergie, la transition agroécologique et la résilience des exploitations agricoles, la gestion et le traitement des déchets.

Le soutien au développement de la production de biogaz s'est donc inscrit à la confluence de ces objectifs, sans toutefois que la contribution de la méthanisation à leur atteinte ne soit exhaustivement analysée. Pourtant, cette filière connaît aujourd'hui un important essor. Elle bénéficie d'une politique de soutien volontariste, désormais principalement orientée vers la production de biométhane injecté sur le réseau de gaz. Fin 2023, on dénombrait 1 911 méthaniseurs en France, dont 652 en injection. La production d'électricité à partir de biogaz s'est élevée à 3 TWh au cours de l'année 2023. Elle a représenté 0,7 % de la consommation électrique française au cours de cette période. La production de biométhane injecté s'est élevée à 9,1 TWh, soit 31 % de plus qu'en 2022, et a représenté 2,4 % de la consommation française de gaz. La nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie, soumise à consultation fin 2024, fixe désormais une cible de production de biogaz de 50 TWh à l'horizon 2030.

Cet essor est conforté par le large consensus scientifique dont fait désormais l'objet le bilan « carbone » positif de la méthanisation, justifiant son développement pour se substituer au gaz naturel fossile et participer à la décarbonation du mix énergétique pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Ce bilan positif ne prévaut toutefois que pour les modalités actuelles de production du biogaz. Il importe donc de veiller continuellement au respect de certaines conditions à réunir pour que soit préservé ce caractère positif, conditions qui tiennent notamment à la limitation des fuites de méthane, au caractère raisonné de l'utilisation de la ressource en eau pour la production des cultures agricoles à vocation énergétique, et plus généralement aux modalités d'utilisation des intrants.

La crise des prix de l'énergie qui a éclaté en 2021 a favorisé la prise de conscience de l'intérêt du gaz renouvelable, produit localement, et a renforcé la volonté d'en soutenir la production.

Aussi, la Cour a-t-elle souhaité conduire une évaluation de la politique publique de soutien au développement du biogaz. Dans ce cadre, elle a cherché à répondre aux trois questions évaluatives suivantes, en retenant une période d'analyse s'étendant de 2011 à 2023 :

1. Les critères sur lesquels l'État s'est fondé pour définir les objectifs de développement du biogaz étaient-ils bien identifiés ?
2. Les mécanismes de soutien public ont-ils permis le développement de la filière tout en maîtrisant le coût pour les finances publiques ?
3. Le soutien au biogaz a-t-il contribué à l'atteinte d'autres objectifs que la seule production d'énergie renouvelable ?

Des objectifs de production de biogaz insuffisamment étayés face aux incertitudes quant à la place future du gaz dans le mix énergétique et à la disponibilité de la biomasse agricole

Les objectifs relatifs au biogaz ont été principalement dictés par ceux de développement des énergies renouvelables et n'ont été que peu explicités. À court terme, ils ont fluctué au gré des considérations budgétaires, afin de contenir le coût du soutien public accordé à une filière dont la baisse annoncée des coûts de production n'a pas eu lieu. La programmation pluriannuelle de l'énergie de 2020 a ainsi abaissé à 7 % l'objectif de part des énergies renouvelables dans le gaz en 2030, alors que la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte l'avait fixé à 10 %. À plus long terme, le développement du biogaz s'inscrit dans la stratégie nationale bas carbone, qui prévoit de décarboner les consommations résiduelles de gaz d'ici à 2050. À cette date, le besoin de production de biogaz dépendra donc de la place qu'occupera alors le gaz

dans le mix énergétique. Or, sa consommation pourrait baisser de plus de 65 % par rapport à 2020. Mais, dans le même temps, dans la mesure où seul du gaz renouvelable devra être employé, ces consommations résiduelles de gaz dépendront aussi des capacités de production de biogaz.

Les trajectoires de production d'énergie permettant d'atteindre ces objectifs en 2050 demeurent très incertaines. L'équilibre entre les consommations de gaz et d'électricité constitue en particulier un sujet sensible, dans la mesure où une baisse forte et rapide de la consommation de gaz pourrait se traduire par une hausse des pics de consommation électrique. Faire face à ces pointes supposerait alors de relever les capacités de production d'énergie électrique et le dimensionnement des réseaux. Aussi, une meilleure coordination des travaux de prospective associant les gestionnaires des réseaux de gaz et d'électricité est nécessaire pour mieux éclairer la trajectoire possible et souhaitable de développement du biogaz, en tant qu'élément d'un système énergétique cohérent et équilibré.

Le développement du biogaz suppose par ailleurs des extensions ou des renforcements des réseaux de gaz pour les raccordements d'installations de méthanisation, qui relèvent d'un dispositif dit de « droit à l'injection ». Or les travaux sur l'avenir de ces réseaux abordent insuffisamment l'impact de la baisse des consommations et du nombre de consommateurs de gaz sur leur financement, alors que ces derniers en supportent le coût, ainsi que sur leur bon dimensionnement. Des analyses économiques et financières complémentaires sont donc nécessaires pour éclairer ces débats et décisions.

Enfin, indépendamment de la place du biogaz dans le mix énergétique, la disponibilité de la biomasse nécessaire à la méthanisation constituera à moyen et long terme un déterminant de son développement. À ce stade, le secrétariat général à la planification écologique estime que la disponibilité de biomasse pour la méthanisation pourrait être insuffisante dès 2030, compromettant 15 des 50 TWh de biogaz qui pourraient être retenus dans la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie. Cet écart est susceptible de susciter des conflits d'usages de la biomasse, entre le développement du biogaz, la production alimentaire, ou entre certains biocarburants.

La connaissance des volumes de biomasse disponibles et de leur capacité de mobilisation au profit de divers usages énergétiques reste toutefois lacunaire, malgré les contributions de l'observatoire national des ressources en biomasse. Le suivi de ces gisements et l'arbitrage entre les usages possibles dans le cadre des différentes démarches de planification, constituent ainsi une priorité, qui devrait se traduire par l'actualisation et la mise en cohérence des différents outils de planification (stratégie nationale de mobilisation de la biomasse, schémas régionaux de biomasse notamment).

**Des modalités foisonnantes de soutien public,
ayant permis l'émergence d'une filière de production,
au prix d'un calibrage imparfait des aides**

À l'instar des autres énergies renouvelables, le développement de la méthanisation a été principalement soutenu par la mise en œuvre de tarifs d'achat de l'énergie produite, gaz ou électricité, financés par le budget de l'État au travers de la compensation des charges de service public de l'énergie assignées aux entreprises concernées. Au titre des années 2011 à 2022, le montant de ces charges s'élève à 2,6 Md€. Ces tarifs d'achat garantis ont été couplés à des subventions d'investissement allouées par l'agence pour la transition écologique (Ademe) et par les régions, à hauteur de 0,5 Md€ entre 2019 et 2023. Par comparaison avec les divers dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ce cumul est spécifique au biogaz. De plus, de nombreuses modalités additionnelles de soutien ont été mises en œuvre : prise en charge des coûts de renforcement des réseaux par les consommateurs et réfaction des coûts de raccordement au réseau de gaz pour les projets de biométhane (147,5 M€ entre 2019 et 2023), exonérations d'impôts locaux ciblées sur la méthanisation dite « agricole » (portée par des agriculteurs), facilités accordées pour le financement des projets (enveloppe de prêts sans garantie de 175 M€ proposés par Bpifrance à partir de 2020).

La multiplicité des modalités de soutien, combinée à la diversité des situations individuelles intrinsèque à la filière, a compliqué l'appréciation de la rentabilité effective des installations et le juste calibrage des aides apportées à une filière naissante. Les pouvoirs publics ne se sont toutefois pas suffisamment donnés les moyens d'obtenir les informations permettant d'apprécier la rentabilité des installations, même s'il convient de relever l'effort notable que constitue l'étude récente de grande envergure de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) sur l'injection de biométhane. Cet effort devrait être poursuivi car des rentabilités excessives ont pu être observées pour certaines installations ayant fait l'objet de contrats conclus avant 2020. L'analyse réalisée par la CRE en 2024 sur les installations d'injection de biométhane, dont la plupart bénéficie de contrats antérieurs à 2020, montre ainsi que la médiane des taux de rentabilité interne avant impôt des projets correspondants atteindrait 16,9 % en tenant compte des subventions d'investissement.

Les dispositifs de soutien ont été en pratique orientés vers les petites et moyennes installations agricoles, même s'ils ont permis de développer la filière à travers tous les types d'installations, quel que soit le pouvoir méthanogène des intrants, c'est-à-dire leur plus ou moins grande capacité à produire du méthane. Les quelques 2 000 installations de méthanisation qui ont été créées produisent ainsi du biogaz à partir d'installations de

stockage de déchets non dangereux (ISDND), de boues de stations d'épuration (STEP), d'installations de méthanisation « industrielles » ou agricoles (individuelles ou collectives). Les unités de méthanisation agricole sont de loin les plus nombreuses. La production de biogaz a ainsi atteint les objectifs énergétiques qui lui avaient été assignés pour 2023 dans la deuxième programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le coût budgétaire du dispositif est significatif. Les engagements pris au titre des tarifs d'achat contractualisés à fin 2022 (pour des contrats de 15 à 20 ans) représenteraient encore entre 12,7 Md€ et 16,2 Md€ à décaisser pour l'État d'ici 2037 pour le biométhane injecté et entre 2,2 Md€ et 3,9 Md€ pour la production d'électricité en cogénération d'ici 2042. À ces charges, il faudrait ajouter environ 7 Md€ supplémentaires pour les nouveaux contrats d'injection de biométhane signés d'ici à 2028.

Ces perspectives financières et les ambitions de développement et de massification de la production pour que la France respecte ses engagements climatiques ont conduit le Gouvernement à proposer un nouveau dispositif de soutien, les certificats de production de biogaz (CPB), qui fait peser l'obligation de soutien des installations sur les fournisseurs de gaz et, *in fine*, transfère le financement de ce soutien des contribuables aux consommateurs de gaz. Toutefois les conditions de bon fonctionnement et de surveillance du marché de CPB à venir ne sont aujourd'hui pas définies. Les capacités de production qui pourraient émerger dans le cadre de ce dispositif sont mal connues et l'impact sur les factures des consommateurs ne fait pas l'objet d'évaluations robustes, qui pourraient utilement être portées à la connaissance du public. Une analyse plus approfondie devrait être conduite sur cette évolution majeure et ses conséquences éventuelles.

Une contribution effective à la transition agroécologique et à la gestion des déchets, mais dont l'ampleur est mal appréciée

Favorisant la décarbonation des usages des gaz fossiles, la production de biogaz est pilotable, à la différence des autres énergies non renouvelables et contribue à la diversification du mix de production énergétique. Au-delà de la seule production d'énergie renouvelable, elle présente en outre des co-bénéfices importants. Elle contribue en effet également à la politique publique de transition agroécologique et à la politique de traitement des déchets, sans que la portée de ces contributions ne soit toutefois réellement mesurée et appréciée.

Ainsi, en privilégiant le développement de nombreuses installations agricoles, les dispositifs de soutien à la méthanisation ont visé à renforcer la résilience des exploitations agricoles. D'après les estimations de la Cour, en moyenne annuelle, les exploitations agricoles impliquées dans la méthanisation ont accru leur excédent brut d'exploitation (EBE) de 40 000 € à un an et de 55 000 € à cinq ans entre 2016 et 2019, soit une augmentation de l'ordre de 20 % par rapport aux exploitations similaires non impliquées dans la méthanisation. L'effet est significatif pour les exploitations détenant en propre un méthaniseur ; il est beaucoup plus incertain pour celles qui se limitent à approvisionner un méthaniseur ou à en récupérer le digestat.

Le soutien à la production de biométhane visait également à accompagner les exploitations dans leur transition agroécologique, en particulier en limitant le recours aux engrais minéraux grâce au digestat et en contribuant au traitement des effluents d'élevage. Les travaux de recherche relatifs aux impacts de la méthanisation sur les pratiques agricoles ne mettent toutefois pas en évidence d'effets systématiques, concernant par exemple la conduite de l'élevage, les pratiques d'assolement, le niveau de fertilisation des cultures ou leur niveau de traitement phytosanitaire. En revanche, ils s'accordent sur l'importance de suivre l'impact possible du développement des cultures intermédiaires à vocation énergétiques (CIVE), qui représentent le principal gisement de biomasse pour la méthanisation à long terme. Selon leurs modalités de développement, ces dernières pourraient en effet avoir des conséquences à la fois sur les cultures alimentaires et sur le bilan environnemental des exploitations concernées. Un suivi de l'impact de la méthanisation sur les pratiques agricoles devrait ainsi être mis en place.

Enfin, le développement de la méthanisation contribue à la politique de traitement des déchets, même si ces derniers ne représentent qu'une part minoritaire des intrants utilisés. L'analyse de la réglementation afférente aux déchets met en effet en évidence des contraintes pesant sur la méthanisation, édictées pour des raisons sanitaires ou environnementales pleinement justifiées. Celles-ci ne constituent toutefois que rarement une limite au développement de la production de biogaz. Ainsi, si l'interdiction de mélanger les déchets des boues de station d'épuration (STEP) avec d'autres déchets constitue en principe une limite, les caractéristiques des stations d'épuration françaises ne permettent pas *de facto* d'envisager un potentiel de production important. De même, si la collecte séparée des biodéchets, obligatoire depuis le 1^{er} janvier 2024, ouvre un nouveau gisement mobilisable pour la méthanisation, force est de constater le très faible niveau de collecte actuel. Enfin, la valorisation du digestat issu de la méthanisation conditionne en partie les bénéfices escomptés de la

production de biogaz, tels qu'énoncés par le plan énergie méthanisation autonomie azote (EMAA) du ministère de l'agriculture. Celui-ci envisageait en effet le transfert d'excédents d'azote produits par certains territoires vers d'autres en déficit. Or, le cadre réglementaire complexe de cette valorisation et ses modalités pratiques concrètes (transfert des effluents liquides, etc.) en restreignent la mise en œuvre.

Un équilibre entre les politiques énergétiques et climatiques, agricoles et environnementales à préserver face à l'accroissement attendu des objectifs de production de biogaz

Le soutien au biogaz, centré sur la croissance de sa production, s'est développé dans un équilibre relatif entre les objectifs des différentes politiques publiques auxquelles il contribue. Il en résulte un paysage français de la production de biogaz original au regard des pays européens comparables, davantage assis sur des installations agricoles, de taille petite ou moyenne. L'état actuel des connaissances scientifiques atteste des bénéfices multiples (énergétique, climatique, pratique agroécologique, etc.) de la production de biogaz. Il met aussi en évidence les risques associés à ses conditions de production, dont il convient de se prémunir.

Aussi, il apparaît que les divergences, inévitables, qui émergent entre les différents objectifs de politique publique, nécessitent d'établir une hiérarchisation entre ces derniers et de clarifier les modes de soutien associés. Ainsi, le soutien à la production d'électricité à partir de biogaz, qui ne se justifie pas au titre de la seule production d'électricité ou de chaleur, a été maintenu au titre de la décarbonation du secteur agricole. Pour autant, l'impact attendu de ce soutien n'est pas explicité. Au surplus, la décarbonation peut être recherchée à moindre coût par des nouvelles réglementations sur la gestion des effluents. Ce soutien devrait être réduit à un niveau étayé par une évaluation des bénéfices escomptés. Le rôle des subventions d'investissement mériterait également d'être clarifié. Celles-ci gagneraient à être circonscrites dans la mesure où les tarifs d'achat devraient garantir déjà une rentabilité « normale » des projets.

Surtout, alors que les ambitions énergétiques et climatiques de la France se traduisent par un accroissement significatif des objectifs de production de biogaz dès 2030, le maintien des singularités françaises constitue un défi. Principale demande de la filière pour soutenir son développement, le déploiement des certificats de production de biogaz à partir de 2026 nécessite une attention particulière. Au-delà des enjeux à court terme de sa mise en œuvre (organisation et surveillance du marché, liquidité, effets sur les prix payés par le consommateur, etc.), il pourrait conduire à moyen-long terme à une évolution de la filière de production du

biogaz stimulant davantage le développement d'unités de taille importante, sur lequel se fondent des anticipations de baisse des coûts de production. Il requiert ainsi un suivi de la répartition de la valeur entre agriculteurs et exploitants d'unités de méthanisation de grande taille, ainsi que des modalités d'approvisionnement en intrants agricoles de ces unités afin de conserver le bilan carbone positif de l'injection de biométhane. Ainsi, la perspective de l'accroissement des objectifs de production de biogaz et les adaptations tant des modalités de soutien que du cadre réglementaire rendent-elles nécessaire une meilleure prise en compte des enjeux agricoles et environnementaux qui soutiennent cet essor. À défaut, l'équilibre qui a présidé au développement du biogaz jusqu'à présent pourrait être rompu, au risque de réduire les bénéfices avérés de cette politique publique, au regard des divers objectifs qu'elle sert.

Récapitulatif des recommandations

1. À partir des travaux prospectifs des gestionnaires de transports de gaz et des scénarios de mix électrique de RTE, élaborer des scénarios actualisés sur le mix énergétique complet jusqu'à l'horizon 2050 (*ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2026*).
2. À partir des différents scénarios d'évolution de la consommation de gaz, analyser l'impact économique et financier des évolutions nécessaires du réseau de gaz (*commission de régulation de l'énergie, 2025*).
3. Actualiser la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse, accélérer l'adoption des schémas régionaux de biomasse et garantir leur cohérence avec le prochain exercice de planification énergétique (*secrétariat général à la planification écologique, ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire, 2025*).
4. Organiser un contrôle périodique des coûts et de la rentabilité des installations de production de biogaz bénéficiant d'un dispositif de soutien public (*ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, commission de régulation de l'énergie, 2025*).
5. Définir les objectifs de certificats de production de biogaz, à l'horizon 2035, à partir d'une évaluation indépendante des cibles atteignables et du coût répercuté sur les consommateurs (*ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, commission de régulation de l'énergie, 2025*).
6. Confier à la commission thématique inter-filière « Bioéconomie » le suivi de l'effet de la méthanisation sur les pratiques agricoles, sur la base d'une liste d'indicateurs clés (*ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire, FranceAgriMer, 2025*).

7. Numériser les registres d'intrants de la méthanisation et organiser le recueil et l'exploitation des déclarations de durabilité de la biomasse transmises dans le cadre des directives « RED » (*ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire, 2025*).
8. Revoir le soutien au développement de nouvelles installations de cogénération, sur la base d'une évaluation actualisée des bénéfices associés (*ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire, 2025*).

Introduction

Énergie renouvelable, à la différence du gaz naturel fossile, le biogaz est un mélange gazeux composé essentiellement de méthane et de dioxyde de carbone. Sa production repose principalement sur la fermentation de matières organiques, c'est à dire sur la méthanisation², les autres procédés de production n'en étant qu'au stade des expérimentations.

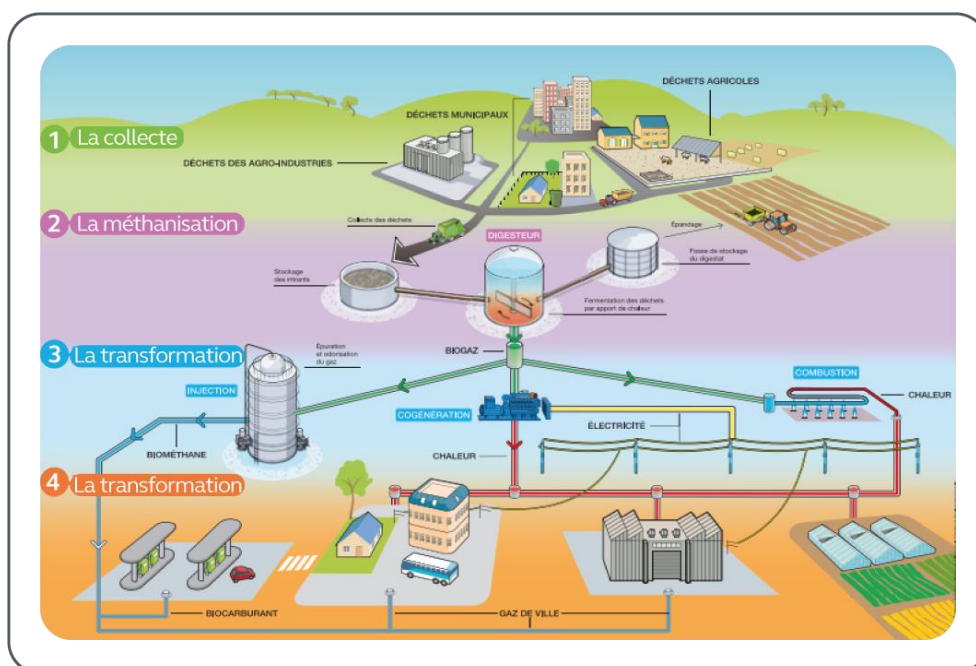
Les matières ou déchets organiques servant à la production du biogaz, appelés « intrants », peuvent être d'origine agricole (déjections animales, cultures, résidus de récolte), agro-industrielle (matières provenant des abattoirs, des caves vinicoles, des laiteries, etc.) ou provenir de la collecte des déchets (tontes de gazon, fraction fermentescible des ordures ménagères, boues de station d'épuration, matières de vidange). Toutes les matières organiques (à l'exception des composés ligneux, comme le bois) peuvent être décomposées pour produire du biogaz. Mais chacune d'entre elles dispose d'un potentiel de production de méthane, le « potentiel méthanogène », variable. Les effluents d'élevage ont ainsi des potentiels beaucoup plus faibles que les cultures (maïs, orge, colza etc.).

Le biogaz peut être utilisé pour produire de l'électricité, de la chaleur ou les deux simultanément, dans le cadre d'un procédé dit de « cogénération ». Il peut aussi être épuré sous forme de biométhane pour être ensuite injecté dans les réseaux de gaz (afin d'alimenter les clients résidentiels ou industriels) ou être utilisé comme carburant, le « gaz naturel véhicule » (bio-GNV³). Dans le présent rapport, le terme de « biogaz » désigne le biogaz produit indépendamment de son usage (production d'électricité et de chaleur ou injection de gaz), tandis que le terme de « biométhane » désigne spécifiquement le biogaz injecté dans les réseaux. Le terme de « cogénération » désigne, par simplification, la production d'électricité à partir de biogaz.

² La méthanisation consiste à dégrader la matière organique à l'aide de micro-organismes, dans un milieu anaérobie, c'est-à-dire en l'absence d'oxygène, afin d'obtenir un mélange gazeux composé de 50 à 70 % de méthane, de 30 à 50 % de gaz carbonique et de gaz traces et d'impuretés (sulfure d'hydrogène, ammoniac, diazote).

³ Le bio-GNV est exploitable sous deux formes : la forme comprimée (bioGNC, pour « gaz naturel comprimé ») et la forme liquide (bioGNL, pour « gaz naturel liquéfié »).

Schéma n° 1 : cycle de production du biogaz par méthanisation



Source : ministère de la transition écologique

À la sortie d'un méthaniseur, le biogaz représente environ 10 % de la masse des intrants. Les 90 % restants forment le digestat, un produit humide qui peut être séparé en une fraction solide et une fraction liquide. Ce digestat peut être utilisé ou vendu comme fertilisant agricole, permettant *a priori* de diminuer le recours aux engrais chimiques. Ainsi, en offrant aux exploitants agricoles la possibilité de bénéficier à la fois de revenus complémentaires issus de la production de biogaz et d'une possible substitution des engrais chimiques par le digestat, la méthanisation peut apporter des bénéfices au-delà de la seule production d'énergie.

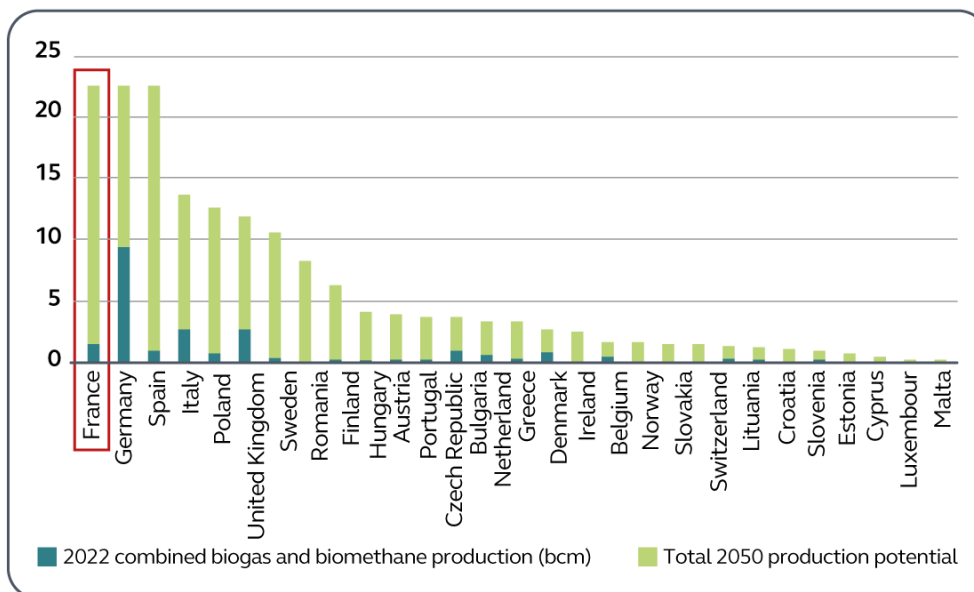
Fin 2023, la filière de méthanisation comptait 1 911 installations. Les installations de production d'électricité et de chaleur, dites de « cogénération », étaient majoritaires. Cependant, la dynamique de développement du biogaz est principalement portée par les installations en injection de biométhane. Parmi celles-ci, les installations agricoles individuelles représentaient 57 % du débit annuel prévisionnel en injection à fin 2022.

La filière a émergé grâce au subventionnement de la production de biogaz, qui a pris son essor à partir de 2011 et a connu de nombreuses évolutions depuis, en matière de ciblage des modalités de production, de niveau de soutien, de rythme de développement.

Le soutien au développement du biogaz s'est inscrit dans le cadre d'une politique énergétique et climatique de développement des énergies renouvelables. En effet, le biogaz contribue à la décarbonation du mix énergétique français, dont il n'est pas envisagé aujourd'hui qu'il puisse atteindre la neutralité carbone en se passant du recours au gaz. De plus, la crise des prix de l'énergie en Europe, qui a démarré par des tensions sur les prix du gaz fossile en 2021 et s'est aggravée avec la guerre en Ukraine, a mis en évidence l'intérêt du biogaz pour la sécurité d'approvisionnement en énergie. Les prix des marchés de gros ont alors dépassé ponctuellement 150 €/MWh_{PCS}⁴, alors qu'ils oscillaient auparavant autour de 20 € / MWh_{PCS}, remettant en cause, au moins ponctuellement, l'écart de prix entre les deux modes de production du gaz. La production de biogaz a ainsi fait l'objet d'une attention accrue ces dernières années, au niveau français et européen. Le potentiel de production français est d'ailleurs considéré comme le plus élevé en Europe.

⁴ Prix « point échange gaz » (PEG) sur les marchés de gros. Le prix est exprimé en mégawatt-heure de pouvoir calorifique supérieur, unité de mesure d'un combustible exprimant la quantité totale de chaleur dégagée par une combustion.

Graphique n° 1 : potentiel de production annuelle de biométhane à l'horizon 2050 et production de biogaz et de biométhane en 2022 (en milliard de m³) par pays européen



Source : European Biogas Association 2023

Dans ce contexte, la Cour a estimé qu'une évaluation de la politique publique de soutien au biogaz mise en œuvre depuis 2011 était opportune. Cette évaluation concerne la production de biogaz par méthanisation, incluant la production par les installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND). Dans la mesure où la méthanisation est le seul procédé permettant une production effective de biogaz à ce jour, les dispositifs de soutien à l'émergence de nouvelles filières de production du biogaz, telles que la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale ou le méthanation à partir d'hydrogène⁵, ont été exclus du périmètre d'analyse retenu par la Cour. Par ailleurs, les dispositifs de soutien spécifiques à la production de carburants n'ont pas été analysés dans la mesure où cet usage du gaz reste très minoritaire aujourd'hui.

⁵ Un rapport de la Cour sur le soutien à la production d'hydrogène décarboné est en préparation.

L'approche de la Cour est essentiellement rétrospective, portant sur la période allant de 2011 à aujourd'hui. Elle inclut néanmoins l'analyse des projections relatives au biogaz nécessaire à la mise en œuvre de la politique énergétique et climatique de la France.

Par ailleurs, dans la mesure où le développement de la méthanisation a été motivé non seulement par des enjeux de politique énergétique, mais également de politique environnementale (gestion des déchets) et de politique agricole, la Cour s'est intéressée aux différents impacts du développement de la méthanisation, sans se restreindre aux seules considérations énergétiques ou climatiques.

Les investigations de la Cour répondent à trois questions évaluatives. Celles-ci ont été identifiées avec l'aide des principales parties prenantes ayant guidé la construction de cette politique publique, réunies au sein du comité d'accompagnement de l'évaluation. Ces questions sont les suivantes :

- les critères sur lesquels l'État s'est fondé pour définir les objectifs de développement du biogaz étaient-ils bien identifiés ?
- les mécanismes de soutien public ont-ils permis le développement de la filière tout en maîtrisant le coût pour les finances publiques ?
- le soutien au biogaz a-t-il contribué à l'atteinte d'autres objectifs que la seule production d'énergie renouvelable ?

Après une mise en perspective des principales étapes de développement de la filière de production du biogaz (chapitre I), la Cour analyse successivement ces trois questions évaluatives (chapitres II à IV).

Chapitre I

Un développement du biogaz en France

au service de plusieurs objectifs

de politique publique

L'analyse des différents objectifs assignés au développement de la production de biogaz (I) montre que cette politique publique a été pensée pour contribuer à répondre à trois besoins : la réduction des émissions de gaz à effet de serre de la France, le soutien à la mise en œuvre de la transition écologique de l'agriculture et l'amélioration de la gestion des déchets. Les « ressources » ou moyens déployés pour atteindre les objectifs de politique publique associés permettent ainsi de répondre à plusieurs objectifs simultanément et les logiques d'action associées à ces trois besoins sont de fait très imbriquées (cf. l'annexe n° 5).

Initialement axé sur la production d'électricité *via* la cogénération, le développement du biogaz en France a été ensuite réorienté vers l'injection de biométhane, qui a connu un essor important ces dernières années (II). En dépit de controverses, il apparaît en effet que le bilan carbone de l'injection de biogaz est actuellement positif, même si des points de vigilance sont identifiés (III). L'attention portée à ces derniers est d'autant plus importante que le développement de la filière est soumis à des contraintes d'acceptabilité (IV).

I - Des objectifs relevant de plusieurs politiques publiques

La richesse du cadre normatif qui a accompagné le développement du biogaz, tant à l'échelle européenne qu'au plan national, s'explique par la pluralité des objectifs associés à cette politique publique. Ce cadre est présenté de manière chronologique et synthétique dans l'annexe n° 7.

A - Des ambitions relevant principalement de la politique énergétique et climatique

1 - Un accroissement programmé de la production de biogaz

En France, les premiers développements industriels de la méthanisation sont apparus au début du XX^{ème} siècle. L'essor de cette technologie a toutefois été freiné par la généralisation des énergies fossiles, charbon et pétrole, à faible coût. Ce n'est qu'avec l'adoption de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité qu'a véritablement été engagée la structuration des dispositifs de soutien, le biogaz intégrant alors les sources d'énergie pouvant bénéficier d'une obligation d'achat à prix garanti. Dès la première programmation pluriannuelle des investissements, en 2003, un objectif de production d'électricité à partir de biogaz a été fixé.

Au-delà du renforcement des objectifs environnementaux qu'elles impliquaient, les deux lois dites « Grenelle I et II » de 2009 et 2010⁶ ont ensuite ouvert la possibilité pour le biométhane injecté de bénéficier également d'un dispositif d'obligation d'achat. Une préférence a d'ailleurs été récemment donnée à la production de biométhane, plutôt qu'à la cogénération, en raison de son rendement énergétique plus élevé⁷.

Outre la production d'énergie, le développement du biogaz doit contribuer à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050 introduit par la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat. La cible,

⁶ Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement et loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

⁷ Le rendement électrique d'une unité de cogénération est de l'ordre de 35 %.

telle que précisée dans la stratégie nationale bas carbone publiée en 2020⁸, est un approvisionnement complet des consommations de gaz par les gaz décarbonés en 2050, accompagné par une réduction de la consommation et une électrification des usages.

La deuxième programmation pluriannuelle de l'énergie, dite « PPE II »⁹, actuellement en vigueur, fixe un objectif de production totale de biogaz pour la méthanisation de 14 TWh en 2023 et de 24 à 32 TWh en 2028. Il repose sur une cible de capacité installée en cogénération¹⁰ de 270 MW en 2023 et de 340 à 410 MW en 2028, un objectif de production de biométhane injecté de 6 TWh en 2023 et de 14 à 22 TWh en 2028 et enfin une cible de production de chaleur¹¹ de 3,4 TWh en 2023 et de 3,8 à 6,1 TWh en 2028. Ces objectifs sont croissants par rapport à ceux fixés dans la première PPE pour la production d'électricité et de chaleur. Ils sont en retrait s'agissant de l'injection de biométhane, pour laquelle un objectif de production de 8 TWh en 2023 avait été fixé (cf. l'annexe n° 8).

Le biogaz est l'une des rares filières dont les objectifs de la PPE ont été dépassés en 2023. En effet, la production de biométhane s'est élevée cette année-là à 9,1 TWh, un niveau supérieur de 50 % à l'objectif de 6 TWh, et la capacité installée de production d'électricité s'est établie à 279 MW, pour un objectif de 270 MW. En 2023, le biogaz représentait 6 % de la consommation d'énergie renouvelable primaire en France et le biométhane représentait 2,4 % de la consommation de gaz naturel.

2 - Des objectifs réhaussés au plan européen

Lancé par la Commission européenne en décembre 2019, le pacte vert pour l'Europe est la feuille de route de l'Union européenne pour atteindre la neutralité climatique à l'horizon 2050. Il a rendu contraignant l'objectif intermédiaire de réduire en 2030 les émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55 % par rapport aux niveaux de 1990¹².

L'adoption du paquet législatif « *Fit for 55* » doit permettre l'atteinte de ces objectifs à horizon 2030 et 2050. Plusieurs des textes issus de ce paquet sont liés aux perspectives de développement et d'usage des

⁸ Ministère de la transition écologique et solidaire, *stratégie nationale bas carbone 2*.

⁹ Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020.

¹⁰ Hors ISDND.

¹¹ Il s'agit de la somme des objectifs de production de chaleur en usage direct et *via* les réseaux de chaleur, ainsi que de la chaleur produite par cogénération. La part de la chaleur hors cogénération représente 0,8 TWh.

¹² Règlement 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique.

gaz décarbonés, dont la révision de la directive sur les énergies renouvelables (RED III) ou l'adoption du quatrième paquet énergie pour le gaz. Pour atteindre les objectifs de 2030, la Commission européenne considère qu'il est nécessaire de mettre l'accent sur le recours à certaines technologies, parmi lesquelles la production de biogaz.

La crise énergétique en Europe et la guerre en Ukraine ont en outre mis en évidence l'enjeu de la sécurité d'approvisionnement en gaz. En réponse à cet enjeu, dans le cadre du plan *REPowerEU*, la Commission envisage notamment d'atteindre une production européenne de 35 milliards de m³ de biométhane d'ici 2030, soit environ 405 TWh_{PCS}, alors que l'objectif précédent, présenté dans le paquet législatif *Fit for 55*, n'était que de 18 milliards de m³.

La Commission envisageait de publier des fiches déclinant l'objectif de 35 milliards de m³ pour chaque pays, celui pour la France correspondant *a priori* à 76,8 TWh_{PCS}, ce qui correspondrait à une multiplication par huit de la production observée en 2023. Néanmoins, en l'absence de discussion de cet objectif par le Conseil, la France estime ne pas être liée par celui-ci.

3 - Une extension récente à la décarbonation des transports

L'usage du gaz comme carburant est marginal en France pour les véhicules légers et concentré sur les véhicules légers utilitaires. En revanche le gaz naturel véhicules (GNV) s'est développé pour la mobilité lourde. En 2021, il était ainsi utilisé par 5 % des bus et cars et 0,1 % des poids lourds. Or, le développement du biométhane permet de développer une offre de bio-GNV et d'ouvrir de nouveaux débouchés de décarbonation de la mobilité lourde, pour laquelle le développement d'une offre électrique était, jusqu'à récemment, incertaine.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en vigueur fixe à 3,5 % la part de biocarburants avancés intégrée dans l'énergie fournie aux secteurs du transport routier et ferroviaire en 2030. Elle prévoit que le bio-GNV y contribuera à hauteur de 0,65 point. Dans ce but, la loi du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités a complété les dispositifs de soutien en créant un complément de rémunération spécifique au biométhane non injecté. Seule la production de biométhane injectée dans les réseaux de gaz était jusque-là soutenue.

La PPE en vigueur souligne également pour la première fois que le bio-GNV, sous forme liquéfiée, peut constituer un levier de décarbonation du transport maritime et fluvial en complément des autres bio-carburants. Cependant, la pertinence technico-économique de cette solution doit encore être étudiée, selon la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC).

Enfin, l'article 105 de loi de finances initiale pour 2024 du 29 décembre 2023 a instauré, à compter du 1^{er} janvier 2026, une nouvelle taxe incitative relative à la réduction de l'intensité d'émission de gaz à effet de serre dans les transports tenant compte de cette réduction résultant de l'utilisation dans les transports du biogaz renouvelable non injecté.

B - Une contribution à la gestion des déchets, à la transition écologique de l'agriculture et un soutien aux revenus des agriculteurs

1 - Un objectif de production d'énergie associé dans un premier temps à l'amélioration de la gestion des déchets

Les lois dites « Grenelle I et II » du 3 août 2009 et du 12 juillet 2010 ont fixé plusieurs objectifs de valorisation des déchets et de réduction du recours à l'incinération et instauré des mesures incitatives à cet effet. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a ensuite intégré la politique de gestion des déchets dans le cadre plus large de la transition vers une économie circulaire, en instaurant à une obligation de valorisation énergétique des déchets non recyclés. Cette obligation a été renforcée par la loi du 10 février 2020 relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire, qui a fixé l'objectif de la valorisation énergétique de 70 % « *des déchets ne pouvant faire l'objet d'une valorisation matière d'ici 2025* ». Cette loi a également rendu obligatoire le tri à la source des biodéchets à compter du 1^{er} janvier 2024¹³.

L'accroissement progressif des exigences de tri et de valorisation des déchets a ainsi renforcé la place occupée par la méthanisation au sein de la politique publique de gestion des déchets. La méthanisation constitue en effet un mode de valorisation énergétique des biodéchets et offre une alternative à l'enfouissement, à l'incinération sans valorisation énergétique ou, s'agissant des boues de stations d'épuration, à l'épandage direct. La localisation des méthaniseurs, dans les exploitations agricoles, près des industries agroalimentaires ou dans les villes, contribue également à ancrer cette activité dans les territoires et à participer à leur développement, dans une logique d'économie circulaire.

¹³ Article L. 541-1-1 du code de l'environnement.

2 - Une participation à la transition écologique de l'agriculture et un soutien au revenu des agriculteurs

Lancé en 2013 et piloté par le ministère de l'agriculture, le plan Energie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA) s'inscrit dans une dynamique de soutien à l'agriculture, et plus particulièrement à l'élevage. Le plan prévoyait le développement de 1 000 méthaniseurs agricoles à l'horizon 2020, sans objectif de production énergétique associé, et l'organisation d'une gestion collective et équilibrée de l'azote.

En effet, face au risque de pollution des sols, la production de digestat, qui contient de l'azote issu des intrants, peut être exportée de territoires excédentaires en azote, du fait du poids de l'élevage et de la gestion de leurs effluents, vers des territoires déficitaires, où le recours aux engrais minéraux est indispensable à la fertilisation des sols. De plus, la réduction de l'usage des engrais minéraux, dérivés du pétrole et importés pour la majorité d'entre eux, est encouragée afin de renforcer la souveraineté alimentaire et énergétique nationale. Le soutien au revenu des agriculteurs, permis par la diversification de l'activité liée à la méthanisation, est également l'un des objectifs de ce plan.

Le plan EMAA a ainsi marqué une rupture en consacrant le soutien à la transition écologique de l'agriculture comme l'un des objectifs prioritaires de la production de biogaz. L'augmentation de la prime « effluents », qui apporte un surcroît de revenus si les intrants contiennent des effluents d'élevage, a alors traduit cette priorité et favorisé la création d'installations de méthanisation agricole autonomes en cogénération. En 2014, l'appel à projets « 1500 méthaniseurs en trois ans » du ministère chargé de l'énergie a renforcé cette orientation. Par la suite, plusieurs dispositions législatives sont intervenues pour conforter le soutien à la méthanisation agricole, notamment à travers l'augmentation de la part des coûts de raccordement mis à la charge des gestionnaires du réseau de transport et de distribution du gaz (cf. *infra*).

Très rapidement, la nature des intrants autorisés a été particulièrement encadrée afin de limiter le recours à la biomasse pouvant avoir un usage alimentaire. Ainsi l'article 112 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et sa traduction dans un décret du 7 juillet 2016 ont instauré un plafond maximal de 15 % de cultures principales¹⁴ consacrées à la production d'énergie, en tonnage brut des intrants, pour l'approvisionnement des installations de

¹⁴ Une culture dédiée ou principale est une culture annuelle pouvant bénéficier d'un régime de soutien de la politique agricole commune. Elle a un usage prioritaire vers l'alimentation humaine et animale et peut, à titre dérogatoire, être utilisée comme intrants de la méthanisation (décret n° 2022-1120 du 4 août 2022 relatif aux cultures utilisées pour la production de biogaz et de biocarburants).

méthanisation¹⁵. Ce seuil ne s'applique toutefois pas aux intrants issus des cultures intermédiaires à vocation énergétique, les « CIVE », dénommées ainsi parce qu'elles sont cultivées entre deux cultures principales et ne se substituent donc pas à ces dernières¹⁶. Le décret du 4 août 2022 relatif aux cultures utilisées pour la production de biogaz et de biocarburants a précisé la définition des cultures principales pour bien les différencier des CIVE.

Le retour d'expérience allemand

L'Allemagne est le premier producteur d'électricité et de chaleur grâce au biogaz (86 TWh en 2022 et 11 000 installations) ainsi que de biométhane (13 TWh en 2022 et 254 installations). Le développement du biogaz a principalement été porté par la production d'électricité d'origine renouvelable. Ce développement, défini par la loi sur les énergies renouvelables – dite « loi EEG » –, a été réalisé en grande partie à partir de cultures principales, grâce à une prime d'utilisation de ces cultures et des effluents d'élevage en vigueur jusqu'en 2017. Cet essor a engendré des controverses relatives au changement d'usage des sols (rotations de cultures plus courtes, plus de labours, moins de pâturages permanents), à l'augmentation du prix des terres et aux problèmes d'acceptation par la population. L'incitation au développement des cultures principales a été réduite et les dernières mises à jour de l'EEG (intervenues en 2021 et 2023) ont mis l'accent sur la durabilité de la production, en donnant la priorité aux petites installations de biogaz qui utilisent des proportions élevées de fumiers, de biodéchets et de déchets alimentaires (cf. le cahier relatif aux comparaisons internationales).

¹⁵ Article D. 543-292 du code de l'environnement.

¹⁶ Une culture intermédiaire à vocation énergétique (CIVE) est une culture implantée et récoltée entre deux cultures principales dans une rotation culturale (seigle, avoine, trèfle ou des cultures précoces de maïs ou de tournesol). Les CIVE sont récoltées pour être utilisées en tant qu'intrant dans une unité de méthanisation agricole. Il existe des CIVE d'hiver et des CIVE d'été selon les modalités de rotation retenues par l'exploitant.

Une gouvernance éclatée

La politique publique de développement du biogaz se situe à la croisée des chemins des politiques publiques énergétiques, agricoles et de gestion des déchets. Les ministères chargés de l'énergie, de l'agriculture et de l'écologie sont donc concernés. Afin d'articuler les problématiques énergétiques et agricoles, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a coordonné l'animation de la filière, en lien avec le ministère de l'agriculture, *via* l'organisation du groupe de travail « méthanisation », qui a réuni l'ensemble des acteurs de la filière jusqu'en 2018. Devenu groupe national d'échanges sur le biogaz en 2021, il s'est depuis réuni à six reprises.

Toutefois, de multiples instances de concertation existent en parallèle¹⁷. Leur morcellement, reflété par la séparation des groupes de travail relatifs à l'énergie (ateliers « gaz renouvelables ») et à l'agriculture (groupe de travail « agriculture ») lors de l'élaboration de la stratégie française énergie climat, ne favorise pas l'émergence d'une vision globale des enjeux associés.

II - Un développement accéléré grâce au soutien à l'injection de biométhane

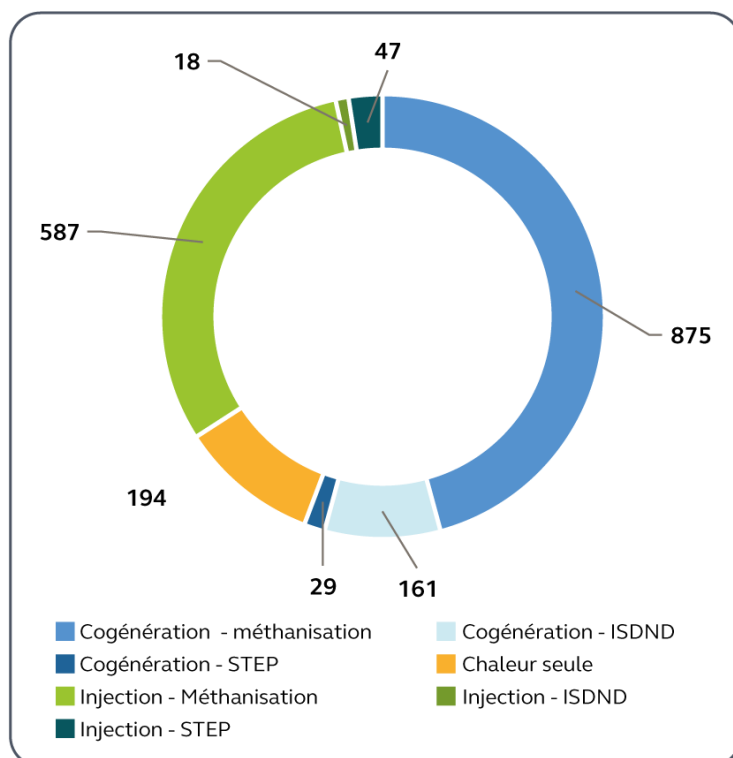
La filière de la méthanisation a connu un net développement depuis 2011, soutenu par la priorité accordée à l'injection de biométhane.

A - Différentes catégories d'installations, dont le suivi n'est pas organisé

Le biogaz provient de trois catégories d'installations : les installations de méthanisation des boues de stations d'épuration (STEP), les installations de production de biogaz issu du stockage de déchets non dangereux (ISDND) et les installations de méthanisation autres que les STEP. Le gaz issu de ces unités de production est valorisé sous diverses formes : cogénération, production d'électricité seule, production de chaleur seule ou injection. La répartition de ces installations selon l'origine de la production de biogaz est présentée dans le graphique ci-après.

¹⁷ Groupe de travail permanent « méthanisation agricole et agroalimentaire » au sein de la Commission thématique inter-filières bioéconomie de FranceAgriMer, groupe de travail *ad hoc* « injection » réuni par le gestionnaire du réseau de distribution de gaz (GRDF), club « biogaz » de l'association technique énergie et environnement (ATEE), comité stratégique de filière « nouveaux systèmes énergétiques ».

**Graphique n° 2 : répartition des unités de production de biogaz
au 31 décembre 2023**



*Note de lecture : le nombre d'installations en chaleur seule est celui de 2022.
Source : Cour des comptes d'après les données du SDES*

Certains acteurs s'attachent à établir une typologie au sein de la catégorie « méthanisation hors STEP »¹⁸. Cependant aucune de ces classifications ne s'est imposée à ce jour. Seule la méthanisation agricole est définie précisément par le code rural et de la pêche maritime¹⁹, mais cette définition n'est pas toujours retenue pour caractériser les installations dites « agricoles »²⁰.

Le suivi du nombre d'installations de méthanisation est par ailleurs morcelé, du fait de la diversité des vecteurs énergétiques (électricité, gaz, chaleur). Ainsi le service statistique du ministère de l'écologie effectue un suivi de la production électrique et de chaleur²¹ à partir des installations de production de biogaz. Les gestionnaires de réseau de gaz assurent un suivi des installations en injection. L'ADEME recense pour sa part les méthaniseurs qu'elle finance, à travers les bases de données Sinoe²² et Seametha²³. Ainsi, il n'existe pas de lieu consolidé de dénombrement et de classification des installations de production de biogaz, qui permettrait d'avoir une vision exhaustive des modes de production d'énergie et de la nature des installations. Un effort de structuration et d'homogénéisation des données relatives à la méthanisation est indispensable pour en améliorer la lisibilité.

¹⁸ Typologie issue de *Panorama des gaz renouvelables, 2023*, réalisé par le syndicat des énergies renouvelables, de Gaz et Territoires, de GRDF, de GRTgaz et de Teréga.

¹⁹ Article L.311-1 du code rural et de la pêche maritime : « *Sont réputées agricoles [...] la production et, le cas échéant, [...] la commercialisation, par un ou plusieurs exploitants agricoles, de biogaz, d'électricité et de chaleur par la méthanisation, lorsque cette production est issue pour au moins 50 % de matières provenant d'exploitations agricoles* », précisé par l'article D. 311-18 du même code.

²⁰ Notamment la catégorie « méthanisation à la ferme » de la base de données Sinoe de l'Ademe ne repose pas sur cette définition.

²¹ Pour la chaleur le SDES combine à la fois des données sur les réseaux de chaleur et de froid et les données de la base Sinoe de l'Ademe.

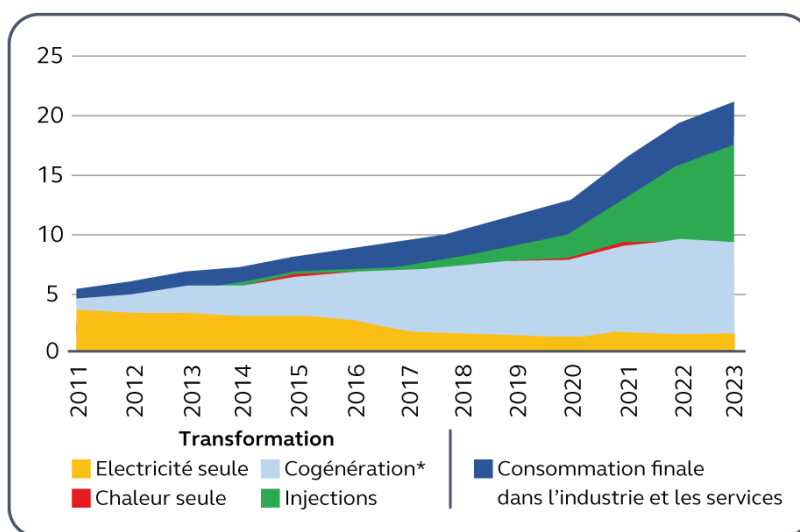
²² La base de données Sinoe a vocation à stocker les données du service public de gestion des déchets. La méthanisation n'est que marginalement abordée par Sinoe : elle est limitée au recensement de la liste des méthaniseurs qui, jusqu'en 2020, devaient s'identifier auprès de l'Ademe.

²³ La base de données Seametha est une base déclarative recensant les bénéficiaires des aides à l'investissement de l'Ademe.

Une production en constante augmentation

En 2023, la consommation primaire de biogaz s'est élevée à 20,9 TWh²⁴, en hausse de 75 % par rapport à 2020.

Graphique n° 3 : évolution de la consommation primaire de biogaz (en TWh)



Note de lecture : la consommation d'énergie primaire correspond à la somme de la consommation finale, des pertes et de la consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie.

Source : SDES, chiffres clés des énergies renouvelables 2024

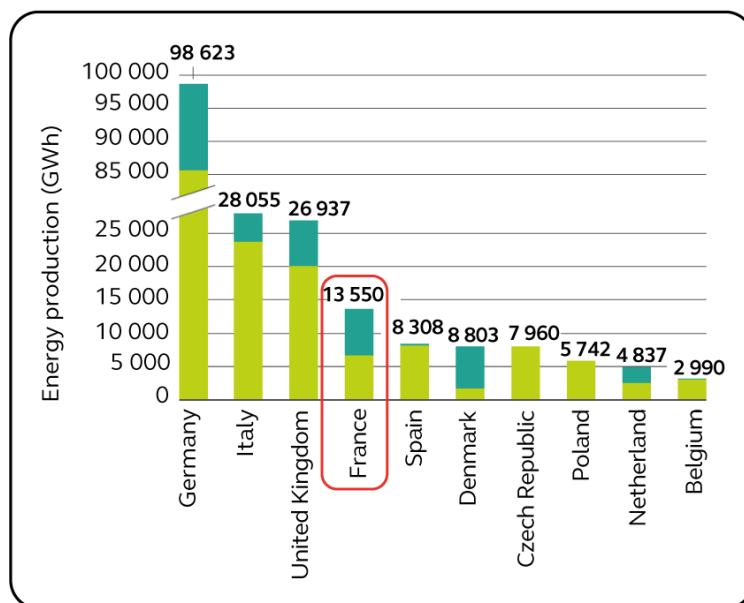
44 % de l'énergie primaire consommée de biogaz sert à la production de chaleur en cogénération, pour l'essentiel non commercialisée. La seule production d'électricité à partir de biogaz qui, en 2012, représentait 55 % de la consommation primaire de biogaz, n'en constitue plus que 9 % en 2023. La production de biogaz destinée à l'injection de biométhane progresse en effet fortement. En 2023, elle s'est élevée à 9,1 TWh²⁵.

L'Europe est le plus grand producteur de biogaz du monde. Elle a produit environ 200 TWh de biogaz et biométhane en 2021 (soit presque trois fois plus qu'en 2011), c'est à dire 4,5 % de la demande européenne de gaz de l'année. La France se plaçait la même année au quatrième rang européen en termes de production.

²⁴ SDES, *Chiffres clés des énergies renouvelables 2024*.

²⁵ *Panorama des gaz renouvelables, 2023*, op. cit.

**Graphique n° 4 : production de biogaz
des 10 premiers pays européens en 2021 (en GWh)**



Note de lecture : le biogaz hors biométhane figure en vert clair et le biométhane en vert foncé.

Source : European Biogaz Association, 2023

La forte hausse de la production de biométhane traduit la priorité désormais accordée à son injection dans les réseaux de gaz plutôt qu'à la production d'électricité, justifiée par son meilleur rendement énergétique, en l'absence de valorisation de toute la chaleur produite. Les nouvelles installations ont ainsi bénéficié de la création du « droit à l'injection » par la loi du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous, dite « loi EGALIM ». Cette disposition nouvelle, introduite à l'article L. 453-9 du code de l'énergie et précisée par décret²⁶, doit permettre de planifier et faciliter l'installation d'unités de méthanisation et de répartir les charges de financement du réseau. Le droit à l'injection repose sur la définition de zones susceptibles d'accueillir des méthaniseurs. Il permet de mutualiser les coûts des renforcements du réseau nécessaires pour accueillir le biométhane injecté.

²⁶ Décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit et arrêté du 28 juin 2019 associé. La délibération n° 2019-242 de la CRE du 14 novembre 2019 a précisé les modalités de mise en œuvre.

Le processus de préparation du zonage relève des gestionnaires de réseaux de gaz, qui définissent les limites de la zone pertinente en fonction de la configuration des réseaux au niveau local. Ils évaluent ensuite les capacités d'accueil, en fonction des données de consommation observées, et identifient les projets connus sur la zone tels qu'inscrits au registre des capacités²⁷. Enfin, ils établissent la solution de renforcement et de raccordement la plus pertinente pour la collectivité. Le projet de zonage de raccordement est ensuite soumis à consultation des autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) et des acteurs locaux, puis transmis à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour validation. À cette étape, la CRE mène une phase d'instruction afin de déterminer si le zonage correspond bien à la solution la plus pertinente sur le plan technico-économique. À la date d'établissement du présent rapport, la CRE avait validé 363 zonages de raccordement depuis l'adoption de cette loi.

Toutefois, la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables a modifié l'article L. 453-9 du code de l'énergie, appelant ainsi à faire préciser par décret « *l'association des autorités concédantes de la distribution publique de gaz [...]* ». En effet, celles-ci ont, à travers la fédération nationale des collectivités concédantes de réseau (FNCCR), exprimé des réserves sur la mise en œuvre de cette procédure, dénonçant l'absence de concertation en amont sur l'élaboration des zonages.

III - Un bilan « carbone » de la méthanisation aujourd'hui positif

L'intérêt du développement de la production de biogaz repose sur la réduction des gaz à effet de serre qu'elle permet par rapport à d'autres sources d'énergie. Le bilan carbone positif de la méthanisation, telle qu'elle est actuellement mise en œuvre, fait l'objet d'un large consensus. Ce bilan demeure toutefois conditionné à la mise en œuvre de bonnes pratiques nécessitant la vigilance des pouvoirs publics.

²⁷ Le registre des capacités a été introduit en 2014 pour suivre le développement de la filière et les besoins d'adaptation des réseaux. Il consigne tous les projets d'injection de gaz renouvelables.

A - Des conclusions différentes pour la cogénération et l'injection de biométhane

Afin de justifier les soutiens à la production d'énergie à partir de biogaz, cette dernière fait l'objet d'une appréciation de son « bilan carbone », c'est-à-dire du calcul de ses émissions de gaz à effet de serre. Bien que le biogaz et le gaz naturel aient les mêmes caractéristiques chimiques, les émissions nettes de gaz à effet de serre du biogaz sont plus faibles car une grande partie du gaz carbonique (CO₂) résultant de sa combustion est captée, via la photosynthèse, par les plantes utilisées pour le produire : le carbone émis est dit « biogénique ». Les émissions correspondantes sont considérées comme relevant du cycle « court » du carbone et présentent donc un impact nul sur le climat. Elles ne sont donc pas comptabilisées dans les émissions de gaz à effet de serre des inventaires nationaux.

Le recours au biogaz pour la production d'électricité s'inscrit dans un contexte dans lequel toutes les nouvelles capacités de production sont décarbonées (éolien, solaire, nucléaire, etc.). La production à partir de biogaz doit donc répondre aux mêmes exigences. Toutefois, il n'existe que peu de travaux relatifs à l'impact carbone comparé de différentes sources de production d'électricité.

Le recours au biogaz pour la production de biométhane s'inscrit dans un contexte différent puisqu'il s'agit dans ce cas de remplacer le gaz fossile. Ce recours se justifie dès lors que les émissions de gaz à effet de serre de la production de biométhane sont moins élevées que celles émises par le gaz fossile.

Certains acteurs considèrent également que la production d'énergie à partir de biogaz devrait être appréciée à l'aune de son « taux de retour énergétique » (TRE), c'est-à-dire le ratio entre l'énergie disponible et celle consommée pour obtenir cette énergie utilisable. L'OPECST²⁸ souligne que « le TRE ne permet [...] une comparaison efficace des différentes sources d'énergie entre elles qu'à condition de respecter les mêmes critères de calcul, sachant que ces critères ne font pas consensus dans le monde scientifique et dans le monde économique ». Dans un avis technique sur la méthanisation, l'Ademe²⁹ s'est livré à l'exercice. Elle a estimé que « le « taux de rendement énergétique » (TRE) d'une installation de méthanisation se situe entre un facteur de 5 à 6, produisant ainsi 5 à 6 fois plus d'énergie utile nette que d'énergie consommée. Dans le meilleur des cas, le taux de rendement énergétique est proche de 10. À l'inverse, pour les unités en cogénération, il est plus faible mais reste intéressant, de l'ordre de 4 à 5 ».

²⁸ Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, *L'agriculture face au défi de la production d'énergie*, 2020.

²⁹ Ademe, Avis d'experts, *La méthanisation*, octobre 2023.

B - Un impact carbone positif de la méthanisation, avec des postes d'émissions à surveiller

Selon la Base Carbone, inventaire national des facteurs d'émissions géré par l'Ademe, l'utilisation du biométhane permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 81 % par rapport au gaz naturel. Les bilans d'émissions de gaz à effet de serre des projets d'injection, qui sont effectués par l'Ademe à l'aide de son outil DIGES2³⁰, concluent également au caractère favorable du bilan carbone de la méthanisation. L'évaluation de l'impact carbone de la production de biométhane a également fait l'objet de nombreux travaux théoriques, à l'image de ceux conduits par le comité stratégique de filière « nouveaux systèmes énergétiques »³¹, qui considère que « *le caractère vertueux de la méthanisation en matière de limitation du changement climatique fait [...] aujourd'hui l'objet d'un large consensus* », alors que de nombreuses controverses ont concerné ce point (cf. l'annexe n° 9).

Plusieurs méthodologies peuvent en effet être utilisées pour apprécier le bilan en termes d'émissions de gaz à effet de serre du biométhane. Ces méthodologies intègrent de façon différente les bénéfices liés à la multifonctionnalité de la méthanisation, notamment sur les émissions évitées. Les bilans sont différents selon les impacts évités par la production de biogaz, et donc différents selon les filières de production de biogaz : par exemple, le bilan de la filière ISDND prend en compte l'impact évité de la combustion du biogaz par torchère³² qui aurait eu lieu en l'absence de valorisation énergétique de celui-ci.

L'évaluation de l'impact de la méthanisation agricole nécessite, quant à elle, d'être conduite sur un large périmètre incluant toutes les activités agricoles à l'amont et à l'aval de la méthanisation. Si la méthodologie utilisée par l'Ademe ne prend pas en compte un périmètre aussi exhaustif, Inrae Transfert³³ a réalisé une étude présentant un bilan global intégrant les trois fonctions associées : la production d'énergie, la gestion d'effluents et la fertilisation des sols. Selon cette étude, « *les résultats de l'analyse du cycle de vie montrent notamment une réduction d'impact sur le changement climatique de 73 % due à la méthanisation, par rapport aux scénarios de*

³⁰ S'agissant de l'outil DIGES, cf. les détails apportés dans l'annexe n° 9.

³¹ Comité stratégique de filière « nouveaux systèmes énergétiques », *Comment évaluer les bénéfices climatiques d'une filière d'économie circulaire ?*, 2021.

³² Brûler le gaz dans une torchère permet de convertir le méthane en dioxyde de carbone et de faire baisser les émissions de GES, le méthane étant plus puissant en effet de serre.

³³ Inrae Transfert, *Analyse du cycle de vie du biométhane issu de ressources agricoles*, 2021.

référence sans méthanisation ». Le bilan réalisé confirme que les réductions d'émissions de gaz à effet de serre sont principalement imputables à la substitution du méthane biogénique au méthane fossile pour la production d'énergie. La baisse du temps de stockage des effluents d'élevage en cas de méthanisation y concourt aussi fortement.

Cette étude permet par ailleurs de mettre en lumière des paramètres clés de l'impact carbone : les fuites de méthane doivent être très faibles pour que le bilan « carbone » soit positif ; la couverture du stockage (bâchage) de digestat apporte des gains significatifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre ; le recours ou non à la fertilisation des cultures intermédiaires à vocation énergétiques (CIVE) constitue un paramètre clé ; une part élevée d'effluents d'élevage améliore le bilan de la méthanisation ; le transport des intrants et du digestat a un impact marginal dans le bilan.

Toutefois les analyses disponibles présentent plusieurs limites : la modification des rotations culturales n'est pas prise en compte, le pouvoir amendant des sols non plus, l'impact du recours à la méthanisation sur le stockage du carbone dans les sols n'est pas bien appréhendé à ce jour.

Les fuites de biogaz des installations de méthanisation

Le sujet des fuites de biogaz sur les installations de méthanisation a fait l'objet de plusieurs programmes de recherche accompagnés par l'Ademe. L'agence indique qu'« *Aujourd'hui, la réglementation ICPE de juin 2021 fixe un objectif de pertes de méthane de 1 % maximum du biogaz produit lors du procédé d'épuration. Lors de suivis de fonctionnement d'installations de méthanisation co-financées par l'Ademe, un diagnostic de fuites est systématiquement réalisé [et ces travaux n'ont pas révélé de fuites significatives sur cet échantillon d'installations]. Dans les pistes de progrès de la filière, l'Ademe recommande qu'un contrôle annuel des fuites de biogaz soit réalisé aux différentes étapes du processus de méthanisation* ».

Le bureau d'analyse des risques et pollutions industriels (Barpi) du ministère de la transition écologique a également analysé les causes des fuites de biogaz dans l'atmosphère et proposé un retour d'expérience sur ce point³⁴. En 2023, l'inspection des installations classées a réalisé une action nationale sur ce sujet. Son bilan fait état de la réalisation de 319 visites et la vérification de plus de 4 000 points de contrôle. Au regard des suites engagées par les services de l'inspection (91 arrêtés préfectoraux de mise en demeure ont été pris), la direction générale de la prévention des risques du ministère de l'écologie considère que la limitation des fuites constitue un axe d'amélioration pour le secteur.

³⁴ Barpi, *Installations de méthanisation et rejet de biogaz*, flash ARIA, janvier 2023.

C - Des obligations partielles de suivi à venir

Les directives dites « RED I » et « RED II »³⁵ (*Renewable Energy Directive*) vont dorénavant encadrer la question de l'établissement du bilan « carbone » de la méthanisation. Elles fixent en effet des obligations de quantification et de suivi des émissions de gaz à effet de serre engendrées par les unités de production d'énergie renouvelables, dont les unités de méthanisation. Selon une approche en « cycle de vie », l'évaluation de la durabilité, des émissions de gaz à effet de serre et de l'efficacité énergétique des unités de production, conditionnera la qualification du caractère durable de ces dernières et le bénéfice des mesures de soutien public.

Les déclarations, que devront effectuer les producteurs en se basant sur des informations certifiées par des organismes agréés, ne s'appliqueront toutefois que pour les installations soumises à la directive dite RED II, à savoir celles dont les capacités de production sont supérieures à 19,5 GWh_{PCS}/an pour l'injection de biométhane ou à 2 MW pour la cogénération. D'après la direction générale de l'énergie et du climat, seules 15 installations de cogénération avaient déposé une déclaration début 2024 alors que 205 unités d'injection de biométhane, soit environ un tiers des installations d'injection en service, seraient assujetties à cette obligation. En sens inverse, certaines installations n'ayant pas l'obligation de répondre à la directive RED s'y soumettent volontairement, afin d'obtenir des preuves de durabilité³⁶ du biométhane produit, qui peuvent être valorisées et apporter un complément de rémunération.

Les déclarations portent à la fois sur la nature des intrants des méthaniseurs, les réductions de gaz à effet de serre et l'efficacité énergétique des installations de production d'électricité. Elles doivent permettre de prouver que certains seuils d'émissions sont respectés (21,8 gCO₂eq/Mégajoule_{PCS} pour le biométhane). Mais elles ne concernent pas tous les postes d'émission des installations, en particulier les fuites potentielles au niveau du digesteurs, et restent donc partielles.

³⁵ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et directive 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

³⁶ Les *Proofs of Sustainability* (PoS) sont un certificat européen.

IV - Un développement soumis à des contraintes d'acceptabilité

Le développement de la méthanisation est étroitement lié à son acceptabilité par les populations, alors que ce procédé reste mal connu. L'importance du contrôle des installations de production est à cet égard essentiel pour conserver la confiance en cette filière.

A - Des oppositions locales aux projets dont l'ampleur n'est pas connue

Malgré son essor, la filière du biogaz reste mal connue de la population. En 2022, la neuvième vague du baromètre d'opinion de l'Ademe concernant l'attitude des Français à l'égard de la qualité de l'air³⁷ a montré que la méthanisation ne faisait pas partie des énergies renouvelables spontanément citées (à peine 2 % des sondés). La perception de ses bénéfices, principalement axée sur la valorisation des déchets, reste par ailleurs très faible au regard de celle des autres énergies.

Les principaux motifs d'opposition à l'installation d'un méthaniseur relèvent de craintes quant à d'éventuelles nuisances olfactives ou sonores, quant aux risques d'accident sur l'installation (combustion et explosion), et enfin quant à l'augmentation du trafic routier nécessaire pour acheminer les intrants et répartir les digestats. L'ampleur des oppositions locales, nées de ces nuisances redoutées, n'est toutefois pas mesurée et connue.

La manière dont les porteurs de projets de méthanisation organisent la concertation, en tenant compte ou non des craintes et suggestions exprimées par les riverains, les associations de défense de l'environnement, etc., dans la conception de ces projets, est néanmoins fondamentale pour améliorer l'acceptabilité d'une installation. Des organisations de protection de l'environnement ont notamment conçu des démarches d'appui aux porteurs de projet et aux personnes concernées. L'Ademe a aussi financé des appels à projets sur le sujet.

Des oppositions plus structurées se sont toutefois constituées, remettant en cause le bien-fondé du recours à la technologie de façon générale. Elles soulèvent et s'appuient sur des questions qui ne font pas encore l'objet d'un consensus scientifique ou qui constituent des points faibles de la mise en œuvre de la politique publique. Toutefois certains

³⁷ Ademe, *Attitude des français à l'égard de la qualité de l'air et de l'énergie en 2022*, 2023.

arguments évoqués ou études scientifiques citées pour critiquer la pertinence de la méthanisation sont parfois beaucoup moins conclusives que ces oppositions l'affirment, voire sont dévoyées³⁸.

B - Des contrôles à conforter pour préserver la confiance dans la filière

1 - Des fragilités notables dans l'organisation des contrôles des installations

Parmi les critiques des opposants à la méthanisation, figure l'insuffisance de contrôle des installations. Les méthaniseurs relèvent du régime de déclaration avec contrôle périodique³⁹. Ce régime s'applique à des installations qui, sans devoir répondre des mêmes obligations que celles relevant des régimes d'autorisation ou d'enregistrement, requièrent une attention plus forte que celles soumises à déclaration simple. Les contrôles obligatoires, à la charge de l'exploitant, doivent être mis en œuvre par un organisme agréé. Or, à l'occasion de ses rapports sur l'encadrement et le contrôle des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)⁴⁰, la Cour des comptes a constaté des défaillances dans la mise en œuvre de ce régime, notamment une méconnaissance des installations soumise à l'obligation de contrôle périodique, un faible taux de réalisation des contrôles, une prise de connaissance tardive et partielle des situations problématiques par les services d'inspection de l'État, en général lors d'inspections sur site décidées le plus souvent à la suite de plaintes.

Aussi, alors que le régime de déclaration avec contrôle périodique vise à alléger la charge de contrôle de l'inspection des installations classées, les méthaniseurs, y compris à la ferme, mobilisent fortement ces services tant pour l'instruction des dossiers, de plus en plus complexes, qu'au titre des contrôles réalisés à la suite de nombreuses plaintes ou signalements. Alors que 1 911 méthaniseurs étaient en service fin décembre 2023, 1 383 contrôles ont ainsi été initiés entre décembre 2021 et novembre 2023.

³⁸ C'est notamment le cas d'arguments portés par le collectif national vigilance méthanisation canal historique, doté d'un collectif scientifique national sur la méthanisation raisonnée (CSNM).

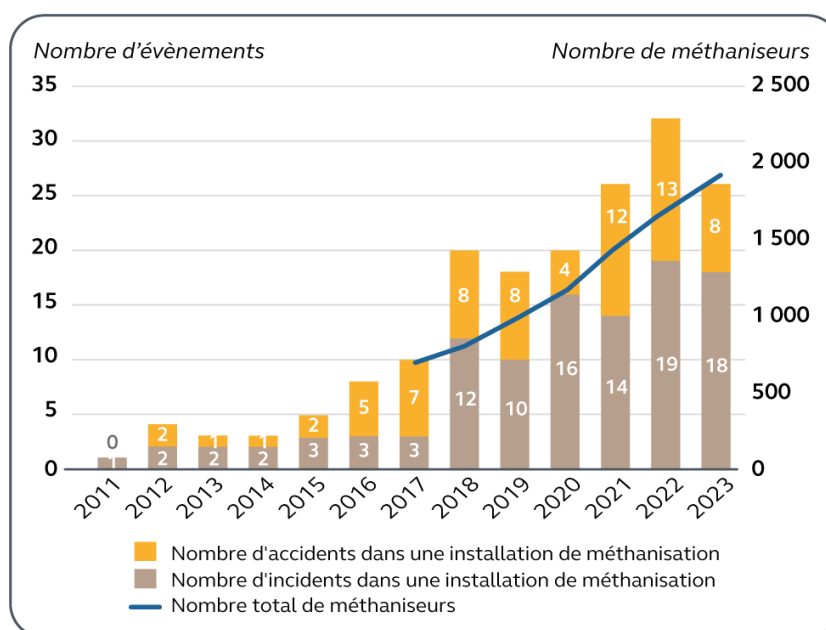
³⁹ Article L. 512-11 du code de l'environnement.

⁴⁰ Cour des comptes, *Les installations classées pour la protection de l'environnement dans le domaine agricole*, observations définitives, mai 2022 et la gestion des risques liés aux installations classées pour la protection de l'environnement dans le domaine industriel, observations définitives, février 2024.⁴¹ L'alimentation en eau potable des riverains peut être affectée, comme ce fut le cas lors de la pollution de la rivière Aulne en août 2020 dans le Finistère.

2 - Une maîtrise des risques d'exploitation encore insuffisante ayant conduit à un renforcement de l'encadrement des installations

D'une manière générale, l'essor de la filière de la méthanisation s'est accompagné d'une augmentation significative du nombre d'accidents, dont certains ont fait l'objet d'une couverture médiatique importante⁴¹. Certains acteurs associatifs considèrent en outre que le recensement des accidents liés à la méthanisation est insuffisant. La base de données ARIA, sur laquelle repose l'identification des incidents ou accidents recensés par la direction générale pour la prévention des risques (DGPR), n'est en effet pas exhaustive. Les principaux incidents-accidents survenus y figurent toutefois et font l'objet d'éléments éclairants.

Graphique n° 5 : nombre d'accidents et d'incidents dans une installation de méthanisation soumise à la réglementation ICPE



*Note de lecture : le nombre de méthaniseurs est le nombre estimé par le SDES au 31/12 de chaque année dans ses publications, auxquels les installations en chaleur seule sont ajoutées.
Source : Cour des comptes, à partir des données de la base ARIA et du SDES*

⁴¹ L'alimentation en eau potable des riverains peut être affectée, comme ce fut le cas lors de la pollution de la rivière Aulne en août 2020 dans le Finistère.

Conjuguée à une médiatisation locale souvent importante, cette accidentologie a suscité une vigilance particulière. L'action nationale sur les méthaniseurs menée en 2020 à l'initiative de la DGPR a mis en évidence une insuffisante acculturation des exploitants aux risques présentés par cette activité (incendie, explosion, déversement dans le milieu naturel, etc.) et la fréquence des non-conformités.

Le bilan des inspections menées dans ce cadre dans sept régions a aussi mis à jour des failles de la réglementation de l'activité de méthanisation. Les prescriptions générales applicables au titre de la législation des ICPE ont donc été renforcées par voie réglementaire à partir du 1^{er} juillet 2021 s'agissant de la prévention des risques accidentels d'explosions et d'incendies ainsi que des risques de pollutions des milieux. Pour 2023, une action nationale particulière de l'inspection des installations classées a été consacrée à la limitation des fuites de gaz des méthaniseurs.

CONCLUSION

La méthanisation s'est développée depuis 15 ans en France, justifiée à la fois par des objectifs de production d'énergie renouvelable, d'amélioration de la gestion des déchets dans une logique d'économie circulaire et d'accompagnement de la transition écologique du secteur agricole. L'injection de biométhane a progressivement été privilégiée sur la cogénération d'électricité et de chaleur, pour des considérations liées au rendement énergétique des différentes filières. Dans un contexte d'augmentation des prix de l'énergie et de volonté d'accroître la sécurité d'approvisionnement en gaz, le biométhane a de plus récemment bénéficié d'un intérêt accru, notamment de la part de l'Union Européenne.

La consommation primaire de biogaz pour la production d'énergie est ainsi en forte augmentation, atteignant 20,9 TWh en 2023. La seule production de biométhane injecté s'est élevée cette même année à 9,1 TWh, soit 31 % de plus par rapport à 2022. Elle représente 2,4 % du gaz consommé en France.

Pour éviter toute concurrence avec les usages alimentaires et prévenir les écueils rencontrés par certains pays, tels que l'Allemagne, le développement de la méthanisation s'accompagne en France d'un encadrement fort des intrants mobilisables. Si les cultures intermédiaires à vocation énergétique sont autorisées sans limite, les cultures dédiées ne peuvent excéder 15 % du tonnage brut des intrants d'une installation.

Les bénéfices de la méthanisation en termes de bilan carbone sont attestés pour l'injection de biométhane, la question ne se posant pas de la même manière pour la production d'électricité et n'étant pas documentée pour la cogénération. Elle permet une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 81 % par rapport au gaz fossile, selon la Base Carbone de l'Ademe. Ce bilan carbone dépend toutefois du périmètre d'analyse considéré. Une évaluation complète nécessite de prendre en compte les activités agricoles, amont et aval, associées à la méthanisation afin d'apprécier le bénéfice réel de la filière. Les analyses disponibles sur un tel périmètre confortent le bénéfice du recours à la méthanisation, tout en mettant en évidence un certain nombre de points de vigilance.

La confirmation du caractère positif du bilan de la méthanisation est d'autant plus importante que les projets d'installations peuvent rencontrer des oppositions locales, du fait des nuisances redoutées qui pourraient être engendrées par le procédé. Si celles-ci adviennent, c'est toutefois en raison d'une mauvaise exploitation des installations, ce qui justifie de renforcer les contrôles de ces dernières.

Chapitre II

Des objectifs de développement du biogaz mal établis

La Cour s'est intéressée en premier lieu aux critères sur lesquels l'État s'est fondé pour définir les objectifs quantitatifs assignés au développement du biogaz. Elle a cherché à répondre à la question suivante : les critères sur lesquels l'État s'est fondé pour définir les objectifs de développement du biogaz étaient-ils bien identifiés ?

Cette question évaluative, portant sur la pertinence de la politique publique, a été déclinée en deux sous-questions évaluatives : 1) les exercices de prospective disponibles ont-ils permis de rendre compte des différents enjeux associés à la définition des objectifs de développement du biogaz dans les documents de planification énergétique et climatique ? (I) ; 2) l'évaluation des gisements de biomasse et la planification de la mobilisation de la biomasse mobilisable sont-elles des outils fiables de pilotage de la place du biogaz issu de la méthanisation dans le mix énergétique ? (II).

I - Des exercices prospectifs ne permettant pas d'apprécier la totalité des enjeux associés au développement du biogaz

L'évolution entre 2011 et 2024 des objectifs de développement du biogaz à moyen terme, tels que fixés dans les documents de programmation énergétique, s'avère peu lisible. Les trajectoires de long terme fixées à ce jour reposent, quant à elles, sur des hypothèses très incertaines de décroissance de la consommation de gaz et sur des évolutions subséquentes des réseaux de transport et de distribution de gaz dont la soutenabilité financière pour les consommateurs n'est pas démontrée.

A - Une évolution peu lisible des objectifs de développement du biogaz fixés dans les documents de programmation énergétique

Comme indiqué *supra*, les objectifs de développement du biogaz ont été déclinés par filière (cogénération, biométhane injecté, bio-GNV, production de chaleur) dans les différents documents de programmation énergétique (cf. l'annexe n° 8). La lisibilité de ces objectifs n'est toutefois pas garantie : les objectifs de développement du « biogaz » de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) II, de 14 TWh pour 2023 et de 24 à 32 TWh pour 2028, regroupent la production de gaz à des fins de production d'électricité et de chaleur par cogénération, la production de biométhane injecté, la production de carburant (bio-GNV non injecté) et la production de chaleur seule. Or, ces objectifs sont également déclinés pour certaines filières (cogénération à partir de méthanisation hors installations de stockage de déchets non dangereux - ISDND -, biométhane injecté et chaleur hors biométhane injecté), sans qu'il soit possible de reconstituer l'objectif global à partir de la somme attribuée à chaque filière.

Par ailleurs les objectifs de la PPE II ont fait l'objet de multiples critiques de la part des acteurs de la filière. En premier lieu, ces derniers ont regretté la diminution des objectifs de développement du biométhane entre la première PPE et la seconde. En effet, alors que la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015 avait fixé l'objectif de porter la part des énergies renouvelables à 10 % de la consommation de gaz en 2030, le décret d'adoption de la PPE II⁴² a retenu un objectif moins ambitieux, consistant à porter « *la part des énergies renouvelables à 7 % de la consommation de gaz en 2030 en cas de baisse de coûts de production du biométhane injecté permettant d'atteindre 75 €/MWh_{PCS} en 2023 et 60 €/MWh_{PCS} en 2028 et jusqu'à 10 % en cas de baisses de coûts supérieures* ». Les pouvoirs publics ont justifié cette évolution à la baisse de l'objectif par des considérations budgétaires, fondées sur l'évolution des charges prévisionnelles de service public de l'énergie imputables au développement du biométhane. Cette contrainte budgétaire a ensuite été contournée par la décision de recourir à des dispositifs de financement non budgétaires : les certificats de production de biogaz (CPB).

Les premiers objectifs mis en consultation dans le projet de stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) publié en novembre 2023, proposent pour 2030 de « *fixer un objectif de 50 TWh de production de biogaz, dont 44 TWh dans le réseau de gaz distribué en France (qui conduirait à une fraction au moins égale à 15 % de biogaz injecté dans les réseaux de gaz) et une hausse modérée de la quantité de biogaz utilisé pour*

⁴² Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la PPE.

la production d'électricité en cogénération et de chaleur ». Ces objectifs, qui représenteraient une hausse substantielle des cibles par rapport à la PPE II (22 TWh pour 2028), ont été intégrés dans la version de la PPE III soumise à la consultation du public depuis le 5 novembre 2024⁴³.

B - La place incertaine du biogaz à long terme

Si l'intérêt d'une production accrue de gaz renouvelable fait peu de doute à court terme, la place du biogaz dans le mix énergétique à plus long terme est beaucoup plus incertaine. Selon le secrétariat général à la planification écologique (SGPE), « *la mise à jour régulière de la PPE et de la stratégie nationale bas carbone (SNBC) permet de prendre en compte ces incertitudes en affinant progressivement la vision de long terme* ».

Ces incertitudes sont intrinsèquement liées à la place du gaz à terme dans le mix énergétique, puisque, depuis la SNBC II, il est établi qu'à l'horizon 2050, la part résiduelle du gaz dans le mix devra être complètement décarbonée. Ainsi, si la place du gaz dans le mix énergétique était très réduite, il en serait de même de celle du biogaz. Réciproquement, cette place dépend de la capacité de développement du biogaz.

À cette échéance, le gaz décarboné ne sera pas uniquement composé du biogaz produit à partir de méthanisation ou des ISDND. En effet, à l'horizon 2050, il est envisagé que le biogaz soit également produit à partir de gazéification hydrothermale ou de pyrogazéification, ainsi que de méthanation à partir d'hydrogène produit grâce à des énergies renouvelables. Cet hydrogène comptabilisé comme gaz décarboné, au-delà de son usage industriel et en sus de sa contribution à la production de méthane à partir de méthanation, peut marginalement être utilisé en injection, en complément du méthane dans les réseaux de gaz ou en substitution de celui-ci.

1 - Un besoin de biogaz à long terme dépendant de la place du gaz dans le mix-énergétique

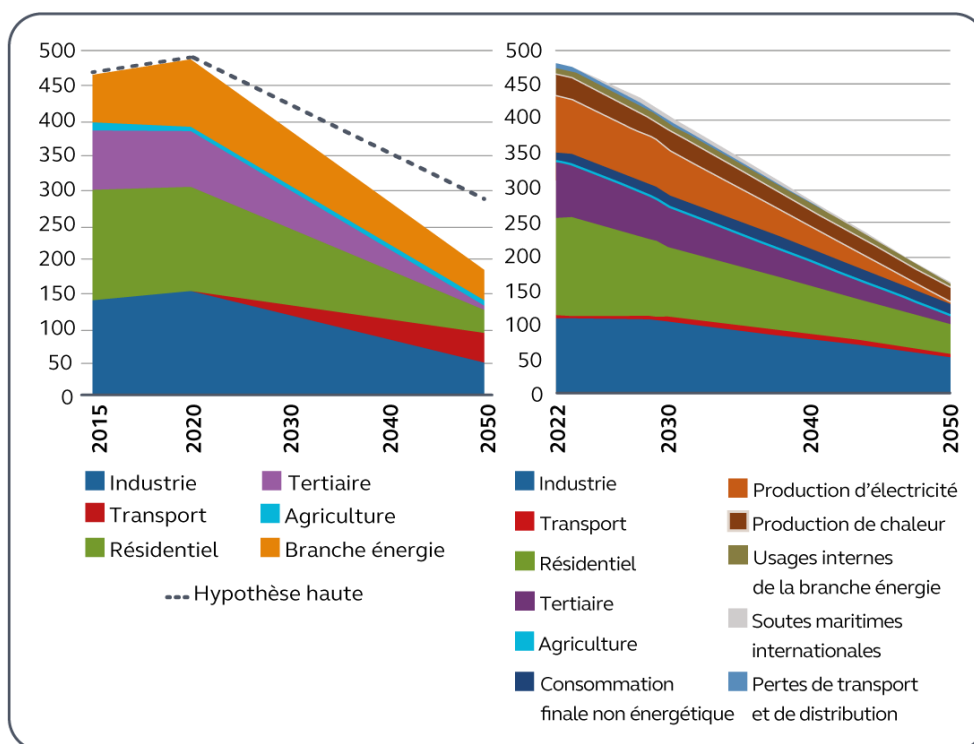
La SNBC II avait considéré que la consommation de gaz baisserait d'environ 60 % entre 2020 et 2050 pour passer de 466 TWh_{PCS} à environ 200 TWh_{PCS} en 2050 dans une hypothèse basse (et environ 300 TWh dans une hypothèse haute), en maintenant des usages du gaz à la fois dans la production d'énergie (incluant la production d'électricité), dans l'industrie,

⁴³ Ministère de la transition écologique, *Projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie III* et *Projet de Stratégie nationale bas carbone III*, 2024.

dans les transports (avec une forte croissance des consommations de gaz dans ce secteur), dans les bâtiments et marginalement dans l'agriculture.

Les travaux provisoires d'actualisation de la stratégie française pour l'énergie et le climat, amorcés en 2022, tablaient quant à eux sur une baisse légèrement plus rapide de la consommation de gaz, en lien avec l'accroissement des objectifs climatiques européens du paquet *Fit for 55*.

Graphique n° 6 : comparaison des projections de consommations prévisionnelles de gaz à 2050 dans la SNBC II (graphique de gauche) et les travaux de la SFEC (graphique de droite) (en TWh_{PCS})



Note de lecture : les consommations incluent l'hydrogène. Selon l'analyse qui a été faite par France Stratégie de la SNBC II, à l'occasion de son rapport sur les coûts d'abatement, cette part est très faible.

Source : SNBC II

Note de lecture : l'unité est le TWh_{PCS} et les consommations n'incluent pas l'hydrogène ; une extrapolation a été réalisée à partir des grandeurs fixées pour les années 2022, 2030 et 2050.

Source : Cour des comptes à partir des données DGEC

Ces travaux provisoires ont été confirmés par la publication récente des projets de documents de planification énergétique : à l'horizon 2050, la consommation de gaz projetée, hors hydrogène, s'élève à 158 TWh_{PCS}, soit un niveau encore plus faible que celui envisagé par le scénario bas de la SNBC II. Dès l'horizon 2030, le niveau de consommation de gaz s'établit à 329 TWh_{PCS} (297 TWh_{PCI}) dans le projet de PPE III, à comparer aux 400 TWh_{PCS} figurant dans la deuxième génération de planification énergétique.

Ces évolutions de projections soulignent la difficulté à apprécier la place du gaz dans le mix énergétique à moyen et long terme.

Les modalités d'évaluation de la consommation de gaz dans ces documents de planification énergétique reposent sur une évaluation des usages à terme du gaz, secteur par secteur. Cette approche « *bottom-up* » ne permet pas d'appréhender la question de l'équilibre optimal des vecteurs énergétiques, c'est-à-dire d'analyser la pertinence de recourir au gaz plutôt qu'à l'électricité pour minimiser les coûts pour la collectivité. Or peu de travaux éclairent ce sujet. Malgré cette absence, la disparition du recours au gaz dans certains secteurs, tels que le bâtiment, a été envisagée lors des ateliers relatifs à la préparation de la SFEC.

La comparaison des coûts marginaux d'abattement⁴⁴ des différentes technologies peut apporter des éléments utiles, mais le principal exercice récemment conduit par France Stratégie⁴⁵ a conclu, pour les usages du bâtiment résidentiel par exemple, qu'« *il est également difficile d'établir une hiérarchie entre les différents vecteurs d'énergie décarbonée, notamment entre l'électrification et le recours à des sources de chaleur renouvelable. (etc.) Une certaine diversification des vecteurs et des sources d'énergie décarbonée constitue probablement une stratégie prudente* ».

⁴⁴ La notion de coût d'abattement socioéconomique d'une action de décarbonation renvoie à un coût unitaire, du point de vue de la collectivité, de la réduction des émissions de GES. Il s'agit de rapporter le coût de mise en œuvre de l'action au volume total des émissions de GES évitées : ce coût d'abattement est donc exprimé en €/tCO₂eq.

⁴⁵ France Stratégie, *Les coûts d'abattement*, 2023.

RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité en France, a également réalisé des travaux⁴⁶ sur le sujet, consistant à étudier la complémentarité des vecteurs gaz et électricité dans le bâtiment notamment. Ses études, conduites avec l'Ademe, ont été peu conclusives sur la pertinence de la promotion des pompes à chaleur hybrides, qui fonctionnent à la fois à l'électricité et au gaz (cf. l'annexe n° 10). Par ailleurs, les exercices de prospective de RTE abordent la question de la demande en gaz mais seulement indirectement, pour dimensionner la demande concomitante en électricité. Ils ne constituent pas un réel exercice prospectif « inter-énergies », qui appréhenderait les deux vecteurs gaz et électricité de façon consolidée, à l'instar de ce que peuvent faire nos voisins européens. Les gestionnaires de réseaux Gasunie et TenneT⁴⁷ ont notamment réalisé une étude prospective⁴⁸ sur les Pays-Bas et une partie de l'Allemagne, à l'horizon 2050, en se penchant plus particulièrement sur les complémentarités entre les vecteurs gaz et électricité. Cet exercice a montré qu'à l'avenir, les vecteurs électricité, gaz et chaleur devront être de plus en plus intégrés pour absorber les larges fluctuations des productions solaire et éolienne d'électricité.

2 - Une prise en compte récente des pics de consommation

La définition du juste équilibre entre vecteurs doit également s'apprécier en termes de sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire de capacité du système énergétique à faire face, dans un contexte de transition, aux pics de consommation (périodes dites de « pointe »), notamment électrique. En effet, si aujourd'hui, selon GRTgaz, principal gestionnaire du réseau de transport français de gaz, le gaz couvre directement 40 % des besoins de chaleur en France⁴⁹ et environ 33 % de la consommation d'énergie chez les industriels, la puissance du réseau de gaz pour faire face aux pics de consommation est également de 50 % supérieure à celle du réseau électrique.

⁴⁶ Ademe/RTE, *Évaluation de scénarios possibles pour décarboner le chauffage dans le secteur du bâtiment à l'horizon 2035*, 2020 ; RTE, *Bilan Prévisionnel 2023-2035 : RTE éclaire les défis de la grande bascule vers une société décarbonée*, 2023.

⁴⁷ Gasunie est le gestionnaire de transport et de stockage de gaz des Pays-Bas et du nord de l'Allemagne ; TenneT est le gestionnaire de réseau de transport d'électricité pour les Pays-Bas et une large partie de l'Allemagne.

⁴⁸ Gasunie and TenneT, *Infrastructure Outlook 2050*, 2022.

⁴⁹ Le SDES considère quant à lui que 65 % du gaz injecté dans le réseau sert à produire de la chaleur.

Le secteur du bâtiment⁵⁰ constitue un enjeu particulier. RTE⁵¹ souligne en effet qu'« *une réduction rapide de l'usage du gaz fossile dans le secteur du bâtiment conduit nécessairement à augmenter la pointe électrique* » : (...) *ce résultat doit est restitué dans le cadre de l'ensemble des variantes testées [...] : l'effet sur la pointe peut s'échelonner entre zéro et une quinzaine de gigawatts* ». Or, comme l'avait indiqué la Cour lors de l'analyse de l'approvisionnement en électricité face à la crise sanitaire⁵², l'absence, à hauteur de quelques GW, de marges du système électrique pour absorber la pointe génère une vigilance particulière de RTE et peut déjà s'avérer difficile à pallier.

RTE considère que la sécurité d'approvisionnement n'est pas en danger, « *pourvu que certaines conditions soient respectées* », mais ne précise pas quelles seraient les solutions à mettre en œuvre dans les conditions les plus dégradées. Le gestionnaire de réseau se contente d'indiquer, sans chiffres étayés à ce stade, qu'« *il est possible de maintenir la sécurité d'alimentation sans construire de nouvelles centrales qui fonctionneraient au gaz fossile* ». L'entreprise envisage toutefois, en cas de besoin thermique avéré, « *la construction de nouvelles unités thermiques fonctionnant d'emblée avec des carburants décarbonés* ». Or un besoin de 6 GW d'unités thermiques par exemple, représente l'équivalent d'une douzaine de centrales à gaz à cycle combiné (il en existe onze en France aujourd'hui). Le recours à de nouvelles centrales devrait donc être mieux quantifié.

3 - Un développement du biogaz nécessaire au mix énergétique global

La disponibilité du biogaz est ainsi devenue un paramètre important de bouclage du mix énergétique à long terme. Une moindre disponibilité du biogaz engendrerait une incertitude forte sur la capacité de la France à faire face à la demande électrique de pointe. En effet, les dernières modélisations disponibles de la SNBC (dites « *run 2* ») font apparaître, d'une part, un déficit structurel entre l'offre et la demande de biogaz et, d'autre part, un déficit de puissance électrique dès 2045 (qui nécessiterait, d'après le ministère de l'énergie, 50 TWh pour être comblé), ainsi qu'un déficit en énergie électrique de l'ordre de 75 TWh en 2050.

⁵⁰ En particulier, le parc des résidences principales en France était principalement chauffé au gaz en 2018 : 11,9 millions de logements soit 41 % du parc ; cf. SDES, *Chiffres clés du logement 2022*, 2023.

⁵¹ RTE, *Bilan Prévisionnel 2023-2035 : RTE éclaire les défis de la grande bascule vers une société décarbonée*, 2023.

⁵² Cour des comptes, *L'approvisionnement en électricité*, rapport public annuel 2022.

Ces constats remettent en question l'équilibre du mix de production électrique de long terme, qui avait été exploré dans les *Futurs énergétiques* de RTE⁵³. Ceux-ci s'étaient notamment appuyés sur les hypothèses de la SNBC II concernant la disponibilité de biomasse et avaient été établis en outre avant l'adoption du paquet « *Fit for 55* », soit avec une diminution moins rapide de la consommation de gaz fossile et une capacité de production supérieure de biogaz.

Il serait souhaitable que, sous l'autorité du ministère chargé de l'énergie, les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz renforcent leurs travaux conjoints s'agissant du biogaz, à l'instar de ceux conjoints conduits par RTE et GRTgaz sur l'hydrogène⁵⁴. Compte tenu du caractère décentralisé de la production de biogaz, ces travaux devraient reposer sur une consultation large des acteurs contribuant à la politique publique de développement du biogaz. Ils auraient vocation à alimenter l'appréciation par le ministère chargé de l'énergie de la trajectoire pertinente de décroissance de la demande en gaz au regard de l'évolution effective de la demande et des capacités de production électriques, mais également de produire des scénarios sur les meilleurs équilibres entre vecteurs (électricité, gaz, chaleur) à proposer à terme en fonction de leurs coûts pour la collectivité.

C - Un enjeu particulier concernant le dimensionnement du réseau de gaz et la soutenabilité de son financement

L'adaptation des réseaux de gaz existants à la croissance du nombre de sites d'injection de biométhane nécessite d'importants investissements, à la fois de raccordement et de renforcement. Les coûts induits par cette adaptation ont fait l'objet d'une première évaluation par la CRE en 2019, à hauteur de 1,5 Md€ d'ici à 2028⁵⁵. Dans une délibération de 2023⁵⁶, la CRE a estimé à 1,1 Md€ le montant des investissements à réaliser dans les réseaux au cours des prochaines années, pour les zonages qu'elle a validés au titre du droit à l'injection. Pour la période 2024-2027, GRDF a estimé,

⁵³ RTE, *Futurs énergétiques 2050 : les chemins vers la neutralité carbone à horizon 2050*, 2023.

⁵⁴ RTE – GRTgaz, *Enjeux du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène*, 2023.

⁵⁵ Délibération de la CRE n° 2019-242 du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion de biométhane dans les réseaux de gaz.

⁵⁶ Délibération de la CRE n° 2023-56 du 16 février 2023 portant validation des zonages de raccordement dans le cadre de l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz.

quant à lui, que ses investissements liés à l'insertion de la production de biométhane dans les réseaux devraient croître de 210 M€ pour atteindre de l'ordre de 600 M€, soit une augmentation de 50 % par rapport à la période 2020-2023. Enfin, la PPE III, dans sa version soumise à la consultation du public le 5 novembre 2024, estime le coût d'adaptation des réseaux pour l'introduction des gaz renouvelables et bas carbone, d'ici à 2050, entre 6 et 10 Md€, sans que la part propre au biométhane ne soit évaluée.

Les investissements complémentaires dépendent des perspectives de demande de gaz décarboné à long-terme. Accorder les investissements actuels avec la vision de long terme est donc nécessaire pour éviter des coûts échoués⁵⁷. Cependant, la problématique des surcoûts d'investissement liés à l'injection de biométhane n'est pas l'unique enjeu de la gestion à venir des infrastructures gazières.

La perspective de baisse de la demande du gaz soulève la question de la pertinence du maintien de la totalité du réseau associé. Un rapport récent de la CRE⁵⁸ a abordé le sujet, à la demande de la DGEC. Considérant trois scénarios projetant une consommation de gaz⁵⁹ à l'horizon 2050 comprise entre 165 et 320 TWh_{PCS} (la fourchette basse correspondant approximativement au niveau retenu par la SFEC alors en projet) et une production de biogaz équivalente, la CRE conclut que « *le réseau de transport de gaz actuel reste en très grande partie nécessaire même en cas de baisse prononcée de la consommation. [...] Dans l'ensemble des scénarios, [le réseau de distribution] restera, dans une vision nationale, nécessaire et essentiellement dimensionné pour la production de gaz vert*⁶⁰. Localement néanmoins, en fonction des configurations, certains actifs pourraient être abandonnés, dans une proportion qui devrait rester très limitée⁶¹ ». Toutefois, l'étude n'aborde pas la question de l'impact de la baisse potentielle du nombre de consommateurs sur le niveau de leur facture et les risques de coûts échoués à long terme.

⁵⁷ Les coûts échoués sont les coûts qui ne pourront pas être couverts par le retour sur investissement du projet.

⁵⁸ CRE, *avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone*, 2023.

⁵⁹ Méthane et non hydrogène.

⁶⁰ Sur le Havre par exemple, il ressort des analyses d'un quartier sur lequel l'emprise du réseau de chaleur urbain est très importante, que la perte de 70 % des points de consommation et de 89 % de la consommation à horizon 2050, ne permet de libérer que 34 % du réseau local.

⁶¹ Cela pose la question de la coordination de la décroissance des réseaux de gaz avec la montée en puissance des réseaux de chaleur, ainsi que la question de l'articulation de l'interdiction de certains usages de gaz à l'échelle nationale avec la sortie locale des usages gaz à l'échelle locale.

Pourtant, cette problématique est d'ores et déjà d'actualité. La baisse de la consommation de gaz a ainsi été prise en compte dans la délibération de la CRE relative à la fixation du tarif des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF pour la période 2024-2027⁶². La CRE y indique que les charges prévisionnelles à couvrir sur cette période augmenteront de 10 % par rapport aux charges de 2022 et que la hausse moyenne des termes tarifaires serait de 27,5 %, dont 5,9 % imputable à la baisse combinée des consommations et du nombre de consommateurs de gaz.

Les hypothèses relatives aux estimations de long terme mériteraient donc d'être précisées et débattues, compte tenu de l'importance de l'augmentation potentielle du coût unitaire de réseau de distribution, au moins pour les consommateurs particuliers et, dans une moindre mesure, pour les entreprises non gazo-intensives (qui ne sont donc pas raccordées directement au réseau de transport de gaz).

En effet, la baisse prévisionnelle de consommation de gaz à l'horizon 2050, prise en compte dans le projet de SFEC, était de 66 %, ce qui représenterait une diminution annuelle de 4 %. La baisse du nombre de clients de GRDF pour la période 2024-2027, prise en compte par la CRE, est pour sa part de 1,54 % par an, et la baisse de consommation de 2,02 %. En doublant ces taux pour retrouver une baisse de la consommation compatible avec la cible 2050, et en supposant que le revenu autorisé annuel de GRDF n'évolue pas sur la période, on aboutirait à une augmentation des charges moyennes de 125 % par consommateur et de 189 % par MWh, ce qui correspondrait à un triplement des tarifs de réseau de distribution à l'horizon 2050 par MWh.

Ainsi que le projet de PPE III en consultation le prévoit⁶³, la Cour recommande donc de compléter et de rendre publics les travaux établis sur l'évolution des réseaux de gaz pour leur adjoindre un volet économique et financier. Celui-ci devra aborder la question de la pertinence du maintien de la totalité du réseau (plus particulièrement de distribution) dans un contexte de baisse de la consommation de gaz, mais aussi tirer les conséquences d'une éventuelle concentration croissante des lieux de consommation résiduels sur les choix de localisation de nouveaux méthaniseurs à raccorder au réseau. Ces analyses devront également permettre d'évaluer l'impact de ces évolutions sur la facture de gaz des clients, à l'instar de ce qui a pu être fait par RTE dans ses *Futurs énergétiques*.

⁶² Délibération de la CRE du 25 janvier 2024 portant projet de décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF - CRE.

⁶³ Action « RES GAZ 1 : Préparer le réseau gazier à la baisse de consommation de gaz méthane ».

II - Des perspectives de développement de la filière qui exigent un meilleur suivi de la mobilisation et de la production de biomasse

Si le développement d'une proportion très significative de gaz décarboné à partir de méthanisation à l'horizon 2050 est relativement consensuel, l'estimation de la disponibilité des gisements de biomasse⁶⁴ nécessaires à cette fin l'est en revanche beaucoup moins. Les enjeux de cette ressource et les potentiels conflits d'usage l'entourant n'ont été mis en évidence que récemment, en l'absence de données robustes, soulignant le besoin d'une planification quant à sa mobilisation.

A - Une prise de conscience tardive des limites de la biomasse disponible

1 - L'émergence du déséquilibre entre les besoins et la ressource de biomasse pour la production de biogaz

La stratégie nationale de la biomasse (SNMB), entrée en vigueur en 2018 sans portée prescriptive⁶⁵, visait à établir l'approvisionnement des filières non alimentaires ayant recours à la biomasse, prévenir les éventuels conflits d'usage associés, optimiser les bénéfices de cette mobilisation et en minimiser les impacts négatifs. Elle quantifiait à 1,3 million de tonne équivalent pétrole (Mtep) les besoins en biomasse pour le biogaz nécessaires à l'atteinte des objectifs de la PPE II pour 2023 et projetait un besoin compris entre 1,3 et 5,8 Mtep à l'horizon 2030 et entre 1,4 et 8,8 Mtep à l'horizon 2050.

⁶⁴ Article L. 211-2 du code de l'énergie : « La biomasse est la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets, notamment les déchets industriels ainsi que les déchets ménagers et assimilés lorsqu'ils sont d'origine biologique ».

⁶⁵ Article 175 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (article L.211-8 du code de l'énergie).

Sur la base de cette stratégie, la SNBC II n'identifiait pas la disponibilité de la biomasse comme un enjeu critique pour l'atteinte de ses objectifs. En particulier, « *un léger dépassement de la consommation de ressources en biomasse vis-à-vis du potentiel de production de ressources en biomasse* » était attendu à horizon 2050, mais celui-ci n'était pas considéré comme « *de nature à modifier en profondeur les résultats de modélisation* ». En 2021, France Stratégie a toutefois produit une étude relative à l'évaluation des gisements de biomasse à des fins énergétiques⁶⁶, soulignant l'ampleur de l'ambition de la SNBC (cf. l'annexe n° 11). Elle considérait en effet que le potentiel énergétique de la biomasse agricole à l'horizon 2050 atteindrait au maximum 160 TWh par an, à comparer aux 240 TWh anticipés par la SNBC.

Depuis, la question de la quantité de biomasse mobilisable à des fins énergétiques a fait l'objet de travaux plus détaillés. La disponibilité de la biomasse a été identifiée comme un critère déterminant de la place du biogaz dans le mix énergétique à long terme : selon le SGPE, « *à l'horizon 2050, le principal facteur est la disponibilité des ressources en biomasse, et donc la quantité globale de biogaz disponible pour les différents usages* ». Les travaux conduits par le SGPE dans le cadre de la préparation de la SFEC, actualisés en juillet 2024⁶⁷ et dont les résultats demeurent provisoires, ont d'ailleurs mis en exergue une insuffisante disponibilité de biomasse pour la méthanisation dès 2030, qui est susceptible d'entraîner une sous-réalisation de l'objectif de production de biogaz à hauteur de 15 TWh.

⁶⁶ France Stratégie, *La biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique ?* 2021.

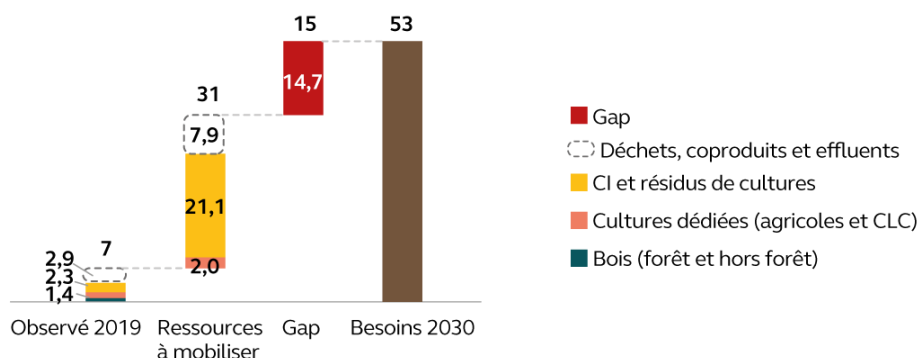
⁶⁷ SGPE, *Bouclage biomasse : enjeux et orientations*, 2024.

Graphique n° 7 : comparaison des ressources et des besoins de biomasse gazeuse à l'horizon 2030 en TWh

Biomasse gazeuse : enjeu de satisfaire les besoins via les effluents et les CIVE

Pour la chaleur haute intensité dans l'industrie (13TWh), le bâtiment (22TWh), les réseaux de chaleurs (4TWh), la production d'électricité (9TWh)

Ressources en biogaz, biométhane, TWh Ef :



Source : SGPE, juillet 2024

Le projet de SNBC III soumis à consultation en novembre 2024 confirme le risque de déséquilibre entre offre et demande de biomasse, sans toutefois détailler la situation précise pour la biomasse destinée à la méthanisation. Le document souligne cependant que « *l'offre en biomasse est particulièrement déficitaire sur les ressources historiquement utilisées pour la production de biogaz* ».

2 - Des exercices prospectifs énergétiques établissant une fourchette de gisements possibles pour la méthanisation

L'identification d'incertitudes sur les ressources potentielles conduit à remettre en question les exercices prospectifs sur lesquels les projections de biogaz s'étaient appuyées jusqu'à présent. Ceux-ci ont été réalisés à la fois par les gestionnaires de réseau de gaz (« Perspectives gaz »⁶⁸) mais également par l'Ademe (scénarios « 100 % gaz

⁶⁸ GRTgaz, *Perspectives Gaz 2022*, 2022.

renouvelable »⁶⁹, scénarios « Transitions 2050 »⁷⁰). Ces scénarios identifient la production de biogaz et/ou de biométhane possible à partir des ressources de biomasse identifiées, mais également à partir d'électrolyse, en ayant recours à l'hydrogène par exemple.

La comparaison de ces exercices est rendue malaisée par le nombre de filières de production concernées, par les différents périmètres de biomasse retenus ainsi que par les écarts d'hypothèses sur la demande en gaz, en électricité, etc. Toutefois, GRTGaz a comparé les projections de biométhane méthanisable à partir de biomasse à l'horizon 2050, issues des différents exercices, faisant apparaître que le gisement était évalué entre 105 et 144 TWh_{PCS} selon les sources et les scénarios envisagés, dont entre 76⁷¹ et 134 TWh_{PCS} issus de la biomasse agricole.

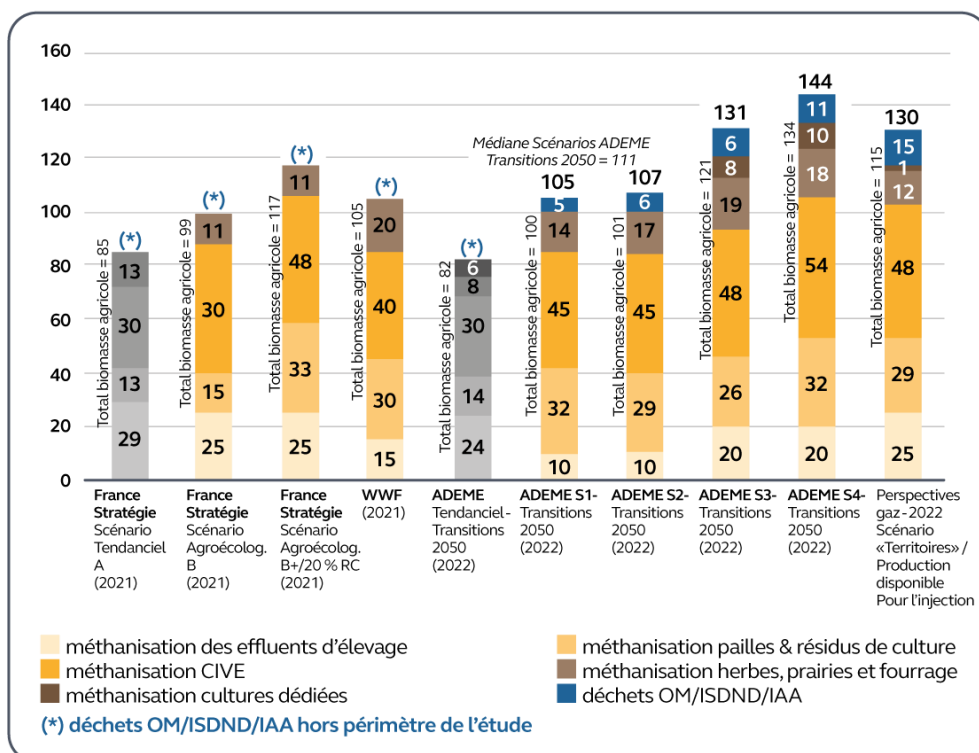
Indépendamment des précautions d'interprétation qu'il convient d'attacher à ces évaluations, cette comparaison met en exergue le fait que si les projections de la SNBC II sont désormais considérées comme trop optimistes, les gisements de développement du biométhane à terme demeurent compris dans une large fourchette. Les objectifs de développement du biométhane tels qu'ils ont été adoptés par les documents de planification semblent, au regard de cette fourchette, très ambitieux pour le long terme (SNBC II).

⁶⁹ Ademe, *Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ?*, 2018.

⁷⁰ Ademe, *Prospective – Transitions 2050*, 2022 ; ces scénarios tablent sur une multiplication *a minima* par deux des usages non alimentaires de la biomasse à 2050.

⁷¹ France Stratégie, *La biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique ?* 2021.

Graphique n° 8 : comparaison des scénarios d'évaluation du gisement « méthanisation agricole » (TWh_{PCS}, horizon 2050)



Note de lecture : PG désigne les exercices « prospectives gaz » réalisés par les gestionnaires de réseau.
Source : GRTgaz

B - Un besoin d'arbitrages devant de possibles conflits entre les usages alimentaires et non alimentaires de la biomasse

Une meilleure connaissance des biomasses disponibles permettrait notamment d'identifier et d'anticiper les conflits d'usages possibles, à court et long terme. Le ministère de l'agriculture souligne ainsi que « certaines filières agricoles et l'opinion publique s'inquiètent, à chaque sécheresse, que l'on puisse utiliser des cultures intermédiaires pour alimenter des méthaniseurs alors que l'élevage manque de fourrage ».

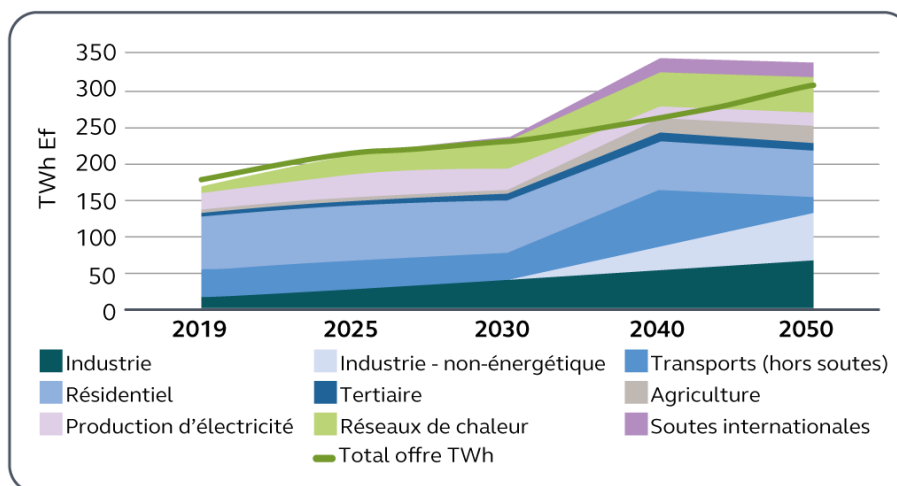
S'agissant de la méthanisation, le risque de conflit d'usage pèse entre les usages alimentaires et non-alimentaires de la biomasse. Les intrants de la méthanisation sont principalement composés d'effluents d'élevage, de résidus agricoles et de cultures intermédiaires à vocation énergétiques (CIVE). Le risque principal porte sur les conséquences de l'accroissement de la production de CIVE sur les cultures principales (perte de rendement, épuisement du sol, consommation des ressources en eau). Ce risque peut être limité par un développement ordonné de ces cultures intermédiaires selon des modalités que la recherche agronomique a mis en évidence.

Le conflit entre les différents usages énergétiques de la biomasse apparaît limité pour la méthanisation. Ainsi, l'Ademe estime que les conflits d'usage de la biomasse entre la méthanisation et les biocarburants sont peu probables : *« les biomasses cultivées et mobilisées en méthanisation sont des CIVE et les prairies. [...] Les biomasses ciblées pour les biocarburants sont plutôt des cultures annuelles, récoltées à maturité, prenant directement la place de cultures alimentaires »*. Le risque de conflit est accru pour certains carburants de deuxième génération mobilisant des résidus de culture valorisés également en méthanisation.

L'analyse du risque de conflit d'usage semble enfin varier selon le type de méthaniseurs. L'Ademe estime qu'au sein de la méthanisation, le risque de conflits d'usage se pose moins pour les petites unités de méthanisation que pour les projets de grande taille qui *« ambitionnent de mobiliser massivement de la biomasse agricole sur un territoire large et sur un marché allant progressivement au-delà du plan d'approvisionnement initial »*.

Il serait utile de clarifier, dans les documents de planification énergétique, les gisements mobilisables à l'appui des différents usages. La prise de conscience des limites de la disponibilité en biomasse et des possibles conflits d'usage associés a fait émerger l'importance du « bouclage biomasse », qui a été notamment soulignée dans les projets de SNBC III et de SFEC.

**Graphique n° 9 : consommation de biomasse par secteur
dans les modélisations de la SFEC de novembre 2023
(en TWh d'énergie finale)**



Note de lecture : consommations avec mesure supplémentaire (AMS) dans le run 2 en métropole (énergie finale après conversions éventuelles).

Source : volet « énergie » de la SFEC mis en consultation en novembre 2023

Plusieurs documents évoquent la nécessité de répondre aux limites de la biomasse disponible par la mise en œuvre d'une hiérarchie des usages. La PPE II rappelait ainsi que la valorisation énergétique de la biomasse s'inscrit dans une hiérarchie des ressources qui donne la priorité aux usages alimentaires, puis aux bio-fertilisants, aux matériaux, aux molécules, aux carburants liquides, aux gaz, à la chaleur et enfin à l'électricité. Le « comité prospective » de la CRE avait, quant à lui, proposé des critères de hiérarchisation des usages en fonction de leur contribution à la neutralité carbone⁷².

Dans cet esprit, le SGPE a proposé en juin 2023 une hiérarchie des usages de la biomasse (cf. l'annexe n° 11), reprise dans le projet de SNBC III. Une priorité d'usage de la biomasse serait ainsi attribuée aux réseaux de chaleur et aux usages chaleur haute température dans l'industrie et donc au biogaz qui leur est destiné.

⁷² Comité de prospective de la CRE, *La biomasse et la neutralité carbone*, 2023.

C - Une absence de structuration sur la production des données relative à la biomasse et une gouvernance à renforcer

1 - Des travaux variés mais non coordonnés sur la mobilisation de la biomasse à des fins énergétiques

Les gisements actuellement mobilisés et mobilisables, à destination des différents usages de la biomasse, ne font pas l'objet d'un consensus, sans que la question ne se limite d'ailleurs au seul développement de la méthanisation. Consciente de ces enjeux, l'administration a lancé des travaux préparatoires dans le cadre de l'élaboration de la SFEC. Ainsi la DGEC a-t-elle fait réaliser une étude de comparaison des gisements actuels ou futurs de biomasse selon 14 sources documentaires différentes. Cette étude a mis en exergue le fait que, selon les cas, l'identification des gisements actuels et les projections futures pouvaient fortement diverger.

L'Inrae a également été mobilisé pour contribuer aux scénarios prospectifs élaborés à l'appui de la préparation du projet de SFEC afin de mettre en cohérence des évolutions du recours à la biomasse. Leurs premiers résultats⁷³, publiés au printemps 2023, font état d'un potentiel de mobilisation de biomasse de 21,4 TWh à des fins de production de biogaz à l'horizon 2030, et 78 TWh à l'horizon 2050, bien en deçà des potentiels identifiés jusqu'à présent, au moins à court terme et bien en deçà des ressources mobilisables présentées dans le projet de SFEC (31 TWh de ressources supplémentaires mobilisables d'ici 2030). En juillet 2023, le ministère de l'agriculture a demandé à l'Inrae de réaliser une nouvelle étude. Ces travaux complémentaires ont finalement conforté les projections de mobilisation des gisements à l'horizon 2030 retenues dans le projet de SFEC, mais montré que le gisement mobilisable à l'horizon 2050 était bien inférieur⁷⁴.

Au regard des incertitudes sur le bouclage biomasse, le ministère de la transition écologique, le ministère de l'agriculture et le ministère de l'économie et des finances ont également demandé, le 29 mars 2023, à plusieurs corps d'inspection⁷⁵ d'évaluer plus précisément le potentiel

⁷³ Inrae, *Propositions d'hypothèses pour le scénario AMS de la SNBC 3 pour le secteur Agriculture*, 2023.

⁷⁴ Inrae, *Enjeux agronomiques, techniques et économiques d'une mobilisation accrue des différents gisements de biomasse et de leur transformation en bioénergies*, 2024.

⁷⁵ Conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux, Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies et l'Inspection générale de l'environnement et du développement durable.

de production d'énergie renouvelable par la biomasse agricole et forestière au regard des objectifs assignés aux autres secteurs à l'horizon 2050. Le rapport issu de cette mission souligne l'absence de comparabilité des exercices de prospectives de la biomasse disponibles et pointe le fait que les données sur lesquelles ces exercices s'appuient demeurent lacunaires.

2 - Une absence de lieu de consolidation de ces réflexions

Ce défaut de comparabilité est en partie imputable à l'absence de lieu de consolidation des données.

À l'échelle nationale, l'analyse des flux de biomasse repose essentiellement sur l'observatoire national des ressources en biomasse (ONRB). Il a pour mission d'identifier, quantifier et localiser les bioressources agricoles, agroalimentaires et aquacoles produites et disponibles sur le territoire national. Les travaux et études réalisés dans ce cadre ont permis d'améliorer la fiabilité des données et d'en accroître la visibilité, notamment par leur diffusion publique depuis 2020.

Alors qu'elle figurait initialement dans le périmètre de l'ONRB, l'étude des données relatives à la biomasse forestière est toutefois désormais prise en charge par l'institut géographique national (IGN), via l'outil Cartofob⁷⁶. Par ailleurs, la collecte de certaines données (déchets urbains notamment) relèvent de l'Ademe et ne sont pas accessibles à l'ONRB. Enfin, les cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) ne font pas l'objet d'un suivi statistique systématique. Il résulte que les travaux conduits par l'ONRB ne permettent pas d'offrir une vision d'ensemble de la biomasse disponible et mobilisable à l'avenir.

Le ministère de l'agriculture juge nécessaire de déployer un nouvel outil donnant plus de visibilité sur l'état de la ressource en biomasse. Il suggère d'intégrer l'ensemble des ressources et usages de la biomasse, au-delà du volet agricole, au niveau régional et national, et de mettre en place des indicateurs à la portée des décideurs. L'Ademe, FranceAgriMer, l'IGN et l'Inrae ont récemment engagé une démarche conjointe en ce sens. Elle a abouti à la création d'un groupement d'intérêt scientifique (GIS) entre ces institutions, officiellement lancé le 1^{er} mars 2024, qui doit constituer « *une instance de référence sur la biomasse et ses usages, en appui aux politiques publiques* »⁷⁷.

⁷⁶ [Observatoire de la biomasse - module cartographique forêt-bois \(ign.fr\)](https://observatoire-biomasse.ign.fr/).

⁷⁷ Ministères de l'énergie et de l'agriculture, [communiqué de presse du 1^{er} mars 2024](#) relatif au lancement d'un groupement d'intérêt scientifique en faveur de la biomasse.

3 - Des outils de pilotage à conforter

Les réflexions relatives à la hiérarchisation des usages pourraient être portées dans le cadre de l'actualisation de la Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB). Pourtant, l'actualisation de ce document, adopté en 2018, n'a pas démarré. Les ministères de l'agriculture et de l'énergie ont seulement entamé un travail de bilan de la première SNMB.

Une approche locale de la gouvernance des usages de la biomasse semble également indispensable. Force est de constater que de multiples outils ont été déployés sans réflexion sur leur articulation ni leur cohérence.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a prévu l'élaboration conjointe, par les préfets de région et les régions, de schémas régionaux biomasse (SRB)⁷⁸. Leur objectif est de déterminer les orientations et les actions pour favoriser le développement des filières de production et de valorisation de la biomasse. À la date d'établissement du présent apport, quatre régions, dont l'Île-de-France et les Hauts-de-France, n'avaient pas adopté de SRB et plusieurs venaient seulement de le faire.

D'autres dispositifs de pilotage local des énergies renouvelables ont été créés. La loi du 22 août 2021, dite « loi climat et résilience », a renforcé le rôle des collectivités locales, en prévoyant la création des comités régionaux de l'énergie et la fixation d'objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables par décret. La loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables⁷⁹ prévoit la définition, par les communes, de zones d'accélération où elles souhaitent prioritairement voir des projets s'implanter⁸⁰.

Ces démarches ne sont aujourd'hui pas articulées avec la mise en œuvre du droit à l'injection, principal outil de planification des unités de méthanisation depuis 2018. De plus, le droit à l'injection présente également des limites pour garantir l'adéquation entre la ressource en biomasse et le déploiement des unités de méthanisation. Conformément aux dispositions de l'arrêté du 28 juin 2019 associé au décret précité⁸¹, il devrait en effet être tenu compte, lors de l'évaluation de la pertinence technico-économique d'un projet

⁷⁸ Article 197 de la LTECV (article L. 222-3-1 du code de l'énergie).

⁷⁹ Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, dite « APER ».

⁸⁰ Article L.141-5-3 du code de l'énergie.

⁸¹ Décret n° 2019-665 du 28 juin relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit ; arrêté du 28 juin 2019 définissant les modalités d'application de la section 6 du chapitre III du titre V du livre IV du code de l'énergie.

de renforcement du réseau de gaz naturel, du « *potentiel de biomasse mobilisable pour la méthanisation* ». Or, dans le cadre du droit à l'injection, la principale source d'évaluation de ce potentiel méthanogène sur une zone est aujourd'hui une étude réalisée par Solagro⁸² en 2017, qui a évalué à environ 150 TWh le gisement de biométhane à l'horizon 2050, soit un niveau supérieur aux évaluations actuelles.

Les outils d'évaluation de la biomasse, de programmation des capacités de production ne sont ainsi pas suffisamment coordonnées aujourd'hui.

4 - Une nécessaire mobilisation accrue des « cellules biomasse »

Les cellules « biomasse » ont été créées en 2006 dans certaines régions pour appuyer les services de l'État dans l'évaluation des réponses à des appels à projets, suivre l'utilisation des ressources en biomasse et prévenir les conflits d'usage. Ces cellules devraient donc être identifiées comme la cheville ouvrière de l'État concernant la gestion locale de la biomasse. Une circulaire des ministres chargés de l'énergie, de l'agriculture et de l'écologie relative à l'extension du périmètre d'action des cellules biomasse⁸³ prévoit d'ailleurs de mettre à jour et d'élargir leurs missions, afin de renforcer leur rôle d'expertise dans l'évaluation des plans d'approvisionnement et le suivi de l'utilisation des ressources en biomasse et la prévention des conflits d'usage. Elles doivent également jouer un rôle de conseil au préfet et sont ainsi mobilisées pour l'approbation par ce dernier du plan d'approvisionnement des méthaniseurs en cogénération (cf. arrêté du 13 décembre 2016).

L'arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ne prévoit pas de dispositif équivalent pour la filière « injection biométhane ». L'absence d'unification des procédures entre la cogénération et l'injection n'est pourtant pas justifiée. Des contrôles conduits par l'Ademe ont permis de constater que 16 sites sur 29 avaient eu plus recours aux CIVE et cultures spécifiques ou aux biodéchets que prévu dans leur plan d'approvisionnement initial. Il semblerait également opportun que toutes les installations d'injection de biométhane soumettent leurs plans prévisionnels d'approvisionnement aux préfets. L'instruction par les cellules biomasse permettra ainsi de modérer les conflits d'usage potentiels, notamment en palliant l'absence d'évaluation fine et actualisée des gisements de biomasse disponibles lors de l'établissement des zonages du « droit à l'injection ».

⁸² Solagro est une association offrant des services d'ingénierie, de conseil et de formation dans le domaine de l'agro-écologie.

⁸³ Circulaire transmise aux Préfets de région en juillet 2024 et non publiée à ce jour.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Les critères ayant prévalu à la définition des objectifs de développement de biogaz n'ont été que peu explicités.

L'évolution des objectifs retenus à moyen terme entre 2011 et 2024 est ainsi peu lisible et a été adaptée aux contraintes budgétaires : la deuxième programmation pluriannuelle de l'énergie a ainsi réduit l'objectif de développement de la part des énergies renouvelables à 7 % de la consommation de gaz en 2030 au lieu des 10 % prévus par la loi. À long terme, ces objectifs sont intrinsèquement liés à ceux associés à la place résiduelle du gaz dans le mix énergétique. Or, cette part n'est pas éclairée par des travaux prospectifs permettant d'apprécier la complémentarité entre les vecteurs énergétiques du gaz et de l'électricité, ou les conséquences du rythme de la trajectoire de baisse des consommations de gaz sur la gestion de la pointe électrique.

Cette baisse prévisionnelle, déjà amorcée, de la consommation de gaz et du nombre de consommateurs soulève la question de l'équilibre économique du secteur et de la capacité des consommateurs à faire face à la hausse des coûts de réseau, notamment du fait de la baisse de l'assiette de facturation de ces coûts. Or, cette question reste peu documentée à ce jour.

Enfin, si le développement d'une proportion très significative de gaz décarboné à partir de méthanisation à l'horizon 2050 est relativement consensuel, l'estimation de la disponibilité des gisements de biomasse nécessaires à cette fin l'est en revanche beaucoup moins. Les récents travaux de planification écologique alertent ainsi sur l'apparition possible de tensions sur la disponibilité des gisements de biomasse utilisables à des fins de production énergétique. Dans un contexte où les données relatives à ces gisements de biomasse sont incertaines, l'identification des scénarios de développement de la méthanisation les plus pertinents impose de mettre en place une planification territoriale et une gouvernance de la mobilisation de la biomasse à des fins énergétique.

La Cour formule les recommandations suivantes :

- 1. à partir des travaux prospectifs des gestionnaires de transports de gaz et des scénarios de mix électrique de RTE, élaborer des scénarios actualisés sur le mix énergétique complet jusqu'à l'horizon 2050 (ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2026) ;*
- 2. à partir des différents scénarios d'évolution de la consommation de gaz, analyser l'impact économique et financier des évolutions nécessaires du réseau de gaz (commission de régulation de l'énergie, 2025) ;*

-
3. *actualiser la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse, accélérer l'adoption des schémas régionaux de biomasse et garantir leur cohérence avec le prochain exercice de planification énergétique (secrétariat général à la planification écologique, ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire, 2025).*
-

Chapitre III

Des mécanismes de soutien public

ayant favorisé la méthanisation agricole

pour un coût élevé

L'évaluation de la politique de soutien au biogaz réalisée par la Cour l'a conduite à s'interroger sur l'efficacité et l'efficience des soutiens financiers apportés au développement de la filière, au regard uniquement des coûts de production de l'énergie issue de la production de biogaz. La question s'est ainsi posée de savoir si les mécanismes de soutien public avaient permis le développement de la filière tout en maîtrisant le coût pour les finances publiques.

Cette question évaluative a été abordée en deux temps : 1) les modalités de soutien ont-elles permis le développement attendu des différents types de méthanisation ? (I) ; 2) les différents dispositifs de soutien et leurs modalités de financement sont-ils fixés à un niveau proportionné, c'est-à-dire assurant une rentabilité jugée raisonnable pour les porteurs de projets ? (II).

I - Des modalités de soutien favorables à la méthanisation agricole

De multiples modalités de soutien au développement des projets de méthanisation ont été mises en œuvre entre 2011 et 2023, rendant complexe leur appréhension par les porteurs de projet et difficile leur

recensement exhaustif. Reposant essentiellement sur la conjonction d'un tarif d'achat et de subventions à l'investissement, le dispositif français de soutien continue d'évoluer. Il s'oriente désormais vers des financements extra-budgétaires destinés à limiter les effets des tarifs d'achat sur les finances publiques.

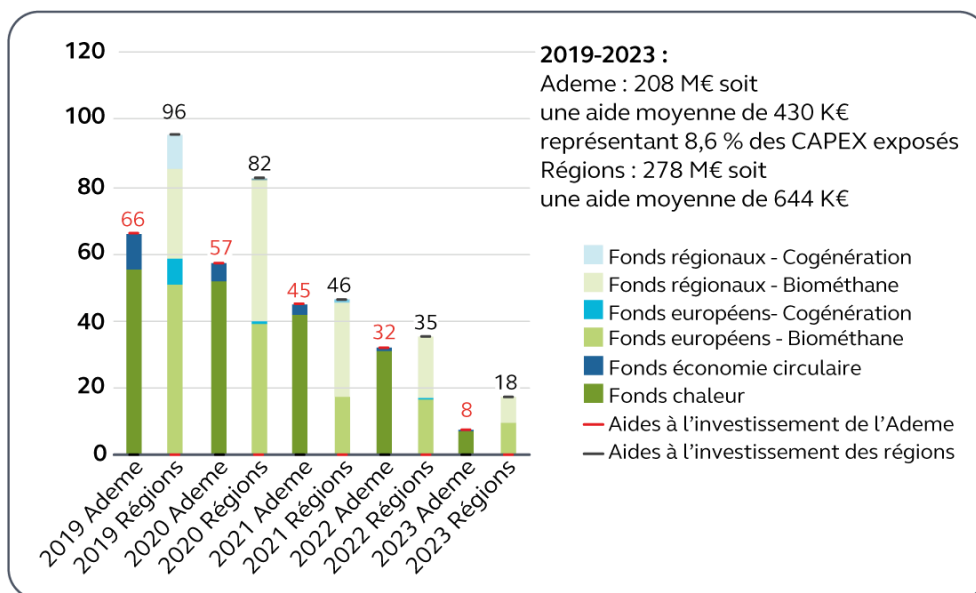
A - Une contribution substantielle des subventions d'investissement

Au-delà de l'accompagnement des porteurs de projets de méthanisation mis en place par les pouvoirs publics, reposant principalement sur l'Ademe, les régions et les services des directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL), d'importantes subventions peuvent être accordées pour financer les investissements et ainsi soutenir l'équilibre économique des projets.

De 2007 à 2023, l'Ademe a ainsi apporté 517 M€ d'aides à l'investissement à 1 356 projets de méthanisation, dont 233,3 M€ à travers le « fonds économie circulaire » (anciennement fonds déchets, consacré principalement au soutien à la cogénération) et 283,4 M€ à travers le « fonds chaleur » (principalement consacré à l'injection de biométhane, cf. annexe n° 13). Ces subventions représentent en moyenne 11,4 % des coûts d'investissement des projets. Le montant unitaire du soutien aux projets d'injection de biométhane, plus nombreux que ceux de cogénération depuis 2019, s'avère en moyenne plus élevé, de l'ordre de 500 000 € par projet en moyenne depuis l'origine, contre 300 000 € environ pour les projets de cogénération.

Les aides à l'investissement de l'Ademe sont principalement complétées par les aides des régions. Selon les données fournies par l'association Régions de France, celles-ci auraient subventionné à hauteur de 278 M€ des projets de méthanisation entre 2019 et 2023 (principalement au profit de l'injection de biométhane), dont la moitié serait financée par les fonds européens, tout spécialement le fonds de développement de l'économie régionale (FEDER). Les volumes de subventions allouées par les régions, y compris les fonds européens, excèdent ainsi ceux des aides de l'Ademe sur la période considérée. De 2019 à 2023, le niveau moyen des aides régionales à l'investissement s'échelonne de 5 % à 22 % des investissements éligibles, avec une grande disparité selon les projets. Mais les écarts relatifs de taux d'aide entre régions se réduisent quand le cumul des financements avec l'Ademe est observé.

Graphique n° 10 : aides à l'investissement allouées aux projets de méthanisation par l'Ademe et par les régions de 2019 à 2023 (aides allouées par année en millions d'euros)



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par l'Ademe et Régions de France

Si les attributions de subvention de l'Ademe et des régions sont la plupart du temps coordonnées, les règles des dispositifs de subvention restent différentes.

Depuis 2021, les subventions d'investissement de l'Ademe, accordées après une étude de faisabilité, sont ainsi établies sur la base de forfaits plafonnés, réduits le cas échéant de manière à respecter un taux plafond de rendement interne du projet avant impôt de 10 % en valeur nominale (taux plafond prenant en compte les autres soutiens obtenus pour le projet). Sont exclus des dispositifs de l'Ademe les projets de grande taille⁸⁴, les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) et les installations de traitement des ordures ménagères ne faisant pas l'objet d'une collecte séparée. En outre, l'Ademe conditionne le versement de ses aides à des pratiques vertueuses en matière agricole. L'examen des régimes d'intervention des régions (cf. annexe n° 13) révèle, quant à lui, des dynamiques territoriales diverses et des critères d'éligibilité hétérogènes.

⁸⁴ D'une puissance supérieure à 500 kWe pour la cogénération et à 25 GWhPCS / an pour l'injection de biométhane.

La coordination entre l'Ademe et les régions est toutefois appelée à s'approfondir compte tenu des nouvelles dispositions de l'arrêté tarifaire de 2023 relatif à l'injection de biométhane, qui impose aux financeurs de vérifier un plafond de rentabilité, et de l'établissement à partir de 2024 de conventions entre l'Ademe et les régions permettant la mise à disposition de son outil de calcul de la rentabilité des projets. Cette disposition a pour ambition de prémunir pour l'avenir les pouvoirs publics de surentabilités trop manifestes, même si les difficultés liées aux modalités concrètes de contrôle des déclarations de subvention *a posteriori* ne paraissent pas encore surmontées (cf. *infra*).

Le montant total des subventions allouées aux projets par les différents partenaires publics (en phase d'études ou d'investissement) reste enfin inconnu à ce jour. En effet, aucun recensement exhaustif des financements apportés par d'autres intervenants que l'Ademe et les régions n'est en réalisé. L'analyse de 2024 de la CRE relative aux installations de production de biométhane injectée relève que, sur un échantillon de 364 installations de méthanisation classique ayant perçu une ou plusieurs subventions, 13 % du financement des investissements provenaient de ces subventions dont certaines, d'un montant significatif, sont allouées par des départements ou par des agences de l'eau⁸⁵.

B - Un soutien reposant principalement sur des tarifs d'achat en guichet ouvert

La principale modalité de soutien aux filières de méthanisation repose encore en 2024 sur des tarifs d'achat arrêtés par l'État, attribués selon des modalités de guichet ouvert⁸⁶. Le recours aux appels d'offres et le financement des installations sur la base d'un complément de rémunération demeurent marginaux à ce jour (cf. annexe n° 12).

⁸⁵ Commission de régulation de l'énergie, *Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté*, 2024.

⁸⁶ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ; arrêté du 13 décembre 2016 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 implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW ; arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles.

Les dispositifs de soutien à la production

L'obligation d'achat est un système régulé qui repose sur une rémunération fixée *ex ante* de la production d'énergie. L'énergie produite est achetée selon un tarif d'achat, fixé réglementairement ou à l'issue d'un appel d'offres, par un acheteur obligé qui se charge de la mise sur le marché.

Le complément de rémunération repose sur la vente directe de l'énergie produite sur le marché par le producteur. Ce dernier bénéficie ensuite, *ex post*, d'un complément financier, correspondant à la différence entre un tarif de référence, fixé par contrat, et un revenu de marché de référence au cours de l'année écoulée.

Les dispositifs de soutien peuvent fonctionner, soit dans le cadre d'un « guichet », accessible à tout projet d'installation éligible – il est « ouvert » s'il n'y a aucune limitation et « fermé » en cas d'encadrement temporel ou de capacité totale –, soit dans le cadre d'un « appel d'offres » où des candidats présentent des projets. Dans le premier cas, le niveau de soutien dépend des arrêtés tarifaires fixés par les pouvoirs publics. Dans le second cas, il dépend des offres présentées par les candidats.

1 - Des tarifs d'achat réglementés au champ plus restreint mais toujours élevés

Au 1^{er} janvier 2024, le cadre de soutien à la filière du biogaz se caractérise par :

- la préférence accordée à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz sur la production d'électricité à partir d'installations de cogénération, en raison de son meilleur rendement énergétique ;
- des tarifs d'achat en guichet ouvert réservés à des unités de taille petite ou moyenne ;
- une structure tarifaire différenciée selon les technologies de méthanisation : la méthanisation « classique » avec digesteur, les installations reposant sur des systèmes de traitement des eaux usées urbaines ou industrielles (STEP) et enfin les installations recourant à la méthanisation de déchets non dangereux (ISDND), dont le soutien a été abrogé pour la cogénération, pour se conformer avec les décisions de la Commission européenne. Aucune autre distinction selon les modèles de méthanisation (agricole, industrielle, collective, etc.) n'est prise en compte ;
- une structure tarifaire dégressive selon les capacités de production des installations, supposée refléter des rendements d'échelle ;

- une durée de soutien différenciée, fixée à 15 ans pour l'injection de biométhane et à 20 ans pour la cogénération ;
- des mécanismes de primes accordées à certaines installations, la principale étant la prime aux effluents d'élevage, dont le potentiel méthanogène est plus faible que pour d'autres intrants.

Les tarifs d'achat en vigueur au 1^{er} janvier 2024 sont présentés dans l'annexe n° 12. Entre 2011 et 2023, ils ont connu d'importantes évolutions à la fois pour prendre en compte les lignes directrices de l'Union européenne en matière d'aides d'État (excluant des guichets ouverts les installations les plus importantes), pour marquer la préférence à l'injection de biométhane, et enfin pour piloter le rythme de développement de la filière, tantôt en accentuant le soutien, tantôt en le freinant.

La période 2011-2023 a ainsi été marquée par une gestion « par à-coups » du dispositif d'obligation d'achat. Après avoir fortement soutenu l'essor de la filière à partir de 2011, l'État a, pour des raisons budgétaires (coût des charges de service public de l'énergie) et financières (constat de rentabilités excessives), opéré un important resserrement des tarifs en 2020, couplé à la priorisation de l'injection de biométhane. Ces mêmes tarifs du biométhane ont été revalorisés le 10 juin 2023 afin de relancer la filière, confrontée à une inflation importante de ses coûts depuis fin 2021 et à un effondrement du nombre de nouveaux projets.

D'après les informations communiquées par la CRE et par EDF, les tarifs moyens d'achat des installations en fonctionnement, incluant les diverses primes et actualisations contractuelles, se sont élevés en 2022 à 185,8 € / MWh d'électricité au titre de la cogénération (au périmètre d'EDF OA⁸⁷) et à 109,4 € / MWh_{PCS} pour le biométhane injectée dans les réseaux de transport et de distribution de gaz.

À titre de comparaison, sur les marchés de gros de l'énergie, les prix des produits à terme annuels pour une livraison tout au long de l'année 2025 s'élevaient en moyenne, au mois de mai 2024, à 83,84 € par MWh pour l'électricité et à 36,10 € par MWh_{PCS} pour le gaz⁸⁸. Les tarifs moyens d'achat restent ainsi nettement supérieurs aux prix de marché.

⁸⁷ EDF OA est l'entité d'EDF SA qui gère les contrats d'obligation d'achat d'électricité renouvelable. Certaines entreprises locales de distribution peuvent également être détentrices de contrats mais leur poids est restreint.

⁸⁸ Données issues de la place de marché EEX. Compte tenu de la crise des prix énergétiques traversée de fin 2021 à 2023, une référence à mai 2024 a semblé plus pertinente. Les produits à terme retenus correspondent au produit à terme d'une livraison annuelle CAL 25 pour l'électricité et le produit Année 2025 sur le marché Point d'échange de gaz (PEG) pour le gaz naturel.

2 - Une articulation tardive avec les subventions d'investissement

Entre 2011 et 2023, le cadre de soutien à la production de biogaz a principalement reposé en France sur la combinaison de tarifs d'achat et de subventions d'investissement, ce qui constitue une singularité parmi les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables. L'articulation entre ces deux modalités n'a été recherchée que récemment et reste à parfaire.

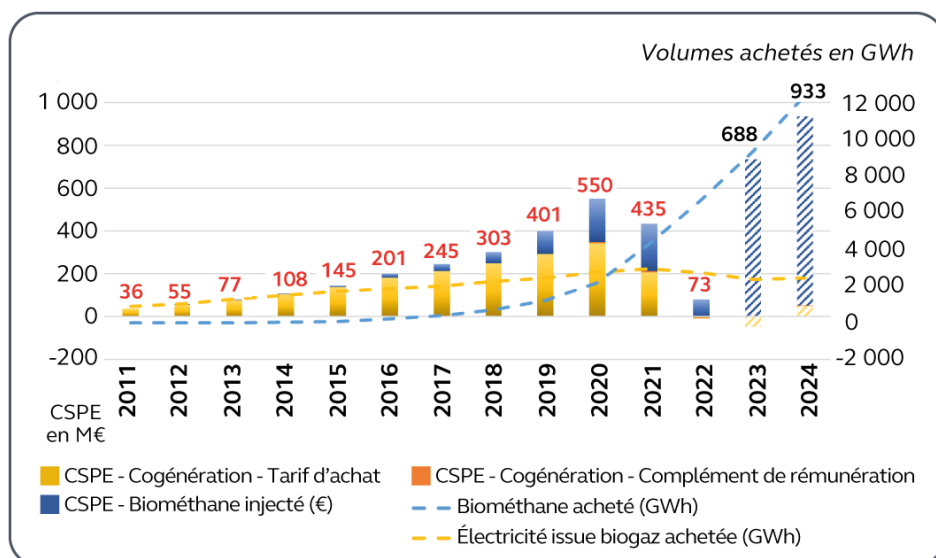
L'examen des délibérations de la CRE relatives aux arrêtés tarifaires de 2011 montre que, pour le biométhane comme pour la cogénération, la possibilité de bénéficier de subventions n'était alors pas intégrée dans les estimations de rentabilité. Suite à plusieurs analyses ultérieures de la CRE, soulignant la sensibilité de la rentabilité des projets à l'obtention ou non de subventions, la DGEC a introduit en 2020, dans les tarifs pour l'injection de biométhane, une décote de 5 € / MWh_{PCS} en cas de perception d'une subvention de l'Ademe. Cette disposition a toutefois été supprimée en 2023, au profit d'un plafonnement de la rentabilité⁸⁹. Le cahier des charges pour l'appel d'offres biométhane paru en 2024 postule également un principe de non cumul des aides, les candidats devant s'engager à ne pas bénéficier d'autres régimes d'aides. Le plafonnement de la rentabilité introduit en 2023 est de nature à limiter l'octroi de subventions d'investissement à des projets qui n'en auraient pas l'utilité pour trouver une rentabilité normale. Elle renvoie en pratique la responsabilité de sa mise en œuvre aux autres organismes financeurs et à la transparence des acteurs de la filière, sans que les modalités concrètes de son contrôle ne soient établies. Enfin, elle ne concerne ni les contrats antérieurs, ni les installations de cogénération.

3 - Un soutien budgétaire élevé comparativement aux autres énergies renouvelables

Les charges de service public de l'énergie (CSPE) couvertes par le budget de l'État au titre du soutien au biogaz (charges relatives au biométhane injecté et à la cogénération biogaz) se sont élevées à 2,6 Md€ au titre des années 2011 à 2022. Sur cette même période, elles ont représenté 5,6 % du montant total des CSPE consacrées au soutien à la production d'énergie renouvelable. L'importance des CSPE dues au titre des tarifs d'achat fait de ce mécanisme le principal soutien au développement de la filière.

⁸⁹ Le bénéfice du tarif peut désormais « être cumulé avec le bénéfice d'autres aides complémentaires à l'investissement sous réserve que le taux de rentabilité interne du projet avant impôt reste inférieur à 10 % en valeur nominale. Avant d'attribuer une aide complémentaire [...] l'organisme qui attribue cette aide complémentaire à l'investissement vérifie que le cumul [...] ne conduit pas à une rentabilité supérieure ».

Graphique n° 11 : évolution des charges de service public de l'énergie relatives à la production d'électricité à partir de biogaz et à l'injection de biométhane au titre des années 2011 à 2024 (en M€) et évolution des volumes d'énergie achetés (en GWh)



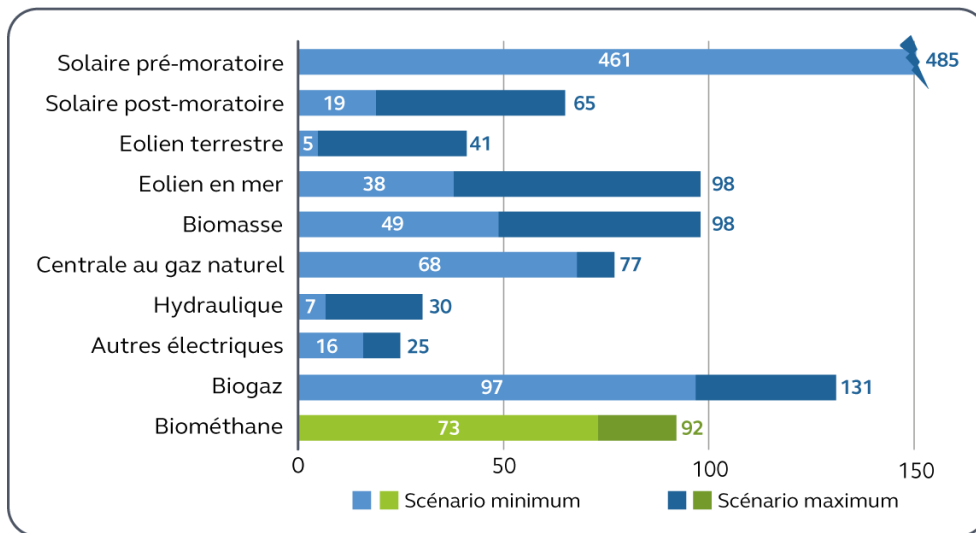
Note de lecture : les données relatives aux années 2023 et 2024 sont prévisionnelles et relèvent d'estimations de la CRE. Les volumes d'énergie sont exprimés en GWh d'énergie finale pour la production d'électricité à partir de biogaz et en GWh_{PCS} pour le biométhane injecté.

Source : Cour des comptes d'après la délibération de la CRE du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023

Les charges de service public à couvrir sont fortement dépendantes des prix de marché des énergies et leur anticipation s'avère délicate. Le comité de gestion des charges de service public de l'électricité, qui procède à ce difficile exercice, a estimé⁹⁰ qu'au 31 décembre 2022, les engagements des contrats signés restant à couvrir par l'État s'élevaient entre 12,7 Md€ et 16,2 Md€ selon les hypothèses pour le soutien à la filière biométhane injecté et entre 2,2 Md€ et 3,9 Md€ pour la production d'électricité à partir de biogaz. Rapporté au MWh d'énergie produite, le soutien apporté au biogaz s'inscrit parmi les plus onéreux.

⁹⁰ Comité de gestion des charges de service public de l'énergie, 5^{ème} rapport annuel, 2023.

**Graphique n° 12 : estimation des coûts unitaires pour l'État
des dispositifs de soutien des différentes filières de production
d'énergie sur leur période de soutien (en € par MWh)**



Note de lecture : les volumes d'énergie sont exprimés en MWh d'énergie finale pour la production d'électricité des EnR électrique, dont le biogaz (couleur bleue), et en MWh_{PCS} pour le biométhane injecté (couleur verte). Les scénarios se distinguent principalement par des hypothèses différentes de prix de marché futurs de l'électricité et du gaz.

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par la CRE issues du 5^{ème} rapport annuel du comité de gestion des charges de service public de l'énergie (exercice 2022)

À ces contrats signés fin 2022, il convient d'ajouter les projets futurs nécessaires à l'atteinte des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Les pré-notifications des régimes d'aides au biométhane, adressées en juillet 2023 à la Commission européenne (aides en guichet ouvert et en appel d'offres pour le biométhane), prévoient ainsi un volume d'aides supplémentaires à contractualiser d'ici 2028, anticipé par le Gouvernement, de l'ordre de 3,4 Md€ pour le guichet ouvert si 800 GWh_{PCS} cumulés de contrats sont signés et de l'ordre de 3,5 Md€ pour les appels d'offres si 800 GWh_{PCS} cumulés de nouveaux contrats sont conclus dans le cadre de ces procédures.

C - Des dispositifs supplémentaires multiples

1 - Des avantages fiscaux ciblés sur les agriculteurs

La méthanisation agricole, qu'elle concerne la production de biogaz pour produire de l'électricité ou la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, bénéficie d'exonérations de taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB)⁹¹, de cotisation foncière des entreprises (CFE)⁹² et de cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE)⁹³. Ces exonérations, accordées de plein droit sans limitations de durée, constituent des moindres recettes nettes pour les collectivités territoriales, qui ne font pas l'objet de mesures de compensation par l'État. Elles ont été estimées par la direction générale des finances publiques (DGFIP) à environ 2 M€ pour 2023.

Les données fournies par la DGFIP montrent que les contrôles fiscaux réalisés sur la période de 2021 à 2023, qu'il est possible de rattacher à ces exonérations, n'ont pas donné lieu à des rappels. Toutefois ces données ne permettent pas de s'assurer que la qualification « agricole », au sens du code rural⁹⁴, des méthaniseurs pour le bénéfice des dispositifs fiscaux associés a bien fait l'objet d'un point de contrôle, portant notamment sur les matières utilisées comme intrants pour la méthanisation (dont 50 % au moins doivent être issus d'exploitation agricole).

A contrario, la fraction « gaz » des accises énergétiques ne reflète plus aucune prise en compte de la proportion de biogaz injectée dans le réseau, alors que l'effort qui est consacré au verdissement du gaz devrait à terme se traduire par une baisse de l'intensité carbone de ce vecteur, relativement à d'autres notamment. La Cour réitère sur ce point son appel à conduire une réflexion structurelle sur les niveaux des différentes fractions de l'accise sur les énergies⁹⁵, au regard notamment de leur articulation avec la mise en œuvre d'un nouveau système européen d'échange de quotas d'émissions (SEQUE ou émissions *trading system* ETS) pour les secteurs des transports et du bâtiment, appelé « ETS BTR » ou « ETS 2 », ou des attentes en termes de rendement des différentes fractions des accises.

⁹¹ Article 1382 du code général des impôts.

⁹² Article L. 1451 du code général des impôts.

⁹³ Compte tenu des dispositions de la loi de finances pour 2024, la CVAE sera progressivement supprimée d'ici à 2027. Les droits acquis, marginaux, sont maintenus dans l'attente de cette suppression définitive.

⁹⁴ Les articles L. 311-1 et D. 311-18 du code rural et de la pêche maritime définissent les conditions auxquelles la méthanisation peut être considérée comme étant une activité agricole.

⁹⁵ Cf. Cour des comptes, *La place de la fiscalité de l'énergie dans la politique énergétique et climatique française*, observations définitives, septembre 2024.

2 - La prise en charge d'une partie des coûts de réseaux par les consommateurs

Depuis la loi « Climat et résilience » de 2021, les coûts de raccordement aux réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel sont pris en charge par l'ensemble des consommateurs à hauteur de 60 %, dans la limite de 600 000 €⁹⁶, alors que le plafond s'établissait à 40 % auparavant. Selon les données fournies par la CRE, la réfaction sur les coûts de raccordement au réseau de distribution de gaz naturel de GRDF s'élève à 107,1 M€ entre 2019 et 2023 pour des coûts totaux de raccordement de 209,2 M€, soit 51 % de ce montant. La réfaction portant sur les coûts de raccordement aux réseaux de transport de gaz naturel de GRTGaz et Téréga s'élève à 40,4 M€ sur 75,3 M€ de travaux de raccordement, soit 54 %.

Cette réfaction sur les coûts de raccordement s'apparente à celle accordée aux installations produisant de l'électricité à partir d'énergie renouvelables⁹⁷.

En outre, les consommateurs prennent en charge le renforcement des réseaux nécessaires pour accueillir la production de biométhane dans le cadre du droit à l'injection⁹⁸, introduit par la loi dite « EGALIM » du 30 octobre 2018 pour soutenir la méthanisation. Les coûts induits par cette adaptation étaient évalués par la CRE en 2019 à 1,5 Md€ d'ici à 2028⁹⁹. Dans son bilan de 2021¹⁰⁰, établi alors que 216 zonages, représentant 50 % du potentiel de méthanisation, avaient été validés, la CRE a indiqué que les investissements de renforcement s'établissaient à 440 M€ sur ce périmètre.

3 - Des soutiens divers au financement des projets

Le financement des projets, dont environ 80 % en moyenne est assuré par emprunt, constitue l'une des difficultés des acteurs de la filière de méthanisation, particulièrement agricoles, justifiant le couplage du tarif d'achat à un mécanisme de subventions d'investissement, considérées comme quasi-fonds propres. Plusieurs dispositifs ont dès lors été mis en place pour faciliter les « tours de table » financiers.

⁹⁶ Article L. 452-1 du code l'énergie et Arrêté du 2 mars 2022. Cette réfaction est financée à travers les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et distribution de gaz naturel, dits tarifs ATRT et ATRD.

⁹⁷ Article L. 342-1 du code de l'énergie et arrêté du 22 mars 2022.

⁹⁸ Dans la limite d'un coût de 4 700 € / Nm³ / h.

⁹⁹ Délibération de la CRE du 14 novembre 2019.

¹⁰⁰ CRE, Bilan de la mise en œuvre du droit à l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz, 2021.

Un dispositif de prêt sans garantie « méthanisation agricole » a ainsi été créé en 2019, reposant sur l'attribution de prêts par Bpifrance, à hauteur de 100 M€. Au 30 juin 2024, seuls 5,8 M€ de prêts avaient été alloués à 14 projets. En 2020, l'apport par l'Ademe d'une dotation de 10 M€ a permis à Bpifrance de compléter cette offre par un prêt sans garantie « méthanisation injection ». Au 1^{er} octobre 2023, 82 % du montant total de prêts complémentaires susceptibles d'être alloués à ce titre (75 M€) restaient disponibles. Ces dispositifs ont donc été peu sollicités.

Ils ne sont en effet pas reconnus comme des quasi fonds propres par les banques et ne permettent pas de faciliter le financement de projets jugés « risqués » en dépit de la maturité technique de la filière, du fait de la mauvaise réputation des premières installations ayant rencontré des difficultés de fonctionnement, de la jeunesse relative de la filière, d'un taux de couverture de la dette souvent faible et de la nécessité de garantir la disponibilité des intrants en maîtrisant le coût (à la différence des énergies renouvelables électriques).

D - L'essor à venir des outils de soutien non-budgétaires

Deux dispositifs non-budgétaires sont appelés à prendre une place significative dans le développement de la production de biogaz.

Un premier dispositif, de garantie d'origine, a été instauré dès 2010 afin de soutenir la commercialisation d'offres d'énergies « vertes », en assurant la traçabilité du biométhane injecté¹⁰¹ et des transactions associées. Au regard des données disponibles (cf. annexe n° 12), ce dispositif de garantie d'origine n'a pas constitué jusqu'à ce jour un soutien déterminant au développement des installations de méthanisation. Même si des irrégularités ont été relevées par la CRE quant à la valorisation des garanties d'origine, le soutien ainsi apporté reste d'un montant limité.

Cet outil pourrait cependant voir son utilité renforcée à l'avenir avec le développement des contrats de vente long terme de biogaz. En effet, selon certains acteurs, les industriels pourraient être particulièrement intéressés par ces contrats, conclus de gré à gré avec un producteur de biométhane, afin de sécuriser leur approvisionnement, de gagner en visibilité sur les prix à moyen et long terme, et surtout de répondre à leurs obligations de décarbonation, au titre du mécanisme européen de quota carbone¹⁰².

¹⁰¹ Une fois injecté dans les réseaux, le biométhane se mélange au gaz naturel fossile et il ne devient plus possible de l'en distinguer.

¹⁰² Le décret n° 2022-1540 du 8 décembre 2022 relatif aux garanties d'origine autorise la valorisation des garanties d'origine dans le système des quotas d'émission de CO₂. Selon les valeurs décidées par la DGEC, l'application de ce décret permet de valoriser 100% des garanties dans le système ETS lorsque celles-ci sont issues de site de production ne recevant pas de soutien public et de 36 % en 2023 (42 % pour 2024) lorsque celles-ci sont issues de site de production recevant un soutien public.

Toutefois les ambitions de développement de la méthanisation d'ici à 2028 reposent surtout désormais sur le dispositif extra-budgétaire des certificats de production de biogaz (CPB). L'instauration de ce dispositif marque une rupture avec les mécanismes de soutien aux autres énergies renouvelables électriques.

Les certificats de production de biogaz (CPB), délivrés en contrepartie de l'injection de biométhane, ont été créés par la loi « Climat et résilience » du 22 août 2021. Semblable au mécanisme des certificats d'économies d'énergie¹⁰³, ce dispositif impose aux fournisseurs de gaz naturel de prouver chaque année à l'État qu'ils détiennent une certaine quantité de certificats, sous peine de pénalité financière. Ils acquièrent ces certificats soit en assurant la production directe de biométhane, soit en les achetant. Le dispositif permet aux producteurs de biométhane de bénéficier à la fois d'un revenu associé à la vente de la molécule de gaz (vendue au prix du gaz fossile) et d'un revenu associé à la vente du certificat, permettant de couvrir leurs coûts complets de production et leur marge.

Les coûts associés à ces certificats sont répercutés par les fournisseurs dans les factures d'énergie qu'ils délivrent. À la différence des tarifs d'achat, ils sont donc supportés *in fine* par les consommateurs finals de gaz et non par le budget de l'État. Les CPB sont d'ailleurs exclusifs des dispositifs d'obligation d'achat ou de complément de rémunération, tout comme des garanties d'origine. En raison de sa conception centrée sur la consommation nationale de gaz (base du calcul de l'obligation et objet de la répercussion des coûts), ce mécanisme présente également l'avantage, au moins en théorie, de garantir que le soutien sera apporté à des producteurs de biométhane situés sur le territoire français et proportionné à la consommation nationale de gaz. Il apparaît en effet que les mécanismes de soutien actuels, orientés sur la production, peuvent favoriser une production décarbonée bénéficiant à un fournisseur ou à un industriel n'opérant pas en France, *via* les garanties d'origine.

La DGEC estimait en 2023 que, selon l'usage des CPB (pour prendre le relais des installations en fin de contrat seulement ou pour appuyer également le développement de nouveaux projets), les charges totales (pour toute la période des contrats) de service public de l'énergie à engager sur la période 2024-2029 seraient comprises dans une fourchette de 8 Md€₂₀₂₀ à 40 Md€₂₀₂₀, pour une production de 84 TWh de biogaz à l'horizon 2035¹⁰⁴. Cela correspondait à des charges annuelles de service public de l'énergie comprises entre 1,2 et 2,8 Md€₂₀₂₀.

¹⁰³ Cour des comptes, *Les certificats d'économies d'énergie*, communication à la Commission des finances de l'Assemblée nationale, 2024.

¹⁰⁴ La PPE III soumise à consultation à l'automne 2024 prévoit une fourchette de production de biogaz à l'horizon 2035 comprise entre 50 et 85 TWh.

Le cadre réglementaire de ce dispositif n'a toutefois été établi qu'à l'été 2024, de sorte qu'à la date de finalisation du présent rapport, ce mécanisme n'était toujours pas effectif¹⁰⁵.

Quatre éléments en déterminent le fonctionnement : l'assiette du niveau d'obligation (reposant sur les seules consommations finales du secteur résidentiel et tertiaire), le niveau de l'obligation imposée aux fournisseurs (correspondant à l'incorporation supplémentaire d'une production de biométhane de 6,5 TWh_{PCS} en 2028), le niveau de la pénalité payée par les fournisseurs en cas de restitution insuffisante de certificats (fixé à 100 € par certificat) et le volume de production de CPB (un MWh_{PCS} de biométhane produit vaut un CPB en dehors de deux exceptions).

La mise en œuvre à partir de 2026 de ce nouveau mécanisme de soutien, réclamé par la filière, soulève plusieurs questions :

ce mécanisme de marché ne permet que difficilement de piloter l'offre de production attendue au-delà de son seul volume (nature, répartition géographique, type d'intrants, etc.) ;

- la restriction de l'assiette du dispositif aux seules consommations finales résidentielles et tertiaires n'est pas cohérente avec les projections énergétiques de long terme évoquées *supra*, qui prévoient que ne subsisteraient à terme, schématiquement, que les usages industriels aujourd'hui non assujettis à l'obligation de CPB ;
- de fortes incertitudes existent à court terme quant à la capacité des fournisseurs de gaz à s'approvisionner en certificats, soit auprès des producteurs (sur le marché dit « primaire »), soit en achetant des certificats (sur le marché dit « secondaire »), en raison d'une forte concentration des acteurs. Le fonctionnement du dispositif des CPB et la surveillance de ses deux marchés par la CRE nourrissent ainsi de fortes inquiétudes ;
- l'atteinte des niveaux d'obligation fixés pour la période 2026-2028 est incertaine, tant en raison de l'ambitieuse baisse de la consommation de gaz prise en considération que du vivier limité de projets pouvant y répondre compte tenu des délais de leur développement ;

¹⁰⁵ Le décret n° 2022-640 du 25 avril 2022 relatif au dispositif de certificats de production de biogaz fixait le fonctionnement du registre des CPB, les modalités de délivrance et l'obligation de restitution. Le décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz et l'arrêté du 6 juillet 2024 relatif au dispositif des certificats de production de biogaz complètent les dispositions juridiques.

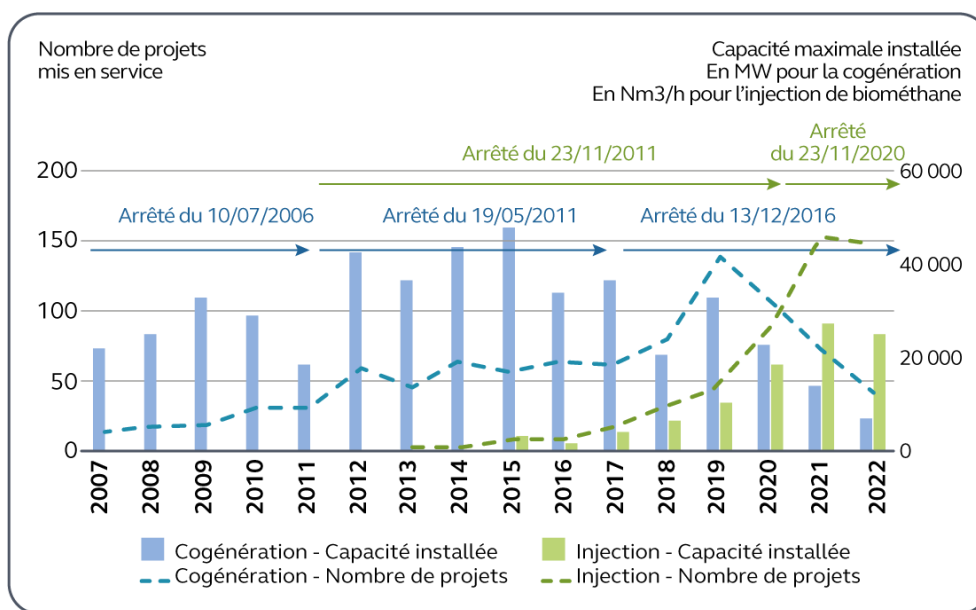
- enfin, ce mécanisme a *in fine* des conséquences sur les prix payés par les consommateurs de gaz qui peuvent être importantes, selon les hypothèses. La DGECC a ainsi élaboré un scénario dans lequel les trois quarts des nouvelles installations de biométhane seraient soutenues par les CPB entre 2026 et 2030 (pour une production de 44 TWh en 2030), ce qui conduirait à une hausse de prix résultant de l'introduction du dispositif de CPB de 26 % en 2030, alors même que ce scénario repose sur des hypothèses de prix favorables.

Au regard de cet ensemble d'éléments, le degré de maturité de la filière pourrait ne pas permettre d'assurer une correcte mise en œuvre du mécanisme des certificats de production de biogaz. Il apparaît tout d'abord nécessaire de définir et garantir les conditions de bon fonctionnement, et donc de surveillance, des marchés primaire et secondaire de certificats. Par ailleurs, il est indispensable d'asseoir le niveau d'obligation sur une évaluation robuste de l'évolution des capacités de production de biométhane susceptibles de recourir à ce dispositif, tenant compte de la répercussion des coûts sur les consommateurs. Pour ce faire, la répartition des modalités de soutien aux nouveaux projets, entre tarifs d'achat et CPB, choisie pour atteindre les objectifs de développement de la production, doit être explicitée. La programmation pluriannuelle de l'énergie soumise à consultation à l'automne 2024 est silencieuse sur ce point. Enfin, au regard des délais de développement des projets, il importerait également de définir rapidement une trajectoire au-delà des seules trois prochaines années. Si le projet de PPE III en prévoit bien la mise en œuvre pour la période 2028-2035, son calendrier n'est pas connu.

E - Un cadre de soutien qui a fait émerger de nombreuses installations de méthanisation agricole de petite et moyenne taille

L'analyse de l'évolution des installations de méthanisation mises en service de 2007 à 2022 met en évidence les effets des évolutions de la politique de soutien de l'État. La priorité accordée à l'injection de biométhane à compter de 2016 a conduit à la raréfaction progressive de l'installation de nouvelles unités de méthanisation en cogénération et à la montée en puissance de l'injection. Toutefois, les restrictions apportées au cadre tarifaire de cette dernière en 2020, et le contexte inflationniste entre 2021 et 2023, ont entraîné une brusque contraction des projets, constatée à travers la chute des nouvelles installations mises en service en 2022.

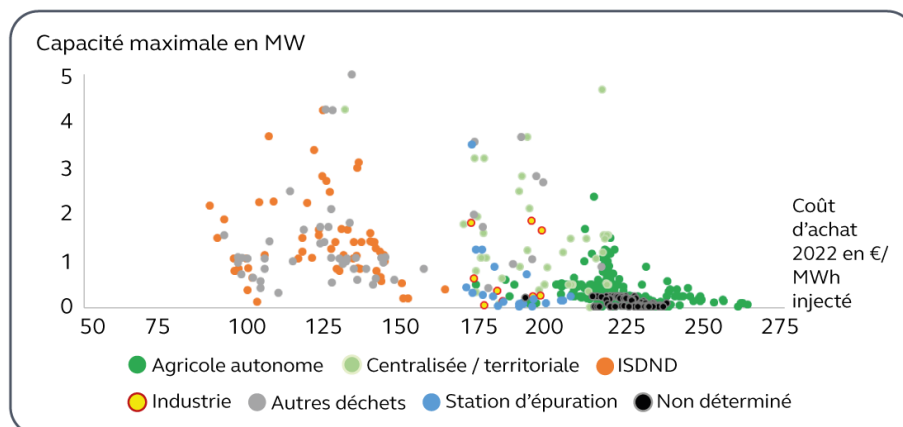
Graphique n° 13 : évolution du nombre d'installations mises en services par année de 2007 à 2022 et du volume de leurs capacités maximales de méthanisation (pour les installations bénéficiant d'un tarif d'achat en 2022)



Source : Cour des comptes d'après les données de la CRE et d'EDF OA

L'absence de préférence affirmée en faveur d'un modèle de méthanisation a favorisé le développement de tous les types d'installation, en cogénération et en injection de biométhane. Les restrictions apportées aux tarifs d'achat en guichet ouvert pour les installations de grande capacité et la structure tarifaire conçue autour d'une dégressivité des coûts en fonction de la capacité de production ont néanmoins facilité le développement de nombreuses installations agricoles autonomes, plutôt de petite taille, alors même que ces installations nécessitent un soutien financier plus important.

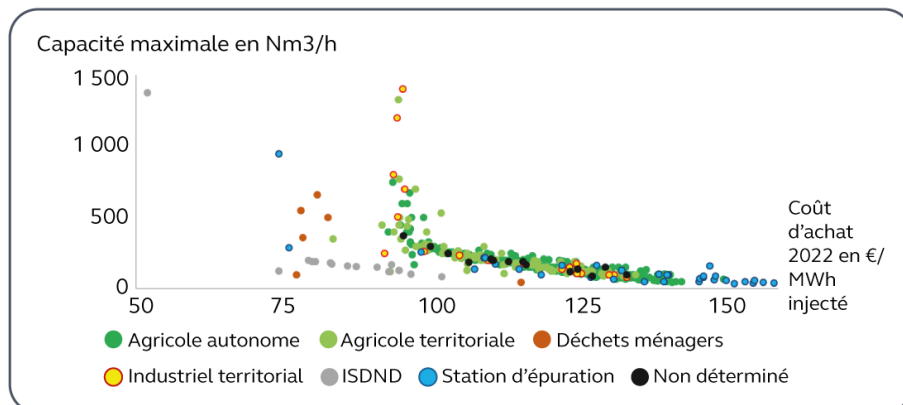
Graphique n° 14 : coût d'achat en € par MWh et capacité maximale en MW des installations de méthanisation en cogénération en 2022 selon leur type



Note de lecture : la catégorisation des unités a été réalisée à partir du croisement entre les données fournies par EDF OA, la base Sinoé de l'Ademe et une liste des ISDND.

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par EDF OA

Graphique n° 15 : coût d'achat en € par MWhPCS et capacité maximale en Nm3/h¹⁰⁶ des installations de méthanisation d'injection de biométhane en 2022 selon leur type



Note de lecture : la catégorisation des unités a été réalisée sur la base des fichiers fournis par la CRE (catégories précisées pour les fichiers antérieurs à 2021).

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par la CRE

¹⁰⁶ Normo mètre cube soit une unité de mesure de quantité de gaz qui correspond au contenu d'un volume d'un mètre cube, pour un gaz se trouvant dans les conditions normales de température et de pression.

La conception des dispositifs de soutien à la méthanisation n'a jusqu'à présent pas visé à maximiser l'efficacité des soutiens publics pour la production seule d'énergie en ciblant les installations les plus efficaces. Les modalités d'attribution en guichet ouvert n'ont pas plus orienté la répartition territoriale des installations. Il importe en revanche de souligner que les objectifs fixés pour 2023 dans la PPE adoptée en 2020 ont été atteints, tant en ce qui concerne les capacités installées pour les unités de cogénération que pour les unités d'injection de biométhane.

Le type de méthanisation ainsi favorisé en France, minoritaire en Europe, est à un carrefour de son développement. Si l'essentiel du développement futur de la production de biométhane reposait sur le mécanisme des certificats de production de biogaz, favorisant les installations de grande taille et le portage des projets par des industriels ou des énergéticiens et écartant les agriculteurs individuels ou des installations qui bénéficient aujourd'hui de primes spécifiques, il serait profondément modifié.

Il est donc nécessaire que les débats relatifs à la PPE III permettent d'éclairer l'impact de l'équilibre relatif des outils de soutien du développement du biogaz, afin de préciser quels seront les impacts financiers prévisionnels de l'atteinte des objectifs de développement du biogaz pour les consommateurs de gaz et pour les contribuables. Il convient aussi, dans une perspective d'accroissement significatif des objectifs de développement du biogaz, d'apporter de la visibilité pour que les acteurs de la filière puissent se projeter sur des développements, et éviter ainsi la gestion par à-coups observée depuis 2011.

II - Une forte dispersion des niveaux de rentabilité des installations, dont certains sont excessifs

Il n'existe pas de définition générale de la rentabilité normale des projets d'installation : celle-ci s'apprécie à un moment et à un lieu donnés, en examinant la rentabilité d'investissements aux caractéristiques analogues, notamment en termes de durée et de risques. Les dispositions du code de l'énergie précisent ainsi que les dispositifs de soutien « *ne peuvent conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales dont elle bénéficie, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités* »¹⁰⁷.

¹⁰⁷ Article L. 446-9 et R. 446-2 du code de l'énergie pour l'injection de biométhane. L'article L. 314-4 du code de l'énergie comporte des dispositions similaires pour la cogénération.

De fait, dans le cadre du régime d'aide d'État notifié par la France relatif aux installations de cogénération, la Commission européenne a validé une rentabilité ne devant pas excéder 11 %, avant impôt et tenant compte des subventions d'investissement. Dans la pré-notification effectuée par les autorités françaises en juillet 2023 pour l'injection de biométhane, c'est une rentabilité cible des projets comprise entre 9 et 10 %, toujours avant impôt et tenant compte des subventions, qui a été présentée.

A - Un suivi toujours parcellaire de la rentabilité des exploitations

La Cour des comptes recommande de manière constante d'améliorer la connaissance des coûts et produits des installations bénéficiant de financements dans le cadre de la politique de soutien aux énergies renouvelables. Dès 2013, elle a préconisé d'« *organiser un dispositif de contrôle efficace des installations bénéficiant d'un soutien public, notamment dans les filières solaires et biomasse* »¹⁰⁸.

Des dispositions prévoyant la transmission par les producteurs d'énergie, à la Commission de régulation de l'énergie, du détail des coûts et recettes relatifs à leurs installations ont été introduites en 2016, à l'article R. 314-14 du code de l'énergie, pour les installations produisant de l'électricité à partir de biogaz et en 2021, à l'article R. 446-15 du même code, pour les installations injectant du biométhane.

Mais, jusqu'à présent, la collecte annuelle de ces informations n'a pas été mise en place par la CRE, en dépit de projets engagés en ce sens, compte tenu des difficultés techniques rencontrées pour recueillir des données économiques de qualité et des moyens humains et financiers nécessaires pour assurer un recueil auprès d'aussi nombreuses installations. Aussi, en l'absence de communication annuelle des données économiques, la CRE et le ministère chargé de l'énergie réalisent des enquêtes auprès de panels qu'ils sollicitent, avec l'appui des filières professionnelles. Quatre enquêtes de cette nature ont été engagées depuis la mise en place du cadre de soutien au biogaz : deux pour la cogénération en 2016 et 2024 et deux pour le biométhane en 2018 et 2023.

Les panels de ces études s'avèrent restreints et leurs résultats incomplets. Bien que portant sur un très large échantillon de 700 installations d'injection de biométhane, la dernière enquête engagée par la CRE en 2023 n'échappe pas à ce constat. Son bilan, publié en 2024, met encore une fois en évidence la difficulté à fiabiliser les données remontées.

¹⁰⁸ Cour des comptes, *La politique de développement des énergies renouvelables*, rapport public thématique, juillet 2013.

En définitive, les données économiques dont disposent à ce jour la CRE et le ministère sont incertaines.

L'absence de mise en œuvre des dispositions réglementaires relatives à la communication systématisée des informations financières annuelles des installations soutenues est particulièrement critiquable, en particulier en ce qui concerne les installations en cogénération, pour lesquelles de telles dispositions existent depuis 2016. La décision de la Commission européenne autorisant le régime d'aide à la cogénération précise pourtant de manière explicite que « *La CRE effectuera des audits réguliers de la filière selon les conditions mentionnées au considérant (84) sur base des informations que les producteurs sont tenus de lui fournir annuellement* »¹⁰⁹. Il importe donc d'y remédier.

Enfin, en dehors des analyses réalisées par le ministère et la CRE dans le cadre des évolutions proposées des tarifs d'achat et de l'étude annuelle réalisée par l'Ademe sur le coût des énergies renouvelables, il apparaît que peu d'études relatives à la rentabilité des installations de méthanisation existent. Elles ne constituent pas à ce jour un corpus robuste permettant de se prononcer en toute connaissance de cause sur la rentabilité des installations de méthanisation.

B - Des situations individuelles très hétérogènes

En dépit de cette situation, les analyses disponibles de la rentabilité des installations produisant du biogaz mettent en exergue de manière convergente plusieurs points.

1 - Une baisse attendue des coûts de production qui n'est pas advenue

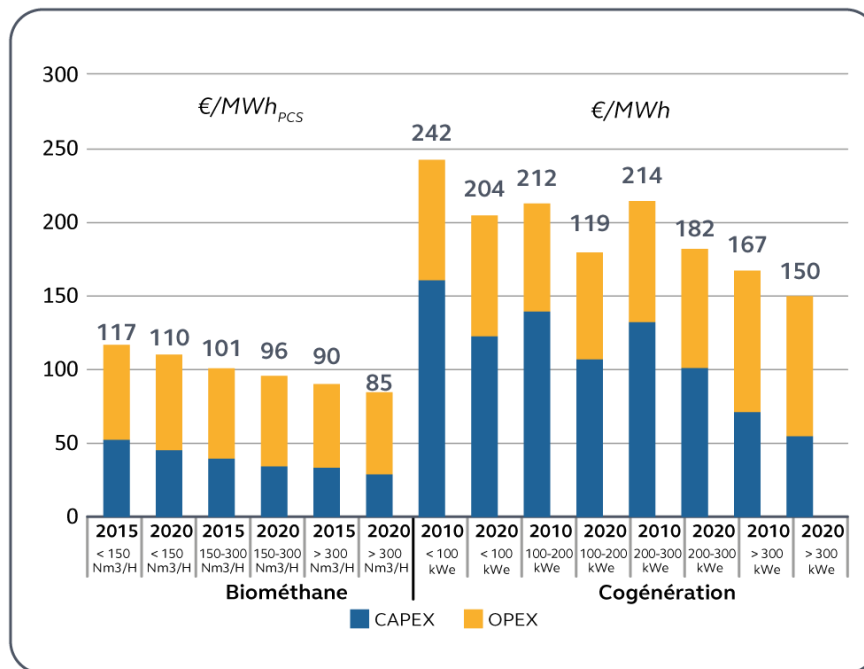
Les coûts complets actualisés de production du biogaz (*levelized cost of energy* – LCOE), tels qu'estimés par l'Ademe pour 2020 sur la base des dossiers de projet déposés¹¹⁰, restent encore élevés, et en tout état de cause, très supérieurs aux prix de marché des énergies. Leur ordre de grandeur a été confirmé par l'étude de 2022, réalisée également par l'Ademe et portant sur 84 installations en fonctionnement, qui a estimé le LCOE à 221 € / MWh pour la cogénération et à 108 € pour le biométhane¹¹¹.

¹⁰⁹ Décision de la Commission européenne C(2016) 8605 final, du 12 décembre 2016.

¹¹⁰ Les coûts d'exploitation sont issus de bases de données propres à l'Ademe. Les coûts d'investissement reposent sur l'analyse de 401 dossiers de cogénération et 279 dossiers d'injection de biométhane.

¹¹¹ Cogénération : [2^{ème} décile : 174 € ; 8^{ème} décile : 254 €] ; Injection de biométhane : [2^{ème} décile : 89 € ; 8^{ème} décile : 125 €].

**Graphique n° 16 : évolution du coût complet actualisé
de la production de biogaz selon la taille des installations
(en € / MWh_{PCS} pour le biométhane et en € / MWh électrique
pour la production d'électricité en cogénération)**



Note de lecture : OPEX = coûts d'exploitation et CAPEX = coûts d'investissement
Source : Cour des comptes d'après Ademe, Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, 2022

Selon l'Ademe, les légères baisses observées, entre 2015 et 2020 pour le biométhane et entre 2010 et 2020 pour la cogénération, ne tiennent en réalité qu'à la diminution des taux d'actualisation retenus dans le calcul des LCOE, reflétant la baisse des taux d'intérêt observée sur les marchés entre 2010 et 2020. Or, ces données anciennes ne prennent pas en compte la forte inflation observée depuis 2022. L'analyse de la CRE de 2024 a ainsi évalué le LCOE d'un panel de 159 installations de méthanisation classique autour de 130 € / MWh_{PCS} (moyenne et médiane)¹¹².

¹¹² CRE, Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté, 2024. Ce montant s'entend du LCOE moyen et médian. Les hypothèses retenues sont une inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 7 %.

Ainsi, à la différence des autres énergies renouvelables et de récupération, le coût complet actualisé de la production de biogaz n'a pas connu de baisse notable depuis 2010 (cf. annexe n° 14).

Pourtant, la PPE adoptée en 2020 tablait sur une baisse du coût moyen complet de production de biométhane (alors estimé, en 2018, à 95 €/ MWh_{PCS}¹¹³) de l'ordre de 35 % à l'horizon 2028. Les raisons de l'écart constaté entre les anticipations de la PPE, que certaines études de parties prenantes (Engie, GRTgaz et GRDF) soutenaient, et les coûts observés n'apparaissent pas clairement. Depuis lors, la forte inflation constatée en 2022 et 2023 n'a pu que conforter le décalage entre les baisses de coûts anticipées et les évolutions observées.

Pourtant, dans sa pré-notification à la Commission européenne de 2023 relative au biométhane, la DGEC anticipe à nouveau une baisse des coûts de production jusqu'en 2028 de l'ordre de 2 % par an. Par ailleurs, l'absence de baisse des coûts n'a pas conduit à revoir les objectifs de production pour maîtriser la charge budgétaire globale, cette dernière ayant été néanmoins allégée à court terme dans le contexte de crise des prix de l'énergie.

Éléments de comparaison des coûts de production

Les données d'études indépendantes relatives aux coûts de production du biogaz sont peu nombreuses. Seules des données pour l'Allemagne et le Danemark ont pu être relevées.

En Allemagne, une étude menée par le *Fraunhofer Institut*¹¹⁴ a analysé les coûts comparés de la méthanisation par rapport aux autres énergies renouvelables pour la production d'électricité. Réalisés pour les unités de cogénération d'une capacité de 500 kWe, majoritaires dans ce pays, l'étude met en évidence la grande disparité des coûts (LCOE) en 2021, pouvant aller de 84 € par MWh à 220 € par MWh. L'un des principaux enseignements de cette étude est l'absence de perspective de baisse des coûts d'ici à 2040, en raison de la maturité de la technologie et de l'importance du coût des intrants dans les équilibres économiques.

¹¹³ Selon la programmation pluriannuelle de l'énergie, « grâce à un effet de série sur les équipements, et un développement de l'offre pour les opérations d'entretien-maintenance [...] Les coûts des projets pourraient atteindre une moyenne de 75 €/ MWh_{PCS} pour les projets de biométhane injecté sélectionnés par appel d'offres en 2023 et 60 €/ MWh_{PCS} en 2028 ».

¹¹⁴ *Fraunhofer institute for solar energy systems, LCOE of Renewables technologies*, 2021.

Au Danemark, les données relatives au coût de production publiées par l'agence danoise de l'énergie¹¹⁵ mettent en exergue une forte compétitivité des unités de production danoises, obtenue grâce la grande taille des unités de méthanisation. Il en ressort qu'en 2018, le coût de production était compris entre 61 € par MWh pour les installations utilisant des déchets comme intrants et 75 € par MWh pour les installations utilisant à titre principal du lisier.

2 - Un poids prépondérant des coûts d'exploitation limitant les économies d'échelle

Le coût complet actualisé de production du biogaz est marqué par le poids important des coûts d'exploitation (OPEX), comme le montre le graphique n° 16 *supra*. Des données plus récentes ont confirmé et précisé les ordres de grandeur de l'étude de l'Ademe précitée. Ainsi, dans sa délibération du 15 mars 2024 relative aux installations de cogénération, la CRE a retenu une hypothèse normative de répartition du coût complet à 45 % de coûts d'investissement (CAPEX) et 55 % de charges d'exploitation (OPEX). L'audit de la CRE de 2024 sur les installations d'injection de biométhane indique, quant à elle, une répartition du coût complet à 41 % pour les investissements (CAPEX) et 59 % pour les OPEX. Ces données sont conformes à celles issues de l'analyse technico-économique de l'Ademe portant sur 84 installations réalisée en 2022.

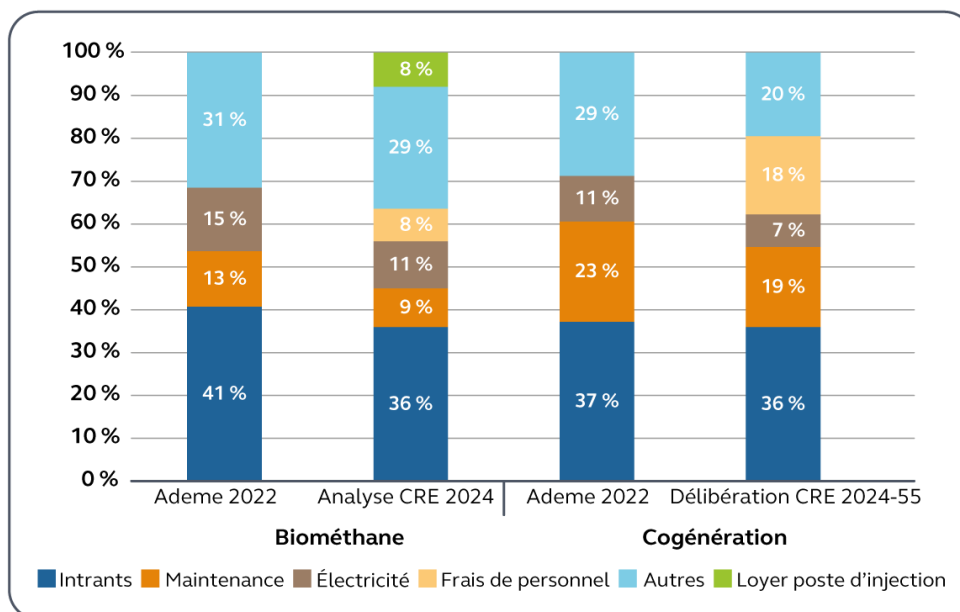
Ces études soulignent également de manière convergente la part prépondérante de l'approvisionnement en intrants dans ces OPEX (autour de 40 %) et relativisent le poids de l'électricité. La structure des OPEX ne diffère que légèrement entre l'injection de biométhane et la cogénération.

Quant aux CAPEX, selon les données publiées par la CRE, ils s'élèvent en moyenne à 8 078 € / kW pour une installation de cogénération et à 40 000 € par Nm³/h pour une installation d'injection de biométhane¹¹⁶.

¹¹⁵ Danish energy agency, *Perspectives de production et d'utilisation de biogaz*, 2018.

¹¹⁶ Soit un investissement moyen de l'ordre de 4,8 M€ HT pour une installation de cogénération et de l'ordre de 8 M€ HT pour une installation de biométhane.

Graphique n° 17 : structure des charges d'exploitation des installations de cogénération et d'injection de biométhane (en pourcentage)



Source : Cour des comptes d'après Ademe et CRE

Les données des études de la CRE concernent l'année 2022 pour la cogénération et une moyenne actualisée selon l'année de mise en service pour le biométhane ; celles de l'Ademe portent sur l'année 2019 ou 2020.

En raison du poids des coûts d'exploitation, les résultats des études existantes ne mettent pas toutes en évidence des économies d'échelle.

Le rapport annuel sur le coût des énergies renouvelables de l'Ademe de 2022 établit certes que le coût complet « *diminue avec la puissance des installations, grâce aux économies d'échelle sur les CAPEX* » tant pour la cogénération que pour l'injection de biométhane¹¹⁷. Mais l'étude technico-économique que l'agence a réalisée la même année sur 84 unités de méthanisation agricole concluait pour sa part que « *Le coût de production moyen est de 191 €/MWh en électricité et de 90 €/MWh_{PCS} en biométhane avec une grande variabilité et une absence de corrélation avec la taille des unités* »¹¹⁸. La dernière étude de la CRE de 2024 semble toutefois confirmer l'existence d'effet d'échelle, modeste néanmoins.

¹¹⁷ Ademe, *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France*, édition 2022, 2023.

¹¹⁸ Ademe, op.cit.

3 - Des recettes accessoires hétérogènes

Des recettes accessoires à la vente d'énergie sont perçues par les installations de méthanisation, principalement au titre de la valorisation du digestat, utilisé en substitution des engrais pour fertiliser les sols, et du traitement des déchets utilisés. Depuis que la prime à l'efficacité énergétique¹¹⁹ a été supprimée en 2016, en contrepartie d'une nette revalorisation des tarifs d'achat, la valorisation de la chaleur produite n'est que rarement traduite dans les bilans fournis et analysés. L'étude de l'Ademe de 2022 et les études technico-économiques réalisées par la CRE en 2018 et 2024 sur les installations de biométhane soulignent la diversité des situations.

Dans son étude de 2024 portant sur des installations de biométhane, la CRE a relevé que la valorisation des digestats était comprise entre 1,4 €/ MWh_{PCS} et 2,6 €/ MWh_{PCS}, selon la typologie de méthaniseurs, ce qui correspond à un revenu moyen de l'ordre de 6 € par tonne (panel de 237 exploitations).

Pour les déchets non agricoles, la CRE relève une valorisation comprise entre 0,9 € / MWh_{PCS} et 7,8 MWh_{PCS} selon la typologie des méthaniseurs. Cela confirme le constat fait en 2022 par l'Ademe selon lequel « *cette activité est un élément important de l'économie de certaines installations* ». Toutefois la filière de la méthanisation souligne la diminution progressive des produits issus du traitement de déchets.

Compte tenu de la fragilité des analyses (la nature des déchets n'est pas précisée), il est difficile d'étayer ce constat. Si celui-ci devait être confirmé, il poserait la question d'un éventuel transfert financier de la politique de gestion des déchets vers le soutien aux énergies renouvelables. En tout état de cause, une coordination entre le soutien tarifaire au biogaz et la politique de traitement des déchets paraît incontournable.

4 - Une forte dispersion des situations individuelles

En définitive, toutes les études consultées par la Cour font état d'une très forte hétérogénéité des situations individuelles et peinent à établir le niveau de rentabilité dégagé par la filière de la méthanisation. Cette dispersion, mentionnée dès 2011 lors de la refonte des tarifs d'achat des

¹¹⁹ Cette prime dépendait de la part de chaleur produite par la combustion du biogaz qui pouvait être valorisée et substituée à un moyen de production thermique.

installations de cogénération¹²⁰, a ainsi été relevée de manière régulière dans les délibérations de la CRE portant sur les différents dispositifs de soutien à la cogénération. Le régulateur a ainsi encore observé en 2019 que la « *filière présent[ait] une forte hétérogénéité* »¹²¹.

En définitive, seuls peuvent être recensés les nombreux facteurs qui expliquent la diversité des situations observées : performance de l'installation (productivité), coûts des investissements initiaux, subventions d'équipement obtenues, nature des intrants utilisés et modalités d'approvisionnement (transport ou non, etc.), valorisations accessoires éventuelles, autres coûts d'exploitation liés à la taille de l'exploitation et aux modalités d'organisation (prestations de maintenance ou non, valorisation des coûts de personnel, etc.).

C - La mise en évidence de rentabilités excessives, en partie liées au mécanisme de tarif d'achat

Au regard des caractéristiques économiques des installations de méthanisation décrites ci-dessus, la diversité des situations individuelles et le fait que la filière soit encore en développement rendent difficile l'établissement d'un tarif d'achat ou de référence « juste » au regard des critères habituels de rentabilité normale des capitaux investis, si l'on ne considère que les seuls coûts de production de l'énergie. Des situations de rentabilité excessive apparaissent toutefois nettement.

Dans son analyse technico-économique réalisée en 2022 sur 84 unités de méthanisation (dont les tarifs d'achat relèvent pour l'essentiel d'arrêtés antérieurs aux révisions décidées en 2020), l'Ademe a ainsi relevé qu'« *en cogénération, le taux de rendement interne (TRI projet) moyen serait ainsi de 10 % et en injection de 12,8 % (médiane de 10 % et 14 %)* ». La répartition des TRI des installations du panel de l'étude, présentée ci-après, met en évidence des parts importantes de TRI projet supérieures à 15 % voire à 20 %, loin des cibles visées par les pouvoirs publics¹²². En outre, il convient de rappeler que le TRI des actionnaires, dépendant des modalités de financement retenues, s'avère supérieur aux TRI projet en raison de l'effet de levier lié à l'endettement.

¹²⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 avril 2011 : « *Pour des ISDND et des installations de méthanisation agricole présentant des efficacités et puissances équivalentes, les coûts d'investissement et les recettes issues de la vente de chaleur ou du traitement des déchets peuvent fortement varier. Les plages de valeurs de rentabilité indiquées dans le tableau sont la traduction de ces fortes variations.* ».

¹²¹ Délibération de la CRE du 17 janvier 2019.

¹²² La rentabilité recherchée pour le biogaz est de l'ordre de 10 %.

**Tableau n° 1 : répartition des TRI projet estimés
de l'enquête ADEME de 2022**

	TRI < 5 %	5 – 10 %	10 – 15 %	15 – 20 %	TRI > 20 %
<i>Cogénération (57 unités)</i>	16 %	33 %	33 %	18 %	0 %
<i>Injection (27 unités)</i>	16 %	16 %	20 %	28 %	20 %

Source : Ademe, analyse technico-économique de 84 unités de méthanisation agricole, 2022

Les situations de rentabilité excessives constatées ci-dessus concernent des installations dont il n'est pas précisé quels arrêtés ont encadré les tarifs. S'agissant de l'injection, il s'agit forcément de tarifs relevant d'arrêtés antérieurs à la réduction importante effectuée en juin 2020. S'agissant des installations de cogénération, il n'est pas possible de savoir si les situations de surrentabilité relevées concernent davantage des installations bénéficiant de contrats anciens ou plus récents. Il est toutefois observé que la priorité accordée à l'injection a drastiquement réduit le nombre de nouveaux projets de cette nature.

De fait, l'État avait corrigé les tarifs d'achat pour limiter les rentabilités observées, qui pouvaient aussi s'expliquer par le fait que les premiers arrêtés tarifaires de 2011 ne prenaient pas en considération les subventions d'investissement versées par l'Ademe et les collectivités territoriales. Mais après le durcissement des conditions du tarif d'achat du biométhane, avec la chute du nombre de projets et la survenue d'une importante inflation à partir de 2022, les pouvoirs publics se sont trouvés confrontés à des demandes de revalorisation des tarifs et tout particulièrement des indexations, conduisant notamment au nouvel arrêté tarifaire de juin 2023 pour le biométhane. Or les réévaluations décidées en 2023, certes dans un contexte de forte inflation, mais avant toute analyse fine des différents coûts d'exploitation existants, semblent avoir conforté la rentabilité déjà satisfaisante d'un certain nombre d'exploitations.

En effet, l'analyse réalisée en 2024 par la CRE met en évidence un taux de rentabilité des projets avant impôts, intégrant les revalorisations tarifaires de 2023 pour les contrats alors en cours, dont la médiane se situerait autour de 13,9 % avec un quart des installations dépassant 18 %, sans prise en compte des subventions d'investissement. Avec celles-ci, le TRI médian se situerait autour de 16,9 %. Cette analyse récente, qui porte sur plus d'une centaine d'exploitations ayant fourni des données complètes, confirme le niveau très élevé de rentabilité qu'atteignent certains projets et remet en cause l'intérêt financier des subventions dans la mesure où les trois quarts des installations atteindraient un TRI projet de 10 % sans ces dernières.

Dans la mesure où les tarifs d'achat ont connu des ajustements significatifs, alors même que la connaissance de l'équilibre économique des installations restait lacunaire, les résultats de cette étude attestent de tout l'intérêt de procéder à l'analyse de la rentabilité des installations bénéficiant des dispositifs de soutien mis en œuvre par l'État. Ce contrôle de la rentabilité des installations existantes doit s'inscrire dans la durée et ses principaux paramètres doivent être précisément définis (nature du TRI examiné, fixation des taux d'inflation et d'actualisation retenus, durée d'exploitation des installations, prise en compte des subventions d'investissement, etc.). Ces analyses doivent permettre de réviser et d'ajuster les modalités du soutien public accordé à la méthanisation, et en premier lieu les tarifs d'achat proposés, afin d'en assurer la pertinence et de garantir l'efficacité et l'efficacité des financements publics accordés.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

La politique de soutien large et multiforme à la méthanisation a conduit, à travers l'arsenal foisonnant des mesures qui la composent, au développement de nombreuses installations de méthanisation agricole, de taille modeste au regard des situations de nos voisins européens, qui produisent du biogaz désormais principalement pour l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Cette politique a permis à la filière de la méthanisation d'atteindre les objectifs de production de biogaz qui lui avaient été assignés pour 2023 dans la deuxième programmation pluriannuelle de l'énergie.

Cette politique repose principalement encore à ce jour sur des tarifs d'achat couplés à des subventions d'investissement et présente un coût élevé pour les finances publiques. Le coût budgétaire des tarifs d'achat au titre des exercices 2011 à 2022 s'élève ainsi à 2,6 Md€ auxquels il convient d'ajouter les subventions d'investissement versées par l'Ademe et les régions (estimées à 0,5 Md€ entre 2019 et 2023 en incluant les fonds européens), les exonérations fiscales accordées à la méthanisation agricole et divers soutiens épars pour lesquels il n'existe pas de données fiables recensées à ce jour.

Alors que, dans la PPE adoptée en 2020, la poursuite des régimes d'aides était conditionnée à une baisse des coûts de la filière, celle-ci n'est pas advenue. Il est en outre toujours observé une grande hétérogénéité des coûts de production compte tenu des différents modèles de méthanisation et des caractéristiques très diverses des installations. Or, dans la mesure où, structurellement, les mécanismes de tarif d'achat, plutôt uniformes, s'avèrent inadaptés à cette diversité, et où l'ensemble des mesures de soutien n'avait pas été pris en considération dans l'édiction des tarifs de 2011, des rentabilités considérées comme excessives ont pu être observées. L'analyse réalisée par la CRE en 2024 conclut ainsi à un taux médian de rentabilité projet avant impôt de 16,9 % avec les subventions d'investissement pour les installations d'injection de biométhane.

Néanmoins, les études existantes restent rares, avec des panels limités, à l'exception de celle de la CRE de 2024, et alertent sur la fragilité des données recueillies. En effet, en dépit de l'existence de dispositions juridiques claires, le recueil annuel des informations financières relatives aux recettes et aux coûts des installations de méthanisation n'est pas effectué. En outre, l'incidence du nouveau tarif de juin 2023 n'est pas encore connue au regard des délais de réalisation des projets. Aussi, la Cour rappelle l'urgence d'organiser le contrôle périodique de la rentabilité de ces installations.

Enfin, la Cour prend acte de la stratégie de l'État de soutenir à l'avenir le développement de la filière de méthanisation principalement par l'outil extra-budgétaire que constituent les certificats de production de biogaz. Elle signale toutefois que de nombreux points restent à clarifier dans sa mise en œuvre, notamment les conditions de fonctionnement et de surveillance des marchés primaire et secondaire de certificats et les trajectoires d'obligation à l'horizon 2035, au regard de la structure du marché actuel et de l'impact de ce mécanisme sur les prix payés par les consommateurs.

La Cour formule les recommandations suivantes :

- 4. organiser un contrôle périodique des coûts et de la rentabilité des installations de production de biogaz bénéficiant d'un dispositif de soutien public (ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, commission de régulation de l'énergie, 2025) ;*
- 5. définir les objectifs de certificats de production de biogaz, à l'horizon 2035, à partir d'une évaluation indépendante des cibles atteignables et du coût répercuté sur les consommateurs (ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, commission de régulation de l'énergie, 2025).*

Chapitre IV

Une contribution effective

de la politique de soutien au biogaz

à d'autres objectifs que la seule

production d'énergie

La politique publique de soutien au biogaz permet la production d'une énergie renouvelable et constitue une déclinaison de la politique énergétique. Cependant, la production des intrants indispensable au fonctionnement de la méthanisation et les conséquences agricoles, sanitaires et économiques de son développement placent le développement du biogaz au carrefour d'autres politiques publiques.

Par conséquent, la Cour a souhaité déterminer si la politique publique de soutien au biogaz avait effectivement servi d'autres objectifs que la seule politique énergétique, en explorant les questions suivantes : Dans quelle mesure la résilience économique des exploitations impliquées dans une activité de méthanisation s'est-elle accrue (I) ? Le développement de la méthanisation a-t-il contribué à améliorer les pratiques agricoles (II) ? La réglementation des déchets favorise-t-elle la valorisation de ceux-ci par la méthanisation (III) ? Enfin, la Cour a voulu examiner les conséquences de l'accumulation des objectifs assignés à cette politique publique (IV).

I - Un effet sur les revenus des agriculteurs méthaniseurs difficile à quantifier

Le modèle français de méthanisation s'appuie sur le développement de nombreuses petites et moyennes unités au sein d'exploitations agricoles. Le développement de ces unités est motivé par les bénéfices agricoles de la méthanisation mais également par la perspective d'accroissement des revenus des agriculteurs, affirmée dès 2013 dans le plan Energie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA). Ce plan visait en effet le déploiement d'« un « modèle français de méthanisation agricole » pour faire de la méthanisation agricole collective de taille intermédiaire un complément de revenus pour les exploitations agricoles ».

A - Des effets positifs mais variables de la méthanisation sur les revenus des agriculteurs

Plusieurs travaux de recherche¹²³ ont tenté d'évaluer l'effet de la méthanisation sur les revenus des agriculteurs, s'appuyant sur un nombre d'études de cas très divers et sur différents indicateurs de revenus.

Ces études concluent à une amélioration des revenus de la majorité des agriculteurs disposant d'une unité de méthanisation. Celle-ci provient, à titre principal, de la vente d'énergie soutenue par les tarifs d'achat et, dans une moindre mesure, par l'économie d'engrais minéraux substitués par le recours au digestat et les recettes perçues pour le traitement de biodéchets. Toutefois, à l'exception d'une seule¹²⁴, ces études mesurent les revenus générés par l'unité de méthanisation et non le revenu généré au bénéfice direct du ou des agriculteurs propriétaires d'une unité de méthanisation.

¹²³ Grouiez P. et al., *Déterminants et mesure des revenus agricoles de la méthanisation et positionnement des agriculteurs dans la chaîne de valeur « biomasse-énergie »*, 2020 ; Groupe de travail « Méthanisation » du Comité Stratégique de filière « Nouveaux Systèmes énergétiques », *Impact de la méthanisation sur la résilience des exploitations agricoles*, 2020 ; Garambois et al., *Transition énergétique et durabilité de l'agriculture : les limites et paradoxes du développement de la méthanisation agricole, étude comparée en Bretagne et Grand-Est*, 2022, Territoire en mouvement. Revue de Géographie et d'Aménagement ; FranceAgriMer, *Les retombées économiques des valorisations agricoles non alimentaires pour les exploitations agricoles*, 2023.

¹²⁴ L'étude réalisée par N. Garambois s'attache à évaluer l'effet de la méthanisation sur les revenus par actif familial.

De nombreuses disparités de revenus sont également mises en évidence. L'étude réalisée par FranceAgriMer estime ainsi à 96 000 € la marge moyenne des unités de cogénération et à 397 000 € celle des unités d'injection. Cependant, cette marge varie significativement selon la taille des unités (pour les petites unités de méthanisation en cogénération, elle est divisée par deux).

Enfin, les études recensées limitent leur analyse à un panel d'unités. Aucune étude exhaustive sur l'ensemble des méthaniseurs n'a été recensée. De même, les exploitations agricoles qui ne disposent pas d'une unité de méthanisation mais qui participent seulement à son processus (production d'intrants, importation de digestat) ne sont pas analysées. Ces raisons ont motivé le choix de la Cour de réaliser l'étude la plus exhaustive possible sur les effets de la méthanisation sur les revenus des exploitations agricoles, pour déterminer si l'implication dans la méthanisation apporte des bénéfices à l'exploitation au-delà de la seule vente d'énergie.

B - Des retombées économiques incertaines de la méthanisation

1 - Un effet sur le revenu approché à travers l'évolution de l'excédent brut d'exploitation (EBE) des exploitations agricoles

L'implication d'une exploitation agricole dans une activité de méthanisation peut prendre des formes diverses, ces modes d'association affectant les bénéfices financiers potentiels pour les exploitations concernées. La détention (ou participation au capital) d'un méthaniseur par une exploitation a vocation à générer des revenus directs issus de la vente de l'énergie produite par ledit méthaniseur, que ne percevront pas des exploitations ne faisant qu'échanger des produits agricoles avec un méthaniseur voisin. Ces derniers peuvent bénéficier de revenus issus de la vente d'intrants ou d'une baisse de charges d'acquisition d'engrais minéraux permise par la récupération du digestat.

La Cour a souhaité s'intéresser à l'impact sur la rentabilité des exploitations agricoles de leur implication dans la méthanisation, soit par la détention d'un méthaniseur, soit par des interactions avec un tel équipement, à travers la production d'intrants ou la récupération de digestat. Pour cela, elle s'est appuyée sur l'excédent brut d'exploitation

(EBE)¹²⁵ mentionné dans les déclarations fiscales des bénéfices agricoles. L'EBE permet de mesurer la rentabilité d'une entreprise dans son cycle d'exploitation indépendamment de ses charges financières. Le recours à cet indicateur permet ainsi d'inclure tous les revenus potentiellement générés par l'implication d'une exploitation dans une activité de méthanisation : les revenus directement issus de la vente d'énergie pour les exploitants détenteurs ou actionnaires d'un méthaniseur mais aussi les bénéfices générés par une interaction avec la méthanisation (vente d'intrants ou récupération de digestat).

Cet indicateur présente toutefois deux limites majeures. Tout d'abord, l'EBE inclut les subventions d'exploitation perçues, ce qui peut fausser la performance nette de l'entreprise si les aides sont importantes. Selon l'Insee, 93 % des exploitations agricoles perçoivent des subventions, représentant en moyenne 38 % de l'EBE des bénéficiaires¹²⁶. Ainsi, l'analyse peut être biaisée si les exploitations détenant un méthaniseur perçoivent par exemple un niveau de subvention significativement différent de celui perçu par le reste des exploitations impliquées sous des formes indirectes. Aussi les résultats pour chacun de ces deux sous-groupes sont-ils distingués dans les analyses successives. Ensuite, l'EBE ne prend pas en compte le poids de la dette. Or, le financement d'un projet de méthanisation est composé en moyenne à 80 % de prêt bancaire. L'approche par l'EBE ne permet donc pas d'apprécier le bénéfice net réellement tiré de la méthanisation.

La Cour reconnaît la limite des analyses proposées ici, qui ne permettent donc pas encore d'apprécier le bénéfice net réellement obtenu par les exploitations impliquées dans une activité de méthanisation, en particulier selon le type d'implication adopté¹²⁷.

¹²⁵ EBE = Chiffre d'affaires - achats de marchandises – charges externes (loyers) – impôts et taxes – coût de la masse salariale + subventions d'exploitation. L'EBE est extrait des comptes de résultat des bénéfices agricoles transmis par la DGFIP.

¹²⁶ Insee, *Transformations de l'agriculture et les consommations alimentaires*, 2024.

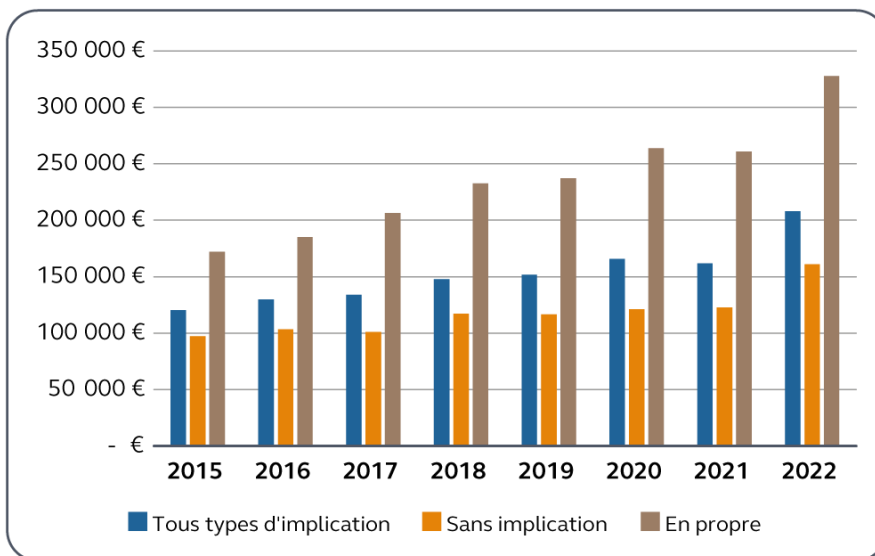
¹²⁷ Les analyses portant sur le résultat net présentée dans l'annexe dédiée à ces travaux constituent en ce sens une première approximation de l'effet de la méthanisation sur les revenus agricoles nets des charges financières.

2 - La méthanisation entraîne une amélioration de la rentabilité des exploitations, en particulier celles détentrices d'un méthaniseur

a) Les exploitations impliquées dans une activité de méthanisation sont en moyenne plus grandes et plus rentables

Il ressort des analyses de la Cour que, sur la période 2015-2022, les exploitations agricoles impliquées dans une activité de méthanisation ont affiché un niveau d'EBE moyen plus important que le reste des exploitations étudiées. Ce sont des structures de taille plus importante. 72 % d'entre-elles ont une production brute standard supérieure ou égale à 250 000 €. De surcroît, 40 % de ces exploitations ont un statut de groupement agricole d'exploitation en commun (GAEC), contre 28 % pour le reste des exploitations. Les exploitations détentrices d'un méthaniseur en propre présentent un EBE moyen bien plus important que le reste des exploitations, autour de 235 000 € en moyenne sur la période.

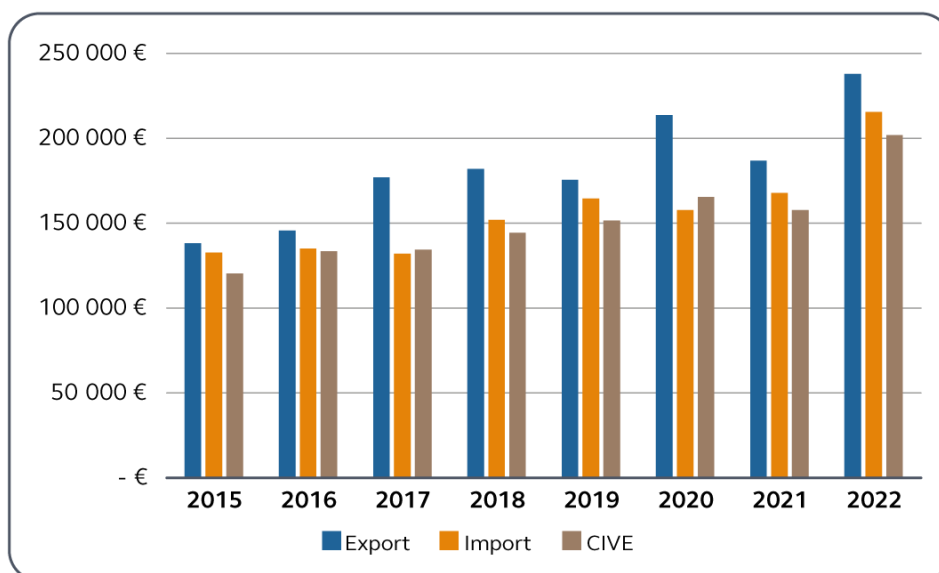
**Graphique n° 18 : évolution de l'EBE moyen entre les exploitations
interagissant avec un méthaniseur et les autres (en euros)**



Sources : bénéfices agricoles (DGFIP), SeaMetha, recensement général de l'agriculture, 2020 (RGA) - Traitement : Cour des comptes

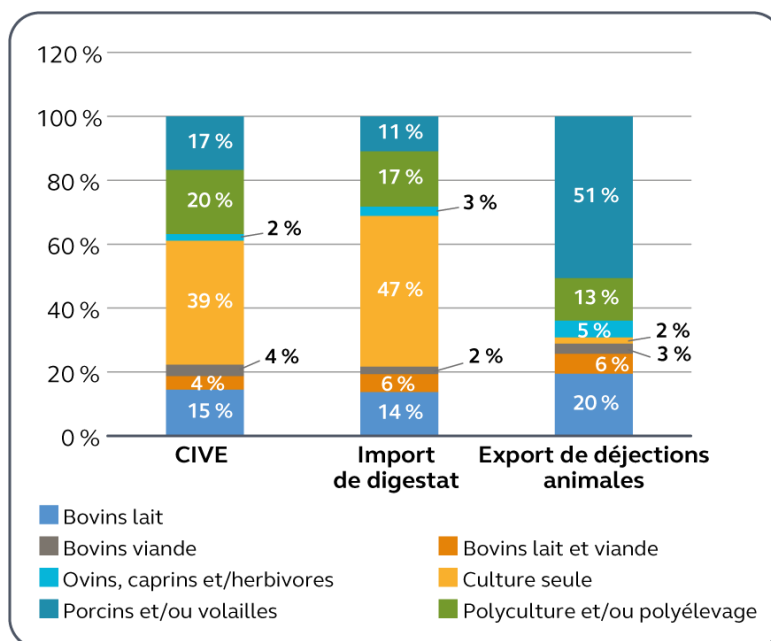
Le niveau de rentabilité des exploitations semble en partie dépendre de leur mode d'implication dans la méthanisation et de leur spécialisation économique. Les exploitations exportant des déjections animales vers un méthaniseur (majoritairement des éleveurs) dégagent une rentabilité plus importante, alors que les exploitations échangeant des cultures intermédiaires à valorisation énergétique (CIVE) ou important du digestat (principalement des exploitations céréalières) ont un niveau de rentabilité inférieur.

Graphique n° 19 : EBE moyen des exploitations agricoles interagissant avec un méthaniseur, par type d'interaction (en euros)



Sources : bénéfices agricoles (DGFIP), SeaMetha, RGA 2020 - Traitement : Cour des comptes

**Graphique n° 20 : spécialisation par type d'implication
dans la méthanisation (en %)**



Sources : bénéfices agricoles (DGFIP), SeaMetha, recensement général de l'agriculture, 2020 (RGA) - Traitement : Cour des comptes

b) Une augmentation significative de l'EBE des exploitations agricoles qui possèdent un méthaniseur mais pas de celles se limitant à la production d'intrants ou à la récupération de digestat

L'implication d'une exploitation dans une activité de méthanisation semble donc *a priori* avoir des effets positifs sur son EBE, puisque les exploitations impliquées dégagent, en moyenne, des revenus plus importants que les autres. Au-delà de la simple corrélation, la Cour a souhaité estimer l'impact causal de la méthanisation sur l'EBE des exploitations concernées à l'aide de modèles économétriques.

Une première approche par régression linéaire multiple montre que l'implication dans une activité de méthanisation a un effet moyen significativement positif sur l'EBE des exploitations agricoles concernées, comparativement aux exploitations ayant déclaré ne pas être impliquées¹²⁸.

En 2020, en moyenne, l'EBE des exploitations impliquées dans la méthanisation était d'environ 14 000 € plus élevé que celui des exploitations non impliquées mais comparables pour un certain nombre de caractéristiques. Cet effet sur l'EBE est d'autant plus important que les exploitations impliquées sont implantées dans des régions denses en méthaniseurs. Selon le type d'interaction avec la méthanisation, les résultats évoluent significativement. Les exploitations détentrices d'un méthaniseur bénéficient d'un effet positif supérieur à la moyenne (entre + 65 000 € et + 80 000 €, que ce soit en 2019 ou en 2020¹²⁹). Cet effet est proche de la moyenne pour les exploitations se limitant à exporter des intrants. Il est enfin non significatif pour l'import de digestat.

Néanmoins, une approche par régression linéaire présente un certain nombre de biais¹³⁰ susceptibles de remettre en cause toute démonstration du lien de causalité entre l'implication dans la méthanisation et variation de l'EBE. Afin de les minimiser, et dans la mesure où la Cour dispose de l'évolution de l'EBE pour toutes les exploitations sur la période 2015-2022, un modèle par doubles différences a été mis en œuvre.

D'après ce modèle, et pour les exploitations ayant commencé à s'impliquer dans la méthanisation entre 2016 et 2019¹³¹, des effets distincts sont observés selon les modalités d'implication. L'effet moyen est positif d'environ + 14 000 € sur leur EBE, dès la première année suivant l'année de leur début d'implication et jusqu'à la troisième année suivant l'implication. Cet effet est estimé, comparativement à des exploitations non impliquées dans la méthanisation mais comparables pour un certain nombre de caractéristiques confondantes. À titre d'exemple, l'effet sur l'EBE est présenté ci-dessous pour les exploitations ayant commencé à s'impliquer dans la méthanisation en 2019.

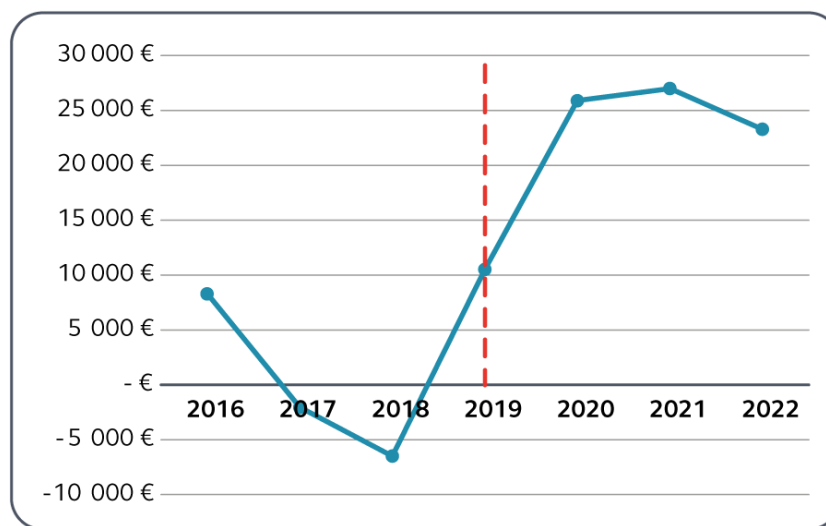
¹²⁸ Les caractéristiques de ces exploitations ont été contrôlées à travers plusieurs variables par garantir la pertinence de la comparaison. Le modèle utilisé et le détail de ces variables est présenté dans le cahier dédié.

¹²⁹ L'EBE moyen en 2020 des exploitations détentrices d'un méthaniseur est de 300 000€ environ, contre 168 000€ pour celles impliquées quel que soit leur mode d'implication, et 114 000€ pour les exploitations non impliquées. Les ordres de grandeur sont similaires concernant les EBE 2019.

¹³⁰ Les biais d'endogénéité, conduisant à des estimations biaisées et contradictoires de l'effet causal, sont analysés dans le cahier relatif à l'analyse quantitative.

¹³¹ Le détail de la population d'exploitations étudiées est disponible dans le cahier dédié.

**Graphique n° 21 : différence d'EBE entre le groupe traité
et le groupe témoin pour les exploitations
ayant commencé à s'impliquer en 2019**



Sources : Bénéfices agricoles (DGFIP), SeaMetha, Recensement Général de l'Agriculture, 2020 (RGA) - Traitement : Cour des comptes

L'effet sur l'EBE dépend particulièrement du type d'implication adopté par l'exploitation. Cet effet est non significatif pour les exploitations se limitant à la production d'intrants ou à la récupération de digestat. En revanche, l'effet agrégé sur l'EBE d'une implication dans la méthanisation, entre 2016 et 2019 inclus, est de + 40 000 € à un an environ, et jusqu'à +56 000 € à cinq ans pour les exploitations possédant un méthaniseur¹³².

Ces résultats sont toutefois affectés de certaines limites, présentées dans le cahier consacré à l'analyse quantitative, tenant aux caractéristiques des données disponibles et exploitables.

Ces résultats concordent néanmoins avec ceux des autres études réalisées sur des panels plus restreints concernant l'impact significativement positif de la détention d'un méthaniseur sur les revenus des agriculteurs concernés. Toutefois, ils ne permettent pas de confirmer que le seul échange de produits agricoles avec un méthaniseur apporte également un bénéfice

¹³² À noter que dans le modèle, l'effet sur l'EBE pour les exploitations détentrices d'un méthaniseur est maximal 3 ans après l'année de début d'implication (de l'ordre de + 64 000 €), et diminue progressivement par la suite.

économique substantiel à l'exploitation, de sorte que les agriculteurs simplement « apporteurs d'intrants » ou « épandeurs de digestat » pourraient ne pas bénéficier du développement de la méthanisation. Sur ce point, il semble utile que le ministère de l'agriculture suive l'impact du développement de la méthanisation dans le temps, en s'appuyant, à défaut d'autres enquêtes réalisées à fréquence plus élevée, sur un questionnaire plus complet du recensement général agricole (RGA) (comme le détaille le cahier consacré à cette analyse quantitative). Le ministère a fait part à la Cour de sa volonté d'étoffer ce questionnaire lors du prochain RGA.

II - Face au risque d'effets négatifs sur les pratiques agricoles, un suivi nécessaire de la méthanisation

L'amélioration des pratiques agricoles renvoie au développement de pratiques agroécologiques visant à réduire les pressions sur l'environnement et préserver les ressources naturelles tout en maintenant les résultats techniques et économiques des exploitations. La transition écologique de l'agriculture constitue une finalité de la politique agricole affirmée à l'article L1 du code rural et de la pêche maritime. L'introduction d'une unité de méthanisation est susceptible de modifier en profondeur les pratiques agricoles et soulève la question de ses effets au regard de l'objectif de transition écologique du secteur agricole.

Le plan *Energie Méthanisation Autonomie Azote* (EMAA, 2013) souligne les effets positifs attendus de la méthanisation : réduction de l'usage d'engrais minéraux dérivés du pétrole, augmentation des couverts végétaux pour améliorer le captage du carbone, augmentation de la diversité des cultures et de l'autonomie fourragère des élevages. Il n'existe pourtant pas de suivi ni d'indicateurs officiels permettant de mesurer l'effet de la méthanisation sur les pratiques agricoles. Il n'existe d'ailleurs pas non plus de suivi continu, à l'échelle nationale, de l'usage des intrants de la méthanisation. Or, les résultats des rares études existantes mettent en évidence la grande diversité des pratiques selon le type de méthanisation ou leur région d'appartenance.

À l'opposé des avantages attendus exposés par le plan EMAA, des acteurs académiques, institutionnels et associatifs ont exprimé des inquiétudes sur le risque de dégradation des pratiques agricoles associé au développement de la méthanisation. De multiples travaux de recherches conduits par des organismes publics et privés permettent de dresser un premier bilan, encore partiel, des impacts de la méthanisation.

**Tableau n° 2 : synthèse des études relatives aux intrants
de la méthanisation**

	Étude France AgiMer	Région Grand- Est	Région Île-de- France	Région Bretagne	Audit national CRE
Nombre de méthaniseurs étudiés	52	262	51	167	292
Intrants					
Effluents d'élevage	47 %	49 %	7,3 %	58,7 %	31 %
Végétaux agricoles	38 %	27 %	70 %	19,4 %	61 %
<i>Dont CIVE</i>	24 %	13 %	39 %	10,1 %	37 %
<i>Dont cultures principales</i>	2 %	6 %	3 %	6,3 %	1 %
<i>Autres (résidus de culture, issues de silo)</i>	12 %	8 %	28 %	3 %	23 %
Végétaux non agricoles		1 %	0,4 %	5,6 %	
Autres	15 %	23 %	22 %	16,3 %	8 %
<i>Dont biodéchets hors Industrie agroalimentaire</i>	n.c.	3 %	8 %	1 %	4 %
<i>Dont biodéchets issus de l'industrie agroalimentaire</i>	n.c.	8 %	9 %	6 %	3 %
<i>Dont boues d'épuration</i>	n.c.	9 %	1 %	9,3 %	1 %
<i>Autres</i>	n.c.	3 %	4 %		

Source : Cour des comptes à partir des données issues de FranceAgriMer (les retombées économiques des valorisations agricoles non alimentaires pour les exploitations agricoles, FranceAgriMer, 2023), de la DREAL Bretagne (Synthèse des bilans de fonctionnement des unités de méthanisation sur l'année 2022), de l'Agence régionale énergie-climat de la région Île-de-France (Bilan de fonctionnement 2022 des unités de méthanisation en Île-de-France) et de la direction régionale de l'Ademe Grand-Est (observation régionale de la méthanisation en région Grand Est, 2021) de la Commission de régulation de l'énergie (Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté, 2024 – données présentées pour les seuls méthaniseurs agricoles autonomes)

A - Une absence d'effet systématique sur la conduite de l'élevage

La méthanisation est attractive pour les éleveurs dans la mesure où ils disposent d'un gisement d'intrants immédiatement disponibles (lisiers et fumiers¹³³), même si leur potentiel méthanogène est significativement inférieur aux intrants végétaux (facteur pouvant aller de un à trois). L'association d'une unité de méthanisation et d'une exploitation d'élevage constitue ainsi le modèle historique de développement de la méthanisation en France. Les effluents d'élevage restent actuellement la principale ressource en intrants de la méthanisation agricole et continueront durablement à jouer un rôle dans le développement de la méthanisation.

Une comparaison du bilan environnemental¹³⁴ en analyse du cycle de vie d'exploitations d'élevage dotées d'une unité de méthanisation et d'exploitations sans méthanisation montre que la méthanisation peut réduire l'impact environnemental des élevages. Cependant, cette réduction dépend des modalités de conduite de la méthanisation, notamment de la valorisation de la chaleur produite par la cogénération pour chauffer les étables et du stockage du digestat, couvert ou non¹³⁵. Des conclusions similaires ont été tirées d'une analyse de l'introduction de la méthanisation en élevage porcin¹³⁶.

De plus, il ne ressort pas d'impacts systématiques de la méthanisation sur la manière de conduire les élevages. Le croisement des travaux de recherche permet d'identifier plusieurs dynamiques selon les types d'exploitation.

Des synergies entre la méthanisation et l'élevage sont tout d'abord mises en évidence. Dans la majorité des élevages étudiés, la méthanisation permet d'améliorer l'autonomie fourragère. Elle offre en effet un débouché à la production végétale et permet à l'éleveur d'éviter tout risque de production à perte de végétaux, alors qu'un élevage sans méthanisation pourrait gérer une part des approvisionnements de son élevage par des acquisitions externes. La méthanisation permet de produire de manière autonome.

¹³³ Les fumiers sont un mélange plutôt solide composé de déjections et de litière. Les lisiers sont liquides, composés principalement d'urine et de déjections.

¹³⁴ Armelle Gac et al, *Analyse environnementale d'installations de méthanisation agricole en élevages bovins*. Idele, INRA, 2018.

¹³⁵ Le digestat, stocké à l'air libre, laisse naturellement s'échapper une série de GES.

¹³⁶ Espagnol et al, *Analyse environnementale d'installations de méthanisation agricole en élevage porcin*, IFIP, INRA, 2019.

Mais des phénomènes de concurrence entre méthanisation et élevage sont aussi identifiés. Les éleveurs peuvent être placés en position d'arbitrer entre la production de biomasse pour le méthaniseur et pour l'alimentation ou les animaux. Cette concurrence s'observe à l'échelle de l'exploitation, où la méthanisation peut conduire l'agriculteur à privilégier la production d'intrants au détriment de la production alimentaire. Elle s'observe également à l'échelle du bassin de vie, où l'introduction d'un méthaniseur peut perturber la chaîne d'approvisionnement. Ainsi, en Champagne auboise, des producteurs de betteraves sucrières ont investi dans un méthaniseur et utilisent les résidus agricoles de leur production (pulpes de betterave) comme intrants. Auparavant, ces pulpes étaient vendues aux éleveurs installés à proximité. L'introduction du méthaniseur a donc fragilisé l'approvisionnement en nourriture animale¹³⁷.

La méthanisation ne semble par ailleurs pas avoir d'effet systématique sur la taille des élevages. Une étude conduite sur deux ans auprès de 46 exploitations agricoles a ainsi relevé que la taille des cheptels suivait une trajectoire similaire à celle des exploitations sans méthanisation¹³⁸. Les effets de la méthanisation sur la taille des élevages et les dégradations éventuelles des pratiques ont pu être observées mais dans une proportion limitée¹³⁹.

Le développement de la méthanisation à l'étranger fournit d'autres exemples des conséquences néfastes qu'elle peut engendrer. Le cumul du déploiement de tarifs très incitatifs à la méthanisation et l'absence de régulation du prix des intrants y ont accentué la concurrence entre la méthanisation et l'élevage.

¹³⁷ Nadège Garambois et al., *Transition énergétique et durabilité de l'agriculture : les limites et paradoxes du développement de la méthanisation agricole. Étude comparée en Bretagne et Grand-Est*, Revue de Géographie et d'Aménagement, 2022.

¹³⁸ Ademe & Solagro, *La méthanisation, levier de l'agroécologie – Synthèse des résultats du programme MéthaLAE*, 2018.

¹³⁹ Une étude conduite auprès de 20 éleveurs méthaniseurs dans l'est de la France montre que, pour 25 % d'entre eux, la méthanisation a été une opportunité économique permettant l'agrandissement de l'élevage (Jeanne Cadiou, *Le déploiement de la politique de méthanisation agricole en France : implications pour la transition agroécologique*, Université Paris-Saclay, 2023). Cette dynamique d'agrandissement peut alors avoir des effets négatifs sur les pratiques agricoles et favoriser le développement de l'élevage intensif comme cela a pu être observé en région Bretagne (élevage en bâtiments, sans pâturage, facilitant la collecte des effluents – Nadège Garambois et al., op.cit.).

En Allemagne et en Italie, une concurrence entre méthanisation et élevage dans la première vague de déploiement du biogaz

Une analyse statistique sur longue période¹⁴⁰ (12 ans) de l'effet de la méthanisation a été conduite dans deux régions allemandes (Altmark et Est Allgäu). Ces régions se caractérisent par des modèles agricoles distincts. L'Altmark est une région de plaines, caractérisée par une agriculture intensive, tandis que l'Est Allgäu est une région montagneuse dotée d'exploitations agricoles de taille plus modeste. Dans les deux régions, les exploitations agricoles dotées d'une unité de méthanisation présentent une meilleure santé financière mais le développement de la méthanisation a nuï aux exploitations sans méthanisation. La hausse du coût des matières premières agricoles, engendrée par la demande d'intrants en méthanisation, et la hausse du coût des terres ont fragilisé l'élevage local. L'auteur souligne que cet effet a pu être tempéré à partir de la réduction des tarifs d'achat de l'énergie (2014), observant une diminution des prix à la suite de cette décision.

Un phénomène similaire a été observé en Italie¹⁴¹, dans la plaine du Pô, où la perte d'autonomie fourragère a pu être mise en évidence à la suite du déploiement de mesures de soutien incitatives au développement de méthaniseurs entre 2002 et 2013. L'absence de pilotage de la localisation des unités de production a entraîné une concurrence entre unités de production et poussé à la hausse les prix des intrants.

B - Un effet sur les cultures qui doit être encadré par la mise en œuvre de bonnes pratiques

Les cultures sont des intrants essentiels de la méthanisation. À l'échelle de l'exploitation, les résidus de culture¹⁴², les cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) et les cultures principales peuvent représenter la quasi-totalité des intrants d'un méthaniseur agricole s'il est adossé à une exploitation de grandes cultures.

L'apparition de l'unité de méthanisation affecte la conduite des cultures, en particulier sur les cycles de l'eau, du carbone et de l'azote (cf. annexe n° 15). Les pratiques d'assolement évoluent avec l'introduction de

¹⁴⁰ Appel, F. et al. *Effects of the German Renewable Energy Act on structural change in agriculture – The case of biogas*, Utilities Policy, 2016.

¹⁴¹ Carrosio, *La compétition entre l'énergie et la nourriture : la production de biogaz dans la plaine du Pô*, Agriregioni europa, 2013.

¹⁴² On entend par résidus de culture les reliquats d'une culture après extraction de la partie valorisée directement par l'exploitation agricole (pailles de céréales, d'oléagineux, cannes de maïs et fanes de betterave, résidus de silos).

nouvelles cultures et les usages de certains végétaux, auparavant laissés au sol ou exploités, sont modifiés, tout comme les interactions avec les exploitations voisines.

1 - Une modification fréquente des pratiques d'assolement

L'assolement est la répartition des cultures sur une parcelle ou sur une exploitation donnée. Cette répartition est modifiée avec l'introduction d'un méthaniseur, qui nécessite de produire des intrants végétaux. L'évolution des pratiques d'assolement peut être un indicateur d'une dégradation des pratiques agricoles par plusieurs aspects. L'augmentation importante de certaines espèces, comme le maïs, peut accroître localement la tension en eau. L'uniformisation des espèces plantées peut fragiliser l'équilibre économique d'une exploitation ou constituer une menace pour la biodiversité. Enfin, le retournement des prairies pour accroître la surface des cultures réduit les capacités de captage du carbone et menace également la biodiversité.

Contrairement à ce qui avait pu être observé en Allemagne ou en Italie, et en cohérence avec le cadre réglementaire limitant le recours aux cultures dédiées¹⁴³, ces changements d'assolement ont été moins importants en France¹⁴⁴, traduisant un modèle de méthanisation plus vertueux. Les résultats obtenus varient toutefois fortement selon les régions indiquant, localement, des évolutions importantes des pratiques d'assolement. Les évolutions les plus significatives se situent dans les régions où la méthanisation est la plus développée¹⁴⁵.

¹⁴³ Une culture dédiée ou principale est une culture annuelle pouvant bénéficier d'un régime de soutien de la politique agricole commune. Elle a un usage prioritaire vers l'alimentation humaine et animale et peut, à titre dérogatoire, être utilisée comme intrants de la méthanisation (décret n° 2022-1120 du 4 août 2022 relatif aux cultures utilisées pour la production de biogaz et de biocarburants).

¹⁴⁴ Une étude exhaustive (Levavasseur et al., *MéthaRPG - Suivi des changements d'assolement chez les agriculteurs impliqués dans un projet de méthanisation*, Inrae, 2023) conduite à partir des données du registre parcellaire graphique (base de données géographiques servant à l'instruction des aides de la politique agricole commune) a montré l'absence de changement des pratiques d'assolement pour la majorité des exploitations dotées d'un méthaniseur (65 % des 647 analysées entre 2010 et 2020) et un maintien des surfaces de prairie. Pour le reste, on observe une augmentation de la surface couverte en maïs et une diminution du colza et du blé par rapport aux exploitations sans méthanisation.

¹⁴⁵ En région Île-de-France, une enquête (Sophie Carton et al., *Performances agronomiques et environnementales de la méthanisation agricole sans élevage*, 2022) portant sur 11 unités de méthanisation en injection mises en service entre 2014 et 2020 montre une modification systématique des pratiques d'assolement avec l'introduction de CIVE.

2 - Une régulation nécessaire de l'utilisation des résidus de culture

Les résidus de culture ne sont pas récoltés, à l'exception des pailles et des issues de silo¹⁴⁶ dont une partie est valorisée (litière d'élevage, alimentation animale). Les résidus de culture sont laissés au sol et contribuent ainsi au maintien du potentiel agronomique des terres agricoles. La méthanisation conduit à détourner ces résidus de cette fonction de maintien des caractéristiques physiques et biologiques des sols. Or, les résidus de culture peuvent représenter une part significative des intrants dans les régions de grande culture (de 8 à 26 %).

L'Inrae¹⁴⁷ a conduit une revue de littérature des travaux sur les effets de ce changement d'usage. La fréquence et l'ampleur du changement de destination des résidus de culture présente le risque de diminuer le stock de carbone du sol et de détériorer ses propriétés agronomiques. Des conclusions similaires ont été tirées sur le cycle de l'azote et de l'eau. L'Inrae insiste sur la nécessité de fixer des seuils d'usage de ces résidus selon les caractéristiques biologiques et climatiques des sols.

3 - Un développement des CIVE à encadrer par des bonnes pratiques pour garantir leur durabilité

Les cultures intermédiaires à vocation énergétiques (CIVE) présentent de multiples intérêts. Elles permettent de concilier la production agricole et la production énergétique grâce à leur fort potentiel méthanogène. À l'instar des autres cultures intermédiaires multi-service¹⁴⁸, les CIVE sont introduites entre deux cultures principales et permettent donc, en principe, de ne pas concurrencer la production agricole. L'absence de recueil systématique de données sur les intrants de la méthanisation ne permet pas d'évaluer le poids actuel des CIVE à l'échelle nationale. Une analyse récente conduite par la commission de régulation de l'énergie¹⁴⁹ a mis en évidence leur usage croissant : plus de 30 % des intrants des méthaniseurs agricoles sont issus de CIVE. Celles-ci sont amenées à

¹⁴⁶ Les issues de silo sont les reliquats issus du tri et du nettoyage des céréales réalisés dans les silos de stockage.

¹⁴⁷ Inrae, *Rapport relatif aux impacts environnementaux et enjeux technico-économiques et sociétaux associés à la mobilisation de biomasse agricole et forestière pour la production d'énergie en France à l'horizon 2050*, 2023.

¹⁴⁸ Les cultures intermédiaires multi-service (CIMS) recouvrent les cultures intercalaires (restructuration des sols et limitation des adventices), les cultures intermédiaires piège à nitrates (CIPAN), les cultures dérobées (utilisation fourragère).

¹⁴⁹ Commission de régulation de l'énergie, *Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté*, 2024

connaître une croissance importante, comme l'atteste le projet de SNBC III, qui fixe l'objectif d'une croissance de 50 % des surfaces agricoles couvertes par des CIVE et d'un doublement du volume de production des CIVE.

Au-delà de cet intérêt énergétique, les CIVE présentent aussi des intérêts agronomiques : lutte contre l'érosion, piégeage des nitrates, retour au sol du carbone, meilleure absorption des eaux de pluie. Cependant, l'introduction des CIVE soulève des interrogations sur les effets de leur développement à court ou moyen terme, notamment au regard de l'enjeu de concurrence des usages de la biomasse. Les revenus associés à la méthanisation peuvent concurrencer ceux issus de la production alimentaire et conduire les agriculteurs à favoriser le développement des CIVE au détriment des cultures principales. Cette concurrence se traduit par la réduction du volume des cultures alimentaires produites au bénéfice des CIVE. Ces risques ont déjà été identifiés dans plusieurs travaux¹⁵⁰.

Par ailleurs, il ressort des travaux de recherche relatif à l'effet des CIVE que leur développement doit être conditionné à la mise en œuvre de bonnes pratiques permettant de maximiser leurs effets positifs et de limiter leurs effets négatifs (date de semis, choix du couple CIVE-culture principale, technique de fertilisation etc.). À défaut, le développement massif des CIVE conduirait à dégrader le bilan environnemental de la méthanisation : la fertilisation des CIVE par engrais minéraux et la consommation d'énergie fossile pour leur récolte ont été spécifiquement relevées¹⁵¹.

Ces travaux invitent à renforcer le suivi du développement des CIVE. Cependant la multiplicité des facteurs (économiques, techniques, climatiques et géographiques) pouvant influencer l'ensemble des effets de leur introduction rend complexe la formulation de recommandations générales et nécessite de suivre localement les pratiques agricoles.

La recherche académique a déjà permis la production de guides pour la conduite durable de la méthanisation. La diffusion de bonnes pratiques, à l'échelon local, serait de nature à limiter les effets négatifs de la méthanisation. Cette diffusion a par exemple pu permettre l'émergence récente d'une filière durable de méthanisation en Italie à travers le programme « *Biogas Done Right* ».

¹⁵⁰ Sénat (D. Salmon), rapport d'information, *La méthanisation dans le mix énergétique : enjeux et impacts*, 2021.

¹⁵¹ Inrae Transfert, *Analyse du cycle de vie du biométhane issu de ressources agricoles - Rapport d'ACV*, 2021.

Par ailleurs, il ressort des travaux de recherche que plusieurs indicateurs d'activité agricole constituent des signaux d'alerte d'un risque de dégradation des pratiques (évolutions des pratiques d'assolement, variation des prix des intrants agricoles, consommation en eau). La commission thématique inter-filière « Bioéconomie », dont les missions ont été renforcées récemment par arrêté¹⁵², pourrait être chargée d'élaborer et de suivre ces indicateurs.

4 - Un suivi de la production de cultures dédiées et de CIVE à organiser

Selon les données disponibles, les méthaniseurs ne seraient approvisionnés par des cultures dédiées qu'à hauteur de 5 % des volumes d'intrants, loin du seuil réglementaire des 15 %. Des inquiétudes s'expriment pourtant régulièrement sur le réalisme de ces chiffres et sur l'évolution de l'usage des sols qui pourrait résulter du développement de la méthanisation.

Ces inquiétudes portent également sur les CIVE, dont la production a vocation à croître. Dans un rapport récent¹⁵³, le CESE a exprimé l'inquiétude qu'en l'absence de régulation et compte tenu des limites des ressources, *« le marché (...) risque de donner la priorité aux usages énergétiques, qui ont une forte capacité à payer »*.

Or, les obligations de déclaration des exploitants de méthaniseurs relatives aux intrants sont hétérogènes entre les installations en cogénération et celles en injection (cf. annexe n° 16). Les préfets exercent un contrôle sur les déclarations des installations de cogénération. Ce n'est pas le cas pour les installations en injection. L'arrêté tarifaire du 10 juin 2023 prévoit désormais la transmission d'un rapport annuel de gestion pour les unités en injection bénéficiaires de ce tarif, incluant des données relatives aux intrants, mais les modalités d'exploitation de ces données ne sont pas encore connues. Par ailleurs, la numérisation du registre des intrants n'est pas obligatoire.

La mise en œuvre en 2023 de la directive européenne de 2018 sur les énergies renouvelables, dite RED II, a modifié la donne puisque. Elle pose en effet le principe de « durabilité des bioénergies », et oblige les plus grosses installations à démontrer le respect de critères environnementaux¹⁵⁴, dont la durabilité de l'approvisionnement en biomasse. Les informations collectées

¹⁵² Arrêté du 6 juillet 2024.

¹⁵³ CESE, *Quels besoins de gouvernance pour les différents usages de la biomasse ?* 2023.

¹⁵⁴ Articles L.281-5 et suivants du code de l'énergie.

constitueront des éléments d'appréciation utiles de la durabilité des pratiques agricoles bien que les modalités d'exploitation de ces données ne soient pas encore connues. Un accès des cellules biomasse et du ministère de l'agriculture à ces données semble nécessaire afin de pouvoir conforter les capacités d'observation de l'évolution du recours à la biomasse.

Au-delà, une obligation de numérisation du registre des intrants des unités de méthanisation (sans seuil de taille), à l'instar de ce qui a pu être fait pour les déchets dangereux¹⁵⁵, permettrait d'améliorer les contrôles et l'exploitation statistique des données. C'est ce qui avait été demandé par le préfet de la région Bretagne¹⁵⁶ en 2021 afin de vérifier le respect du plafond de 15 % de culture dédiée. Cette initiative pourrait contribuer à l'objectif fixé par le projet de PPE III invitant à « *renforcer les contrôles concernant la part des cultures principales autorisée en méthanisation* ».

III - La réglementation des déchets constitue un frein marginal au développement de la méthanisation

Le cadre réglementaire des intrants de la méthanisation a notamment pour objet de garantir que le digestat, reliquat de la méthanisation après extraction du biogaz ayant vocation à être épandu, ne présente aucun risque sanitaire et environnemental (pollution de l'air, de l'eau et des sols). La réglementation des intrants se situe ainsi au croisement du droit de la santé publique, du droit de l'environnement et de la réglementation des fertilisants.

Trois enjeux ont été identifiés afin de déterminer si la réglementation des déchets serait de nature à affecter le développement de la méthanisation : les règles encadrant le mélange des intrants, les modalités de valorisation du digestat et l'enjeu spécifique de la méthanisation des biodéchets.

¹⁵⁵ Ceux-ci sont l'objet d'une traçabilité dématérialisée via Trackdéchets, outil numérique développé par le ministère en charge de l'écologie.

¹⁵⁶ Cour des comptes, *Rapport sur l'encadrement et le contrôle des ICPE dans le domaine agricole*, 2022.

A - Des limitations afférentes aux intrants justifiées par des motifs sanitaires mais grevées de nombreuses exceptions

Un cadre juridique s'est constitué progressivement afin d'éviter que les mélanges d'intrants ne soient de nature à produire un digestat qui présenterait des risques pour la santé ou l'environnement, empêchant son retour au sol. Ce cadre réglementaire porte sur trois types d'intrants : les sous-produits animaux, les boues d'épuration et les biodéchets.

1 - Une réglementation des sous-produits animaux dont les exceptions sont favorables à la méthanisation agricole

Les sous-produits animaux (SPAN) sont des matières d'origine animale qui ne sont plus destinées à la consommation humaine. Un règlement européen¹⁵⁷ définit et fixe les grands principes de traitement des SPAN, qui font l'objet d'une distinction en trois catégories selon leur niveau de dangerosité pour la santé humaine.

Tableau n° 3 : les trois catégories de sous-produits animaux

	Catégorie 1	Catégorie 2	Catégorie 3
Qualification	Produits à haut risque	Produits présentant des risques sanitaires	Produits à faible risque
Exemples	Animaux présentant des risques de maladie	Lisier, fumier,	Déchets de cuisine et de table
Recours à la méthanisation	Non	Oui	Oui
Traitement préalable à la méthanisation	n.a.	Stérilisation sous pression ¹⁵⁸ ou hygiénisation ¹⁵⁹ .	Hygiénisation ¹⁶⁰

Source : Cour des comptes

¹⁵⁷ Règlement 1069/2009 établissant des règles sanitaires applicables aux sous-produits animaux et produits dérivés non destinés à la consommation humaine.

¹⁵⁸ Les SPAN doivent être portées à 133°C pendant 20 min à une pression de 3 bars.

¹⁵⁹ Pour certains produits (lisiers, fumiers, matières stercoraires, colostrum, lait œufs et dérivés et matières aquatiques).

¹⁶⁰ Les particules de SPAN doivent être portées à 70°C pendant une heure.

Ce cadre soumet la méthanisation des sous-produits animaux à des exigences sanitaires importantes, qui représentent un coût significatif pour les unités de méthanisation¹⁶¹.

Cependant, de multiples dérogations (cf. annexe n° 16) permettent d'assouplir ce cadre réglementaire. Parmi elles, celle s'appliquant aux lisiers et fumiers¹⁶², lorsqu'ils ne sont pas mélangés à d'autres SPAN, permet aux méthaniseurs agricoles de ne pas être contraints par l'obligation d'hygiénisation ou de stérilisation.

Cette dérogation spécifique à la méthanisation agricole est justifiée par la pratique, développée au sein des élevages, de l'épandage direct des lisiers et des fumiers d'ores et déjà mise en œuvre dans le cadre d'un plan d'épandage. Il apparaîtrait excessif de soumettre la méthanisation, lorsque des lisiers et fumiers sont mélangés à de seuls résidus végétaux agricoles, à une hygiénisation préalable alors que cette hygiénisation n'est pas requise pour l'épandage direct de ces matières.

2 - Un encadrement strict de la méthanisation des boues de station d'épuration

La France présente la particularité de disposer d'un vaste réseau de plus de 20 000 stations d'épuration, dont un grand nombre de stations de taille modeste (assurant le traitement d'un volume d'eaux usées inférieur à 2 000 équivalent-habitants). La majorité des eaux usées et des boues (75,5 %) produites proviennent néanmoins des stations d'épuration traitant un volume supérieur à 10 000 équivalent-habitants (6 % de l'effectif total).

Les stations d'épuration produisent annuellement 980 000 tonnes de boues qui sont, pour 80 % des cas, retournées au sol soit directement, soit sous la forme d'un compost¹⁶³. Les boues peuvent également au préalable être méthanisées afin de produire de l'énergie. Cette pratique reste toutefois minoritaire : on compte 95 unités de méthanisation au sein des stations d'épuration (38 en cogénération, 38 en chaleur seule et 19 en injection). L'Ademe a estimé le potentiel de production d'énergie à partir de la méthanisation des boues¹⁶⁴ à 2,13 TWh/an, soit un niveau faible au regard des autres intrants de la méthanisation.

¹⁶¹ Selon la taille de l'unité de méthanisation, ce coût peut nécessiter un investissement de 80 000 € à 1 M€, des coûts de maintenance et des consommations énergétiques supplémentaires.

¹⁶² Arrêté du 9 avril 2018.

¹⁶³ Fédération professionnelle des entreprises de l'eau (FP2E) et de BDO Advisory, *Au défi du changement climatique : les services publics d'eau et d'assainissement en 1^{ère} ligne*, 2023.

¹⁶⁴ Ademe, *Évaluation du potentiel de production de biométhane à partir des boues issues des stations d'épuration des eaux usées urbaines*, 2014.

Le cadre réglementaire de ces intrants est spécifique en raison de leur risque sanitaire. Les boues contiennent en effet de multiples composants indésirables (métaux lourds, produits chimiques, traces organiques, dont médicaments pathogènes polluants) qui justifient une attention particulière en vue de leur traitement (stockage, retour au sol, enfouissement, incinération). Dotées par le code de l'environnement¹⁶⁵ d'un statut de déchets, conservé sur l'ensemble de leur cycle de vie et quel que soit le traitement qui leur est appliqué, les boues d'épuration ne peuvent être mélangées au sein d'un méthaniseur avec d'autres déchets sauf à de très rares exceptions ou dérogations locales¹⁶⁶. Ainsi, l'approvisionnement des unités de méthanisation des stations d'épuration est très marginalement composé d'intrants externes.

L'interdiction de principe du mélange des boues limite les capacités de méthanisation des stations d'épuration. Une grande partie de ces stations ne dispose pas de capacités de traitement suffisantes pour approvisionner un méthaniseur. L'ajout d'intrants externes serait susceptible d'accroître le nombre de stations susceptibles de se doter d'un méthaniseur.

Cependant la méthanisation des boues représente un potentiel énergétique limité et le cadre réglementaire, justifié par des motivations sanitaires, ne permet pas d'envisager d'accroître le mélange des intrants. Les perspectives de développement de la méthanisation des boues de stations d'épuration sont dès lors limitées aux seules stations de taille significative.

B - Une valorisation économique du digestat soumise à un cadre réglementaire complexe

La France recourt majoritairement à l'importation pour assurer la fertilisation des sols agricoles : 95 % des engrais, minéraux et organiques (hors effluents d'élevage épandus directement sur les sols), sont importés de l'étranger¹⁶⁷. Interrogés par FranceAgriMer, la moitié des agriculteurs utilisant du digestat ont souligné que son épandage avait permis de réduire de 50 % à 100 % leur recours à des engrais minéraux¹⁶⁸.

¹⁶⁵ Article R. 211-27 à R211-29 du code de l'environnement.

¹⁶⁶ À savoir le mélange avec d'autres boues (décret n° 2021-147 du 11 février 2021) ou avec des intrants externes sous de strictes conditions (article R. 211-29 du code de l'environnement).

¹⁶⁷ Observatoire national de la fertilisation minérale et organique, Résultats 2021.

¹⁶⁸ FranceAgriMer, *Les retombées économiques des valorisations agricoles non alimentaires (vana) pour les exploitations agricoles*, 2023.

1 - Une évolution controversée et complexe du statut de digestat de déchet à produit

L'épandage du digestat est encadré à un double titre pour garantir sa qualité agronomique et son innocuité¹⁶⁹. Il est qualifié, par principe, de « déchet » par le code rural et sa remise au sol doit faire l'objet d'un plan d'épandage. Les modalités d'épandage sont fixées dans un plan d'épandage qui constitue un volet de la réglementation ICPE. Lorsqu'il est remis au sol dans le cadre d'un plan d'épandage, le digestat ne peut être épandu que sur les parcelles ciblées dans le plan et ne peut être vendu.

Le statut de déchet constitue une protection pour les agriculteurs. En effet, le principe de responsabilité élargie du producteur de déchets s'applique et fait supporter à ce dernier les risques environnementaux ou sanitaires dans le cadre d'un plan d'épandage¹⁷⁰.

Ce statut de déchets du digestat connaît cependant des dérogations qui permettent de lui octroyer le statut d'un produit commercialisable. Le code rural prévoit quatre dérogations : le respect d'une norme obligatoire, l'obtention d'une autorisation de mise sur le marché, le respect d'un cahier des charges *ad hoc* ou, pour les digestats provenant des pays membres de l'UE, le respect du règlement dit « Fertilisants »¹⁷¹. Si le statut de produit permet la rémunération du producteur de digestat, il empêche cependant l'engagement automatique de la responsabilité du producteur de déchets.

Une première voie de commercialisation du digestat repose sur le respect d'une procédure de normalisation¹⁷². En second lieu, le digestat peut bénéficier d'une autorisation de mise sur le marché délivrée par l'Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail (Anses)¹⁷³. Elle permet la commercialisation du digestat sur l'ensemble du marché européen. Depuis 2013, seules 20 autorisations de mise sur le marché (AMM) ont été accordées, pour 22 demandes. Les délais (entre 18 et 24 mois) et le coût associé à l'instruction limitent les candidatures à des groupes de méthaniseurs agricoles ou à des méthaniseurs industriels.

¹⁶⁹ L'épandage du digestat doit prévenir les risques de pollution des sols (présence d'agents biologiques pathogènes, de contaminants chimiques etc.).

¹⁷⁰ Article L. 541-2 du code de l'environnement : « *tout producteur ou détenteur de déchets est responsable de la gestion de ces déchets jusqu'à leur élimination ou valorisation finale [...]* ».

¹⁷¹ Règlement (UE) 2019/1009 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 établissant les règles relatives à la mise à disposition sur le marché des fertilisants.

¹⁷² Trois normes françaises rendues d'application obligatoire homologuée par l'Association française de normalisation (AFNOR), concernent le digestat. Elles autorisent la commercialisation du digestat s'il a fait l'objet d'un compostage préalable.

¹⁷³ 3° de l'article 255-5 du code rural et arrêté du 1^{er} avril 2020

Le ministère chargé de l'agriculture a ouvert une dernière voie de valorisation par la publication d'un cahier des charges spécifique permettant d'octroyer le statut de produit au digestat. Il offre au digestat un accès simplifié à ce statut compte tenu du coût et des délais d'une AMM délivrée par l'Anses et de la rigidité du cadre de la normalisation. La procédure est simplifiée et repose sur un principe déclaratif (transmission d'une déclaration démontrant le respect des clauses du cahier des charges). Des contrôles réguliers sont par la suite effectués.

Un premier cahier des charges (CDC Dig-Agri 1) a été publié en 2017. Il a été complété par un second cahier des charges en 2019. Les deux documents réservent à la seule méthanisation agricole¹⁷⁴ la commercialisation du digestat. En 2020¹⁷⁵, un nouveau cahier des charges (« CDC Dig ») a élargi la commercialisation du digestat à l'ensemble des méthaniseurs et autorisé l'apport d'intrants non agricoles dans la composition du digestat.

La publication de la dernière version du cahier des charges a suscité de vives réactions parmi les organisations représentatives des agriculteurs. L'ouverture du cahier des charges à la méthanisation non agricole ainsi qu'à des déchets non agricoles est en effet perçue comme un risque supplémentaire de pollution qui ne sera plus couvert par le statut de déchet du digestat et le principe de responsabilité du producteur. Malgré l'avis positif de l'Anses¹⁷⁶, la profession agricole estime qu'il s'agit d'un risque environnemental et sanitaire nouveau à supporter. Le recours à cet outil reste toutefois marginal : seules 21 unités de méthanisations ont bénéficié du cahier des charges selon les données du ministère de l'agriculture.

Il ressort de ces multiples dérogations un paysage réglementaire complexe. Selon les types de dérogation, les intrants admis, les usages du digestat ou les lieux de commercialisation ne sont pas les mêmes.

Le cadre français actuel présente des garanties sanitaires et environnementales supérieures au cadre européen défini par le « règlement fertilisant ». Cependant le principe de libre circulation des biens empêche de restreindre la circulation d'un digestat répondant aux critères européens

¹⁷⁴ Au sens des articles L. 311-1 et D. 311-18 du code rural et de la pêche maritime.

¹⁷⁵ Arrêté du 22 octobre 2020.

¹⁷⁶ Avis de l'Anses du 15 septembre 2020 relatif au cahier des charges CDC Dig. L'agence n'a pas souligné l'existence de risques particulier pour ce cahier des charges.

2 - Une simplification encore attendue par la mise en œuvre du « décret socle »

Publié en 2019, le rapport « Pour un pacte de confiance »¹⁷⁷ souligne l'opportunité offerte par les déchets organiques pour la fertilisation des terres agricoles et s'appuie sur les fragilités du cadre réglementaire actuel pour proposer une nouvelle architecture de la réglementation sanitaire.

La proposition centrale du rapport Marois est de fonder la réglementation applicable aux matières sur leur statut, de déchet ou de produit, et sur leur innocuité. Le rapport propose une définition stricte des matières disposant du statut de déchet ou pouvant acquérir celui de produit, à laquelle s'ajoute une définition plus lisible des critères d'innocuité. Le digestat issu de la méthanisation est intégré dans cette nouvelle architecture.

Les préconisations de ce rapport doivent être traduites dans un décret dit « décret socle », pour lequel les discussions sont engagées depuis 2019. Sa publication doit permettre une clarification du statut du digestat.

C - Un recours aux biodéchets des ménages et des entreprises qui demeure limité

Les biodéchets comprennent l'ensemble des déchets non dangereux et biodégradables produits par les particuliers, les entreprises et les administrations publiques¹⁷⁸. Ils sont minoritaires parmi les intrants de la méthanisation¹⁷⁹. Cependant, leur forte concentration à proximité des centres urbains et la diversité des usages énergétiques offerts par cette localisation (transports, chauffage collectif, injection dans les réseaux) incitent au développement de la filière. La direction générale de la prévention des risques estime que le gisement maximum de biodéchets supplémentaires est de 6,7 Mt/an (5,4 Mt de déchets ménagers et 1,3 Mt de déchets professionnels) soit une capacité de production de l'ordre de 5 TWh.

¹⁷⁷ Rapport d'Alain Marois visant à mettre en œuvre la mesure 24 de la feuille de route pour une économie circulaire : « Permettre la valorisation de tous les biodéchets » (2019).

¹⁷⁸ Art. L541-1-1 du code de l'environnement : « les déchets non dangereux biodégradables de jardin ou de parc, les déchets alimentaires ou de cuisine provenant des ménages, des bureaux, des restaurants, du commerce de gros, des cantines, des traiteurs ou des magasins de vente au détail, ainsi que les déchets comparables provenant des usines de transformation de denrées alimentaires ».

¹⁷⁹ La stratégie nationale de mobilisation de la biomasse estimait ce volume à 8,8 % du volume total des intrants de la méthanisation (2 % hors déchets verts). En 2019, l'Ademe a mesuré que seules 98 000 tonnes de biodéchets collectés par les collectivités étaient méthanisées (Évaluation de la généralisation du tri à la source des biodéchets, 2022).

1 - Un faible taux de collecte et des contraintes tenant aux règles relatives au mélange des intrants

Parmi les biodéchets, les déchets alimentaires ou de cuisine issus des ménages ou des professionnels sont ceux qui présentent le plus de potentiel pour le développement de la méthanisation. Afin d'éviter leur mélange au sein des ordures ménagères résiduelles (OMR) et, *in fine*, leur enfouissement ou leur incinération, le tri à la source et la collecte des biodéchets ont été étendus progressivement à tous les producteurs de déchets, jusqu'aux ménages au 1^{er} janvier 2024 depuis la loi du 10 février 2020 relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire.

Les biodéchets issus de l'industrie agroalimentaire et du secteur de la grande distribution sont davantage utilisés en méthanisation. Ils ont été les premiers soumis à une obligation de tri et le coût de leur collecte est inférieur compte tenu de la concentration de leur production.

Deux facteurs peuvent expliquer la faiblesse du recours aux biodéchets des ménages et des entreprises. En premier lieu, la collecte et le tri des biodéchets en France présente des faiblesses. En 2022, la Cour des comptes¹⁸⁰ a souligné les multiples freins à la collecte des biodéchets qui représentaient encore près d'un tiers des ordures ménagères résiduelles (OMR). Ces difficultés ont été confirmées récemment dans un rapport d'alerte de la Commission européenne¹⁸¹ : la France figure parmi les États susceptibles de ne pas atteindre les objectifs de recyclage et de réemploi de 55 % déchets municipaux en 2025.

En second lieu, le coût de la valorisation par méthanisation explique aussi ce moindre recours. Une étude¹⁸² compare trois scénarios de traitement des biodéchets. Le coût du compostage est compris entre 41 et 76 €/tonne de biodéchets. Le traitement de ces biodéchets dans une unité de méthanisation construite à cet effet conduit à un coût entre 83 et 162 €/tonne. Enfin, le transfert des biodéchets vers une unité de méthanisation disponible sur le territoire porte le coût entre 35 et 47 €/tonne.

¹⁸⁰ Cour des comptes, *Prévention, la collecte et le traitement des déchets ménagers*, rapport public thématique, 2022.

¹⁸¹ Commission européenne, *rapport recensant les États membres qui risquent de ne pas atteindre les objectifs de recyclage des déchets municipaux et des déchets d'emballages fixés pour 2025 et l'objectif de réduction de la mise en décharge des déchets fixé pour 2035*, 2023.

¹⁸² Conseil national de l'industrie, Confédération des métiers de l'environnement, *Biodéchets des ménages, synthèse de l'étude sur le modèle économique de la filière*, 2022.

Le coût comparé des modalités de traitement n'incite donc pas au développement d'une unité de méthanisation propre des biodéchets. La solution la plus économique réside dans le transfert des intrants au sein d'unité de méthanisation existantes. Cependant, lorsqu'une unité de méthanisation se situe à proximité d'un gisement potentiel de biodéchets, celle-ci a élaboré son plan d'approvisionnement garantissant déjà le fonctionnement du méthaniseur.

Une évolution des outils de planification de la mobilisation de la biomasse aux fins de méthanisation pourrait être envisagée pour faciliter l'orientation des biodéchets vers ces méthaniseurs existants.

2 - Une croissance à l'avenir de l'usage des biodéchets qui pose la question de la prise en charge des coûts de leur traitement

Les unités de méthanisation sont fondées à recevoir une compensation financière pour assurer le traitement de ces déchets de la part des producteurs de biodéchets (industrie agro-alimentaire, entreprises de la grande distribution et acteurs chargés du tri et de la collecte des biodéchets des ménages, des entreprises et des administrations). Cette compensation permet de valoriser leur traitement qui, en l'absence de méthanisation, auraient été pris en charge selon d'autres modalités (enfouissement, incinération, compostage etc.).

Plusieurs études ont montré que ce revenu peut être significatif pour les unités de méthanisation¹⁸³. Cependant, il tendrait à diminuer en raison de l'augmentation du nombre de méthaniseurs. Les producteurs de déchets obtiennent des tarifs plus faibles voire vendent les biodéchets¹⁸⁴. Cette situation implique que le coût du traitement des déchets est *in fine* partiellement supporté par le tarif d'achat de l'énergie produite et par conséquent par des deniers publics.

Dans ce cadre, il conviendrait d'introduire un mécanisme permettant de rééquilibrer le coût du traitement entre les producteurs de déchets et les unités de méthanisation. Deux dispositifs ont été envisagés. Un rapport inter-inspections¹⁸⁵ a proposé d'instaurer une pénalité sous la forme d'une

¹⁸³ L'Ademe évalue, dans son étude précitée sur la rentabilité des installations de 2022, cette recette entre 6 % du chiffre d'affaires (injection) et 10% (cogénération).

¹⁸⁴ FranceAgriMer, *Les retombées économiques des valorisations agricoles non alimentaires pour les exploitations agricoles*, 2023.

¹⁸⁵ CGEDD, CGAAER, CGE, *Modalités de prise en compte des externalités du biogaz*, 2021.

« *prime négative* », au prorata du volume de biodéchets traités, à appliquer aux tarifs d'achat de l'énergie. Ce mécanisme constitue cependant un signal négatif désincitant le traitement des biodéchets par méthanisation. Une alternative, évoquée par la Commission de régulation de l'énergie¹⁸⁶, serait l'imposition d'une obligation de traitement des biodéchets « *assortie d'une redevance de traitement à verser au méthaniseur* ».

Compte tenu du caractère encore embryonnaire du traitement des biodéchets en méthanisation, un dispositif de répartition équilibrée du coût serait prématuré. Cependant, une réflexion sur le partage des coûts pourrait être engagée dans la perspective du recours croissant aux biodéchets dans les unités de méthanisation.

IV - Des équilibres à préserver entre les multiples objectifs de politique publique

Dans la mesure où le biogaz se situe à la confluence de problématiques énergétiques, agricoles et de gestion des déchets, les enjeux associés à son développement s'avèrent particulièrement complexes. Il est donc nécessaire de clarifier et prioriser les objectifs assignés à cette politique publique.

A - Une évaluation des « externalités » de la méthanisation prévue par la loi

L'État n'a pas procédé à la quantification de la contribution de la méthanisation à l'atteinte d'autres objectifs de politique publique que ceux relatifs à l'énergie et au climat. Aucun bilan du plan EMAA, ni du plan « 1 500 méthaniseurs en trois ans » n'a été réalisé.

Pourtant, la prise en compte des autres impacts du développement de la méthanisation pourrait en principe, d'un point de vue économique, justifier un niveau de soutien supérieur à celui strictement nécessaire pour la production d'énergie. La loi dite « énergie-climat » du 9 novembre 2019 a d'ailleurs instauré, dans son article 53, l'obligation pour le Gouvernement de remettre au Parlement « *un rapport sur les modalités de prise en compte des externalités positives du biogaz dans la détermination des conditions d'achat ou du complément de rémunération* ».

¹⁸⁶ CRE, *Bilan technique et économique des installations de production de biométhane*, 2018.

L'étude des externalités¹⁸⁷ du biogaz a fait récemment l'objet de plusieurs travaux. Après une première cartographie des externalités, réalisée par ENEA pour le compte de GRT Gaz en 2018 ; le comité « prospective » de la CRE a proposé une analyse en 2019¹⁸⁸, ainsi que France Nature Environnement, qui a publié un « état des controverses » sur le sujet¹⁸⁹. Enfin une mission inter-inspections, diligentée pour permettre au Gouvernement de répondre à l'obligation législative, a produit un rapport sur les modalités de prise en compte des externalités du biogaz¹⁹⁰.

La production de biométhane constitue actuellement le seul moyen de décarboner les usages du gaz actuels (et résiduels à terme). Subventionner la décarbonation du gaz par l'octroi d'un tarif de rachat du biogaz produit se justifie alors *a priori*. Toutefois, en théorie, une réflexion à l'amont des outils de politique publique à mobiliser devrait effectivement conduire à vérifier que le niveau de subvention apporté par la collectivité n'excèdera pas la valorisation des externalités de cette production. Le rapport de la mission inter-inspections a conclu sur ce point que la valeur des externalités de l'injection était positive.

L'appréciation des externalités autres que celle relative à la réduction des émissions de gaz à effet de serre devrait faire l'objet de travaux complémentaires. En effet, le coût d'abattement du biométhane est de 393 €/tCO₂ économisée (cf. annexe n° 9). La valeur de l'action pour le climat¹⁹¹ s'élevant à l'horizon 2030 à 250 €₂₀₁₈ / tCO₂ économisée (soit 317 €_{courants} en 2030), la seule externalité relative à la réduction des émissions de GES ne suffit donc pas à justifier le développement du biométhane¹⁹². Or certaines estimations des autres externalités relatives au biométhane sont aujourd'hui assez frustes et mériteraient d'être affinées.

¹⁸⁷ Les externalités, en économie de l'environnement, désignent « le fait que l'activité de production ou de consommation d'un agent affecte le bien-être d'un autre sans qu'aucun des deux reçoive ou paye une compensation pour cet effet. » Pour la méthanisation, l'activité principale est considérée comme étant la production d'énergie.

¹⁸⁸ CRE, Comité prospective, *Le verdissement du gaz*, 2019.

¹⁸⁹ FNE, *Méthanisation, État des lieux de l'analyse des controverses*, 2021.

¹⁹⁰ Conseil général de l'environnement et du développement durable, Conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux, Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies, *Modalités de prise en compte des externalités du biogaz*, 2021.

¹⁹¹ France Stratégie, *La valeur de l'action pour le climat*, 2019.

¹⁹² Il faut toutefois souligner que l'indicateur comporte des limites, dans la mesure où il est circonscrit au seul périmètre de la production, et qu'il n'existe aujourd'hui pas de calcul du coût d'abattement des solutions alternatives à la décarbonation du gaz via le développement de la méthanisation.

Concernant la production d'électricité à partir de biogaz, le niveau de soutien public apporté n'est pas justifiable au titre de la seule politique énergie-climat, dans la mesure où les coûts de production sont bien plus élevés que ceux des autres modes de production d'électricité renouvelable. Le niveau de subvention sous-jacent est plus important que celui apporté aux installations de biométhane et excède largement le niveau des externalités valorisées par la mission d'inspection.

B - Un maintien des aides à la cogénération à réexaminer au cas par cas

La majorité des scénarios prospectifs qui éclairent les objectifs de développement du biogaz ne quantifient pas la contribution de celui-ci aux politiques agricoles ou de gestion des déchets. Les scénarios ne rendent pas compte des impacts comparés (en termes de réduction des émissions de l'agriculture ou de baisse du recours aux engrais de synthèse) d'une proportion plus ou moins importante de biogaz dans le mix énergétique. La quantification spécifique de la réduction de gaz à effet de serre associée au soutien à la cogénération n'est jamais explicitée, en particulier la contribution de la méthanisation à la gestion des effluents d'élevage.

Pourtant, la cogénération n'est plus considérée principalement comme un mode de production d'électricité renouvelable, dont le développement repose désormais sur les filières solaire et éolienne, plus compétitives en termes de coûts, mais comme un moyen de décarboner le secteur agricole, notamment les exploitations d'élevage, à travers une meilleure gestion des effluents. D'ailleurs le ministère de l'agriculture *« défend l'intérêt de la filière cogénération pour le développement de la méthanisation agricole, car celle-ci privilégie comparativement à la filière injection biométhane la valorisation des effluents d'élevage [...] et contribue ainsi à la réduction des émissions de gaz à effet de serre directes et indirectes du secteur agricole [...] »*.

Ce soutien est onéreux pour les finances publiques. Le montant moyen de tarifs d'achat pour les unités de méthanisation agricole en cogénération s'élève en effet à 219 € / MWh avec un montant moyen de primes complémentaires de 46 €, alors que les moyennes pour les installations de cogénération sont de 185 €/MWh et 35 € de prime.

De plus, les installations sous régime d'autorisation sont soumises à la directive sur les émissions industrielles, directive dite « IED », révisée en 2024¹⁹³. Celle-ci impose déjà une couverture des fosses à lisiers pour les élevages de grande taille de volailles et de porcs¹⁹⁴. La révision de la directive a étendu son champ d'application à 4 340 exploitations (au lieu de 3 488 en 2020) selon les données communiquées par le ministère de l'agriculture. La directive IED n'est toutefois pas applicable aux élevages bovins, ce qui en limite la portée.

La couverture des fosses d'effluents est justifiée par la volonté d'éviter les émissions ammoniacales responsables d'une pollution par les particules fines. Elle permet également d'envisager de récupérer une partie du méthane émis par ces fosses¹⁹⁵, ou de le brûler dans une torchère, réduisant ainsi les émissions associées au stockage de ces effluents sans avoir recours à la méthanisation. La valorisation de ce biogaz est d'ailleurs déjà prévue par les arrêtés relatifs à la cogénération.

Pour le calcul des émissions de gaz à effet de serre des bilans carbone, la méthanisation devrait donc être comparée, a minima pour ce qui concerne les grandes installations de stockage de lisier, à un scénario tenant compte des obligations de couverture des fosses, pour lesquelles une solution de gestion des émissions peut être proposée (« torchage » ou valorisation). Cette comparaison devrait conduire à une réduction du bénéfice du recours à la méthanisation, qui suppose pour sa part l'installation plus onéreuse de digesteurs.

Or les bénéfices associés au maintien du développement de la cogénération sont très rarement quantifiés. D'une manière générale, en l'absence d'évaluation plus substantielle des externalités pour les installations en cogénération ou, au moins, d'identification des exploitations agricoles qui ne seraient ni en capacité de récupérer les émissions de leurs fosses d'effluents, ni en capacité de valoriser ceux-ci dans un méthaniseur en injection, ou *via* des technologies telles que le méthane porté¹⁹⁶, la justification du maintien de dispositifs d'aides pour de nouveaux projets en cogénération n'apparaît pas évidente.

¹⁹³ Directive (UE) 2024/1785 du Parlement Européen et du Conseil, du 24 avril 2024, modifiant la directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées de la pollution) et la directive 1999/31/CE du Conseil concernant la mise en décharge des déchets.

¹⁹⁴ Décision d'exécution (UE) n° 2017/302 de la commission établissant les conclusions sur les meilleures techniques disponibles (MTD), au titre de la directive 2010/75/UE du parlement européen et du conseil, pour l'élevage intensif de volailles ou de porcs.

¹⁹⁵ Une fosse à lisier peut être aménagée pour récupérer le biogaz et le transformer en électricité ou en chaleur. À la différence d'une installation de méthanisation, la capacité de récupération du biogaz est inférieure mais nécessite un investissement plus limité.

¹⁹⁶ En l'absence de raccordement au réseau, le biométhane porté permet, à l'aide d'un transport routier, d'injecter dans le réseau situé à proximité des sites de production.

Le niveau de tarif proposé à la récupération du biogaz issu des fosses couvertes devrait également être réévalué. Il est aujourd'hui équivalent à celui d'une installation comportant un digesteur, alors que les investissements et d'exploitation sont inférieurs.

La Cour considère ainsi qu'il serait opportun de réapprécier le bénéfice attendu du maintien du soutien à la cogénération en matière d'émissions de gaz à effet de serre et de coût d'abattement associé, au regard des alternatives possibles pour décarboner le secteur agricole.

C - Une éco conditionnalité des aides renforcée

Comme évoqué *supra*, le modèle de méthanisation développé influencera son acceptabilité. La durabilité des pratiques associées à la méthanisation sera également un facteur déterminant, d'autant qu'elle va faire l'objet d'une attention croissante compte tenu des exigences des directives RED II et RED III. Les exigences de durabilité des directives européennes ne permettent pas de clore ces débats, puisqu'elles autorisent des pratiques qui peuvent être contestées par certains acteurs.

Dans ce contexte, les aides à l'investissement de l'Ademe jouent un rôle particulier. Au-delà des critères réglementaires et financiers, l'Ademe fixe des critères relatifs au plan d'approvisionnement des installations et à la limitation de leur impact environnemental. L'Ademe a notamment annoncé dès 2022 qu'à partir de 2024, elle ne soutiendrait plus les installations ayant recours aux cultures dédiées, ce qui va au-delà des exigences réglementaires de respect du seuil de 15 % de ces cultures et au-delà des exigences imposées par la directive RED II. L'Ademe a également préconisé des bonnes pratiques agro-environnementales concernant le recours aux cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) en favorisant notamment les CIVE d'hiver plutôt que les CIVE d'été et en limitant leur traitement phytosanitaire. Ces engagements sont toutefois déclaratifs pour les bénéficiaires des aides et les contrôles réalisés auprès d'eux ne portent pas sur le respect de ces pratiques.

Alors que l'octroi d'aides à l'investissement en sus des tarifs d'achat est singulier dans le paysage des aides aux énergies renouvelables, leur ciblage mérite réflexion. En effet, il est communément admis qu'à un instrument de politique publique soit associé un seul objectif. L'application de ce principe conduirait à flécher le tarif vers le soutien à la production d'énergie, les subventions apportant un complément au titre d'externalités environnementales de la méthanisation.

Les subventions ont vocation à favoriser les projets porteurs des pratiques agroécologiques les plus exigeantes. Elles permettent de renforcer l'acceptabilité des projets qui ne seraient pas forcément en mesure d'émerger alors que le recours à ces pratiques plus exigeantes est susceptible d'impacter l'équilibre financier du projet¹⁹⁷. Conditionner les aides à ce type de projet permettrait également d'obtenir un retour d'expérience précieux sur l'accroissement des exigences de durabilité, dont la généralisation pourrait ensuite être envisagée.

Afin de mettre en œuvre cette ambition, la conditionnalité renforcée des aides de l'Ademe à la mise en œuvre des meilleures pratiques agroenvironnementales serait souhaitable. Cela nécessiterait toutefois d'accroître les exigences dans les contrats d'aide mais également la capacité de contrôle associée. En effet, le cadre de contrôle actuel ne permet pas de déceler des non-conformités relatives au recours aux phytosanitaires pour les CIVE par exemple. La faisabilité d'un tel accroissement des contrôles constitue cependant un frein réel au renforcement de la conditionnalité des aides.

La référence des bonnes pratiques à retenir pour conditionner les aides devrait être élaborée en lien avec l'Inrae et approuvée par les ministères chargés de l'agriculture et de l'énergie. Ceux-ci pourraient en effet publier une référence de bonnes pratiques qui pourrait également être utilisée par les régions dans l'établissement de leurs critères d'aides. Le recours à une norme serait d'autant plus pertinent que, depuis l'adoption de la loi dite « 3DS »¹⁹⁸, les régions peuvent désormais être délégataires des aides des fonds « chaleur » et « économie circulaire » de l'Ademe.

D - Une clarification souhaitable du rôle des effluents dans les gisements mobilisables

Le plan EMAA a cristallisé les objectifs spécifiques de la méthanisation concernant le secteur de l'élevage : meilleure gestion des effluents et soutien au revenu des agriculteurs. Ces ambitions ont guidé la politique de développement de la méthanisation, qui vise à développer la méthanisation collective de taille intermédiaire dans les exploitations agricoles. Cette stratégie a justifié l'augmentation des tarifs de production d'électricité à partir de la méthanisation d'effluents d'élevage, en accroissant le montant de la prime « effluents ».

¹⁹⁷ Ne pas apporter d'engrais de synthèse aux CIVE est, par exemple, susceptible de limiter leur production et donc de rendre leur coût de production plus élevé.

¹⁹⁸ L'article 57 de la loi n°2022-217 du 21 février 2022 précise en effet que : « *L'agence délègue à la région, à la demande de cette dernière, l'attribution de subventions et de concours financiers en matière de transition énergétique et d'économie circulaire prévus au titre de sa contribution au contrat de plan État-Région* ».

Dès lors, la question de l'impact des revenus de la méthanisation sur les exploitations peut être soulevée. En effet, dans un contexte d'accroissement du biogaz produit, et donc du nombre d'exploitations concernées, l'impact de la méthanisation sur le revenu des exploitations agricoles est susceptible de modifier les équilibres économiques préexistants, et donc les décisions de gestion des agriculteurs, y compris le maintien ou la création d'exploitations. Certains opposants à la méthanisation font ainsi valoir que son développement va accroître l'intensification des élevages, voire inciter au développement de ceux-ci, dégradant ainsi les émissions françaises de gaz à effet de serre.

En 2021¹⁹⁹, l'agriculture était responsable de 18,4 % des émissions françaises, soit 76,5 Mt CO₂eq, dont 60 % étaient imputables à l'élevage²⁰⁰. Or, pour atteindre la neutralité carbone en 2050, la SNBC II a fixé un objectif de réduction de 46 % des émissions en 2050 par rapport à 2015 pour l'agriculture.

Saisi par le ministère de l'agriculture l'Inrae²⁰¹ a réalisé une étude qui souligne l'importance des effluents bovins dans le gisement total d'effluents disponibles pour le développement de la méthanisation (ils représentent 74 % du gisement²⁰² et sont principalement localisés dans le grand Ouest) tout en prenant en compte la tendance de diminution des cheptels bovins déjà à l'œuvre. Ainsi l'Inrae estime qu'avec une mobilisation effective de 70 % des effluents totaux disponibles aux différentes échéances, le potentiel méthanogène serait supérieur à 25 TWh à l'horizon 2030 et serait réduit à environ 10 à 20 TWh à l'horizon 2050.

À ce jour, les hypothèses retenues dans le projet de SNBC III ne se fondent pas sur un niveau de mobilisation des effluents aussi élevé à l'horizon 2030. Le document vise un taux de mobilisation de 22 % (contre 6 % en 2020), soit un potentiel énergétique de l'ordre de 10 TWh.

Il apparaîtrait utile que le ministère de l'agriculture suive régulièrement le nombre d'installations d'élevage ayant recours à la méthanisation, leurs émissions de gaz à effet de serre et l'impact de cette dernière sur l'équilibre financier de ces installations. Ce travail permettrait de mettre en conformité le développement de la méthanisation et la trajectoire attendue de réduction des gaz à effet de serre de l'agriculture.

¹⁹⁹ Citepa, *rapport d'inventaire Secten*, 2023.

²⁰⁰ La question est prégnante pour les exploitations d'élevage bovin du fait des émissions de méthane liées à la fermentation entérique des bovins. Selon le CITEPA, les émissions de méthane (CH₄) représentent 56 % des émissions du secteur et la fermentation entérique représente 85 % des émissions de CH₄ du secteur.

²⁰¹ INRAE, *Enjeux agronomiques, techniques et économiques d'une mobilisation accrue des différents gisements de biomasse et de leur transformation en bioénergies*, 2024.

²⁰² Celui-ci est calculé en défalquant les déjections en pâturage.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

La politique publique de soutien au développement du biogaz contribue à la poursuite de plusieurs objectifs qui vont au-delà de la production d'énergie renouvelable, sans que l'ampleur de cette contribution soit à ce jour correctement appréciée.

La méthanisation constitue formellement un outil de la politique agricole depuis le déploiement du plan Energie-Méthanisation-Autonomie-Azote et est devenue un levier de la transition écologique de l'agriculture. Si la connaissance des effets de la méthanisation sur les pratiques agricoles s'est significativement renforcée au cours des dernières années, le suivi de cette activité et la diffusion de bonnes pratiques sont encore limités et doivent être approfondis pour éviter de dégrader le bilan environnemental de la méthanisation.

L'impact de la méthanisation sur le revenu des agriculteurs reste également mal documenté. L'étude quantitative réalisée par la Cour confirme un effet positif sur l'excédent brut d'exploitation des exploitations agricoles disposant d'une unité de méthanisation et met en évidence l'effet moindre, voire non significatif, pour les exploitations qui se limitent à approvisionner le méthaniseur ou à en récupérer le digestat. Ce constat soulève dès lors la question de la répartition de la valeur ajoutée entre les gestionnaires d'unités de méthanisation et les agriculteurs.

La méthanisation s'inscrit aussi dans la politique publique de gestion des déchets. Elle nécessite des approvisionnements d'intrants divers, agricoles ou non, dont le cadre réglementaire doit permettre à la fois de préserver ce mode de traitement des déchets tout en garantissant l'innocuité sanitaire et environnementale du digestat produit. Un cadre réglementaire complexe, grevé de multiples exceptions, vise à assurer cet équilibre fragile malgré les freins objectifs pesant sur la méthanisation des boues d'épuration. S'agissant des biodéchets, leur méthanisation demeure limitée non pas en raison de leur cadre réglementaire mais du fait du défaut de collecte de ces derniers et du coût de la méthanisation.

En définitive, cette diversité d'objectifs oblige à la conciliation d'intérêts parfois divergents et à un cadre réglementaire peu lisible, dans un contexte où les externalités de la production d'énergie ne sont pas évaluées et ne permettent pas de fonder les arbitrages à rendre. Les perspectives de développement de la production de biogaz nécessitent pourtant de clarifier et hiérarchiser les objectifs poursuivis afin de prévenir la survenue d'effets néfastes de la méthanisation.

La Cour formule les recommandations suivantes :

6. *confier à la commission thématique inter-filière « Bioéconomie » le suivi de l'effet de la méthanisation sur les pratiques agricoles, sur la base d'une liste d'indicateurs clés (ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire, FranceAgriMer, 2025) ;*
 7. *numériser les registres d'intrants de la méthanisation et organiser le recueil et l'exploitation des déclarations de durabilité de la biomasse transmises dans le cadre des directives « RED » (ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire, 2025) ;*
 8. *revoir le soutien au développement de nouvelles installations de cogénération, sur la base d'une évaluation actualisée des bénéfices associés (ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire, 2025).*
-

Conclusion générale

Le développement de la méthanisation en France s'est fait par une succession de décisions dénotant une gestion par « à-coups » de la politique publique. Des soutiens multiples ont ainsi permis l'émergence de plus d'un millier d'installations, essentiellement de nature agricole et de taille modeste. La France se singularise en cela des autres pays européens comme le met en évidence le cahier spécifique de la Cour.

Néanmoins, il semble aujourd'hui souhaitable de clarifier les objectifs prioritaires de cette politique publique et d'en déduire les modalités de son soutien et ses perspectives de long terme, afin de garantir que cette activité continue de répondre aux exigences sociales et environnementales requises et qu'elle s'inscrive dans un cadre raisonnablement sécurisé pour les porteurs de projets.

En effet, la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas carbone, soumises à concertation à l'automne 2024, projettent un important développement de la production de biogaz, 50 TWh à l'horizon 2035, que l'État entend soutenir principalement par le mécanisme des certificats de production de biogaz. Celui-ci, de nature extra-budgétaire, permet de limiter l'impact du soutien au développement du biogaz sur les finances publiques.

Toutefois, cette modalité de soutien favorise les installations de grande taille et le portage des projets par des industriels ou des énergéticiens, ce qui constitue une rupture avec le paysage de la filière française actuelle, essentiellement agricole, et dont l'organisation demande à être davantage structurée. Le développement de la filière de méthanisation se situe ainsi à la croisée des chemins.

Il convient tout d'abord d'explicitier les choix retenus entre modalités de soutien, tarif d'achat ou certificats de production de biogaz, au regard des impacts financiers prévisionnels de l'atteinte des objectifs de développement du biogaz pour les consommateurs de gaz et pour les contribuables. Les arbitrages rendus devront sur ce point prendre en considération tous les outils qui affecteront le prix du gaz dans un avenir proche, en particulier l'extension du marché de quotas carbones européens aux secteurs du bâtiment et des transports (ETS 2), ainsi que la fiscalité

(évolution des accises). Une meilleure articulation de tous ces différents outils (obligation d'achat, CPB, ETS 2, fiscalité) au regard des effets sur les prix payés par les consommateurs finals et les contribuables paraît indispensable.

Enfin, la clarification des modalités de soutien à retenir pour atteindre les objectifs affichés dans la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie soumis à consultation doit conduire à se poser la question de la nature du modèle de méthanisation à favoriser. Selon la priorisation retenue entre les divers objectifs poursuivis par cette politique publique, les équilibres relatifs possibles entre les nouvelles installations de petites tailles éligibles aux tarifs d'achat et les autres de taille plus importante éligibles aux certificats de production de biogaz seront modifiés en profondeur.

Liste des abréviations

AAMF	Association des agriculteurs méthaniseurs de France
ADEME	Agence de la transition écologique
AMM.....	Autorisation de mise sur le marché
ANSES	Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail
AODE	Autorité organisatrice de la distribution d'électricité
ATEE	Association technique énergie et environnement
ATRD.....	Accès des tiers au réseau de distribution du gaz naturel
ATRT	Accès des tiers au réseau de transport du gaz naturel
BCM.....	<i>billion cubic meter</i> (milliard de m ³)
CAPEX	<i>Capital expenditure</i> (coût d'investissement)
CESE.....	Conseil économique, social et environnemental
CIVE	Culture intermédiaire à vocation énergétique
CO2	Dioxyde de carbone
CPB	Certificat de production de biogaz
CRE.....	Commission de régulation de l'énergie
CSF	Comité stratégique de filière
DDPP	Direction départementale de la protection des populations
DGAL	Direction générale de l'alimentation
DGEC.....	Direction générale de l'énergie et du climat
DGFIP	Direction générale des finances publiques
DGPE	Direction générale de la performance économique et environnementale des entreprises
DGPR.....	Direction générale de la prévention des risques
DREAL	Direction régionale de l'environnement de l'aménagement et du logement
EBE	Excédent brut d'exploitation
EGALIM	Loi pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et une alimentation saine et durable
ELD.....	Entreprise locale de distribution
EMAA.....	(Plan) Energie-Méthanisation-Autonomie-Azote
EnR	Énergie renouvelable

FNADE	Fédération nationale des activités de la dépollution et de l'environnement
FNCCR	Fédération nationale des collectivités concédantes et régies
GES	Gaz à effet de serre
GNV	Gaz naturel pour véhicules
GO	Garantie d'origine
GRDF	Gaz réseau distribution France
GRTGaz	Gaz réseau transport
GWh	Gigawattheure (1 GWh = 1 million de kWh)
ICPE	Installation classée protection de l'environnement
IGN	Institut géographique national
INRAE	Institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement
INSEE	Institut national des statistiques et des études économiques
IOTA	Installations, ouvrages, travaux et activités ayant une incidence sur l'eau et les milieux aquatiques
ISDND	Installations de stockage de déchets non dangereux
KWh	Kilowattheure
LCOE	<i>levelized cost of energy</i>
LOM	Loi d'orientation des mobilités
LTECV	Loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte
MASA	Ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire
MTE	Ministère de la transition énergétique
MTECT	Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure (1 MWh = 1 millier de kWh)
Nm ³ / h	Normo mètre cube par heure
ONRB	Observatoire national de la ressource biomasse
OPECST	Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques
OPEX	<i>operational expenditure</i> (coût d'exploitation)
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PNACC	Plan national d'adaptation au changement climatique
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PPI	Programmation pluriannuelle des investissements
RED	directive européenne « <i>renewable energy directive</i> »

RGA	Recensement général agricole
RTE	Réseau de transport d'électricité
SDS	Service des études et des statistiques du ministère de la transition écologique
SFEC	Stratégie française énergie climat
SGPE	Secrétariat général à la planification écologique
SNBC	Stratégie nationale bas-carbone
SNMB	Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse
SPAN	Sous-produit animaux
SRB	Schéma régional biomasse
STEP	Station d'épuration des eaux usées
TICGN	Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel
TRE	Taux de retour énergétique
TRI	Taux de rendement interne
TWh	Térawattheure (1 TWh = 1 milliard de kWh)
UE	Union européenne

Annexes

Annexe n° 1 : composition du comité d'accompagnement.....	145
Annexe n° 2 : composition du comité d'experts.....	146
Annexe n° 3 : liste des personnes rencontrées	147
Annexe n° 4 : acteurs de la filière du biogaz	159
Annexe n° 5 : les logiques d'action	165
Annexe n° 6 : production et usages actuels du biogaz, dispositif d'observation associés	167
Annexe n° 7 : cadre législatif européen et national	176
Annexe n° 8 : objectifs quantitatifs de développement du biogaz	178
Annexe n° 9 : l'impact « carbone » de la méthanisation	181
Annexe n° 10 : perspectives de consommation de gaz	193
Annexe n° 11 : gisements de biomasse actuels et futurs	196
Annexe n° 12 : dispositifs de soutien au biogaz par l'État et charges de service public associées	211
Annexe n° 13 : dispositifs de soutien par l'Ademe et les collectivités territoriales	226
Annexe n° 14 : analyse de la rentabilité des installations de biogaz.....	229
Annexe n° 15 : état des connaissances scientifiques relatives à l'impact de la méthanisation sur les pratiques agricoles.....	237
Annexe n° 16 : dispositions juridiques relatives à la gestion des méthaniseurs, des intrants et des effluents des méthaniseurs.....	246

Annexe n° 1 : composition du comité d'accompagnement

Organisme	Membre invité
Direction générale de l'énergie et du climat	M. Alexandre CHEVALLIER, sous-directeur filières forêt-bois, cheval et bioéconomie
Direction générale de la performance économique et environnementale des entreprises	Mme. Léa MOLINIÉ, chargée de mission méthanisation agricole, bureau de la bioéconomie
Commission de régulation de l'énergie	M. Dominique JAMME, directeur général
ADEME	Mme Bénédicte GENTHON, directrice adjointe de la bioéconomie et des énergies renouvelables
GRT Gaz	Mme Céline HEIDRECHID-ROUSSEAU, directrice gaz renouvelables
GRDF	M. Alexis MASSE, délégué à la stratégie
Régions de France	Mme Séverine DUCOTTET (titulaire) et Mme Florence DOSTES, co-pilotes du groupe de travail « Méthanisation »
Fédération nationale des collectivités concédantes et régies	M. Charles-Antoine GAUTIER, directeur général
Association des agriculteurs méthaniseurs de France	M. Jean-François DELAITRE, président
Association France gaz renouvelables	Mme Cécile FREDERICQ, déléguée générale
Fédération nationale des activités de la dépollution et de l'environnement	Mme Muriel OLIVIER, déléguée générale
France nature environnement	Mme Cécile CLAVEIROLE, membre du bureau de la FNE et pilote du réseau agriculture et alimentation
WWF	M. Ludovic CUISINIER, chargé de projet biomasse et fret

Annexe n° 2 : composition du comité d'experts

Organisme	Membre invité
FranceAgriMer	Mme Aurore PAYEN, cheffe d'unité bioéconomie
Chambre d'agriculture de Bretagne	M. Hervé GORIUS, chargé de mission énergie et climat (Bretagne)
IDDRI	Mme Jeanne CADIOU, docteure, auteure d'une thèse en sociologie et agronomie sur la méthanisation agricole
Solagro	M. Christian COUTURIER, directeur général
ATEE	M. Luc BUDIN, délégué général du club biogaz
INRAE	Mme Sylvie RECOUS, directrice de recherche
INRAE	M. Nicolas BERNET, directeur de recherche
INRAE	M. Florent LEVAVASSEUR, Directeur de recherches*
AgroParisTech	Mme Nadège GARAMBOIS, agroéconomiste et maître de conférences
Service de la Statistique et de la prospective du MASA	M. Mickaël HUGONNET, chef du bureau de l'évaluation et de l'analyse économique*
Ademe	Mme Marie-Laure NAULEAU, économètre, chargée d'évaluation

**Membre invité pour la dernière réunion du comité d'experts, compte tenu des échanges réalisés durant l'instruction*

Annexe n° 3 : liste des personnes rencontrées

Administrations et établissements publics de l'État

- Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) / Direction de l'énergie :
 - Sophie MOURLON, directrice générale de l'énergie et du climat ;
 - Nicolas CLAUSSET, directeur énergie adjoint ;
 - Alexandre CHEVALLIER, sous-directeur de la sécurité d'approvisionnement et des nouveaux produits énergétiques ;
 - Vincent DELPORTE, adjoint au sous-directeur chargé des systèmes électriques et des énergies renouvelables ;
 - Daphné BORET, cheffe du bureau des gaz renouvelables et bas carbone
 - Camille SILLIAU, adjointe à la cheffe du bureau des gaz renouvelables et bas carbone
 - Matthieu BOULANGER, bureau des gaz renouvelables et bas carbone
- Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) / Direction du climat :
 - Olivier DAVID, chef du service climat et efficacité énergétique ;
 - Mickaël THIERY, chef du département de lutte contre l'effet de serre ;
 - Yanis CHAIGNEAU, chargé de mission empreinte carbone, sous-direction de l'action climatique
- Direction générale des infrastructures, des transports et de la mer (DGITM) / Direction des transports routiers :
 - Sylvie ANDRE, sous-directrice de la régulation et de la performance durables des transports routiers ;
 - Isabelle DOMERGUE, adjointe à la sous-directrice ;
 - Philippe MACHU, chef du bureau pour les affaires relatives à la performance économique et environnementale des transports routiers ;
- Direction générale de la prévention des risques (DGPR) :
 - Philippe BODENEZ, chef du service des risques sanitaires liés à l'environnement, des déchets et des pollutions diffuses ;

- Commissariat général au développement durable (CGDD) :
 - Janine EGUIENTA, adjointe à la cheffe de bureau en charge des énergies renouvelables ;
- Direction générale de la performance économique et environnementale des entreprises (DGPE) :
 - Serge LHERMITTE, directeur général adjoint ;
 - Sylvain REALLON, sous-directeur des filières forêt-bois, cheval et bioéconomie ;
 - Baptiste MEUNIER, chef du bureau bioéconomie ;
 - Léa MOLINIE, chargée de mission méthanisation et énergies renouvelables ;
- Service de la statistique et de la prospective (SSP) / Centre d'études et de prospective (CEP) :
 - Corinne PROST, cheffe du service de la statistique et de la prospective ;
 - Vincent MARCUS, chef du service de la statistique et de la prospective
 - Bruno HERAULT, chef du centre d'études et de prospective ;
 - Mickaël HUGONNET, chef du bureau de l'évaluation et de l'analyse économique ;
- France Stratégie :
 - Nicolas RIEDINGER, directeur du département développement durable et numérique ;
 - Hélène ARAMBOUROU, adjointe au directeur du département développement durable et numérique ;
 - Maxime GERARDIN, chef de projet transition énergétique ;
- Direction générale du Trésor :
 - Stéphane SORBE, sous-directeur des politiques sectorielles ;
 - Alexis GATIER, chef du bureau de l'énergie ;
 - Jean-Baptiste ARNOUX, adjoint au chef du bureau énergie ;
 - Raphaëlle GRESSET, adjointe au chef du bureau énergie ;
 - Nina GANCHOU, adjointe au chef du bureau énergie ;
 - Aurore BIVAS, cheffe du bureau transport ;

- Louise RABIER, cheffe de Pôle Zéro Carbone ;
- Clément ROMAN, chef du bureau climat ;
- Secrétariat général à la planification écologique (SGPE) :
 - Joseph HAJJAR, directeur de programme climat ;
 - Frédéric JOBERT, directeur de programme transports et agriculture ;
- Commission de régulation de l'énergie (CRE) :
 - Emmanuelle WARGON, présidente ;
 - Dominique JAMME, directeur général ;
 - Nicolas DELOGE, directeur des réseaux ;
 - Emeline SPIRE, précédente directrice du développement des marchés et de la transition énergétique ;
 - Anne-Sophie DESSILLONS, directrice du développement des marchés et de la transition énergétique ;
 - Emmanuel RODRIGUEZ, directeur adjoint des relations juridiques ;
 - Elsa MERCKEL, cheffe du département des énergies renouvelables ;
 - Héloïse TIXIER, cheffe adjointe du département des énergies renouvelables ;
 - Edith HECTOR, cheffe du département distribution ;
 - Julien BURDLOFF, chargé de mission au sein du département des énergies renouvelables ;
 - Camille DUPHIL, chargée de mission au sein du département des énergies renouvelables ;
 - Jeanne HOZA-OUFINON, chargée de mission au sein du département des énergies renouvelables ;
 - Claire PARGUEY, chargée de mission au sein du département transition énergétique de la direction des affaires juridiques ;
 - Clémence LE BERRE, chargée de mission au sein du département transition énergétique de la direction des affaires juridiques ;
 - Cécile BOUCHER-BOUCARD, chargée de mission au sein du département transition énergétique de la direction des affaires juridiques, *data protection officer* ;
- Martial FOURNIER de SAINT JEAN, chargé de mission au sein du département réseaux et infrastructures, *data protection officer* ;

- Ademe :
 - Baptiste PERISSIN-FABERT, directeur général déléguée, directeur de l'expertise et des opérations ;
 - David MARCHAL, directeur exécutif adjoint, expertise et programme ;
 - Jérôme MOUSSET, directeur bioénergie, économie renouvelable ;
 - Bénédicte GENTHON, adjointe au Directeur bioénergie, économie renouvelable ;
 - Marie-Laure NAULEAU, chargée de mission prospective, évaluation, observation
 - Jean-Christophe POUET, chef du service Coordination Évaluation Valorisation ;
 - Julien THUAL, coordinateur scientifique et technique au service Agriculture Forêt et Alimentation ;
 - Christelle LANCELOT, coordinatrice scientifique et technique au service Agriculture Forêt et Alimentation ;
 - Alessia VILASI, ingénieure territoriale, direction régionale Grand Est ;
 - Elisabeth SESMAT, assistante technique, direction régionale Grand Est ;
- FranceAgriMer :
 - Christine AVELIN, directrice générale ;
 - Pierre CLAQUAIN, directeur des marchés des études et de la prospective ;
 - Patrick AIGRAIN, chef du service évaluation, prospective et analyses transversales ;
 - Aurore PAYEN, cheffe de l'unité bioéconomie ;
- Autorité environnementale :
 - Laurent MICHEL, président de l'autorité environnementale ;
- Inspections générales :
 - Philippe FOLLENFANT, inspection générale de l'environnement et du développement durable (IGEDD) ;
 - Philippe GUIGNARD, inspection générale de l'environnement et du développement durable (IGEDD) ;

- Michel HERMELINE, conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux (CGAAER)
- Françoise LAVARDE, conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux (CGAAER)
- Emmanuel CLAUSE, conseil général de l'économie (CGE)
- Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail (ANSES) :
 - Jean-Rémi DUMENIL, responsable du Pôle matières fertilisantes et supports de cultures, Unité de coordination des intrants du végétal (UCIV), Direction des Produits Réglementés.
 - Caroline Le MARECHAL, cheffe d'Unité Adjointe, chargée de projets de Recherche, responsable LNR Botulisme aviaire

Acteurs du secteur de l'énergie

- GRTGaz :
 - Thierry TROUVE, directeur général ;
 - Anthony MAZZENGA, directeur du développement ;
 - Céline HEIDRECHÉID-ROUSSEAU, adjointe au directeur du développement, chargée des gaz renouvelables ;
 - Bastien GUILLOT, Direction commerciale – structuration de l'offre biométhane, commercial ;
 - Rémi Le QUILLIEC, Direction commerciale – données commerciales ;
- GRDF :
 - Catherine LÉBOUL-PROUST, Directrice de la stratégie ;
 - Alexis MASSE, Délégué à la stratégie ;
 - Etienne GOUDAL, Chef de projet senior, direction de la stratégie ;
 - Antoine MONNET, Chef de projet, direction de la stratégie ;
 - Sabrina DUPUIS, Chef de projet, direction de la stratégie ;
- Engie/Storengy :
 - Camille BONENFANT-JEANNENAY, Directrice générale de la BU Storengy ;
 - Frédéric TERRISSE, Directeur général adjoint d'Engie Biogaz ;

- TotalEnergies :
 - Olivier GUERRINI, VP TotalEnergies, Responsable de la BU Biogaz ;
 - Mathieu De CARVALHO, Pilote du groupe de travail biogaz organisé dans le cadre du comité stratégique de filière « Nouveaux systèmes énergétiques » ;
 - Simon CARRALOU, Assistant au pilotage du groupe de travail biogaz ;
- France Gaz Renouvelables (FGR) :
 - Cécile FREDERICQ, Déléguée générale ;
 - Arnaud BOUSQUET, Secrétaire général ;
- Syndicat des énergies renouvelables (SER) :
 - Alexandre ROESCH, Délégué Général ;
 - Valérie WEBER-HADDAD, Directrice en charge des filières chaleur, froid et transports ;
 - Robin APOLIT, Chargé de mission sur les gaz renouvelables ;
- Club Biogaz :
 - Luc BUDIN, Délégué général du club Biogaz ;
 - Michel SPILLEMAECKER, Vice-président du club Biogaz
- EDF :
 - Stéphanie ROGER-SELWAN, Directrice, Direction Commerce Sourcing Economie Finance ;
 - Eric GASPAROTTO, Directeur Missions Certificats d'Économies d'Énergie et Certificats de Production de Biométhane ;
 - Jean-Michel CAYLA, Direction de la stratégie du groupe, chargé des questions de bioénergie, hydrogène ;
 - Xavier EPIARD, Chargé de missions Direction Commerce – Sourcing Économie Finance ;
 - Raphael FLUXET ; Adjoint au Directeur du Pôle Optimisation Gaz
- EDF Obligation d'achat (EDF OA) :
 - Anne MALOT, Directrice, Direction de la régulation ;
 - Alexandre MAES, chargé de mission, Direction de la régulation ;

- Maximilien VOUILLEMET, Responsable filière thermique, direction de la régulation ;
- RTE :
 - Thomas VEYRENC, Directeur Économie, Stratégie et Finance ;
 - Olivier HOUVENAGEL, Directeur de l'économie du système électrique ;
 - Jean-Philippe BONNET - Directeur adjoint Stratégie, Prospective et Évaluation ;
 - Coline ASSAIANTE, Conseillère Stratégie Prospective et Évaluation ;

Acteurs du monde agricole

- Chambre d'agriculture France :
 - Christophe HILLAIRET, Référent méthanisation pour le réseau national des CA et président de la chambre d'agriculture d'Île-de-France ;
- Chambre d'agriculture de Bretagne :
 - André SERGENT, Président de la Chambre d'agriculture de Bretagne ;
 - Hervé GORIUS, Expert méthanisation ;
- Association des agriculteurs méthaniseurs de France (AAMF) :
 - Jean-François DELAITRE, Président de l'AAMF, agriculteur et méthaniseur ;
 - Mauritz QUAACK, Vice-président de l'AAMF et de France Gaz Renouvelables, agriculteur et méthaniseur ;
 - Jacques-Pierre QUAACK, agriculteur et méthaniseur ;
- Association des méthaniseurs bretons (AMB) :
 - Jean-Marc ONNO - Président de l'AMB, agriculteur et méthaniseur ;
 - Bruno CALLE, Agriculteur et méthaniseur ;
- FNSEA :
 - Olivier DAUGER, référent climat, énergie et carbone ;
 - Bernard LOGO, chargé de mission énergie et climat ;

- Confédération Paysanne :
 - Nicolas FORTIN, secrétaire national ;
 - Georges BARONI, Responsable de la commission énergie, viticulteur ;
 - Aline BOMANE, membre de la commission énergie, productrice de fruits ;
 - Anne du PLESSIS, membre du comité interdépartemental Île-de-France ;
 - Fabien CHAMPION, animateur filières ;

Acteurs du secteur des déchets

- Fédération nationale des activités de la dépollution et de l'environnement (FNADE)
 - Muriel OLIVIER, déléguée générale ;
 - Thomas SAUVAGET, Responsable des relations institutionnelles ;
 - Alice PAILLET, Responsable de la valorisation organique ;
 - Antoine LAIR, Expert, Direction Technique et Performance Recyclage et Valorisation des déchets ;
- SUEZ
 - Stanislas REIZINE, vice-président Stratégie

Acteurs associatifs

- France Nature Environnement (FNE) :
 - Michel DUBROMEL, Référent méthanisation, ancien président de FNE ;
- Eaux et Rivières de Bretagne
 - Francis NATIVEL, président ;
 - Marie Pascal DELEUME, ancienne présidente de FNE Bretagne, ingénieure agronome et président section prospective du CESER de Bretagne ;
 - Régine FERRON, membre ;
 - Jean-Pierre LE LAN, administrateur ;
- WWF :
 - Ludovic CUISNIER, Chargé de projets biomasse et fret ;

Collectivités

- Régions de France :
 - Olivia de MALEVILLE, conseillère transition écologique ;
 - Séverine DUCOTTET, référente biométhane ;
 - Florence DOSTES, référente biométhane ;
 - Marie-Pierre SIRUGU, chargée de mission biométhane, région Bourgogne-Franche-Comté ;
- Conseil régional de Normandie
 - Frédéric OLLIVIER, Directeur général des services ;
 - M. Hubert DEJEAN DE LA BATIE, Vice-Président CR Normandie transition énergétique et environnement ;
 - Pierre-Edouard BAILLET, Chargé de mission valorisation biomasse ;
- Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) :
 - Charles-Antoine GAUTIER, Responsable énergie ;
 - Régis TAISNE, Responsable du cycle de l'eau ;

Chercheurs et acteurs académiques

- Institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement (INRAE) :
 - Monique AXELOS, directrice scientifique alimentation et bioéconomie ;
 - Diana GARCIA-BERNET, chercheure ;
 - Florent LEVAVASSEUR, chercheur ;
 - Léa BOROS, doctorante ;
 - Sabine HOUOT chercheure ;

- AgroParisTech :
 - Nadège GARAMBOIS, maître de conférences en agriculture comparé ;
 - Isalie REGUER, doctorante ;
 - Léo SPITZ, chercheur ;
- Institut du Développement Durable et des Relations Internationales (IDDRI) :
 - Jeanne CADIOU, docteure et autrice d'une thèse sur l'effet de la méthanisation sur les pratiques agricoles.

Banques et organismes de financement

- Banque Populaire :
 - Sylvain VIOLLET, responsable adjoint de Val de France Énergies ;

Benchmark International

- European Biogas Association :
 - Anthony LORIN, EU policy officer EBA ;
 - Mieke DECORTE, Technical director EBA;
- European Renewable Gas Registry (ERGaR):
 - Tim HAMERS, Secrétaire générale de ERGaR ;
- Fachverband Biogas (Association allemande de la filière biogaz) :
 - Stefan RAUH, Chief Operating Officer;
 - Sebastian STOLPP, Head of international affairs;
- Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE) :
 - Sven ROESNER, Directeur de OFATE, sur tous les sujets de l'OFATE ;
 - Svenja MEWESSEN, Chargé de mission bioénergies ;
- Ministère Italien de l'environnement et de l'énergie et agence italienne de l'énergie (GSE) :
 - Giovanni PERRELLA, Senior energy advisor, ;
 - Rosanna PIETROPAOLO, GSE ;
 - Carmelo FELLONE, GSE ;

- Matteo GIANNI, GSE ;
- Alessandro PELLENI, GSE ;
- Platform Groen Gas (Pays-Bas) :
 - Robert GOEVAERS, Director
- Danish Energy Agency :
 - Kristian HAVSKOV SØRENSEN, Danish Energy agency, biogaz team
 - Nathalie Josephine JACOBSEN, Danish Energy agency, biogaz team;
 - Henriette Louise BAUMANN, Danish Energy agency, biogaz team;
- Autres :
 - Laurent THERY – Consultant, ex-directeur adjoint de la stratégie de ENGIE ;

Autres acteurs

- Sénat :
 - Daniel SALMON, Sénateur d'Ille-et-Vilaine, auteur du rapport « Méthanisations : au-delà des controverses, quelles perspectives ? »;
- Solagro :
 - Christian COUTURIER, Directeur général ;
 - Jérémie PRIAROLLO, Responsable de l'activité ingénierie méthanisation ;
 - Marine CORDELIER, Cheffe de projets ;
- Collectif Scientifique National Méthanisation Raisonnable (CNSM) et Collectif National Vigilance Méthanisation (CNVM)
 - François GILLET, membre du CNVM ;
 - Daniel CHATEIGNER, membre du CNSM ;
 - Sébastien ALMAGRO, membre du CNSM ;

En complément des entretiens, des visites de sites de méthanisation ont été effectuées au cours de l'instruction de l'évaluation et de la note de faisabilité :

- Site de méthanisation en cogénération au sein de l'exploitation d'élevage porcin de M. Jean-Marc ONNO (Président de l'association des méthaniseurs bretons, VP de l'association des agriculteurs méthaniseurs de France) dans la commune d'Evellys (56500) ;
- Site de méthanisation en cogénération au sein de l'exploitation d'élevage porcin et bovin de M. André SERGENT (Président de la chambre d'agriculture de Bretagne) dans la commune de Beuzec-Cap-Sizun (29008) ;
- Site de méthanisation en injection portée par plusieurs agriculteurs au sein de la SARL KENDERVGAZ dans la commune d'Evellys (56500) ;
- Site de méthanisation en injection au sein de l'exploitation céréalière de M. Jean-François DELAITRE (Président de l'association des agriculteurs méthaniseurs de France) dans la commune d'Ussy-sur-Marne (77478) ;
- Site de méthanisation en injection au sein de l'exploitation céréalière de MM. Mauritz et Jacques-Pierre QUAACK (vice-président de l'association des agriculteurs méthaniseurs de France) dans la commune de Chaumes-en-Brie (77107) ;
- Site de méthanisation en injection « BioVilleneuvois » géré par TotalEnergies dans la commune de Villeneuve-sur-Lot (47300).

Annexe n° 4 : acteurs de la filière du biogaz

Acteurs de la filière du biogaz

Les parties prenantes à la politique publique de méthanisation sont nombreuses et interviennent à différents titres. Les principales sont recensées ci-après.

Les acteurs spécifiques à l'usage du bio GNV ne sont inclus ni dans le recensement des acteurs, ni dans le sociogramme, dans la mesure où il n'a pas été inclus de question évaluative spécifique au bio-GNV. Toutefois il existe des acteurs spécifiques sur cet usage du gaz : au-delà de l'administration en charge (DGITM au MTECT), ceux-ci sont regroupés dans l'association française du gaz naturel véhicules (AFGNV), et comprennent notamment : la fédération nationale des transports routiers et celle des transports de voyageurs (FNTR et FNTV), les gros opérateurs de transport public (RATP, Transdev, etc.), les constructeurs de véhicules, etc.

Parmi les acteurs institutionnels participant à la définition de la politique publique et à sa mise en œuvre (administrations, autorités administratives indépendantes, établissements publics, collectivités, etc.), figurent :

- le secrétariat général à la planification écologique (SGPE), anime la réflexion interministérielle en amont de la loi de programmation énergie-climat ;
- au sein des ministères de la transition énergétique (MTE) et de la transition écologique et de la cohésion des territoires (MTECT) : la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), au titre de la définition de la politique énergie-climat ; la direction générale de la prévention des risques (DGPR), au titre de la définition et du suivi de la réglementation des installations classées et de l'élaboration de la politique publique et du cadre légal relatif à la gestion des déchets ;
- au sein du ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire (MASA) : la direction générale de la performance économique et environnementale des entreprises (DGPE) au titre de son suivi de la politique de soutien à la méthanisation ; la direction générale de l'alimentation (DGAL) au titre de l'élaboration de la réglementation relative à l'épandage des digestats ;

- à l'échelle des services déconcentrés : les directions départementales de la protection des populations (DDPP) au titre du contrôle des agréments sanitaires des installations qui utilisent des matières relevant des sous-produits animaux (catégorie à laquelle appartient un certain nombre de biodéchets) ; les directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) au titre du contrôle des autres ICPE ;
- les missions régionales de l'autorité environnementale (MRAE) donnent un avis sur les projets susceptibles d'avoir des incidences notables sur l'environnement ;
- la commission de régulation de l'énergie (CRE), au titre de ses avis sur la politique publique, de l'instruction des appels d'offres, du calcul des charges de service public de l'énergie, du suivi des coûts de la filière, etc ;
- l'Ademe, au titre de son expertise sur les filières relatives à la transition écologique, mais également au titre de son financement des installations de méthanisation, grâce aux fonds chaleur et déchets ;
- les régions interviennent comme collectivités chargées de la planification énergétique, mais elles peuvent également intervenir dans le financement des projets de méthanisation, sous la forme de subventions, parfois conjointement avec l'Ademe ;
- les chambres d'agriculture, qui accompagnent le développement des projets de méthanisation agricole, notamment *via* le développement d'un réseau d'experts.

Les gestionnaires de réseaux interviennent également à plusieurs titres :

- GRDF et les entreprises locales de distribution (ELD) doivent procéder au raccordement des méthaniseurs ;
- GRTGaz et Terega sont les gestionnaires du réseau de transport de gaz. Ils doivent tenir à jour le registre des capacités et procéder également au raccordement de certaines installations de production de biogaz ;
- RTE, Enedis et les entreprises locales de distribution d'électricité assurent les mêmes fonctions que GRDF et GRTGaz pour les producteurs de biogaz en cogénération, dont l'installation est raccordée aux réseaux électriques.

Les fournisseurs d'énergie et acheteurs obligés sont concernés par les dispositifs de rachat de l'électricité et du gaz produits :

- EDF obligation d'achat (EDF OA) et les ELD d'électricité rachètent l'électricité produite sous obligation d'achat ;
- Engie, TotalEnergies, ELD de gaz et certains fournisseurs de gaz naturel (SAVE par exemple) rachètent le biométhane injecté sur le réseau²⁰³.

De plus, les utilisateurs de chaleur (tels que les gestionnaires²⁰⁴ de réseau de chaleur ou des industriels) peuvent racheter celle produite par un méthaniseur.

Les producteurs de biogaz recouvrent des opérateurs très variés, qui peuvent être seuls dans leur projet ou regrouper plusieurs types d'acteurs. Il peut s'agir :

- d'exploitants agricoles, regroupés dans l'association des agriculteurs méthaniseurs de France (AAMF) ;
- des industriels énergéticiens : Storengy (filiale d'Engie) qui a l'ambition de produire 10 TWh de gaz vert en Europe à l'horizon 2030 ; TotalEnergies qui a l'ambition de produire 10 TWh de biogaz dans le monde à l'horizon 2030 , etc.
- des gestionnaires de STEP ou d'ISDND ;
- des collectivités locales impliquées dans la gestion de leurs biodéchets²⁰⁵.

Les producteurs de déchets qui alimentent les méthaniseurs en intrants sont très divers :

- industries agro-alimentaires ;
- collectivités collectant des biodéchets ;
- agriculteurs non méthaniseurs.

²⁰³ Article L.446-4 du code de l'énergie.

²⁰⁴ La majorité des réseaux de chaleur sont sous maîtrise d'ouvrage publique et gérés dans le cadre d'une délégation de service public ou en régie.

²⁰⁵ Par exemple, la commune de Locminé et l'intercommunalité, Centre Morbihan Communauté, ont créé la société d'économie mixte (SEM) LIGER, qui a construit et exploite un centre d'énergies renouvelables qui produit de l'électricité, du gaz naturel et de la chaleur à partir d'un méthaniseur, alimenté par des effluents d'épuration, des déchets agricoles et des déchets agroalimentaires et d'une chaudière à bois.

Par ailleurs, un certain nombre d'associations ou d'organismes professionnels sont actifs sur la filière du biogaz (sous toutes ses formes) :

- la fédération nationale des activités de la dépollution et de l'environnement (FNADE), regroupe les syndicats professionnels du monde des déchets ;
- la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), qui est une association spécialisée sur les services publics locaux en réseau ;
- l'association France Gaz Renouvelable (AFGR), qui regroupe les acteurs du monde agricole (dont la FNSEA et l'AAMF), les représentants des infrastructures gazières, la FFNCR, etc. ;
- l'association technique énergie et environnement (ATEE), qui regroupe les professionnels des filières de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, et qui anime un club biogaz ;
- le syndicat des énergies renouvelables (SER), qui représente l'ensemble des filières des énergies renouvelables en France.

De plus :

- le Comité stratégique de filière (CSF) « nouveaux systèmes énergétiques » (qui dépend du conseil national de l'industrie) comporte un groupe de travail biogaz ;
- un groupe de travail sur l'injection de biométhane (GT injection), rassemble, sous la houlette de l'Ademe et de GRDF, tous les acteurs concernés plus spécifiquement par la problématique de l'injection sur les réseaux.

Plusieurs associations de défense de l'environnement ou des riverains se sont prononcées sur la question de la méthanisation. C'est le cas de :

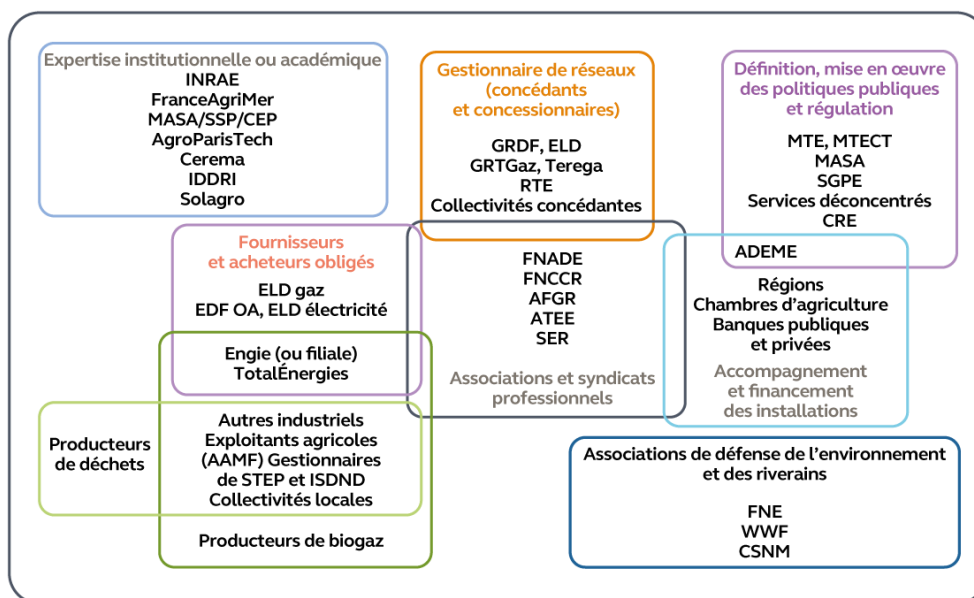
- France nature environnement (FNE), qui est une fédération d'associations de protection de la nature et de l'environnement, et qui s'est penchée sur l'état des controverses sur le sujet²⁰⁶ ;
- Fonds mondial pour la nature (WWF) France, qui accompagne les acteurs dans une démarche de méthanisation responsable ;
- par ailleurs un collectif sur la méthanisation a été créé à travers le collectif scientifique national méthanisation raisonnable (CSNM).

²⁰⁶ France Nature Environnement, *Méthanisation : état des lieux de l'analyse des controverses*, 2022.

Enfin, plusieurs acteurs participent spécifiquement à l'expertise institutionnelle et académique sur le sujet :

- l'institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement (Inrae) produit de nombreuses recherches sur la méthanisation ;
- FranceAgriMer anime une commission thématique interfilière « bioéconomie » qui comporte un groupe de travail sur la méthanisation. FranceAgriMer pilote également l'observatoire national de la ressource en biomasse (ONRB) ;
- Solagro, qui a un statut d'entreprise associative, fournit beaucoup d'expertise sur ces sujets, pour son compte ou celui d'acteurs institutionnels ;
- le Centre d'études et prospective (CEP) du MASA produit des études et finance des recherches sur le sujet ;
- les laboratoires de recherche d'AgroParisTech s'intéressent également à la méthanisation ;
- le Cerema, établissement public pour la transition écologique et la cohésion des territoires.

Schéma n° 2 : sociogramme de la politique publique relative à la production de biogaz

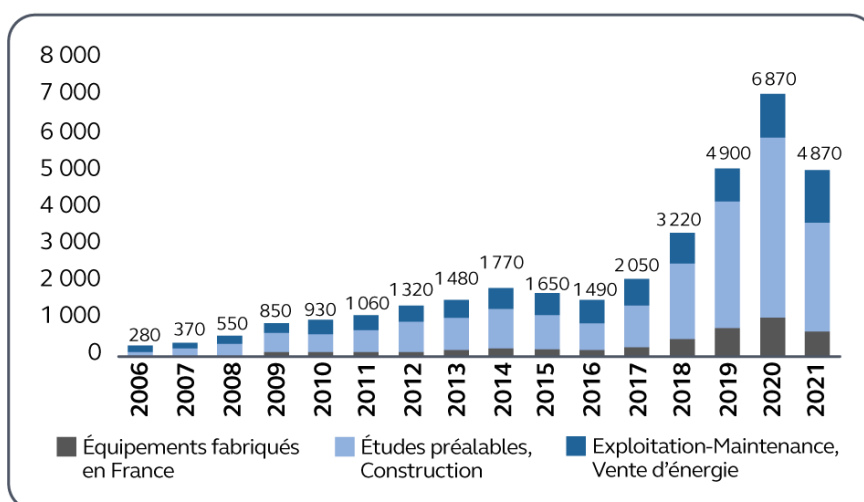


Source : Cour des comptes

Emplois de la filière

Dans sa dernière édition des études consacrées aux marchés et emplois des filières de production d'énergies renouvelables²⁰⁷, l'Ademe estime que les marchés²⁰⁸ associés à la filière « biogaz »²⁰⁹ représentent 1,8 Md€ en 2020 et 1,6 Md€ en 2021 (chiffres provisoires). Le nombre d'emplois, après avoir significativement crû entre 2019 et 2020 pour atteindre 6 870 ETP, baisse également en 2021, entraîné par la baisse des emplois mobilisés par l'investissement (études préalables et construction), pour revenir à 4 870 ETP, niveau proche de celui de 2019.

Graphique n° 22 : emplois associés au biogaz par méthanisation et ISDND (ETP)



Note de lecture : les chiffres 2020 représentent des estimations semi-définitive et ceux de 2021 des estimations provisoires.

Source : Ademe

²⁰⁷ Ademe, *Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération - Edition 2023*, 2023.

²⁰⁸ Au sens de cette étude, les marchés représentent la valeur des équipements fabriqués en France, celle des importations d'équipement, celle des études préalables et de la construction, l'exploitation et la maintenance des installations et enfin la vente d'énergie associée.

²⁰⁹ Méthanisation et ISDND.

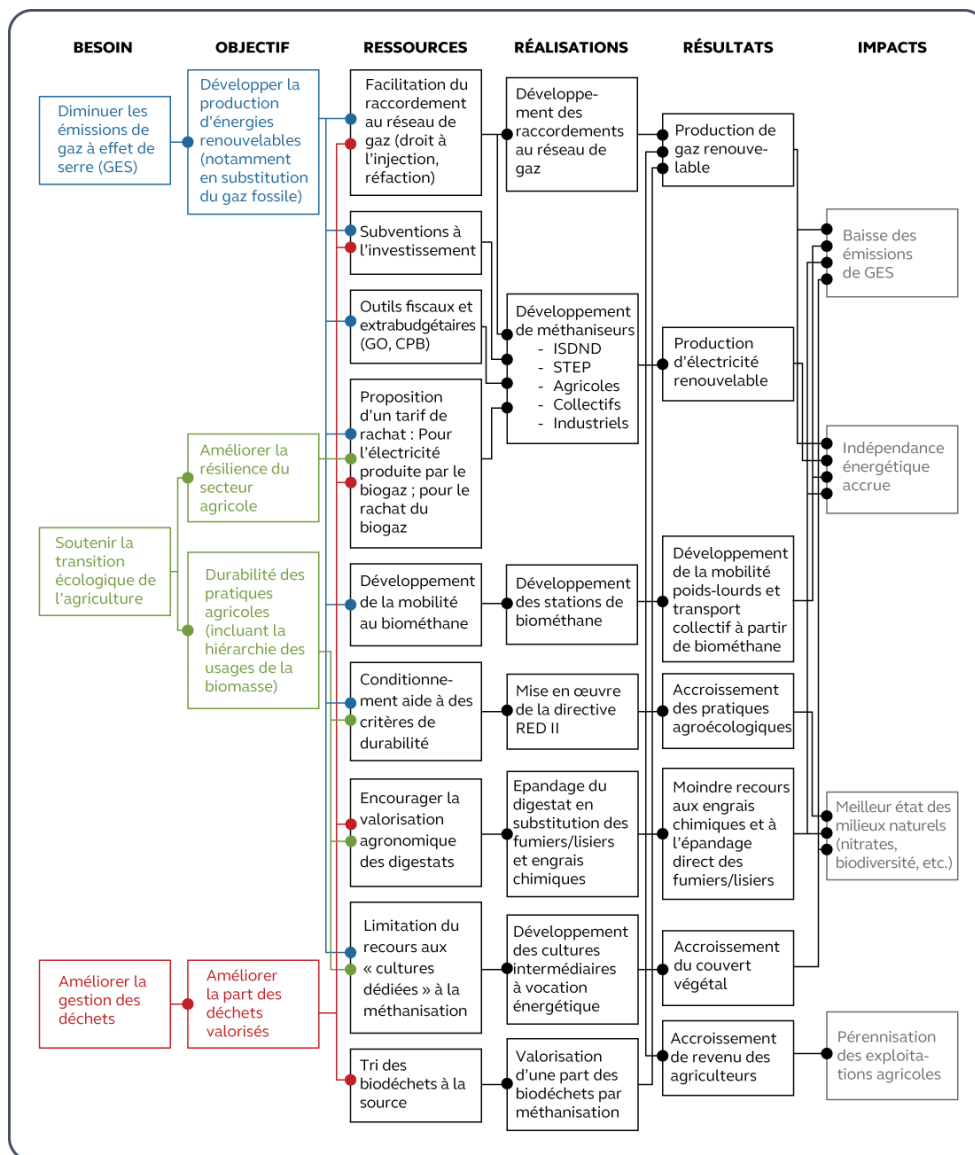
Annexe n° 5 : les logiques d'action

Chacun de ces objectifs stratégiques associés à la politique publique (la diminution des émissions de gaz à effet de serre, le soutien à la transition écologique de l'agriculture et la meilleure gestion des déchets) peut donner lieu à la déclinaison d'une logique d'action propre, qui ferait figurer la totalité des objectifs spécifiques et des moyens mis en œuvre pour les atteindre, dont la majorité ne concernerait pas la méthanisation. Ainsi :

- l'objectif stratégique de diminution des émissions de GES donnerait lieu à une logique d'action incluant le développement des autres énergies renouvelables, l'électrification du parc de véhicules, les économies d'énergies, etc. ;
- l'objectif de soutien à la transition écologique de l'agriculture inclurait les mesures agro-environnementales et climatiques de la politique agricole commune, ou le soutien à l'agriculture biologique, etc. ;
- l'objectif stratégique de meilleure gestion des déchets inclurait quant à lui la prévention de production des déchets, l'amélioration du réemploi, etc.

Toutefois, ces objectifs stratégiques entretiennent entre eux des liens qui peuvent plus facilement être mis en évidence au moyen d'une logique d'actions combinée, telle que représentée ci-dessous. Cette logique d'action combinée ne fait apparaître que les objectifs spécifiques, ressources, réalisations, résultats, impacts, liés à la méthanisation.

Schéma n° 3 : logigramme de la politique publique de soutien au biogaz

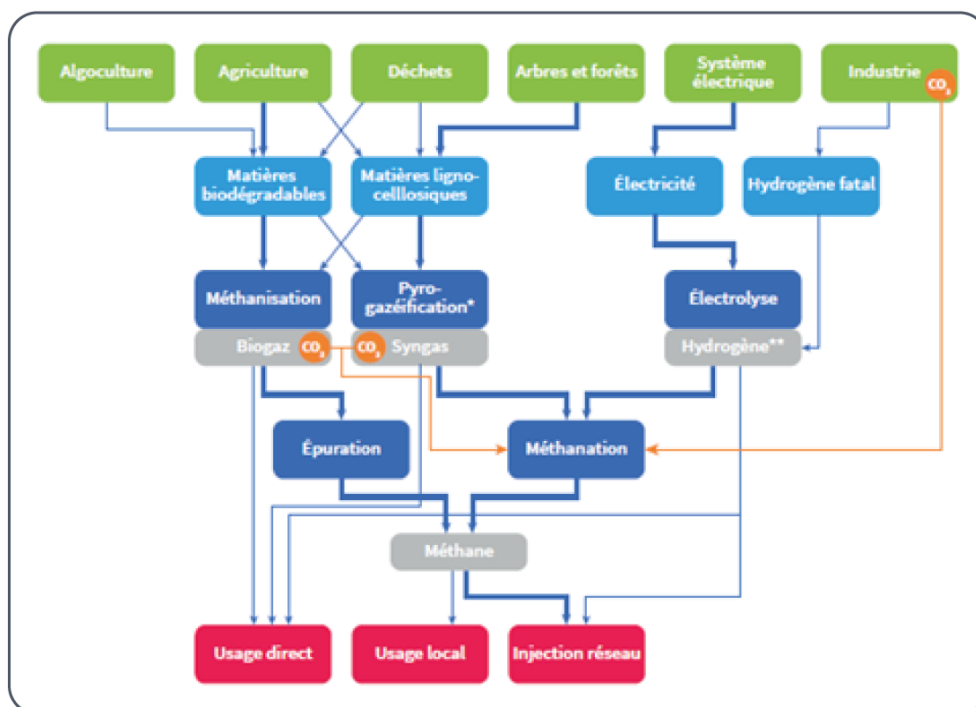


Source : Cour des comptes

Annexe n° 6 : production et usages actuels du biogaz, dispositif d'observation associés

Le biogaz peut être produit de différentes manières, comme présenté dans le schéma ci-dessous.

Schéma n° 4 : les différentes voies de production de gaz renouvelable



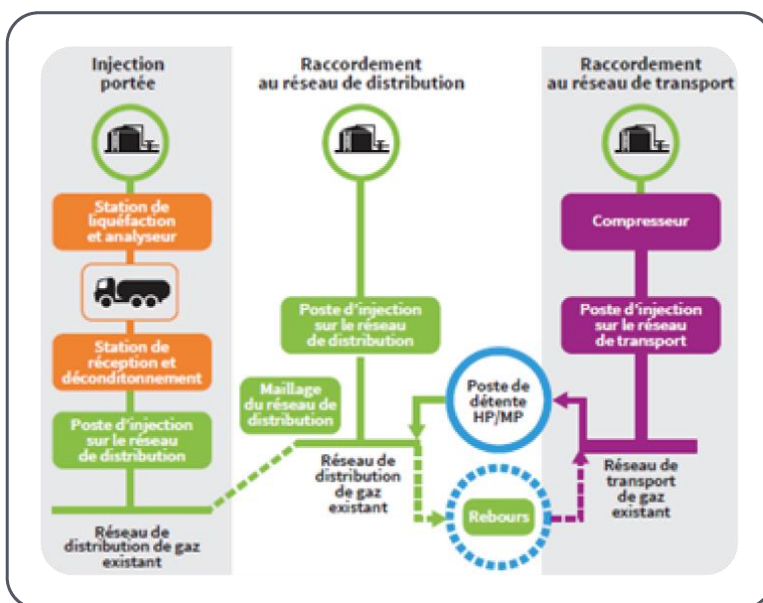
* La « pyrogazéification » inclut la pyrogazéification hydrothermale des algues.

** L'hydrogène peut aussi être utilisé directement pour divers usages, ce qui n'est pas pris en compte dans cette étude.

Source : Ademe

Si le biogaz n'est pas utilisé directement sur site en cogénération ou pour produire de la chaleur seule, il peut être injecté sur le réseau.

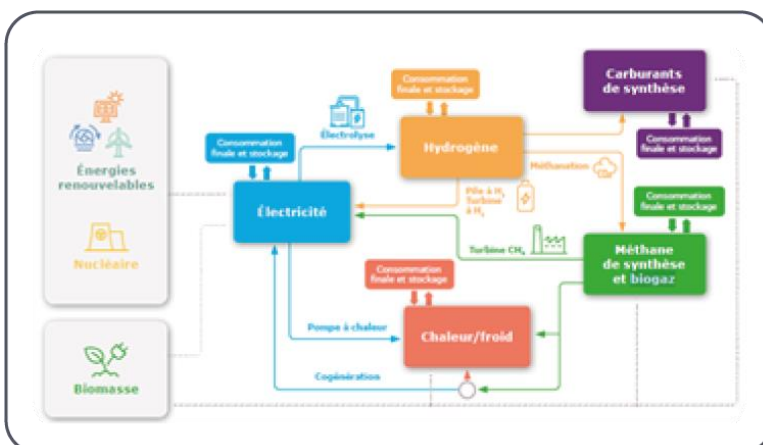
Schéma n° 5 : illustration du panel de solutions pour raccorder une installation de méthanisation



Source : Ademe

Les interactions entre le biogaz et le vecteur électrique sont résumées dans le schéma ci-dessous.

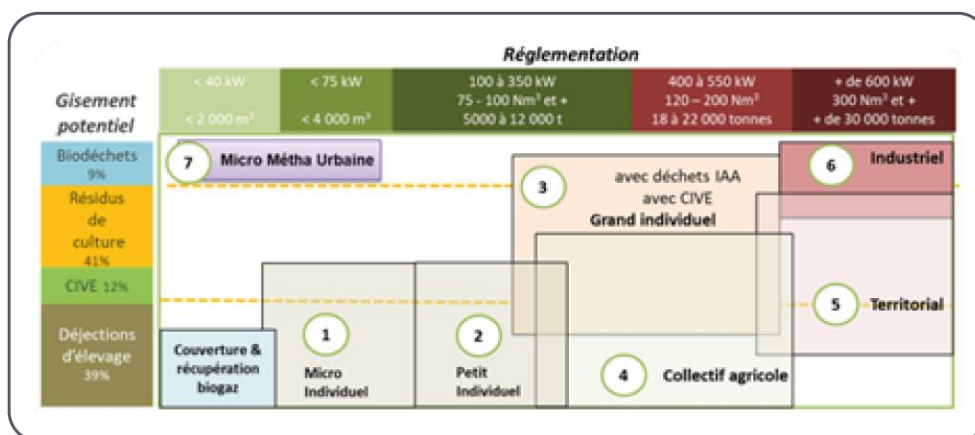
Schéma n° 6 : principales interactions entre l'électricité et les autres vecteurs énergétiques



Source : RTE

Il existe différents modèles de méthaniseurs, tels que résumés dans le schéma ci-dessous.

Schéma n° 7 : positionnement des unités selon leur type d’approvisionnement et leur puissance énergétique

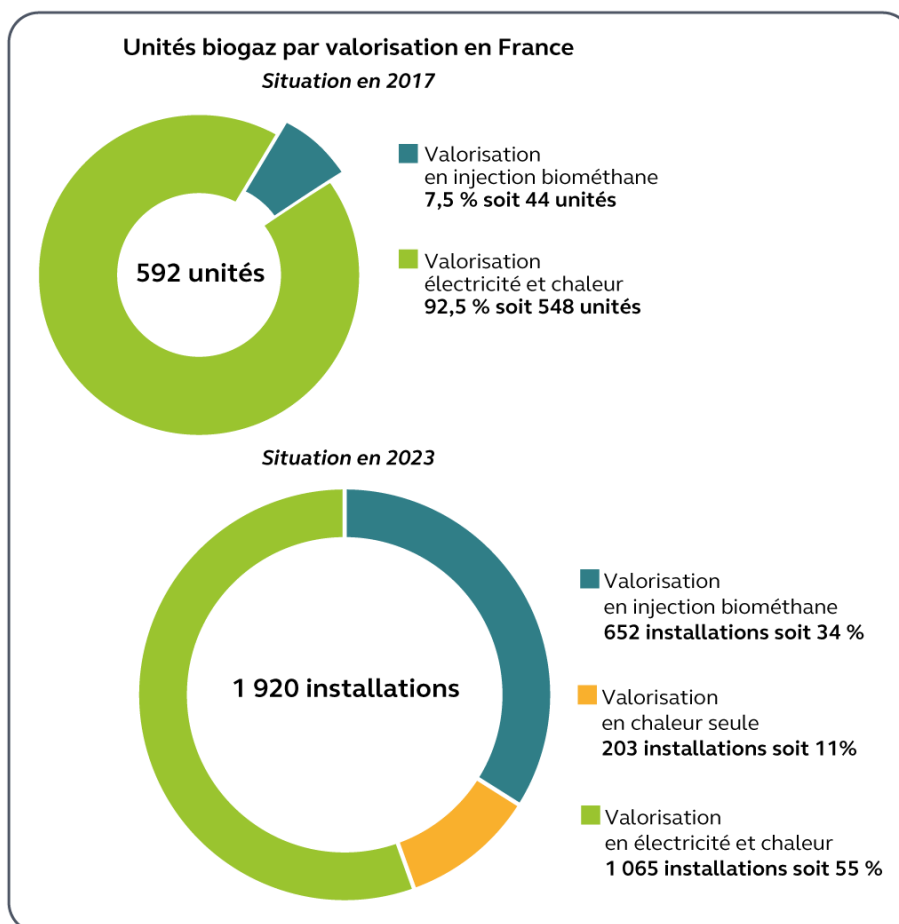


Source : Ademe, Performances et potentiels de diffusion d'unités de méthanisation agricole, 2019

Nombre d'installations actuelles et niveau de production prévisionnel

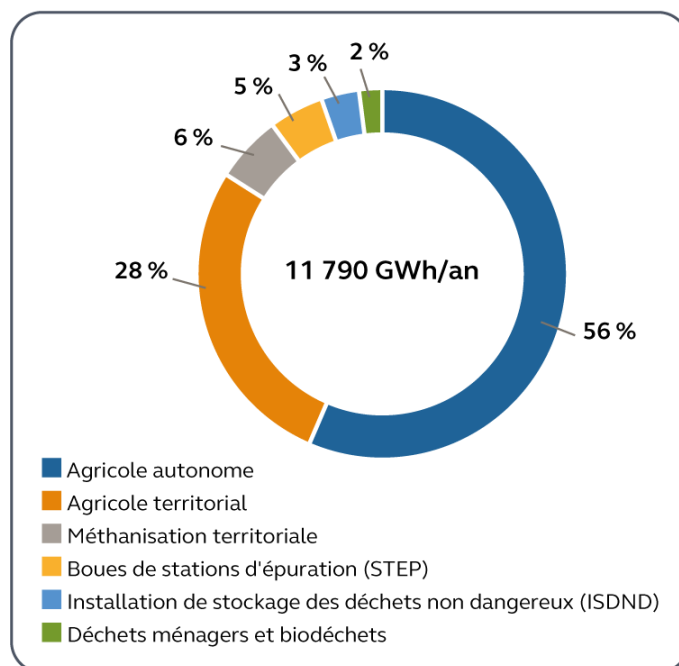
Le nombre d'installations a significativement augmenté ces dernières années : il n'était que de 592 unités en 2017 et s'élève fin 2023 à 1 920 unités. En injection, les sites agricoles autonomes sont majoritaires.

Graphique n° 23 : nombre d'installations qui produisent et valorisent des gaz renouvelables à fin 2017 et fin 2023



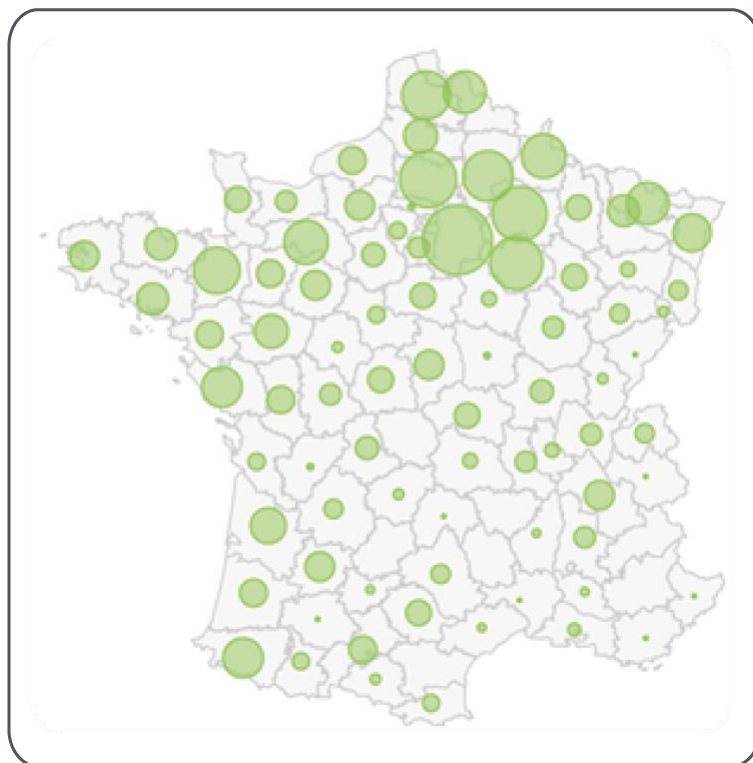
Source : panoramas des gaz renouvelables de 2017 et 2023

Graphique n° 24 : répartition du débit annuel prévisionnel installé total par typologie d'installation d'injection à fin 2023



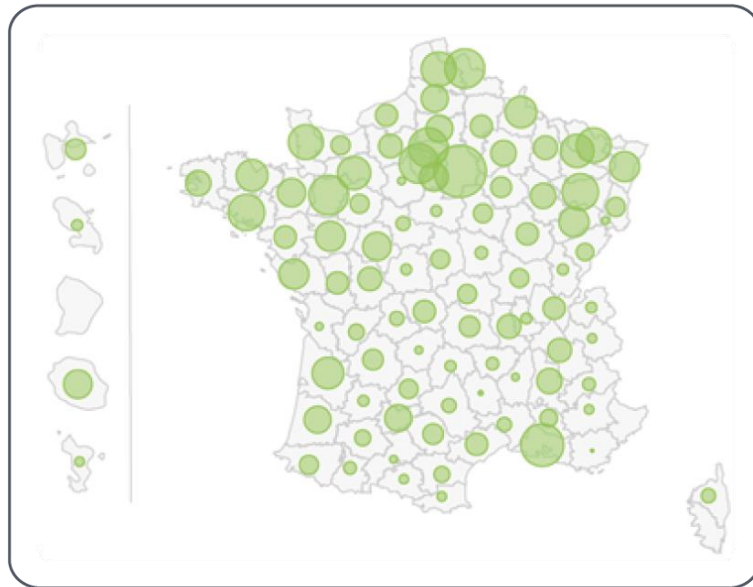
Source : panorama des gaz renouvelables en 2023

**Carte n° 1 : capacité maximale de production de biométhane
par département au 30 juin 2024 (en GWh / an)**



Source : service des données et études statistiques du ministère de l'écologie (SDES)

Carte n° 2 : puissance raccordée au réseau électrique des unités de production d'électricité à partir de biogaz au 30 juin 2024 (en MW)



Source : service des données et études statistiques du ministère de l'écologie (SDES)

Observation de la méthanisation

Observation par les services statistiques

Dans le cadre du bilan de l'énergie, le service des données et des études statistiques (SDES) n'identifie pas les « méthaniseurs ». Il suit les installations de production d'électricité et de chaleur qui déclarent consommer du biogaz, peu importe comment ce biogaz est fabriqué. Une installation est une unité dédiée à la production d'énergie, qui peut être soit en électricité seule, soit en chaleur seule, soit en cogénération.

Tableau n° 4 : répartition des installations de production d'électricité au 31 décembre 2023

Type d'installation	Installations			Puissance		
	Nombre	%	Dont installé en 2023	En MW	%	Dont installé en 2023
Méthanisation	875	82 %	61	307	52 %	11
ISDND	161	15 %	4	260	44 %	5
STEP	29	3 %	0	23	4 %	0
Total	1 065	100 %	65	590	100 %	16

Source : SDES (métropole et DROM)

Le SDES ne fait pas de collecte en propre de données sur les injections de biométhane. GRTgaz transmet les données du parc par installation (aussi publiées sur la plateforme Odré avec une mise à jour mensuelle). Pour cette technologie, l'Observatoire du biométhane met à disposition de nombreuses données à la fois de parc et de flux.

Tableau n° 5 : répartition des installations de production de biométhane au 31 décembre 2023

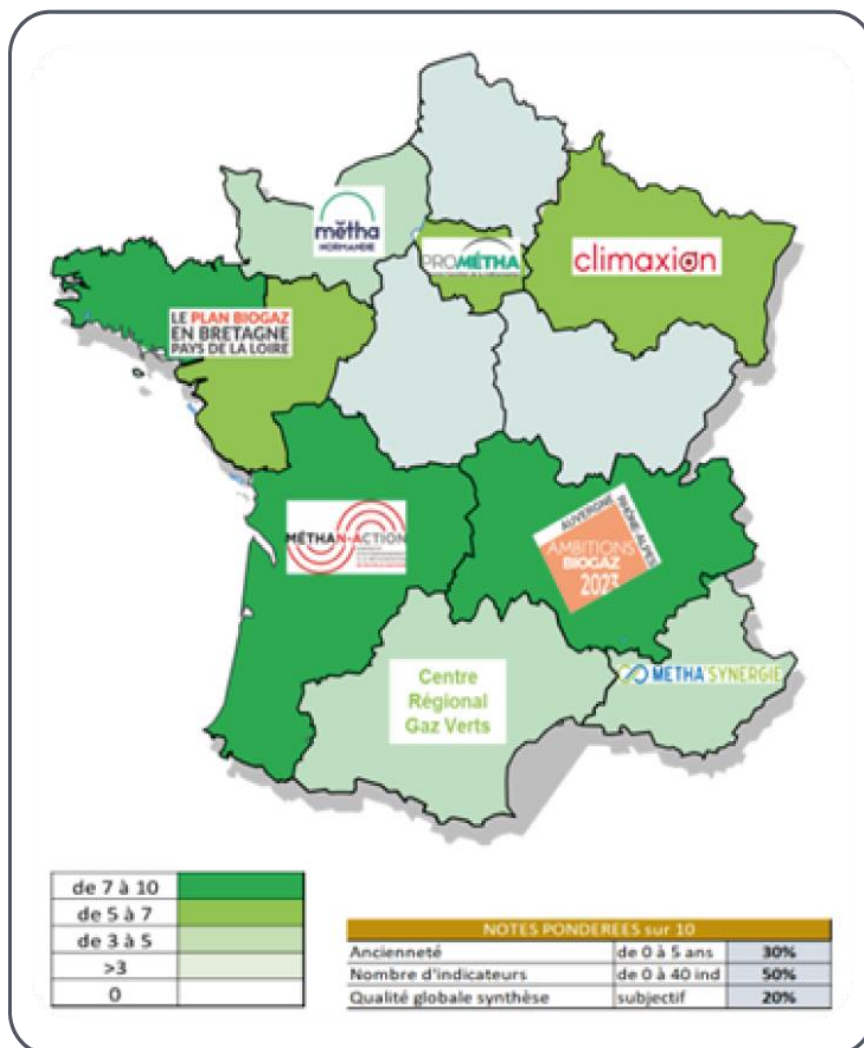
Type d'installation	Installations			Puissance		
	Nombre	%	Dont installé en 2023	GWh / an	%	Dont installé en 2023
Méthanisation	587	90 %	124	10 721	91 %	2 136
ISDND	18	3 %	3	281	2 %	34
STEP	47	7 %	12	788	7 %	178
Total	652	100 %	139	11 790	100 %	2 349

Source : SDES (France continentale)

Dispositifs d'observation

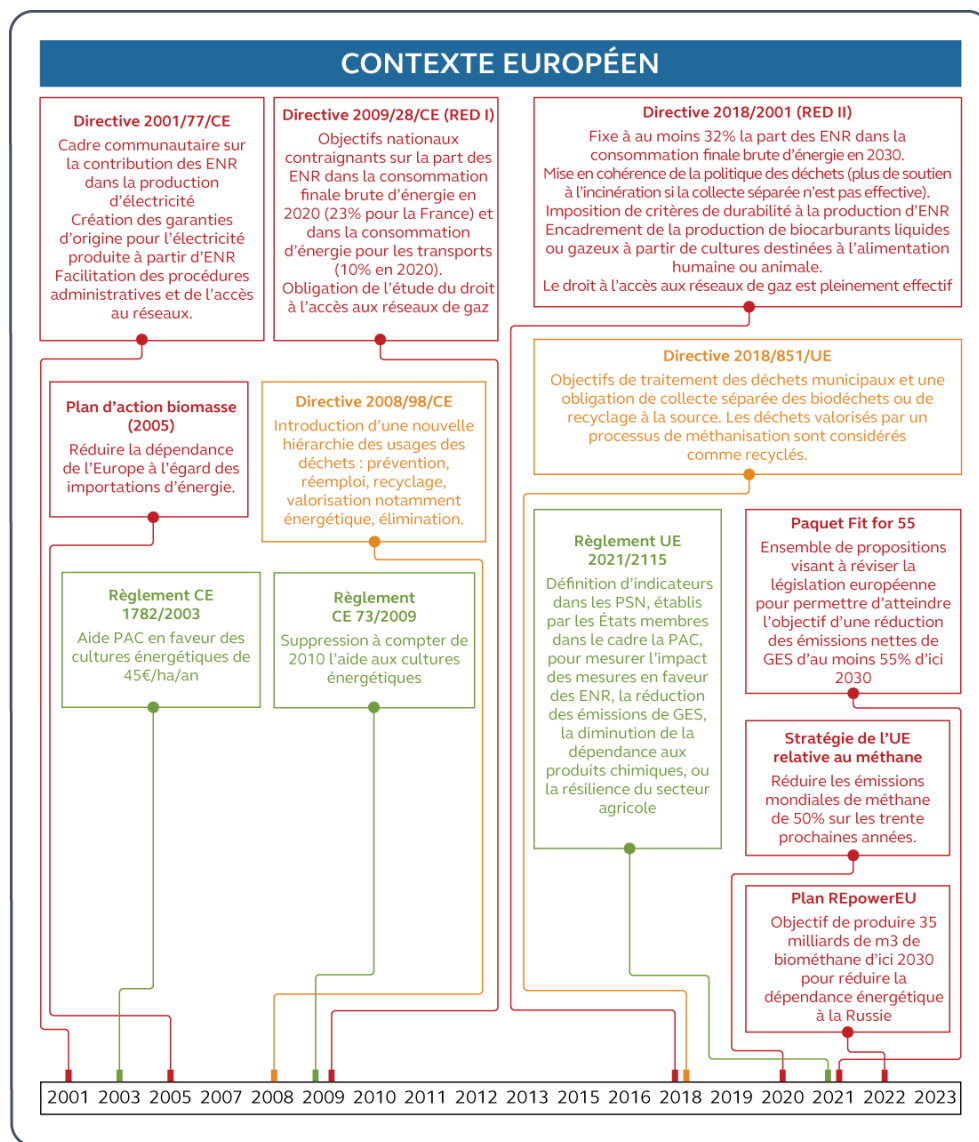
L'Ademe a engagé une étude relative à « l'identification des indicateurs et données, définition du cadrage et de la collecte des données pour l'observation Méthanisation ». Celle-ci s'appuie sur l'identification des dispositifs d'observation régionaux existants, recensés ci-dessous.

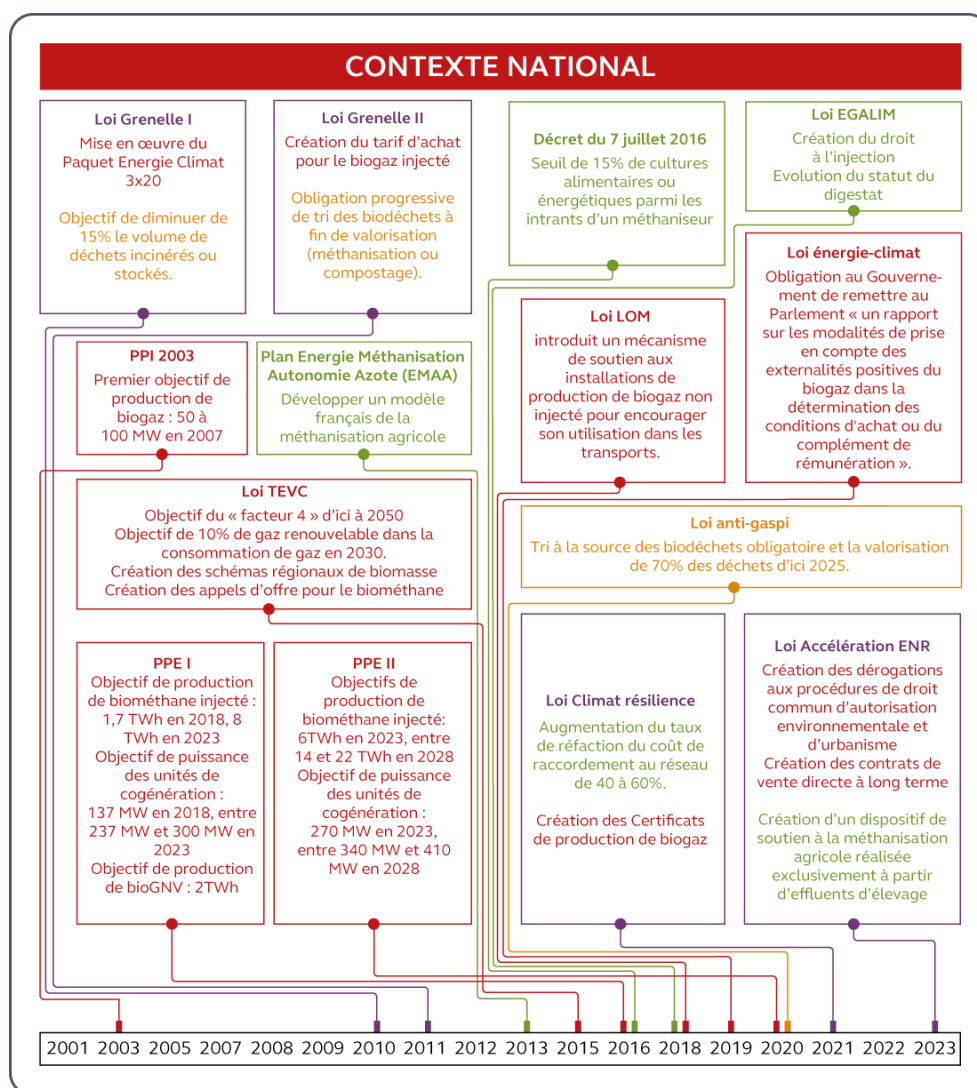
Carte n° 3 : dispositifs dédiés à l'observation de la méthanisation par région associée à une évaluation de leur niveau d'avancement



Source : Ademe

Annexe n° 7 : cadre législatif européen et national





Source : Cour des comptes

Annexe n° 8 : objectifs quantitatifs de développement du biogaz

**Tableau n° 6 : évolution des objectifs de production de biogaz
dans les différents documents de programmation énergétique**

<i>Document programmatique</i>	<i>Horizon</i>	<i>Cogénération**</i>	<i>Biométhane injecté</i>	<i>Biogaz</i>	<i>Bio- GNV</i>	<i>Chaleur</i>
<i>Arrêté PPI 2003</i>	2007	50 à 100 MW	-	-	-	-
<i>Arrêté PPI 2006</i>	2010	100 MW	-	-	-	-
	2015	300 MW	-	-	-	-
<i>Plan national d'action en faveur des EnR 2009</i>	2012	206 MW	-	-	-	-
	2020	625 MW	-	-	-	555 ktep
<i>LTECV 2015</i>	2030	-	10 % de la consommation de gaz	-	-	-
<i>PPE I (2016)</i>	2018	137 MW	1,7 TWh	-	0,7 TWh	300 ktep
	2023	237 MW (-) 300 MW (+)	6 TWh	-	2 TWh	700 ktep (-) 900 ktep (+)
<i>PPE II (2020)</i>	2023	270 MW	8 TWh	14 TWh***	-	3,4TWh*
	2028	340 MW (-) 410 MW (+)	14 TWh (-) 22 TWh (+)	24 TWh (-) 32 TWh (+)	-	3,8 TWh (-)* 6,1 TWh (+)*
<i>PPE III (2024 prév.)</i>	2030	6 TWh	44 TWh		-	-
<i>SNBC II (2020)</i>	2050	-	-	Production de 195 à 295 TWh de gaz renouvelable	-	-

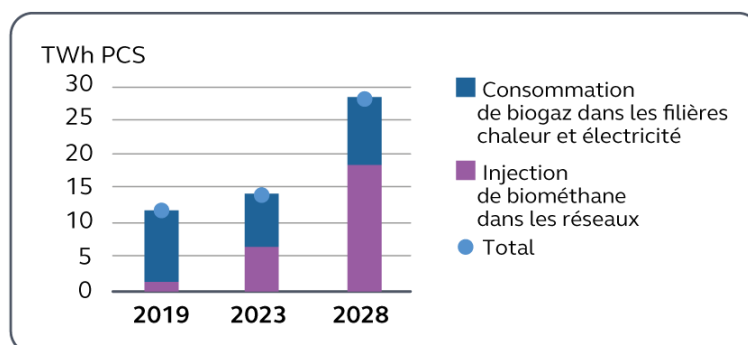
*Note de lecture : * hors biométhane injecté ; ** : à partir de la PPE II, les objectifs de cogénération excluent les ISDND ; *** : la PPE II fixe un objectif de production de l'ensemble du biogaz pour à des fins de cogénération, injection et production de chaleur seule.*

Source : Cour des comptes

Atteinte des objectifs

La méthanisation et la récupération de biogaz issue des ISDND constituent l'unique moyen de production de biogaz, ce que les objectifs de la PPE 2019-2023 et 2024-2028 illustrent.

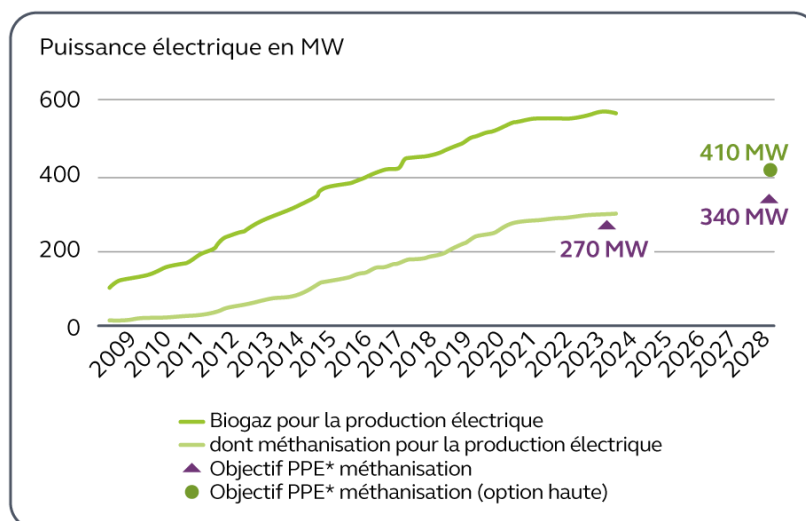
**Graphique n° 25 : objectifs de consommation de biogaz en France
(en TWh_{PCS})**



Source : Ademe

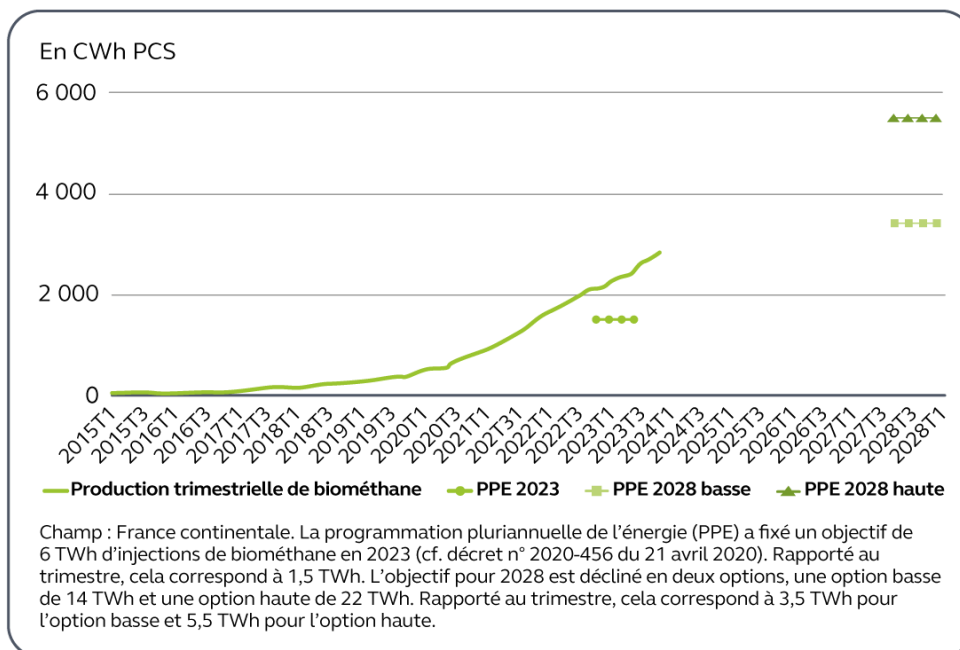
Le biogaz, qu'il s'agisse de la cogénération ou de l'injection, est une des seules énergies renouvelables à dépasser les objectifs contraignants de production de la PPE en 2023.

Graphique n° 26 : évolution de la puissance électrique installée des unités destinée à la production électrique depuis 2009 (en MW)



Source : SDES d'après gestionnaires de réseaux

Graphique n° 27 : évolution des de la production de biométhane injectée dans les réseaux de gaz naturels 2015 par trimestre (en GWh_{PCS})



Source : SDES d'après gestionnaires de réseaux

Annexe n° 9 : l'impact « carbone » de la méthanisation

Bilan carbone de la méthanisation

Rapport de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST)

Dans un rapport de 2020, l'OPECST aborde la question de l'impact carbone et le taux de retour énergétique (TRE) de plusieurs sources d'énergie renouvelable²¹⁰. À cette occasion, l'OPECST a hiérarchisé les sources d'énergie selon leurs émissions de gaz à effet de serre (GES).

Tableau n° 7 : classement des sources d'énergie selon leurs émissions de gaz à effet de serre en analyse du cycle de vie (en grammes de CO₂ équivalent par kWh)

Énergies	Émissions de GES en g CO ₂ eq / kWh
Hydroélectricité	4
Biogaz	11
Éolien terrestre	12,7
Éolien maritime	14,8
Géothermie	38-45
Photovoltaïque	48-55
Biodiesel (tournesol)	72
Biodiesel (colza)	86,4
Bioéthanol (blé / betterave)	122,4

Source : OPECST

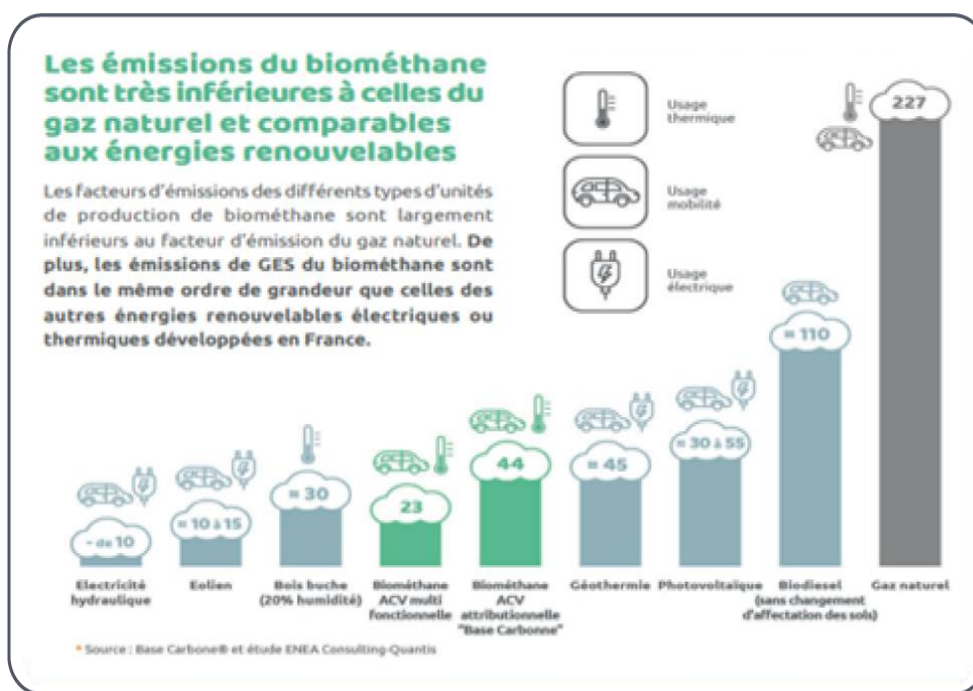
Étude du comité stratégique de filière Nouveaux Systèmes Énergétiques

Dans une étude publiée en 2021 par le comité stratégique de filière Nouveaux systèmes énergétiques, il est rappelé que « *Le caractère vertueux de la méthanisation en matière de limitation du changement climatique fait toutefois aujourd'hui l'objet d'un large consensus, faisant*

²¹⁰ Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, *L'agriculture face au défi de la production d'énergie*, 2020.

de la réduction des émissions de gaz à effet de serre l'une des principales externalités à la production de biogaz. »²¹¹ Plusieurs méthodologies pour apprécier le bilan en émissions de gaz à effet de serre (GES) du biométhane sont examinées : « ces méthodes présentent des périmètres de comptabilité qui leur sont propres. Ces dernières s'accordent sur un socle commun d'émissions induites à prendre en compte, mais intègrent de façon différente les bénéfices liés à la multifonctionnalité de la méthanisation, notamment sur les émissions évitées. » Pourtant, l'étude conclut que « les émissions du biométhane sont très inférieures à celles du gaz naturel et comparables » à celles des autres énergies renouvelables.

Schéma n° 8 : ordres de grandeur des facteurs d'émissions des principales énergies renouvelables



Source : CSF Nouveaux systèmes énergétiques, 2021

²¹¹ Comité stratégique de filière Nouveaux systèmes énergétiques, *Comment évaluer les bénéfices climatiques d'une filière d'économie circulaire : l'exemple du biométhane*, 2021.

Cette étude souligne toutefois que *« les résultats d'une quantification des émissions de GES, pour tout produit ou service, peuvent dépendre significativement de certaines hypothèses »*. Dans le cas du biométhane, les variables suivantes sont relevées : mix d'intrants, méthode de couverture du digestat, climat. L'étude met en évidence que le *« pourcentage de de réduction des émissions de GES du biométhane par rapport à la référence fossile (à 80 gCO₂eq/MJ) peut varier de 54 % à 137 % » »*.

L'étude du comité stratégique de filière recense également les impacts évités par la méthanisation, qui diffèrent selon les filières de production de biogaz et conditionnent le bilan GES obtenu : *« par exemple, lorsque l'on s'intéresse au type d'unités de production de traitement des déchets ménagers (OMR), la filière méthanisation va ainsi assurer le rôle de traitement des déchets organiques qui auraient autrement été pour la plupart incinérés ou enterrés. Les émissions liées au traitement des déchets sont donc évitées. Elles sont propres à la fonction de valorisation des déchets assurée par la filière biométhane »*.

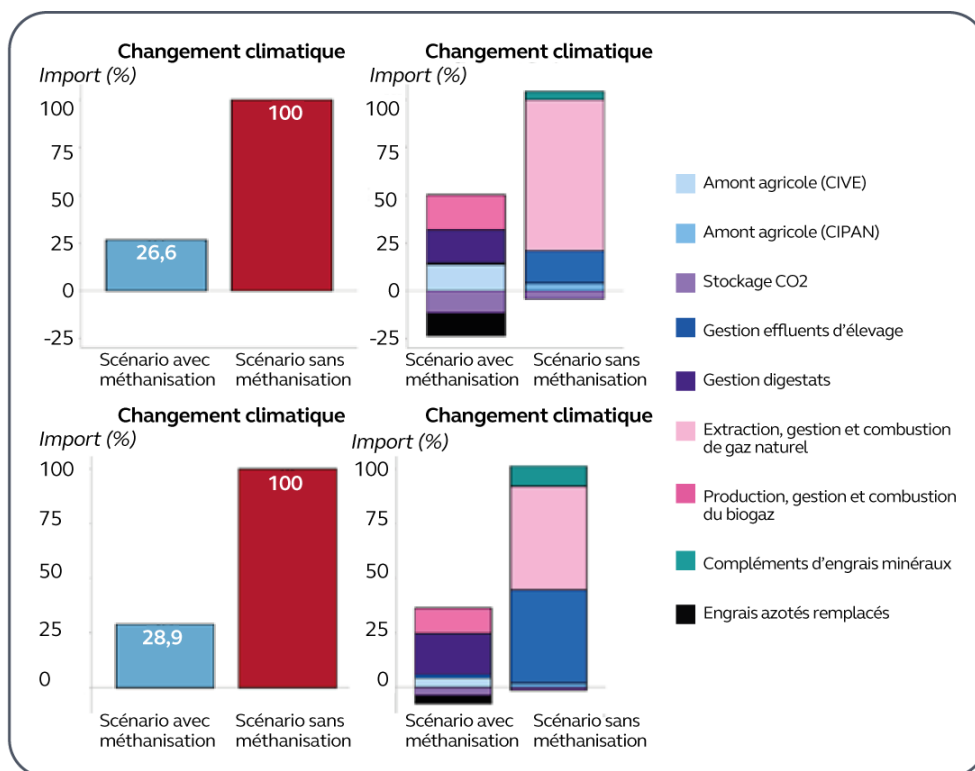
Étude d'analyse du cycle de vie d'Inrae Transfert

Inrae Transfert a réalisé une étude²¹² sur l'analyse du cycle de vie du biométhane issu des ressources agricoles, en 2021 : *« S'appuyant sur l'Analyse du Cycle de Vie (ACV), cette étude présente un bilan environnemental global du biométhane issu de ressources agricoles en intégrant les trois fonctions associées : la production d'énergie, la gestion d'effluents et la fertilisation des sols. Les résultats de l'ACV de systèmes « avec méthanisation » sont comparés aux bilans environnementaux de systèmes de référence « sans méthanisation », équivalents en termes de fonctions et de services. »*

Deux types de scénarios ont été étudiés : un scénario dans lequel la majorité des intrants de la méthanisation est issue de cultures (dont des CIVE) et un scénario dans lequel l'essentiel des intrants repose sur des effluents d'élevage. Cette étude conclut qu'*« en prenant en compte, grâce à une extension de frontières, l'ensemble des fonctions assurées par les agrosystèmes intégrant la méthanisation, les résultats de l'ACV montrent notamment une réduction d'impact sur le changement climatique de 73 % due à la méthanisation, par rapport aux scénarios de référence sans méthanisation »*. Les résultats obtenus sont synthétisés ci-après.

²¹² Inrae Transfert, *Analyse du Cycle de Vie du biométhane issu de ressources agricoles*, 2021.

Schéma n° 9 : analyse des contributions des grandes étapes du cycle de vie des scénarios avec et sans méthanisation



Note de lecture : le premier graphique correspond au scénario « culture » et le second au scénario « élevage ».
Source : Inrae Transfert

L'étude met en évidence :

- des paramètres clés, à savoir :
 - les fuites de méthane : « l'augmentation des émissions fugitives à 1,5 % et à 3 % augmente les impacts sur le changement climatique du scénario avec méthanisation de 35 % et de 89 % respectivement par rapport au scénario de base avec méthanisation » (pour le scénario « cultures ») ;
 - la couverture du stockage de digestat : « La non-couverture du stockage de digestat réduit la réduction d'impact de 71 % à 56 % sur les résultats » (pour le scénario « élevage ») ;

- la fertilisation des CIVE : « la fertilisation minérale (limitée à 50 unités d'azote par hectare) ne présente pas forcément d'avantages évidents d'un point de vue environnemental par rapport à une culture intermédiaire sans fertilisation minérale. » (citation d'une étude Ademe²¹³) ;
- la part des effluents d'élevage dans les intrants : « plus ce type de substrats a une part importante dans le mélange de substrat, plus l'évitement des engrais minéraux par le digestat est important et meilleur est le bilan global de la méthanisation » ;
- un résultat « inattendu » :
 - le transport des intrants et du digestat a un impact relativement marginal dans le bilan GES.

L'étude recense enfin les limites de l'exercice réalisé :

- la modification des rotations culturales n'est pas prise en compte : (« la modification [...] entraînée par l'introduction de CIVE à la place de CIPAN n'est pas intégrée à l'étude »), tout comme le pouvoir amendant des sols (amélioration de la structure du sol) ;
- l'évolution possible à terme des réglementations associées aux stockage des effluents bruts n'est pas intégrée, alors que le bénéfice des scénarios repose en partie sur une diminution des émissions liées au stockage des effluents d'élevage, grâce à la baisse du temps de stockage de ceux-ci pour la méthanisation.

La thèse de M. Nicolas MALET

Les travaux récents de M. Nicolas Malet²¹⁴, identifiés dans le cadre du comité d'experts, confortent les limites identifiées dans l'étude Inrae Transfert. En effet, ces travaux :

- attirent l'attention sur les contraintes de mobilisation des cultures intermédiaires, compte-tenu de leur rapport carbone / azote et de leur teneur en eau ;
- ont comparé des scénarios de méthanisation à ceux de retour au sol majoritaire des biomasses considérées ;

²¹³ Ademe, *Étude au champ des potentiels agronomiques, méthanogènes et environnementaux de cultures intermédiaires*, 2016.

²¹⁴ Nicolas Malet, *Retour au sol ou méthanisation agricole : quelle est la stratégie de gestion de la biomasse la plus efficace pour atténuer les émissions de CO2 ?* Université de Bordeaux, 2022.

- soulignent que « la méthanisation suivie de l'épandage des digestats ne permettait pas de stocker autant de carbone dans les sols que l'enfouissement des biomasses non digérées ».
- mais, ils démontrent également que « l'intérêt climatique de la méthanisation s'améliorait sur 31 ans car nous avons montré que le stockage de carbone dans les sols était fini dans le temps » ;
- constatent que « l'atténuation des émissions au stockage des effluents d'élevage était un atout majeur de la méthanisation, notamment grâce à la réduction des temps de stockage. Pourtant, ce résultat repose sur une hypothèse simpliste de linéarité des émissions en fonction de la durée de stockage ».

Focus sur les émissions des effluents d'élevage

Selon l'étude Inrae Transfert mentionnée supra, « ce stockage [des effluents d'élevage] est associé à des émissions vers l'atmosphère d'ammoniac, d'oxyde d'azote et de protoxyde d'azote [...]. Des émissions de méthane sont comptabilisées à cette étape du fait d'une méthanisation spontanée obtenue en milieu anaérobie ».

La couverture des fosses de lisier permet d'éviter des émissions d'ammoniac, gaz irritant et précurseur de particules secondaires. La couverture des fosses peut en revanche se traduire par une évolution des émissions de méthane ou de protoxyde d'azote dans la fosse couverte. Toutefois, les lignes directrices du GIEC ne considèrent pas que la couverture des fosses fait évoluer ces émissions.

En revanche, la couverture des fosses permet d'envisager de torcher le méthane capté par cette couverture (pour le transformer en CO₂ et donc diminuer les émissions de GES), ou de le valoriser.

Appréciation de l'Ademe

L'Ademe considère que « à la suite des nombreux bilans GES réalisés à partir de DIGES²¹⁵, nous avons retenu que même dans des conditions plutôt défavorables (transport de matière sur longue distance, absence de couverture sur le stockage de digestat), le processus de méthanisation reste bénéfique du point de vue bilan GES ». Ainsi, l'Ademe considère que « sur l'ensemble de son cycle de vie, et en prenant en compte l'énergie nécessaire à sa propre fabrication (engins agricoles...), [...] le biométhane est 5 à 10 fois moins émetteur que le gaz naturel avec un facteur d'émission de 23,4 à 44 g CO₂eq/kWh pour le biométhane contre 244 g CO₂eq/kWh pour le gaz naturel ».

L'Ademe attire plus particulièrement l'attention sur la question des fuites de méthane : « Aujourd'hui, la réglementation ICPE de juin 2021 fixe un objectif de pertes de méthane de 1 % maximum du biogaz produit lors du procédé d'épuration. Lors de suivis de fonctionnement d'installations de méthanisation co-financées par l'Ademe, un diagnostic de fuites est systématiquement réalisé [et ces travaux n'ont pas révélé de fuites significatives sur cet échantillon d'installations] ». Par ailleurs, le sujet des fuites de biogaz a fait l'objet de plusieurs programmes de recherche accompagnés par l'Ademe : Trackyleaks, Felaeks et Méthanémis.

Par ailleurs, l'Ademe précise que « le transport des substrats ne semble donc pas un enjeu majeur pour le bilan GES de la production de biogaz. » Toutefois elle estime que « de toute évidence, les substrats peu méthanogènes (lisiers) doivent être transportés sur de courtes distances, tandis que des substrats plus méthanogènes peuvent tolérer des distances plus longues ».

Elle indique enfin que « dans le cadre de la réalisation des bilans d'émission de GES la prise en compte de la problématique du changement d'affectation des sols n'est pas regardée, il s'agit d'une photo du passé, la problématique de changement d'affectation des sols serait nécessaire dans le cadre d'une vision prospective ».

²¹⁵ L'Ademe diffuse depuis 2010 un outil de calcul du bilan gaz à effet de serre (GES) à l'échelle d'une unité de méthanisation, appelé DIGES. Il permet d'estimer les émissions de GES liées à l'approvisionnement de l'unité, son fonctionnement, et à l'épandage du digestat. En contrepartie, dans une logique conséquentielle, l'outil évalue les tonnes de CO₂ évitées grâce à l'utilisation du biométhane en substitution du gaz naturel fossile et à l'utilisation du digestats en substitution à des engrais minéraux de synthèse. Selon l'Ademe, le bilan net GES qui se dégage à l'issue des calculs est clairement positif. En ordre de grandeur, il se situe entre - 1 500 et - 2 500 t_{eq}CO₂/an, pour un projet en injection de taille moyenne usuellement développé en France. L'ensemble de ces valeurs sont obtenues en intégrant les émissions liées aux fuites de méthane.

Appréciation du ministère chargé de l'agriculture

Lorsqu'il n'y a pas de méthanisation mise en place, les lisiers et fumiers sont stockés dans des fosses de stockage qui ne sont pas couvertes. Or, naturellement, une « croûte » se forme en surface, et des conditions anaérobies (absence d'oxygène) se mettent en place dans la fosse. Il s'y produit alors spontanément une fermentation anaérobie, selon le même processus biologique que la méthanisation – mais non-optimisé en l'absence de chauffage et d'agitation - et le méthane émis est directement et intégralement rejeté dans l'atmosphère.

La mise en place d'une méthanisation, ou au moins d'une couverture de la fosse de stockage des effluents (solution type « NENUFAR ») avec captation du biogaz produit et sa valorisation, permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre, car le méthane est capté et brûlé (en chaudière, en moteur de cogénération, ou à terme lors de l'utilisation finale du gaz dans le cas de l'injection biométhane), donc dégradé en dioxyde de carbone, gaz au pouvoir de réchauffement global au moins 25 fois inférieur à celui du méthane.

Appréciation de France Nature Environnement

Cette question du bilan carbone de la méthanisation a également été identifiée par les organisations non gouvernementales (ONG) environnementales. FNE a notamment constaté que « *les évaluations d'une division par 2 à 3 des émissions de gaz à effet de serre, exprimées en équivalent CO₂, entre le scénario de référence (pas de méthanisation, gaz fossile dans le réseau) et le scénario avec méthanisation et injection de biométhane dans le réseau sont cohérentes avec les documents de suivi des installations, et avec les justifications scientifiques du calcul des émissions de gaz à effet de serre. Ils observent que ce constat repose sur le niveau actuel, limité, des changements d'usage des terres en cultures principales à vocation énergétique, et sur le niveau moyen, limité aussi, de fuites constatées dans les rapports de suivi des installations existantes.* »

Les indicateurs de coûts rapportés aux tonnes de CO₂ évitées*Estimation du coût d'abattement de la production de biométhane*

S'agissant du coût d'abattement de la tonne de CO₂, celui-ci peut être estimé comme suit pour la production de biométhane.

Tableau n° 8 : estimation d'un coût d'abattement de la tonne de CO₂ pour la production de biométhane

	Variable	Valeur	Source
1	kg de CO ₂ par MWh biogaz	44	« Base Carbone » ADEME
2	kg de CO ₂ par MWh gaz naturel	227	« Base Carbone » ADEME
3	Nombre de tonnes économisées par MWh	0,183	(3) = (2 - 1) / 1 000
4	Coût moyen actualisé de la production de biométhane (LCOE) en € par MWh	108	ADEME - Coût des énergies renouvelables et de récupération en France, 2022 (valeur 2020)
5	Prix du gaz naturel en € par MWh	36	EEX - PEG - Produit calendaire 2025 (valeur mai 2024)
6	Surcoût d'approvisionnement en biométhane en € par MWh	72	(6) = (4) - (5)
7	€ / tonne de CO ₂ évitée	393	(7) = (6) / (3)

Source : Cour des comptes

L'Ademe réalise par ailleurs presque chaque année des études de cas sur des installations de production de biogaz qu'elle publie²¹⁶. Ces études de cas contiennent des analyses techniques et économiques sur le fonctionnement réel des installations. Elles évaluent également le bilan net des émissions de gaz à effet de serre. Pour un panel de dossiers consultés, où les informations recensées sont complètes, les résultats laissent entrevoir une grande diversité des situations individuelles.

²¹⁶ Cf. ADEME, *Suivi technique, économique et environnemental de 5 installations de méthanisation*, 2022.

**Tableau n° 9 : estimation d'un coût d'abattement de la tonne
de CO₂ pour la production de biométhane pour certaines
installations suivies par l'ADEME**

	Unité 1 (2022)	Unité 2 (2022)	Unité 3 (2022)	Unité 4 (2020)	Unité 5 (2020)
(1) Production annuelle en MWh PCS	9 039	13 151	15 530	13 232	8 949
(2) Bilan GES en tonnes de CO ₂ évitées sur l'année	-2 236	-4 050	-2 906	-2 172	-3 842
(3) Coût moyen actualisé de la production (LCOE)	90	101	122	74	257
(4) Prix du gaz naturel	36	36	36	36	36
(5) = (3) - (4) Surcoût du biométhane en €/MWh	54	65	86	38	221
(6) = (1) * (5) / (- 2) €/tonne CO ₂ évitée	218	211	460	231	515

Note de lecture : Pour les unités 4 et 5, la Cour des comptes a procédé à une évaluation propre du LCOE en utilisant un taux d'actualisation réel de 6 % sur une durée de 15 ans. Pour l'unité 5, la production annuelle, correspondant au démarrage d'une unité, a été réévaluée à hauteur de 80 % du théorique en année 2 et de 95 % ensuite.

Source : Cour des comptes

*Estimation du coût des soutiens publics
par tonne de CO₂ évitée (efficacité de la dépense publique)*

En s'inspirant de l'indicateur de suivi des aides de l'Ademe, il est aussi possible de rapprocher le montant des soutiens publics de la tonne de CO₂ évitée.

**Tableau n° 10 : estimation d'un coût du soutien public
rapporté à la tonne de CO₂ pour la production de biométhane**

	Variable	Valeur
1	Kg de CO ₂ par MWh biogaz	44
2	Kg de CO ₂ par MWh gaz	227
$3 = (2 - 1) / 1\ 000$	Nombre de tonnes économisées par MWh	0,183
4	Subvention moyenne ADEME par projet	478 000
5	Production moyenne biométhane par unité 2022	181 998
$6 = 4 / 5$	Subvention en € / MWh	2,63
$7 = 6 / 3$	€ de subvention ADEME / tonne de CO ₂ évité	14
8	Subvention moyenne Région et FEDER par projet	706 000
9	Production moyenne biométhane par unité 2022	181 998
$10 = 8 / 9$	Subvention en € / MWh	3,88
$11 = 10 / 3$	€ de subvention Région et FEDER / tonne de CO ₂ évité	21
12	Tarif d'achat biométhane Méthanisation < 5 GWh _{PCS} / an 1 ^{er} trimestre 24 (hors prime)	158,7
13	Tarif d'achat biométhane Méthanisation < 25 GWh _{PCS} / an 1 ^{er} trimestre 24 (hors prime)	114,47
14	CSPE (tarif - prix du gaz - GO + frais de gestion) Méthanisation < 5 GWh _{PCS} / an	121,7
15	CSPE (tarif - prix du gaz - GO + frais de gestion) Méthanisation < 25 GWh _{PCS} / an	77,47
16	€ de subvention par le tarif d'achat à date par tonne de CO ₂ évitée Méthanisation < 5 GWh _{PCS} / an	665
17	€ de subvention par le tarif d'achat à date par tonne de CO ₂ évitée Méthanisation < 25 GWh _{PCS} / an	423

Source : Cour des comptes

La production moyenne de biométhane est obtenue en rapprochant la production injectée en 2022 (6,7 TWh_{PCS}) du nombre d'installations injectant (511). Le montant moyen de subvention pour l'injection de biométhane pour l'Ademe et les régions (FEDER inclus) est issu des données transmises par l'Ademe et Régions de France pour la période 2019-2023. Le tarif d'achat est celui du 1^{er} trimestre 2024 pour les unités de méthanisation dont sont défalqués le prix du gaz naturel (36 €) et le montant moyen des garanties d'origine valorisé en 2022 (2 € par MWh en moyenne) et auquel s'ajoute 1 € par MWh de frais de gestion pour obtenir un montant subvention par le tarif d'achat à date par MWh.

Annexe n° 10 : perspectives de consommation de gaz

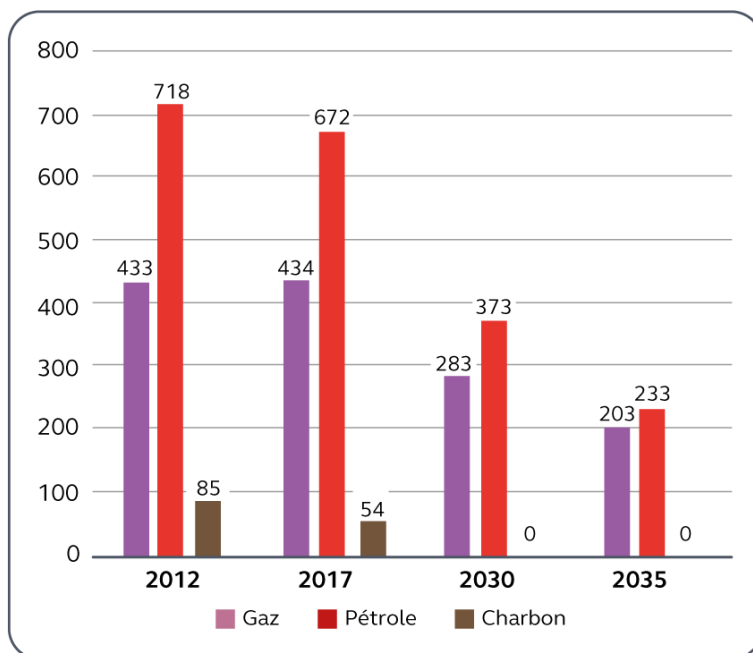
La stratégie française énergie climat (SNBC III et PPE III)

Selon le SGPE, « à l'horizon 2030, [ce sont] surtout les rythmes de verdissement du gaz, d'électrification des usages et d'amélioration de l'efficacité énergétique qui conditionnent [les] parts [du biogaz dans le mix énergétique], ces rythmes devant par ailleurs être cohérent avec l'objectif global de décarbonation à cet horizon. À l'horizon 2050, le principal facteur est la disponibilité des ressources en biomasse, et donc la quantité globale de biogaz disponible pour les différents usages ».

Toutefois, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie III soumis à la consultation en novembre 2024 table sur une baisse rapide de la consommation de gaz fossile, en lien avec l'accroissement des objectifs climatiques européens du paquet Fit-for-55, qui impliquent de diminuer les émissions françaises de 50 % d'ici 2030 par rapport à 1990 : la cible retenue est une réduction de 23 % de la consommation primaire de gaz fossile d'ici 2030 par rapport à 2022, puis de 45 % d'ici à 2035, soit une consommation déclinant de 386,4 TWh en 2022 à 296,9 TWh en 2030 puis 214 TWh en 2035²¹⁷. Ces chiffrages ne sont toutefois pas détaillés et ne permettent pas d'identifier quelle serait la part du gaz destinée à produire de l'électricité ou à alimenter les réseaux de chaleur. L'interprétation de ces chiffres est donc délicate. Le document en consultation présente néanmoins l'évolution de cette consommation primaire pour les seuls usages énergétiques, soulignant l'ampleur de la réduction attendue.

²¹⁷ Usages énergétiques et non-énergétiques au périmètre métropole.

Graphique n° 28 : évolution de la consommation d'énergie fossile primaire pour les usages énergétiques par rapport à 2012 (en TWh_{PCI})



Note de lecture : hors usages non énergétiques et secteur fonte

Source : MTE programmation pluriannuelle de l'énergie III soumise à consultation, novembre 2024

Le biogaz produit doit être ajouté aux chiffres évoqués ci-dessus pour obtenir la consommation de gaz totale prévisionnelle. Avec un objectif prévisionnel de production de 50 TWh_{PCS} de biogaz (dont 44 TWh_{PCS} injectés), cela représenterait une consommation primaire de gaz de l'ordre de 380 TWh_{PCS} de gaz à l'horizon 2030, à comparer aux 400 TWh_{PCS} environ présentés dans la SNBC II à la même échéance.

Enfin, il existe un décalage entre l'offre et la demande de biomasse dans le scénario actuel que met en évidence le jeu de données associés à la stratégie nationale bas carbone III soumise à la consultation en novembre 2024 : les capacités d'offre anticipées de biogaz dans la SFEC sont d'environ 40 TWh_{PCI}. Mais pour l'instant, les éléments modélisés prévoient une demande de biogaz d'environ 53 TWh_{PCI}, soit 12,8 TWh_{PCI} supplémentaires que la production escomptée.

Selon le SGPE, « à moyen terme, l'enjeu est surtout de sécuriser l'atteinte de l'objectif de production de biogaz qui seront fixés par la prochaine PPE (cible provisoire de 15 % de la consommation totale de gaz en 2030). [...]. À long terme, le potentiel dépendra fortement des choix en termes d'alimentation et d'évolution du secteur agricole, ainsi que du développement des technologies moins matures (notamment la gazéification hydrothermale) ».

Spécificités relatives au secteur des transports

Contrairement aux projections de la SNBC II, depuis le projet de SFEC soumis à consultation en novembre 2023, il n'est plus prévu d'accroissement de l'usage du gaz dans le secteur des transports, notamment pour les poids lourds. En effet, l'industrie et les bâtiments restent les principaux consommateurs de gaz dans le projet de SFEC.

Selon la DGEC, cette évolution est due à la fois aux évolutions techniques constatées et prévues (notamment en termes de puissance de recharge dans l'électrique) et à l'adoption de nouveaux règlements européens sur le sujet, qui fixent des cibles de véhicules zéro émissions à l'échappement : 100 % pour les véhicules légers neufs en 2035 et 90 % pour les poids lourds en 2040.

Dans le projet de SNBC III, le Bio-GNV pourrait toutefois toujours être utilisé à la marge pour la décarbonation de certains véhicules lourds limités d'ici 2030 (engins de chantier et agricoles). Et il reste présent dans le secteur maritime au côté d'autres sources d'énergie (biocarburants, e-fuels et hydrogène), compte tenu de la difficulté de décarbonation du transport maritime.

Annexe n° 11 : gisements de biomasse actuels et futurs

L'identification des gisements de biomasse disponibles

Selon la mission d'information sur les freins à la transition énergétique²¹⁸, les ressources agricoles dédiées aux usages non alimentaires occupent 6 % de la surface agricole (28 M ha) dont 4 % pour les biocarburants. À titre de comparaison, l'Allemagne consacre 14 % de ses surfaces aux usages énergétiques.

Une étude²¹⁹ récente de l'IDDRI et de Solagro établit la production de biomasse actuelle à 310 MtMS²²⁰ par an. Sur ce volume, seul 6 % serait consacré à la valorisation énergétique (carburants, méthanisation, combustion)²²¹.

Le SGPE a quant à lui initié à partir de 2023 un exercice de réflexion sur la planification écologique dans le secteur de l'agriculture ayant permis de cartographier les principaux flux actuels de biomasse. Cette cartographie a été affinée en juillet 2024 et se présente comme suit²²².

²¹⁸ Assemblée nationale, Rapport d'information de la mission d'information sur les freins à la transition énergétique, 2019.

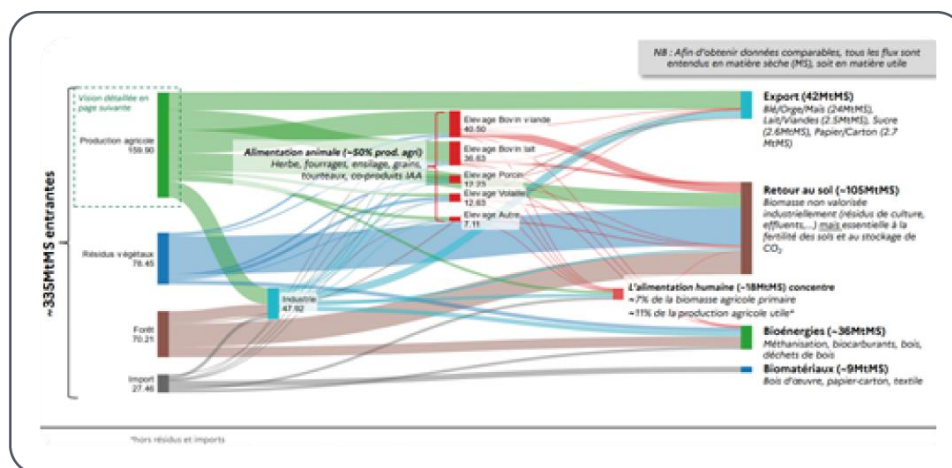
²¹⁹ IDDRI et Solagro, *Biomasse et neutralité climat en 2050 : gérer la rareté pour maintenir des écosystèmes productifs et résilients*, 2023.

²²⁰ Millions de tonnes de matière sèche.

²²¹ Sur 310 MtMS, plus du tiers (110 MtMS) est consacré à l'alimentation animale, les autres usages étant par importance quantitative décroissante : le retour au sol de la manière organique pour le maintien de la fertilité (70 MtMS), l'accroissement du stock de bois en forêt (40 MtMS), la production de bois matériaux-énergie (30 MtMS), l'exportation (30 MtMS), la production de nourriture (produits animaux non compris) (20 MtMS) et l'énergie (carburants, méthanisation, combustion) pour 10 MtMS.

²²² SGPE, *Bouclage biomasse : enjeux et orientations*, juillet 2024.

Schéma n° 10 : cartographie des flux actuels de biomasse en France (en millions de tonne de matières sèches)



Source : SGPE

La projection des gisements de biomasse à terme

Les projections de gisements de biomasse dans les documents de planification en vigueur

La biomasse sert à plusieurs usages. Ceux-ci nécessitent d'être articulés selon une logique de hiérarchisation des priorités.

Ce concept de hiérarchie des usages, issu du Grenelle de l'Environnement et de la stratégie nationale du développement durable, consacré à l'article L. 110-1-2 du code de l'environnement²²³, n'a pas donné lieu jusqu'ici à une déclinaison opérationnelle, aucune décision attribuant explicitement à chaque usage un pourcentage dédié de biomasse.

La PPE en vigueur rappelle ainsi uniquement de manière générale que la valorisation énergétique de la biomasse s'inscrit dans une hiérarchie des ressources qui donne la priorité aux usages alimentaires, puis aux bio-fertilisants, aux matériaux, aux molécules, aux carburants liquides, aux gaz, à la chaleur, et enfin à l'énergie. Cette hiérarchie repose sur le principe d'utilisation en cascade de la biomasse : des produits utilisés en matériaux pourront être utilisés en énergie en fin de vie.

²²³ « Les dispositions du présent code ont pour objet, en priorité, de prévenir l'utilisation des ressources, puis de promouvoir une consommation sobre et responsable des ressources basée sur l'écoconception, puis d'assurer une hiérarchie dans l'utilisation des ressources, privilégiant les ressources issues du recyclage ou de sources renouvelables, puis les ressources recyclables, puis les autres ressources, en tenant compte du bilan global de leur cycle de vie ».

La stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB), entrée en vigueur en 2018 sans portée prescriptive, n'intègre pas de hiérarchisation des usages de la biomasse et se contente de projeter des quotités nécessaires de biomasse sur les objectifs de la PPE. Le CESE considère d'ailleurs dans un rapport récent²²⁴, que la SNMB entretient peu de liens avec les autres documents de planification qui ne sont pas articulés entre eux.

La SNMB quantifie à 1,3 Mtep les besoins en biomasse pour le biogaz nécessaires à l'atteinte des objectifs de la PPE pour 2023 et projette un besoin compris entre 1,3 et 5,8 Mtep à l'horizon 2030 et entre 1,4 et 8,8 Mtep à l'horizon 2050. La confrontation de l'offre de biomasse aux besoins prévisionnels révèle des tensions à venir à moyen et long terme²²⁵ auxquels la SNMB propose de répondre par le développement de nouvelles ressources et d'innovations.

La SNBC prévoit, comme la SNMB, des tensions à long terme. Le scénario de référence de la SNBC révisée en mars 2020 envisage entre 400 et 450 TWh de biomasse valorisable en énergie à horizon 2050, dont 230 TWh de biomasse agricole. Cette hypothèse, qui s'appuie sur le développement massif des cultures intermédiaires à vocation énergétique, a été jugée particulièrement optimiste par de nombreux acteurs, notamment par France Stratégie, qui a publié une analyse critique sur le sujet. En tout état de cause, la SNBC prévoyait déjà un dépassement de la consommation de ressources en biomasse, avec une consommation estimée à 460 TWh à l'horizon 2050.

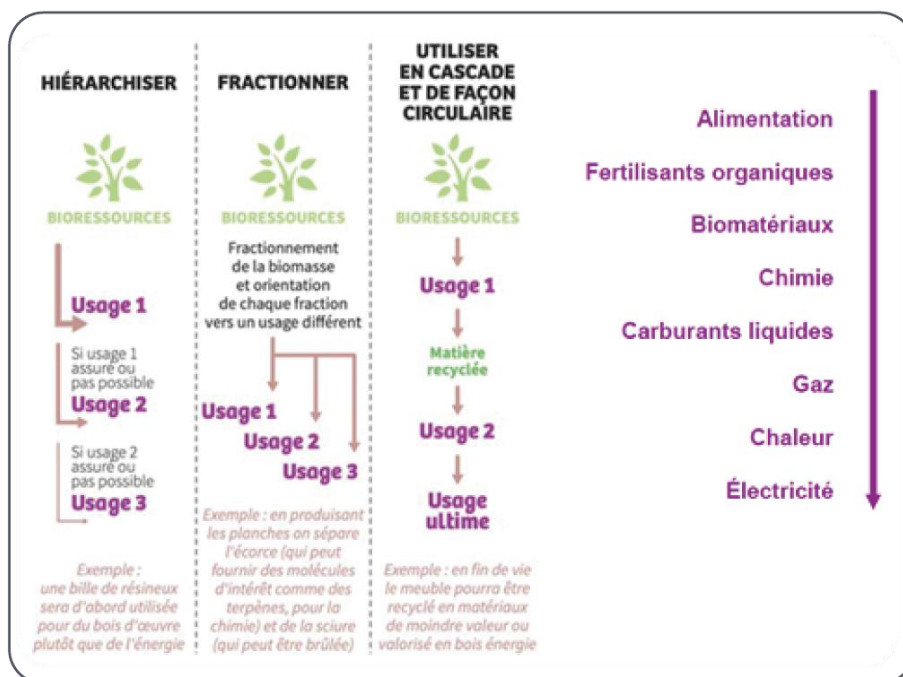
²²⁴ CESE, *Quels besoins de gouvernance pour les différents usages de la biomasse*, 2023.

²²⁵ « À long terme, la mobilisation méthodique et systématique des ressources (...) ne suffit pas à satisfaire les scénarios de demande, y compris en intégrant un développement important de l'économie circulaire qui viendra réduire le besoin de « biomasse neuve » et alors que la nécessité d'envisager des scénarios plus dynamiques n'est pas exclue. »

L'étude de France Stratégie

En 2021, France Stratégie a produit une étude relative à l'évaluation des gisements de biomasse à des fins énergétiques²²⁶. Cette étude souligne l'ampleur de l'ambition de la SNBC II en termes de mobilisation de biomasse : « la SNBC prévoit un besoin énergétique final d'environ 1 060 TWh en 2050. Sur ce total, 110 TWh seraient fournis par des combustibles solides utilisant 110 TWh de ressources en biomasse brute (comme le bois). À cela s'ajoutent 100 TWh d'énergie qui seraient couverts par des combustibles liquides (biocarburants) utilisant 140 TWh de biomasse brute. Enfin, 180 TWh seraient fournis par des combustibles gazeux utilisant 200 TWh de biomasse brute. Ainsi, environ 450 TWh de ressources de biomasse brute pourraient être mobilisés à des fins énergétiques d'ici à 2050, contre environ 180 TWh en 2016 ». Elle rappelle la hiérarchisation des usages de la biomasse déjà proposée par la stratégie nationale bioéconomie de 2017.

Schéma n° 11 : hiérarchisation et usages de la biomasse



Source : France stratégie à partir du schéma de la stratégie nationale bioéconomie

²²⁶ France Stratégie, *La biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique ?* 2021.

Elle s'est ensuite attachée à quantifier les gisements de biomasse agricole en France et à les projeter à l'horizon 2050.

Concernant le taux actuel de mobilisation des ressources en biomasse agricole à des fins de production d'énergie et de matériaux biosourcés, l'étude estime qu'« *en termes de ressources disponibles non alimentaires, les effluents d'élevage, les résidus de cultures annuelles et les résidus de vignes et vergers présentent les volumes disponibles les plus élevés. Viennent ensuite les potentiels en termes de disponibilités à l'horizon 2030 associés aux surfaces en herbes et cultures intermédiaires* ». La traduction en potentiel énergétique de ces ressources mobilisables a ensuite été faite en établissant des hypothèses d'affectation des ressources entre méthanisation et combustion.

Après avoir pris un certain nombre d'hypothèses relatives à l'évolution du cheptel, des rendements agricoles, de la surface agricole cultivable, etc., France Stratégie a fait des projections à l'horizon 2050 concernant les gisements de biomasse agricole mobilisables. Deux scénarios ont été produits à cette fin : un scénario « tendanciel » (scénario A) et un scénario « agroécologique » (scénario B) intégrant de nouvelles pratiques culturales à plus grande échelle (dont une plus forte pénétration de l'agriculture biologique).

Ces projections diffèrent significativement des projections de la SNBC, notamment en ce qui concerne les cultures utilisées à des fins énergétiques, comme le tableau ci-dessous l'illustre.

Tableau n° 11 : comparaison des objectifs de la SNBC concernant la biomasse agricole et des premières projections de l'étude France Stratégie

Ressource	Potentiel estimé * (TWh PCS)	
	Scénario SNBC	Projections de l'étude
Matières pour biocarburants 1G	~ 30	~ 30
Autres cultures (annuelles, pérennes, CIVE)	~ 90	Max. 43
Agroforesterie (haies et arbres)	~ 50	~ 25
Résidus de cultures et surplus de prairies	~ 50	~ 34
Effluents d'élevage	~ 30	~ 26
Total	~ 240	~ 160

* Répartition indicative, les catégories de ressources retenues sont celles présentées par la SNBC

Source : note de synthèse de l'étude France Stratégie

L'étude concluait donc que « *Le potentiel énergétique maximal identifié de la biomasse agricole pourrait, en théorie, atteindre 120 TWh. Or, la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) estime un potentiel de production de biomasse agricole proche de 250 TWh. Cet objectif ne pourrait donc pas être atteint en considérant uniquement ces disponibilités supplémentaires. [...] malgré l'hypothèse d'un développement important des cultures intermédiaires sur la majorité des grandes cultures, soit sur près de 12 millions d'hectares (Mha) au total, et l'hypothèse d'une progression plus prudente de l'agroforesterie sur 2,5 Mha, le potentiel énergétique de la biomasse agricole à l'horizon 2050 atteindrait 160 TWh* ».

*Les études préparatoires à l'élaboration de la SFEC
commandées par la DGEC*

La DGEC précise qu'une étude, traitant des tensions identifiées sur la mobilisation des gisements de biomasse, a été menée en préparation de la nouvelle SFEC. Il s'agit d'une synthèse bibliographique de nature quantitative commanditée au bureau d'étude I-Care sur l'agrégation des études existantes concernant les projections des ressources disponibles en biomasse (tableur excel et powerpoint de synthèse diffusés assez largement via les groupes de travail SFEC).

Cette étude a ainsi permis la comparaison des gisements actuels ou futurs de biomasse de 14 sources documentaires différentes et l'identification des écarts d'évaluation les plus significatifs. Concernant les gisements de biomasse potentiellement mobilisables pour la méthanisation, l'étude I-Care a notamment souligné que :

- concernant les pailles et résidus agricoles, l'identification du gisement total actuel était globalement cohérente, mais que des différences importantes apparaissaient dans les projections ;
- concernant les cultures intermédiaires et dédiées, des projections très variables existaient selon les scénarios sur l'ensemble de ces matières, et que les données méritaient d'être remise en cohérence avec les hypothèses prises sur l'évolution du cheptel ;
- concernant les effluents d'élevage, une forte diminution des gisements est à prévoir ;
- concernant les déchets issues d'IAA, les données sont difficilement comparables en raison de la diversité des industries concernées par les différentes études.

**Tableau n° 12 : évaluation des volumes de CIVE mobilisables
à des fins énergétiques**

VOLUME TECHNIQUEMENT DISPONIBLE - USAGES PRIORITAIRES			
Etude	Scénario	Horizon	VTD - Usages prio (Mt MS ou Mt MB)
France AgriMer Visionet		Actuel	0,03
Transitions 2050		Actuel	3,30
France Stratégie		Actuel	5,3
Deloitte		Actuel	20,08
Deloitte	Objectifs nationaux Stockage de carbone	2035	13,01 - 13,94
		2035	11,01 - 11,74
IPEN transports		2050	0,93
France Stratégie	A : tendanciel		4,68
	B : agroécologique		4,05
WWF France			20 - 22,5
Transitions 2050	Tendanciel	2050	19,87
	S1 : Gen. frugale	2050	29,47
	S2 : Coop territ.	2050	28,55
	S3 : Techno. vertes	2050	31,23
	S4 : Pari rép.	2050	33,41
ADEME/GRDF/GRT Gaz		2050	5,8

Note de lecture : les usages prioritaires soustraits aux volumes techniquement disponibles représentent les usages alimentaires (animal et/ou humain) et les usages agronomiques (retour au sol, litière, compostage).

Source : étude I-Care de 2022

Le constat provisoire dans le cadre de l'élaboration de la SFEC

Le volet « énergie » de la SFEC, mis en consultation en novembre 2023, identifie des tensions sur les gisements de biomasse dès 2025 : « La transition mobilisera davantage de biomasse (produits, déchets et résidus d'origine biologique). Les derniers travaux de modélisation des scénarios énergie-climat prévoient notamment une hausse de la consommation de biomasse à des fins énergétiques. [...] Dans les dernières modélisations, le besoin en biomasse est nettement supérieur à l'offre nationale en 2040. Ce même scénario montre un point d'attention dès 2025 et nécessite un suivi et une gouvernance dédiée (voir plus bas). »

Le projet de SFEC précise également que « Une mobilisation accrue de la production de biomasse ne peut résoudre totalement le sujet de l'adéquation entre offre et demande de biomasse [...]. En tout état de cause, une modération de la demande de biomasse apparaît nécessaire compte-tenu du caractère limité de la ressource. Une telle modération de la demande passera en premier lieu par des choix stratégiques visant à hiérarchiser les

usages à long terme du plus prioritaire au moins prioritaire, en s'appuyant en particulier sur la disponibilité d'alternatives énergétiques à la biomasse pour certains usages [...] ». Une hiérarchie des usages est ainsi proposée dans le projet, distinguant les usages « à considérer en priorité », les usages « à développer raisonnablement et sous conditions », et les usages « dont le développement est à modérer ». Cette dernière catégorie inclut par exemple la production d'électricité.

Tableau n° 13 : proposition de hiérarchie des usages de la biomasse

Usages de la biomasse	Explications
Usages à considérer en priorité	
Alimentation humaine	Enjeu de souveraineté alimentaire
Alimentation animale	Enjeu d'autonomie protéique (en cohérence avec les scénarios globaux de transition des régimes alimentaires)
Puits de carbone	À hauteur des besoins déterminés par la SNBC
Fertilité des sols	À hauteur des besoins pour préserver le rendement
Industrie – chaleur haute température et usages non énergétiques	Pas d'alternatives décarbonées
Réseaux de chaleur	Peu d'alternatives pour décarboner le mix de chaleur
Consommations énergétiques de l'agriculture	Notamment pour la machinerie agricole (peu d'alternatives décarbonées)
Engins lourds de chantier	Peu d'alternatives décarbonées
Usages à développer raisonnablement et sous conditions	
Trafic aérien	Alternatives possibles (e-fuel) et possibilité de réduire le trafic via le signal prix et reports modaux
Soutes maritimes	Alternatives possibles à terme (e-fuel)
Transports lourds (PL, bus et cars)	Alternatives possibles (électricité)
Industrie – chaleur basse température	Alternatives possibles (solaire thermique, PAC etc.)
Chauffage secteurs résidentiel et tertiaire	Avec une priorisation sur les appareils les plus performants et qui remplacent les équipements fossiles (fioul/GPL)
Outre-mer – production d'énergie	Alternatives complémentaires possibles (EnR électriques) et question de la durabilité de l'importation de biomasse de métropole en outre-mer
Usages dont le développement est à modérer	
Production d'électricité	Privilégier d'autres solutions techniques pour assurer la production lors des pics de consommation
Résidentiel et tertiaire – cuisson	Alternative électrique plus efficace et moins dangereuse

Source : Cour des comptes à partir de données issues du SGPE, septembre 2023

La question de la hiérarchie des usages avait déjà été posée par le comité prospective de la CRE, en mars 2023²²⁷. Dans tous les cas, le SGPE estime que « *elle n'a pas de portée immédiate et absolue. Il est ensuite nécessaire d'appliquer ces orientations aux politiques sectorielles pour les mettre en cohérence, de façon progressive et pilotée. Cela s'est par exemple illustré avec la baisse des forfaits d'aide pour les chaudières individuelles au bois décidée pour 2024* ».

Saisine de l'Inrae par le MASA

L'Inrae a été saisi en juin 2023 par le MASA pour préciser les enjeux agronomiques, techniques et économiques d'une mobilisation accrue des différents gisements de biomasse et de leur transformation en bioénergies. Les résultats de l'analyse²²⁸ sont résumés dans le tableau ci-dessous.

Tableau n° 14 : projections de mobilisation des gisements de biomasse

		2030	2050
<i>Biogaz</i>	Déjections animales	25,4 TWh	17,6 - 25 TWh
	CIVE	12,3-24,6 TWh	37 TWh*
	Prairies extensives*	1,2 TWh	5 TWh
	Résidus de cultures	11,7 TWh	13 TWh*
	Déchets alimentaires*	3,8 TWh	9 TWh

*Résultats provisoires fournis par le MASA

Source : Inrae et MASA

Les évaluations concernant spécifiquement la méthanisation

La PPE

La PPE 2 (2019-2023/2024-2028) évalue, sur le fondement de l'estimation de l'Ademe, le gisement de matières méthanisables à l'horizon 2035 à 100 Mt correspondant à 70 TWh d'énergie primaire.

L'étude de FranceAgriMer

Concernant la méthanisation, l'étude²²⁹ réalisée par FranceAgriMer en août 2022, a plus particulièrement cherché à apprécier

²²⁷ Comité de prospective de la CRE, *Rapport 2023 du Groupe de travail n°1, 2023*.

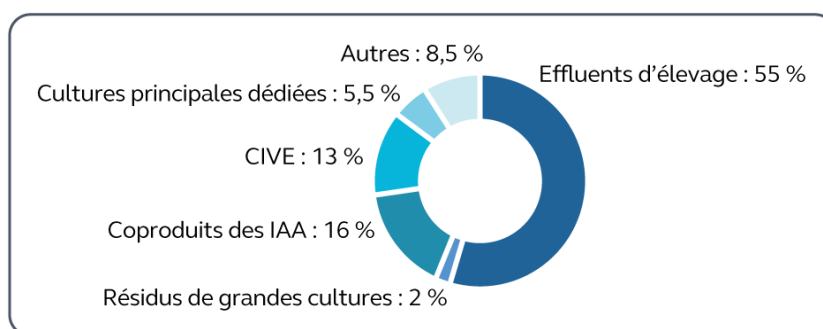
²²⁸ Inrae, *Enjeux agronomiques, techniques et économiques d'une mobilisation accrue des différents gisements de biomasse et de leur transformation en bioénergies*, 2024.

²²⁹ FranceAgriMer, *Ressources en biomasse et méthanisation agricole : quelles disponibilités pour quels besoins ? Analyse des données théoriques de l'ONRB*, 2022.

le taux d'utilisation de la biomasse agricole fermentescible par la méthanisation agricole dans les cinq années à venir, et repéré les potentielles tensions sur la disponibilité des gisements.

Cette étude a estimé les besoins en différentes biomasses nécessaires à l'approvisionnement des installations de méthanisation en fonctionnement et en attente à la date de réalisation de l'étude (1065 +840 projets).

Graphique n° 29 : estimation de la proportion de chaque type d'intrants dans la ration annuelle totale des méthaniseurs français



Source : FranceAgriMer

Toutefois cette estimation s'est faite par extrapolation à partir des tonnages d'intrants suivis par les DREAL. Or seules les installations en cogénération doivent transmettre obligatoirement leurs plans d'approvisionnement aux services déconcentrés de l'État; cette estimation semble surtout être représentative des intrants des installations en cogénération.

Malgré les incertitudes sur la représentativité de la ration future des méthaniseurs, l'étude apporte un certain nombre d'éléments d'éclairage utiles. Elle souligne notamment qu'une concurrence des usages est susceptible d'apparaître concernant le recours aux coproduits des industries agro-alimentaires (IAA), et illustre l'exemple des pulpes de betteraves, qui pourraient être réorientées vers la méthanisation industrielle plutôt que vers l'alimentation animale. Elle fait également apparaître les grandes disparités entre régions. Ainsi dans l'hypothèse où les méthaniseurs seraient approvisionnés à hauteur de la limite réglementaire de 15% de cultures dédiées, « la plupart des régions seraient amenées à mobiliser entre 20 et 51% de leur production [de maïs fourrage et ensilage] pour la méthanisation. L'Île de France et PACA requerraient respectivement 14 et 21 fois leur production régionale ».

Elle estime toutefois que la biomasse disponible actuellement pour la méthanisation « paraît suffisante à l'heure actuelle et semble laisser une marge de croissance à la méthanisation [...] D'un point de vue purement massique, ce travail montre qu'une entrée en concurrence avec les besoins de l'élevage est à prévoir sur la biomasse d'origine résiduaire. ».

Les projections de la SFEC

Un travail d'identification des usages possibles de la biomasse, dans le cadre de travaux préparatoires à la SFEC de planification écologique dans le secteur de l'agriculture²³⁰, a mis en exergue une tension sur la biomasse à des fins de méthanisation dès 2030 : 11 TWh de ressources sont identifiés comme manquants sur les 53 attendus pour répondre à la demande.

Pourtant, les hypothèses prises reflètent déjà une mobilisation ambitieuse de nouveaux gisements pour la méthanisation selon la DGEC :

- la surface totale avec cultures intermédiaires passe d'environ 3 Mha en 2020 à 4,8 Mha en 2030, et la part de CIVE progresse (4 % en 2020 contre 19 % en 2030) ;
- la production totale de cultures intermédiaires est multipliée par 2 (9 MtMS en 2020 à 18 MtMS en 2030) ;
- les surfaces dédiées aux cultures énergétiques pérennes passent de 0 à 96 kha en 2030 ;
- la proportion de CIVE méthanisées passe de 4 % en 2020 à 35 % en 2030 ;
- la quantité de fumier ou de lisier méthanisé est multipliée par 3 d'ici 2030 (874 kt en 2020 contre 2 872 kt en 2030), alors que globalement le cheptel diminue ce qui traduit le fait que le pourcentage de déjections méthanisées augmente (6 % en 2020 contre 22 % en 2030) ;
- la quantité de déchets dirigés vers la méthanisation est multipliée par trois (1 Mt de déchets en 2020 contre 3 Mt en 2030).

La nature des gisements et les possibles concurrences entre usages

Comme le précise la DGEC, « Les objectifs de réduction des émissions du secteur aérien impliquent une hausse de la consommation de biocarburants qui impacte le bouclage biomasse général. À titre d'ordre de grandeur, la hausse de consommation de biocarburants des soutes internationales est de 4TWh en 2030 et 19TWh

²³⁰ SGPE, *La planification écologique dans l'agriculture*, 2023.

en 2050 dans le dernier scénario prospectif provisoire de la DGEC. Toutefois, ces biomasses ne sont pas totalement substituables (bio kérozène produit à partir de déchets huileux, biogaz produit à partir d'effluents d'élevage et de résidus agricoles). Une production de carburants aériens à partir de déchets de biomasse solide par pyrogazéification est en développement. ».

Selon l'Ademe, « Les biomasses ciblées pour les biocarburants sont plutôt des cultures annuelles, récoltées à maturité, prenant directement la place de cultures alimentaires. Pour les biocarburants conventionnels : betterave, maïs, blé, huile de colza, huile de tournesol. Pour les biocarburants avancés : plaquette forestière, résidus de cultures lignocellulosiques ».

Selon le MASA, il y aura « un fort déficit au regard des ressources à mobiliser pour la décarbonation du secteur des transports dès 2030. Les biocarburants de première génération sont aujourd'hui plafonnés à 7 % de la consommation finale d'énergie du secteur des transports par la réglementation européenne pour éviter la concurrence avec les filières alimentaires, et la filière des biocarburants de 2^{ème} génération reste à construire, avec également une concurrence d'usage sur la biomasse mobilisée pour les autres bioénergies (notamment sur les résidus de bois et les CIVE). La question des cultures lignocellulosiques produites sur des terres agricoles (quasi inexistantes à ce stade) est posée. Le solde se ferait donc par importation, ce qui représente un véritable pari au regard du fait que la pression sur la biomasse va progressivement se généraliser dans les pays engagés dans la décarbonation de leurs économies ». En revanche, le MASA considère que « les potentiels conflits d'usages des matières premières destinées à la production de biogaz ou de biocarburants aériens sont à relativiser, s'avérant à ce jour peu probables. En effet, selon la réglementation européenne (Règlement ReFuelEU Aviation, récemment adopté), les matières entrant dans la production des carburants durables d'aviation (CAD) ne peuvent être issues de cultures alimentaires (destinées à l'alimentation humaine ou animale). L'essentiel de la production de CAD est aujourd'hui issu de l'utilisation d'huiles alimentaires usagées, majoritairement importées (source : base CarbuRe <https://carbure.beta.gouv.fr>, pilotée par la DGEC) ».

Selon France Stratégie « La deuxième génération de biocarburants vise à mobiliser des ressources n'entrant pas en concurrence avec l'alimentation. Cette nouvelle génération peut être produite à partir de ressources lignocellulosiques, d'algues mais aussi de déchets et de coproduits d'industries. À l'heure actuelle, seuls quelques types de biocarburants avancés, tels que les biodiesels produits à partir de graisses

*animales ou d'huiles végétales alimentaires usagées, commencent à faire l'objet d'une production industrielle*⁸¹. En ce qui concerne les filières de valorisation de ressources lignocellulosiques, les technologies de transformations restent très majoritairement au stade du développement ou de la démonstration ». Cela n'exclut ainsi pas de possibles conflits d'usage avec la méthanisation (notamment concernant les résidus de culture – pailles par exemple) :

La question spécifique des effluents d'élevage

L'analyse de l'INRAE

L'Inrae a produit²³¹ une analyse des enjeux agronomiques, techniques et économiques d'une mobilisation accrue de la biomasse. L'institut souligne que « *en faisant l'hypothèse que 100 % des effluents collectables (hors déjections au pâturage) seraient méthanisés, le potentiel de production d'énergie serait de 45,1 TWh (43,9 TWh en tenant compte de contraintes de production liées notamment à la teneur en matières sèches ou au rapport C/N des intrants des digesteurs), dont près de 74% sont issus du cheptel bovin. Avec une mobilisation effective des effluents collectés de 70% en moyenne et en intégrant les réductions déjà observées dans les effectifs de certains cheptels (bovins, ovins et porcins) ainsi que les hypothèses du rapport Inrae d'avril 2023 pour les tendances en termes d'effectifs, une évaluation préliminaire du potentiel théorique pour 2030 et 2050 peut être avancée, avec un potentiel de l'ordre de 25 TWh en 2030* ».

²³¹ Thierry Caquet et al. Enjeux agronomiques, techniques et économiques d'une mobilisation accrue des différents gisements de biomasse et de leur transformation en bioénergies. Inrae. 2024.

Tableau n° 15 : potentiel théorique de production de biogaz à partir des effluents d'élevage pour 2030 et 2050

Origine	Effectifs (milliers)				Potentiel ^d (TWh)			
	2015 ^a	2020 ^b	2030 ^c	2050 ^c	2015 ^a	2020	2030	2050
Bovins lait	3 661	3 400	3 125	2 556				
Bovins allaitants	4 211	4 000	3 285	2 193				
Bovins total	19 406	17 800	15 294	11 304	33,4 - 23,4	30,6 - 21,4	26,3 - 18,4	16,7 - 11,7
Equins	427	315	315	315	3,8 - 2,7	2,8 - 2,0	2,8 - 2,0	2,8 - 2,0
Caprins	1 230	1 414	1 174	848	0,8 - 0,56	0,9 - 0,6	0,8 - 0,5	0,5 - 0,3
Ovins	7 056	6 999	6 719	6 299	1,1 - 0,77	1,1 - 0,8	1,0 - 0,7	0,9 - 0,7
Porcins	12 933	13 396	11 655	9 377	2,0 - 1,4	2,1 - 1,5	1,8 - 1,3	1,3 - 0,9
Volailles pondeuses	50 500	55 000	55 000	55 000				
Volailles de chair	161 200	154 600	135 275	108 220				
Volailles total	211 700	209 600	190 275	163 220	4,0 - 2,8	4,0 - 2,8	3,6 - 2,5	2,8 - 2,0
Total					45,1 - 31,6	41,5 - 29,1	36,3 - 25,4	25,0 - 17,6

^a : données Agreste 2017 ; ^b : données Agreste 2022 ; ^c : projections selon hypothèses GT INRAE avril 2023 ; ^d : valeurs pour un niveau de mobilisation de 100 % et 70 % ; ^e : d'après Malet *et al.*, 2023.

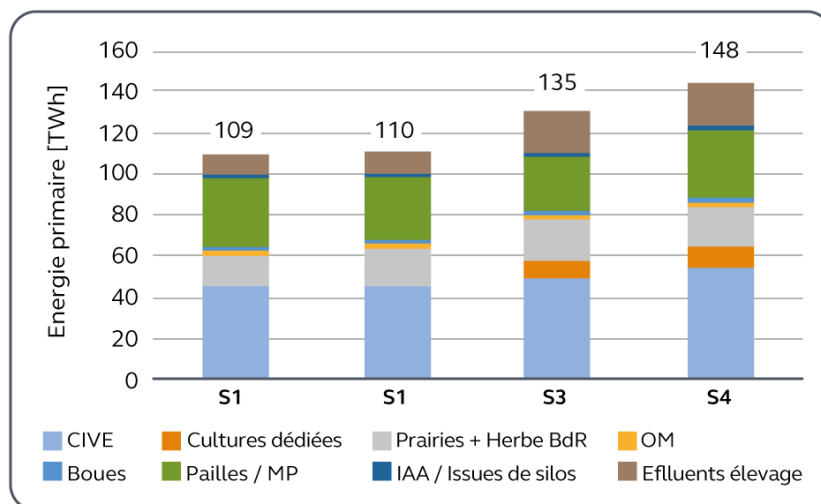
Source : Inrae

Le potentiel énergétique des effluents diminue donc dans le temps, en lien avec la baisse du cheptel bovin notamment, et l'accroissement des pratiques agroécologiques.

Les effluents d'élevage dans les scénarios Ademe

Dans les différents scénarios de l'Ademe (cf. *supra*), le développement de la méthanisation repose essentiellement sur les CIVE et les pailles.

**Graphique n° 30 : énergie primaire méthanisée en 2050
dans les différents scénarios de l'Ademe**



Source : Ademe

Annexe n° 12 : dispositifs de soutien au biogaz par l'État et charges de service public associées

L'instauration de mesures de soutien à la production de biogaz est intervenue dans le prolongement du vote de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et de la publication du décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat.

Deux arrêtés instaurent un dispositif d'obligation d'achat de l'électricité issue de la cogénération du biogaz en 2001 et 2002²³².

Les dispositifs de soutien à la production du biogaz seront par la suite élargis avec la création d'une obligation d'achat du biométhane (injecté dans le réseau de gaz et non injecté), le déploiement d'appels d'offre, la création de subventions à l'investissement et des dispositifs fiscaux visant à inciter à la consommation de biométhane.

L'obligation d'achat d'énergie

La cogénération

Sept arrêtés sont intervenus depuis 2001 pour encadrer les conditions d'achat d'électricité produite à partir de biogaz. Le tarif d'achat de l'électricité produite à partir de biogaz repose sur plusieurs éléments :

- un tarif de base variable selon le type d'unité de production (méthanisation agricole ou territoriale, STEP, ISDND) et la puissance installée ;
- une ou plusieurs primes dépendant des modalités d'exploitation et des caractéristiques de l'unité de production ;
- des coefficients d'indexation du tarif d'une part (référence avant la signature du contrat) et du tarif contractualisé d'autre part (au cours de la durée de vie du contrat).

²³² Arrêté du 3 octobre 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés en utilisant le biogaz de décharge et Arrêté du 16 avril 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par méthanisation.

Injection

Quatre arrêtés sont intervenus pour encadrer les conditions d'achat de biométhane. Le tarif d'achat du biométhane produit à partir de biogaz repose sur plusieurs éléments :

- un tarif de base variable selon le type d'unité de production (méthanisation agricole ou territoriale, STEP, ISDND) et de la taille de l'installation ;
- plusieurs primes dépendant des modalités d'exploitation et du type d'intrants (part de biodéchets, de CIVE, de résidus agricoles et d'eaux usées) ;
- des coefficients d'indexation du tarif d'une part (référence avant la signature du contrat) et du tarif contractualisé d'autre part (au cours de la durée de vie du contrat).

Les coefficients d'indexation des tarifs d'achat et leur évolution récente

L'indexation des tarifs d'achat vise à intégrer :

- l'évolution des prix associée aux coûts d'exploitation une fois l'installation mise en service : l'enjeu principal de la formule d'indexation vise dès lors à déterminer la part du tarif qui doit être revalorisée (quelle part représentent les coûts d'exploitation dans le coût actualisé de production ?) et à trouver les index pertinents (quels sont les déterminants de l'évolution des coûts d'exploitation ?) ;
- l'évolution des prix due à l'inflation pour les coûts de production (investissement et exploitation) de la filière entre la date de parution d'un tarif de référence et la date de dépôt d'un dossier complet (ou de la date de mise en service) ;
- la prise en considération des objectifs de baisse des coûts de la filière (dégressivité progressive du tarif).

Le coefficient « L » doit ainsi permettre de couvrir l'inflation des coûts d'exploitation durant la durée d'application du contrat (de sa prise d'effet à son échéance). Cela nécessite donc en premier lieu de disposer d'une idée précise de la répartition entre OPEX et CAPEX du coût moyen actualisé de production du biogaz (part des OPEX fixée à 50 % pour les arrêtés de 2011 et 2016 pour la cogénération, et à 70 % pour l'arrêté de 2006 ; fixé à 70 % pour les arrêtés relatifs au biométhane soit des proportions qui ne correspondent pas à la situation réelle). En second lieu, se pose la question des indices utilisés pour refléter les coûts d'exploitation, aujourd'hui scindés entre l'inflation générale et les coûts de personnel. Confrontés à la forte hausse des prix de l'énergie, une indexation spécifique pour l'électricité a été introduite en 2023 pour le biométhane, de toute évidence au-delà de la part que cette dernière représente dans les coûts d'exploitation, comme l'a soulevé la CRE.

Le coefficient « K » vise quant à lui à refléter l'inflation entre la date de publication des arrêtés tarifaires et la date de demande complète de contrat déposée pour une installation. Une telle mesure existe pour les contrats de cogénération relevant des arrêtés tarifaires 2006 et 2011 mais pas pour ceux relevant de l'arrêté tarifaire de 2016 en vigueur. La CRE a ainsi recommandé en 2024 son instauration, étant entendu que la dégressivité tarifaire est toujours portée sur le tarif de référence d'après cet arrêté. La situation est ainsi différente avec l'arrêté relatif au biométhane pour lequel c'est ce coefficient « K » qui porte la dégressivité. Cette dernière, introduite en 2020, a été suspendue à l'occasion de la révision de 2023 compte tenu du contexte d'inflation.

Un coefficient « J » a enfin été proposé pour les contrats de tarif d'achat de cogénération, destiné à renforcer l'indexation « L » de ces contrats en introduisant l'effet de la hausse des prix de l'énergie (à la différence du biométhane où c'est le coefficient « L » qui a été directement modifié).

Tarifs d'achat en vigueur au 1^{er} janvier 2024

**Tableau n° 16 : tarifs d'achat en vigueur au 1^{er} trimestre 2024
pour les unités de méthanisation (tarif de base actualisé)**

<i>Usage du biogaz</i>	<i>Type d'installation</i>	<i>Éligibilité</i>	<i>Tarifs de base actualisés</i>	<i>Primes</i>
<i>Injection de biométhane</i>	Méthanisation	< 25 GWh PCS / an	158,70 € / MWh PCS si P _{max} < 5 GWh / an 114,47 € / MWh PCS si P _{max} < 25 GWh / an	Prime effluents élevage jusqu'à 10 € / MWh Prime raccordement au réseau de distribution jusqu'à 3 € / MWh*
	STEP	< 25 GWh PCS / an	158,70 € / MWh PCS si P _{max} < 5 GWh / an 114,47 € / MWh PCS si P _{max} < 25 GWh / an	Prime eaux usées jusqu'à 20 € / MWh Prime raccordement au réseau de distribution jusqu'à 3 € / MWh*
	ISDND	< 25 GWh PCS / an	128,78 € / MWh PCS si P _{max} < 5 GWh / an 76,75 € / MWh PCS si P _{max} < 25 GWh / an	Prime raccordement au réseau de distribution jusqu'à 3 € / MWh*
<i>Cogénération</i>	Méthanisation	< 500 kWe	155,15 € / MWh si P _{max} < 0,08 MW 133 € / MWh si P _{max} = 0,5 MW	Prime effluents élevage jusqu'à 50 € / MWh
	STEP	< 500 kWe	153,97 € / MWh si P _{max} < 0,2 MW 124,47 € / MWh si P _{max} = 0,5 MW 62,24 € / MWh si P _{max} > 1 MW	Non
	ISDND	< 500 kWe	Arrêté abrogé le 22 avril 2022	

Note de lecture : la prime de raccordement au réseau de distribution de gaz, fonction de la production annuelle prévisionnelle, est accordée aux installations n'ayant pas bénéficié d'une réfaction du coût de raccordement au réseau de gaz naturel pour l'injection de biométhane.

Source : Cour des comptes

Des résultats décevants pour les appels d'offre

La CRE considère de manière constante dans ses avis et délibérations sur les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables que lorsqu'il existe une forte hétérogénéité des coûts et des conditions d'exploitation particulières pour une filière, les dispositifs d'appel d'offres sont préférables aux mécanismes de tarif en guichet en raison de la difficulté à fixer le tarif approprié et des risques de rentabilité excessive qui en découlent. La méthanisation est dans cette situation. Pourtant, peu d'appel d'offres ont été lancés depuis 2011 et leurs résultats ont été décevants.

Depuis 2011, un seul appel d'offres a été organisé, en trois tranches entre 2016 et 2018, dans le cadre du soutien au développement de l'électricité produite à partir de biogaz pour les installations d'une puissance comprise entre 0,5 MW et 5 MW. Seules quatre installations ont été retenues pour une puissance cumulée d'à peine 7 MW alors que ces appels d'offres visaient une puissance cumulée de 150 MW. Une seule est en définitive entrée en service pour 3,6 MW. Ce maigre bilan conduit le ministère à envisager un dispositif de guichet ouvert en complément de rémunération pour les installations à la puissance comprise entre 0,4 et 1 MW, pré-notifié aux autorités européennes.

S'agissant de l'injection de biométhane, la programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée en 2020 prévoyait le lancement de deux appels d'offres par an dans l'objectif d'atteindre une production annuelle cumulée de l'ordre de 3,5 TWhPCS au bout des cinq années prévues. Les résultats sont également décevants. L'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production de biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel lancé le 29 avril 2022 et qui prévoyait une première période de dépôt en décembre 2023, a dû être suspendu en fin d'année 2022 en raison des risques d'infructuosité soulevés par la filière et liés au contexte inflationniste. Après avoir révisé le cahier des charges de cet appel d'offres, afin notamment de revaloriser les tarifs plafonds et d'introduire des clauses d'indexation, il a été relancé le 27 décembre 2023. Il visait une capacité de production de 1,6 TWhPCS/an et prévoyait trois périodes de dépôt au cours de l'année 2024. Or, la procédure paraît déjà suspendue au regard des faibles résultats de la première tranche, qui ne sont toujours pas publiés.

Le complément de rémunération

Le mécanisme de complément de rémunération a été introduit dans le code de l'énergie par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 afin de répondre aux nouvelles obligations communautaires en matière d'aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement. Les lignes directrices adoptées par la Commission européenne pour la période 2014-2020 prévoyaient en effet qu'à compter du 1^{er} janvier 2016 les régimes d'aide pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables devaient accompagner la vente directe de l'énergie sur les marchés, au-delà d'un seuil fixé à 500 kW pour l'ensemble des filières à l'exception de l'éolien.

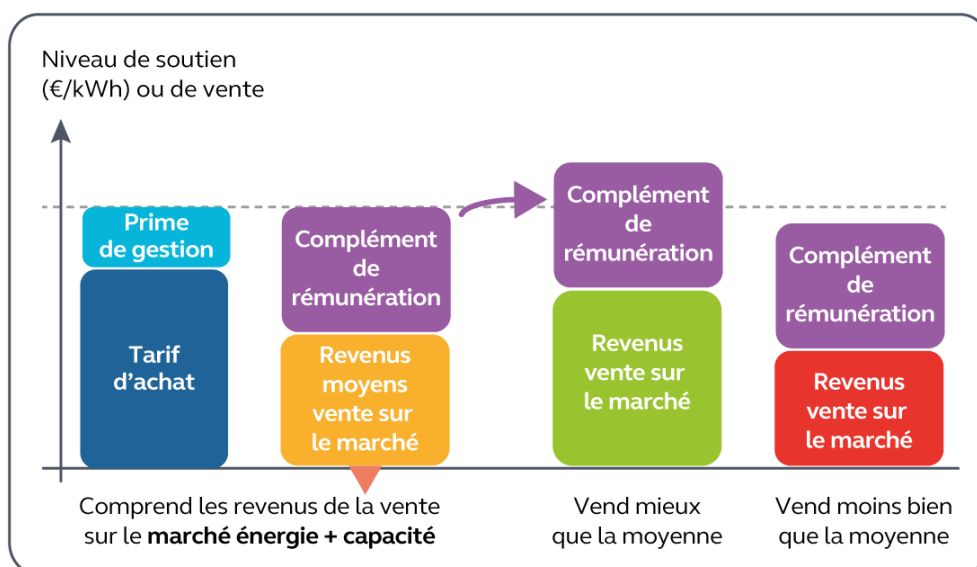
Le complément de rémunération est ouvert aux unités de méthanisation produisant de l'électricité²³³. Il a été étendu plus récemment au biométhane non injecté dans le réseau de gaz afin de soutenir la production de bio-GNV²³⁴.

Le niveau du complément de rémunération est établi sur la base du prix de vente moyen de la filière. Le producteur est ainsi incité à vendre sa production sur les marchés aux moments où elle est le mieux valorisée : s'il fait mieux que la moyenne de la filière, il bénéficiera d'une rémunération supérieure.

²³³ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles et Arrêté du 3 septembre 2019 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux implantées sur le territoire métropolitain continental.

²³⁴ Décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie concernant les dispositions particulières relatives à la vente de biogaz.

Schéma n° 12 : fonctionnement du complément de rémunération



Source : Club biogaz

Ce mécanisme s'est peu développé jusqu'à présent dans le cadre du soutien à la méthanisation. Il n'est pas utilisé pour le soutien à l'injection de biométhane, priorité du cadre actuel, et, s'agissant de la cogénération, seules les dispositions concernant les unités de méthanisation utilisant le traitement des eaux urbaines ou industrielles sont encore en vigueur à ce jour²³⁵. Par conséquent, en 2022, une seule installation de cogénération bénéficiait d'un contrat de cette nature, ayant produit sur l'année 28 GWh, soit l'équivalent de 1 % des volumes d'électricité achetés sous obligation d'achat, selon les informations communiquées par EDF²³⁶.

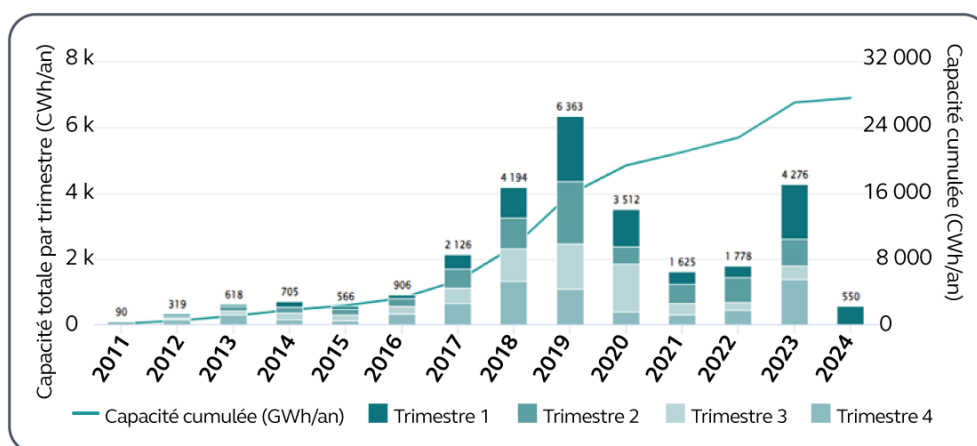
²³⁵ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles.

²³⁶ En vertu de l'article L. 314-18 du code de l'énergie, introduit par la loi TCEV du 17 août 2015.

Évolution de la file d'attente des projets au fil des années

L'observation des capacités d'injection de biométhane réservées au registre des capacités²³⁷ fait apparaître une évolution en dents de scie depuis 2020 et souligne l'impact des évolutions tarifaires.

Graphique n° 31 : capacités réservées par trimestre d'entrée au registre (hors abandon)



Source : Odre (gestionnaires de réseaux)

Les garanties d'origine

Une fois injecté dans les réseaux, le biométhane se mélange au gaz naturel fossile et il ne devient plus possible de l'en distinguer. Aussi, un dispositif de garantie d'origine (GO) a été instauré dès 2010 afin de soutenir la commercialisation d'offres d'énergies « vertes », en assurant la traçabilité du biométhane injecté produit et des transactions associées.

Chaque quantité de biogaz produite engendre la création d'une garantie d'origine sous la forme d'un document électronique, dont la traçabilité est assurée dans un registre. Si le producteur ne bénéficie pas d'un contrat d'obligation d'achat, la garantie d'origine lui est attribuée et il lui est possible de la valoriser auprès des fournisseurs. Si le producteur bénéficie d'un contrat d'obligation d'achat, la propriété de la garantie d'origine dépend de la date de signature du contrat. Pour les contrats signés avant le 9 novembre 2020, la garantie est transmise au fournisseur

²³⁷ Open Date Réseaux énergie, Observatoire du biométhane.

qui rachète l'énergie au producteur dans le cadre du contrat d'obligation d'achat. Ce fournisseur valorisera ces garanties dans ses offres d'énergie, une partie de cette valeur venant en déduction des charges de service public qui lui sont versées au titre des obligations d'achat qu'il assume²³⁸. Pour les contrats signés après le 9 novembre 2020, les garanties d'origine sont la propriété de l'État qui les cède, en intégralité et directement, via des ventes aux enchères.

En pratique, l'essentiel des contrats des installations en fonctionnement ont, encore à ce jour, été signés avant le 9 novembre 2020 et la quasi-totalité des unités bénéficient d'une obligation d'achat. D'après les informations communiquées par la CRE pour le biométhane, 5,3 millions de garantie d'origine ont été valorisées en 2022 pour une valeur déclarée de l'ordre de 10,9 M€, soit de l'ordre de 2 € / MWh. La moitié a été valorisée de manière directe, 30 % dans une offre d'énergie verte et 15 % par intégration dans les carburants. D'importantes différences apparaissent entre fournisseurs, certaines valorisations atteignant plus de 10 € / MWh, sans que les raisons en soient très claires, une relative opacité subsistant quant à ces valorisations et ces échanges. Pour ces contrats, un risque important d'effet d'aubaine au détriment de l'État et des producteurs existe, constat partagé par la DGEC et la CRE. En outre, la CRE a indiqué à la Cour que les ventes de garanties d'origine à des fournisseurs par des producteurs bénéficiant de contrats signés avant 2020 étaient assez largement répandues en dépit de leur interdiction (il s'agit normalement d'un transfert gratuit).

La CRE²³⁹ a souligné plusieurs risques quant aux modalités de gestion des garanties d'origine, premier dispositif extra-budgétaire mis en œuvre pour soutenir le développement de la filière :

- en raison d'un déséquilibre entre l'offre et la demande de gaz renouvelables, elle souligne l'existence de pratiques visant à valoriser indirectement les garanties d'origine des producteurs ayant signé un contrat d'obligation d'achat (soutien supplémentaire de gré-à-gré) ;
- il est impossible de suivre la valorisation des garanties d'origine lorsque ces dernières sont cédées de gré à gré entre fournisseurs puis valorisées auprès de leurs clients dans le cadre d'offres spécifiques.

²³⁸ La part reversée est de 75 % dans le cas général et de 0 % si le biométhane est utilisée comme carburant.

²³⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 novembre 2020 portant avis sur deux projets de décrets d'application de la réforme du dispositif des garanties d'origine de biogaz injecté dans les réseaux de gaz.

Il semble en effet que les fournisseurs de gaz naturel ne déclarent à la CRE que la première transaction de la garantie d'origine. Cela peut conduire à des situations où la première transaction est opérée entre deux « *business units* » d'une même entreprise, à une faible valeur, puis la garantie d'origine est valorisée sur le marché à un prix plus élevé. L'absence d'une place de marché identifiée permettant de faire émerger un prix de la garantie d'origine participe à l'opacité du marché. Selon la DGEC, cette situation pourrait conduire à un effet d'aubaine pour les fournisseurs de gaz naturel et à une perte pour l'État. Et la possibilité de valoriser les garanties d'origine dans l'ETS représenterait un effet d'aubaine supplémentaire dans ce schéma.

Au regard de ses caractéristiques, le dispositif des garanties d'origine n'a néanmoins pas constitué jusqu'à ce jour un soutien déterminant au développement des installations de méthanisation. Mais cet outil pourrait voir son utilité renforcée à l'avenir avec le développement des contrats de vente long terme de biogaz, les *Biogas Purchase Agreement (BPA)*. Selon certains acteurs, les industriels pourraient être particulièrement intéressés par ces contrats, conclus de gré à gré avec un producteur de biométhane, afin de sécuriser leur approvisionnement, de gagner en visibilité sur les prix à moyen et long terme, et surtout afin de répondre à leurs obligations de décarbonation. En effet, les garanties d'origine issues d'un BPA sont éligibles aux quotas d'émission ETS²⁴⁰ et comme elles doivent provenir d'un site certifié « RED II » au titre de la durabilité du biométhane, elles permettent d'obtenir une preuve de durabilité. Aussi, l'association d'un BPA, de garanties d'origine valorisables dans l'ETS et de preuves de durabilité « RED II » pourrait intéresser de grands acteurs industriels. Néanmoins, à ce jour, seuls quatre BPA auraient été conclus.

²⁴⁰ Le décret n° 2022-1540 du 8 décembre 2022 relatif aux garanties d'origine autorise la valorisation des GO dans le système des quotas d'émission de CO₂. Selon les valeurs décidées par la DGEC, l'application de ce décret permet de valoriser 100 % des GO dans le système ETS lorsque celles-ci sont issues de site de production ne recevant pas de soutien public et de 36 % des GO, en 2023 (42 % pour 2024), lorsque celles-ci sont issues de site de production recevant un soutien public.

Les certificats de production de biogaz

Les certificats de production de biogaz (CPB) ont été créés par l'article 95 loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets. Un certificat de production de biogaz correspond à l'injection dans les réseaux de gaz naturel d'1 MWh_{PCS} de biométhane au cas général.

Quatre éléments en déterminent le fonctionnement :

- l'assiette de ce niveau d'obligation : elle repose sur les seules consommations finales du secteur résidentiel et tertiaire, soit 47 % de la consommation finale de gaz en 2022²⁴¹. Les autres secteurs (transports, industrie, agriculture et pêche, production d'électricité et de chaleur) sont exclus afin de préserver leur compétitivité ;
- le niveau de l'obligation imposée aux fournisseurs²⁴² : il est exprimé en volume de certificats par MWh_{PCS} de gaz consommé ; pour la première période de mise en œuvre des CPB (2026-2028), ce niveau est fixé à 0,0041 certificats par MWh en 2026, 0,0182 en 2027 et 0,0415 en 2028. Cela correspond, au regard de l'assiette prise en compte, à l'incorporation supplémentaire d'une production de biométhane de 6,5 TWh_{PCS} en 2028 ;
- le niveau de la pénalité payée par les fournisseurs en cas de restitution insuffisante de certificats : il est fixé à 100 € par certificat non restitué et constitue *de facto* le prix plafond de vente que pourraient atteindre les CPB ;
- le volume de production de CPB : une modulation est appliquée pour les ISDND, pour refléter leur coût de production plus faible, et pour les installations dont la date de mise en service est supérieure à 15 ans, pour tenir compte de l'amortissement des investissements déjà effectué. Pour celles-ci, un MWh_{PCS} de biométhane produit et injecté n'octroie que 0,8 CPB.

À court terme, la CRE considère que les installations susceptibles de s'orienter vers ce dispositif sont :

²⁴¹ *Chiffres clés de l'énergie*, édition 2023, Service des données et études statistiques, Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires.

²⁴² Le décret de 2022 précise par ailleurs que seuls sont concernés pour la 1^{ère} année du dispositif les fournisseurs de gaz naturel qui livrent plus de 400 GWh_{PCS} de gaz naturel. Ce seuil, qui constitue également une franchise pour les fournisseurs assujettis, est abaissé ensuite jusqu'à sa disparition de 100 GWh_{PCS} par an.

- les installations existantes de production d'électricité à partir de biogaz ou de production de biométhane injecté dont le contrat de soutien public est arrivé à échéance ;
- les installations existantes de production d'électricité à partir de biogaz ou de production de biométhane injecté résiliant leur contrat de soutien public de manière anticipée (peu d'options au profit des CPB sont envisagées compte tenu du caractère sécurisé des contrats d'achat) ;
- les installations nouvelles de plus de 25 GWh PCS / an qui ne concourront pas aux appels d'offres prévus ;
- les installations qui ne répondent pas aux conditions réglementaires prévues dans le cadre des contrats de soutien public.

La mise en œuvre du mécanisme de CPB soulève plusieurs questions.

Tout d'abord, ce mécanisme de marché ne permet que difficilement de piloter l'offre de production attendue au-delà de son seul volume (nature, répartition géographique, type d'intrants, etc.). Il s'ajoute aux dispositifs déjà existants. Sa mise en œuvre devrait donc conduire à suspendre les appels d'offres pré notifiés auprès de la Commission européenne pour les unités d'une capacité supérieure à 25 GWh_{PCS}.

De plus, la restriction de l'assiette du dispositif aux seules consommations finales résidentielles et tertiaires n'est pas sans comporter des enjeux de cohérence puisque que les projections énergétiques de long terme évoquées *supra* prévoient une importante réduction de ces consommations alors que ne subsisteraient que les usages non substituables du gaz, à savoir les usages industriels aujourd'hui non assujettis à l'obligation de CPB.

Ensuite, de fortes incertitudes existent quant à la capacité des fournisseurs de gaz à s'approvisionner en certificats, soit auprès des producteurs (marché dit « primaire ») soit en achetant des certificats (marché dit « secondaire »). Dans son avis du 17 mars 2022, la CRE estimait que « *compte tenu de la nature des actifs, de leur temps de développement, de la durée des contrats d'achat et du profil de risque de l'activité de production de biométhane, il sera vraisemblablement impossible, ou très difficile, pour des fournisseurs de petite taille, ou ne disposant pas d'une assiette financière importante, de signer des contrats d'achat avec des producteurs de biométhane [...]* »²⁴³ et il leur faudra s'alimenter sur un marché secondaire suffisamment liquide. Or, les

²⁴³ Délibération de la CRE du 17 mars 2022.

initiatives engagées pour proposer des solutions en ce sens, notamment la création d'une plateforme d'échanges alimentée par les fournisseurs historiques, n'ont pas abouti à date. Le fonctionnement du dispositif des CPB et la surveillance des divers marchés par la CRE nourrissent ainsi de fortes inquiétudes.

Par ailleurs, le niveau de l'obligation à atteindre est crucial dans ce mécanisme, comme l'a souligné la CRE, car si la trajectoire était trop ambitieuse, « *le prix des CPB sur le marché secondaire s'établirait alors à un niveau proche de celui de la pénalité, soit 100 € par certificat, sans lien avec le coût réel des CPB, pour les fournisseurs obligés n'ayant pas accès au marché primaire* »²⁴⁴. Or, la trajectoire fixée repose sur une diminution volontariste de 15 % de la consommation de gaz sur cette période 2026-2028 et, compte tenu des délais inhérents aux projets de méthanisation, soit sur des installations soit de cogénération arrivant en fin de contrat d'obligation d'achat, soit sur de nouveaux projets de biométhane déjà enregistrés au registre des capacités d'une taille supérieure à 25 GWh_{PCS} (les autres projets bénéficiant de tarifs d'achat plus sûrs). Or, ces projets de grande taille connaissent des taux d'abandon significatifs. L'atteinte des niveaux d'obligation pour 2026-2028 est donc incertaine.

Enfin, ce mécanisme a *in fine* des conséquences sur les prix payés par les consommateurs de gaz qui peuvent être importantes, selon les hypothèses. La DGEC a ainsi indiqué un scénario dans lequel les trois quarts des nouvelles installations de biométhane seraient soutenues par les CPB entre 2026 et 2030 (pour une production de 44 TWh en 2030), ce qui conduirait à une hausse de prix résultant de l'introduction du dispositif de CPB de 26 % en 2030. Or, ce scénario repose sur un prix de marché du gaz de 30 € / MWh_{PCS} et un prix de certificat de 80 € / MWh_{PCS}, qui supposent des coûts de production en baisse grâce aux économies d'échelle permises par des installations de plus grande taille.

Coûts d'achat par type d'unités de méthanisation

L'analyse des données fournies par EDF OA pour la méthanisation et par la CRE pour l'injection de biométhane a permis de projeter une répartition par type d'installation en utilisant les typologies disponibles (CRE pour l'injection, croisement avec la base Sinoé pour la cogénération). Ce travail a conduit aux graphiques 13 et 14.

²⁴⁴ Délibération de la CRE du 21 décembre 2023.

**Tableau n° 17 : coût d'achat des unités de cogénération
par catégorie en 2022**

<i>Catégories</i>	<i>Nbre</i>	<i>Énergie achetée (GWh)</i>	<i>Coût d'achat (M€)</i>	<i>Coût d'achat en € /Mwh</i>	<i>% des installations</i>	<i>% de l'énergie achetée</i>	<i>% des coûts d'achat</i>
<i>Agricole autonome</i>	600	191 GWh	260,5 M€	219 €	66 %	47 %	55 %
<i>Centralisée / Territoriale</i>	60	357 GWh	70,3 M€	196 €	7 %	14 %	15 %
<i>Industrie</i>	9	28 GWh	5,4 M€	189 €	1 %	1 %	1 %
<i>ISDND</i>	63	559 GWh	68,8 M€	123 €	7 %	22 %	14 %
<i>Autres déchets</i>	52	284 GWh	42,0 M€	148 €	6 %	11 %	9 %
<i>Couverture de fosse</i>	4	20 GWh	3,8 M€	186 €	0 %	1 %	1 %
<i>Station d'épuration</i>	21	39 GWh	7,1 M€	181 €	2 %	2 %	1 %
<i>Non déterminé</i>	97	80 GWh	17,9 M€	223 €	11 %	3 %	4 %
<i>Total général</i>	906	561 GWh	475,9 M€	186 €	100 %	100 %	100 %

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par EDF OA

**Tableau n° 18 : coût d'achat des unités d'injection de biométhane
par catégorie et puissance en 2022**

Catégorie d'unité et puissance d'injection en Nm ³ / h / an	Nombre de Nom Producteur / Nom Centrale	Coût moyen d'achat	% des unités	% de l'énergie achetée	% des coûts d'achat
Agricole autonome	324	112,9	63 %	60 %	62 %
Inférieure à 150	152	128,6	30 %	17 %	20 %
De 150 à 350	159	108,8	31 %	37 %	36 %
Supérieure à 350	13	95,9	3 %	7 %	6 %
Agricole territorial	98	107,8	19 %	22 %	22 %
Inférieure à 150	28	123,8	5 %	4 %	4 %
De 150 à 350	59	108,2	12 %	14 %	14 %
Supérieure à 350	11	95,1	2 %	5 %	4 %
Déchets ménagers	6	80,5	1 %	1 %	1 %
Inférieure à 150	2	89,5	0 %	0 %	0 %
Supérieure à 350	4	80,0	1 %	1 %	1 %
Industriel territorial	20	101,2	4 %	6 %	6 %
Inférieure à 150	6	128,3	1 %	1 %	1 %
De 150 à 350	9	105,5	2 %	2 %	2 %
Supérieure à 350	5	95,0	1 %	4 %	3 %
ISDND	15	77,0	3 %	3 %	2 %
Inférieure à 150	5	91,8	1 %	1 %	1 %
De 150 à 350	9	84,2	2 %	2 %	1 %
Supérieure à 350	1	51,9	0 %	1 %	0 %
Station d'épuration	33	113,3	6 %	4 %	4 %
Inférieure à 150	24	136,1	5 %	2 %	2 %
De 150 à 350	8	104,3	2 %	2 %	2 %
Supérieure à 350	1	74,4	0 %	1 %	0 %
Non déterminé	15	109,8	3 %	4 %	4 %
Inférieure à 150	4	128,0	1 %	0 %	1 %
De 150 à 350	10	109,2	2 %	3 %	2 %
Supérieure à 350	1	95,8	0 %	1 %	0 %
Total général	511	109,4	100 %	100 %	100 %

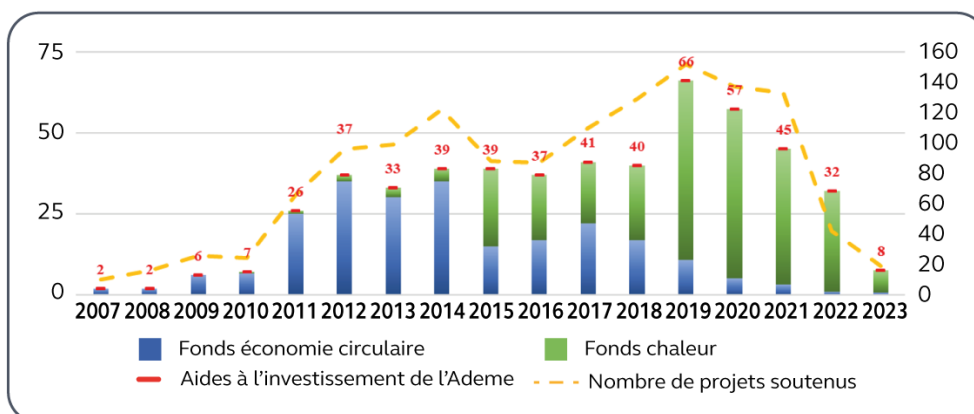
Source : Cour des comptes d'après les données fournies par la CRE

Annexe n° 13 : dispositifs de soutien par l'Ademe et les collectivités territoriales

Les aides à l'investissement de l'Ademe

Si l'Ademe soutient le développement de la méthanisation par plusieurs dispositifs (aides à l'animation de la filière, études, appels à manifestation d'intérêt dans le cadre de France 2030, etc.), les principales aides allouées concernent les aides à l'investissement.

**Graphique n° 32 : aides à l'investissement apportées par l'Ademe
au titre des fonds économie circulaire et chaleur de 2007 à 2023
(en millions d'euros) et nombre de dossier soutenus (en nombre)**



Note de lecture : l'axe de gauche supporte les dépenses d'aides en millions d'euros, celui de droite le nombre de projets soutenus en nombre.

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par l'Ademe

Les critères d'éligibilité des aides à l'investissement allouées par l'Ademe dans le cadre du fonds économie circulaire et du fonds chaleur consistent en 2024 en :

- un taux minimum de fonds propres ou quasi-fonds propres, réduit à 5 % en 2023 ;
- des règles relatives au plan d'approvisionnement :
 - un taux de cultures énergétiques principales de 0 % en tonnage à compter de 2024 (15 % auparavant) ;
 - une maîtrise du plan d'approvisionnement de plus de 60 % du potentiel énergétique ;
 - un rayon d'approvisionnement limité (90 % venant de moins de 40 km) ;
- une performance minimale de valorisation énergétique de 50 % pour la cogénération et de 75 % pour l'injection de biométhane.

La conformité de l'installation à la réglementation, la fourniture d'une métrologie complète et l'optimisation du bilan GES de l'installation sont également indispensables pour prétendre aux aides à l'investissement de l'Ademe.

Les aides apportées par les régions

Tableau n° 19 : synthèse des aides apportées par les régions aux projets d'installations de méthanisation

Région	Date de mise à jour	Financement Aides animation / conseil	Financement Aides à la décision	Financement Aides à l'investissement	Modalités aides à l'investissement	Périmètre des aides régionales
Auvergne-Rhône-Alpes	01/07/2023	Oui	Oui	Fonds propres	Guichet	Projets agricoles uniquement
Bourgogne-Franche-Comté	01/01/2024	Oui	Non	Fonds propres FEDER et FEADER	Guichet	Projets agricoles, industriels et territoriaux. Exclusion ISDND et STEP
Bretagne	01/07/2023	Non	Non	FEADER	AAP	Restriction à la seule micro-méthanisation (production de biogaz inférieure à 30 Nm3/h)
Centre-Val de Loire	06/02/2024	Oui	Non	Non	-	Plus de financement Région depuis 2022
Grand Est	01/02/2024	Oui	Oui	FEDER et FEADER	AAP	
Hauts-de-France	01/03/2024	Oui	Non	FEDER	Guichet	Production minimale de 100 NM3/h pour injection dans réseau ou 100 KWe/h en cogénération
Île-de-France	26/03/2024	Non	Non	Fonds propres	Guichet	Micro-méthanisation de biodéchets alimentaires, méthanisation non agricole et méthanisation agricole
Normandie	07/02/2024	Oui agricole	Oui agricole	FEDER	Guichet	Projet territorial Annonce d'une suspension des aides (21/11/23)
Nouvelle-Aquitaine	30/01/2024	Oui	Oui	Fonds propres FEDER	Guichet	Tout type de projet
Occitanie	30/01/2024	Oui	Oui	Fonds propres FEDER	Guichet	Projet territorial
Pays de la Loire	05/02/2024	Non	Non	Non	-	Plus de financement Région depuis 2022
Provence-Alpes-Côte d'Azur	30/01/2024	Non	Oui	Fonds propres	Guichet	Agricole (fermes et centralisé), territorial, industriel, STEP

Source : Cour des comptes d'après les informations communiquées par Régions de France

Région	Cogénération	Injection
	Plafond d'aide et rentabilité	Plafond d'aide et rentabilité
<i>Auvergne-Rhône-Alpes</i>	10 % du coût plafonné à 500 K€, cumulables avec d'autres aides (sauf FEDER) dans la limite de 20 % du coût du projet	
<i>Bourgogne-Franche-Comté</i>	600 K€ + compléments européens et TRB < 6 ans	600 K€ + compléments européens et TRB < 8 ans
<i>Bretagne</i>	60 % d'une dépense éligible maximale de 310 K€ Pas d'analyse de rentabilité	
<i>Centre-Val de Loire</i>	-	
<i>Grand Est</i>		
<i>Hauts-de-France</i>	Plafond à 80 % du projet	
<i>Île-de-France</i>	Plafond de 30 % des dépenses éligibles dans la limite de à 0,5 M€, 1 M€ et 1,5 M€ d'aides selon le type de méthanisation et d'un TRI < 10 %	
<i>Normandie</i>	Plafond à 60 % de l'assiette des dépenses éligibles	
<i>Nouvelle-Aquitaine</i>	Sans aide, TRB compris entre 5 et 15 ans	
<i>Occitanie</i>	Cas par cas pouvant atteindre un TRI jusqu'à 8 % après impôt	
<i>Pays de la Loire</i>	-	
<i>Provence-Alpes-Côte d'Azur</i>	20 % du coût de l'unité de méthanisation dans la limite de 750 K€	

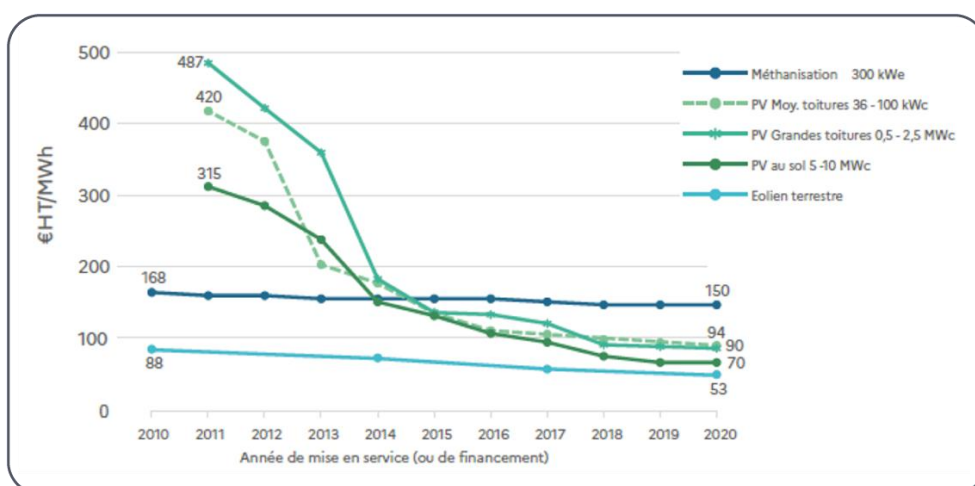
Source : Cour des comptes d'après les informations communiquées par Régions de France

Annexe n° 14 : analyse de la rentabilité des installations de biogaz

Une baisse attendue des coûts de production qui n'est pas advenue

L'analyse de l'évolution des LCOE pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, tels que calculés par l'Ademe, démontre l'absence de baisse des coûts de production pour cette filière.

**Graphique n° 33 : évolution des LCOE de l'électricité renouvelable
de 2010 à 2020 (en euros HT / MWh)**

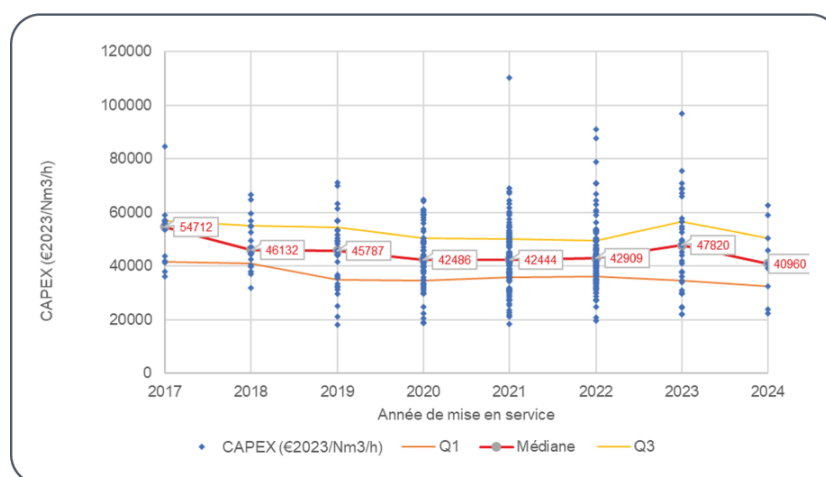


Source : Ademe

Les coûts d'investissements, pour lesquels des effets de standardisation auraient pu s'opérer, n'ont pas connu de décline évidente ainsi que l'illustrent les délibérations de la CRE relatives aux tarifs d'achat pour la cogénération de 2015 et 2024. En 2015, la filière déclarait des coûts de 8 500 € / kW pour une installation de 80 kW, de 6 800 € / kW pour une installation de 300 kW et de 4 900 € / kW pour une installation de 1 000 W. En 2024, sur un panel d'une trentaine d'installations d'une puissance moyenne de l'ordre de 600 kW, un coût moyen d'investissement de 8 078 € / kW était observé.

L'analyse de la CRE de 2024 sur les installations injectant du biométhane met néanmoins en évidence « *une certaine tendance baissière de la médiane des CAPEX entre 2017 et 2022* », avant d'observer une « *hausse considérable* » en 2023. Les données pour 2024 étant prévisionnelles, leur prise en compte doit être effectuée avec prudence.

Graphique n° 34 : coûts d'investissement en fonction de l'année de mise en service des installations de méthanisation classique en injection de biométhane (en euros 2023 par Nm³ par heure)

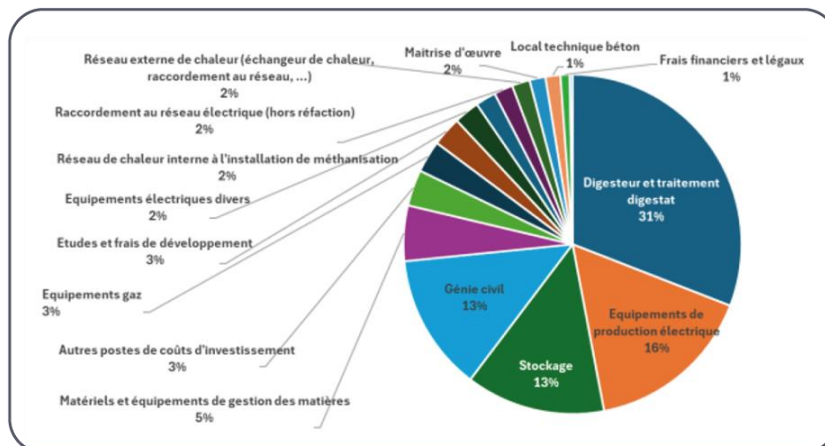


Source : CRE, rapport de la Commission de régulation de l'énergie relatif au bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté, 2024

Un poids prépondérant des coûts d'exploitation

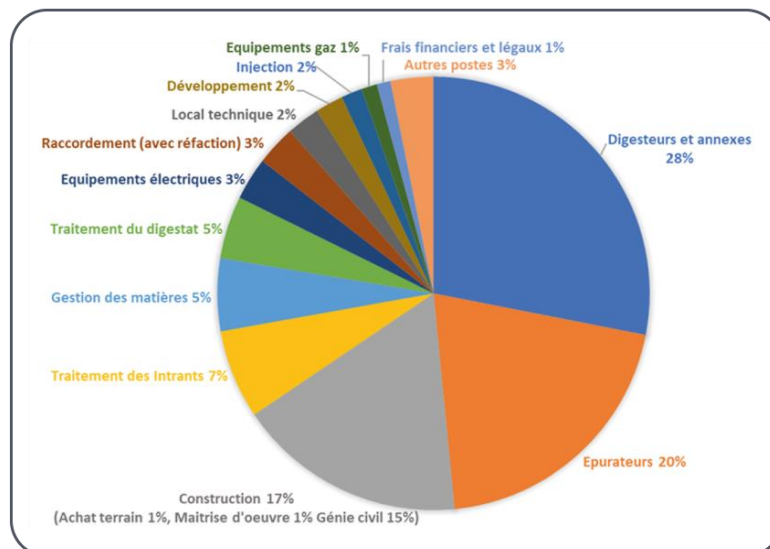
Les études réalisées par la CRE et l'Ademe sur des panels d'installation de méthanisation agricole, bien que fragiles au regard du nombre de réponses utilisables, pointent de manière convergente la part prépondérante de l'approvisionnement en intrants dans ces OPEX, autour de 40 %, que ce soit en cogénération ou en injection de biométhane et relativisent le poids de l'électricité dans le fonctionnement des installations (autour de 10 % même si les années de référence est antérieure aux hausses constatées avec la crise de l'énergie). Pour le reste, la structure diffère ensuite entre l'injection de biométhane et la cogénération, où le poids des charges de maintenance et des frais de personnel semble plus important (cf. graphique n° 16). S'agissant des CAPEX, le poids des différents composants en leur sein est stable dans les diverses études tel que retracé dans les deux graphiques récents issus de travaux de la CRE. L'épurateur constitue une différence notable entre injection et cogénération.

Graphique n° 35 : poids des différents équipements dans les coûts d'investissement des unités de méthanisation pour la cogénération



Source : délibération de la CRE n° 2024-55 du 14 mars 2024

Graphique n° 36 : poids des différents équipements dans les coûts d'investissement des unités de méthanisation pour l'injection de biométhane



Source : CRE, rapport de la Commission de régulation de l'énergie relatif au bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté, 2024

Des effets d'échelle manifestes pour les seuls coûts d'investissement

L'importance du facteur relatif aux coûts d'exploitation, notamment des intrants, dans l'explication de la difficulté à obtenir des rendements d'échelle croissants est illustrée par l'analyse de l'Ademe portant sur 84 installations de méthanisation agricole.

**Tableau n° 20 : charges d'exploitation par taille des unités
de méthanisation dans l'étude réalisée par l'Ademe en 2022**

	Moyenne	Plus petites unités	Intermédiaire	Unités les plus grandes
Cogénération	Moyenne	< 140 kW	140 à 300 kW	> 300 kW
Charges d'exploitation en € par MWh	94	90	97	93
Dont coût des substrats	35	24	34	42
Injection de biométhane	Moyenne	< 120 Nm ³ / h	120 à 180 Nm ³ / h	> 180 Nm ³ / h
Charges d'exploitation en € par MWh _{PCS}	54	53	58	45
Dont coût des substrats	22	16	25	23

Source : Ademe, analyse technico-économique de 84 unités de méthanisation agricole, 2022

Ce constat est partagé au niveau européen. Une étude réalisée en 2023 par l'association professionnelle *Biomethane Industrial Partnership Europe*, regroupant des acteurs industriels européens de la production de biométhane conclut également que les principaux effets d'échelle sont observés pour les coûts d'investissement²⁴⁵.

Des recettes accessoires diverses

Dans son analyse réalisée sur 84 installations de méthanisation agricole en 2022, l'Ademe indique, après de nombreuses précautions prises sur le caractère très incertain de son estimation, que « la chaleur serait ainsi valorisée à hauteur de 57 % en moyenne, dont 30 % pour le

²⁴⁵ BIP Europe, *Insights into the current cost of biomethane production*, 2023.

chauffage du digesteur et 27 % pour d'autres usages [...] 49 % des unités n'utilisent la chaleur qu'à des fins de chauffage [...] 51 % des unités, en plus d'un usage pour du chauffage, utilisent la chaleur dans un atelier connexe de type séchoir et/ou serre [...] ».

Des rentabilités hétérogènes mais plutôt élevées

En dehors des analyses régulières de la CRE à l'occasion des évolutions tarifaires et juridiques qui concernent le cadre de soutien à la méthanisation, trois principales études ont présenté des analyses relatives à la rentabilité des installations de méthanisation.

La première portée par le Club Biogaz d'ATEE a été rendue en 2013. Elle a été réalisée par un groupement de cabinets de consultants sous l'égide de Solagro. Elle a consisté à identifier 13 cas-types et d'analyser une rentabilité théorique, calculée hors de toute subvention d'investissement. Cela explique la faiblesse du TRI observée qui est toutefois exprimé après impôt et taxes. Une grande diversité selon les cas types est également constatée.

Tableau n° 21 : taux de rendement interne après impôt et taxe des 13 cas-types identifiés par Solagro en 2013 (en pourcentage)

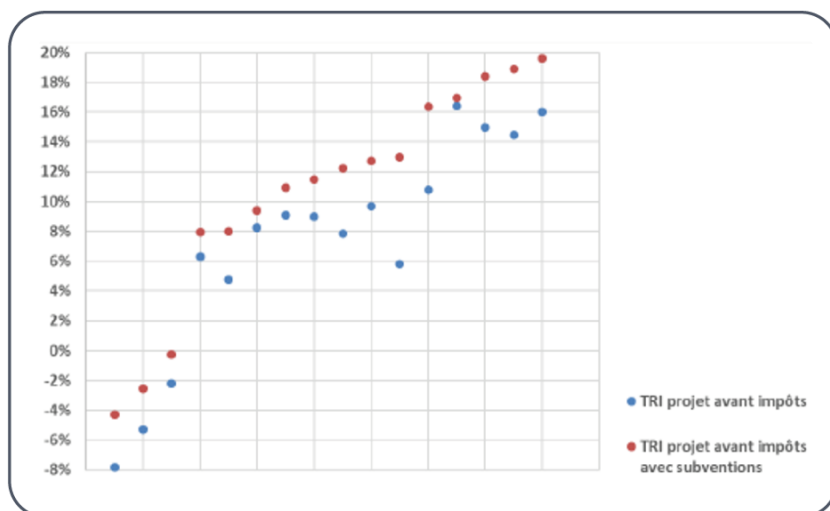
Cas types	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Modèle	A				B		C		D	E			
Cogénération	<0	<0	1,4	8,1	4,3	4,2	7,7	7,5	11	<0	<0	2,6	<0
Biométhane	<0	<0	<0	2	1,4	0,3	0,4	0,7	3,3	<0	<0	<0	<0

Note de lecture : les modèles sont : A (agricole individuel), B (petit collectif agricole), C (agricole industriel), D (industriel) et E (territorial).

Source : ATEE Club Biogaz, étude Solagro-Aile-Erep, Prospective des conditions de rentabilité des installations de méthanisation agricole, 2013

La CRE a réalisé en 2018 une étude sur un panel d'unités d'injection de biométhane. Le taux de rentabilité avant impôt observé, intégrant les subventions d'investissement perçues, apparaît nettement plus important, à l'exception de trois unités dont l'analyse de la CRE explique qu'elles ont rencontré des problèmes de fonctionnement (technique ou autre) expliquant les TRI négatifs observés.

Graphique n° 37 : rentabilité d'un panel d'installations de production de biométhane estimée par la CRE en 2018



Source : CRE, bilan technique et économique des installations de production de biométhane, 2018

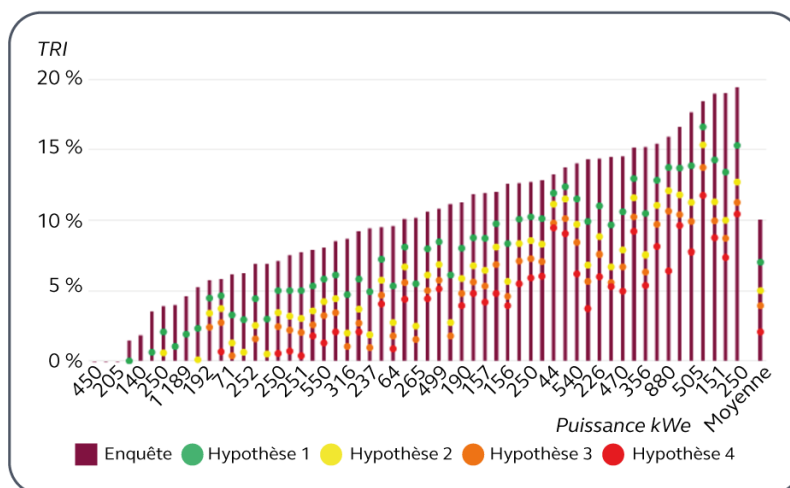
Enfin, en 2022, l'Ademe a publié une analyse technico-économique pour 84 unités de méthanisation agricole, dont 57 de cogénération et 27 d'injection de biométhane, cette répartition reflétant le nombre d'unités de méthanisation en fonction à date.

Les taux de rentabilité observés (TRI projet avant impôt) laissent apparaître une diversité plus grande que pour la CRE dont le panel était plus réduit, mais avec des niveaux qui demeurent élevés dans l'ensemble.

Les tests de sensibilité sur des hypothèses négatives font apparaître par ailleurs qu'il faudrait une conjonction de facteurs particulièrement néfastes pour affecter de manière très significative la rentabilité des exploitations. Les hypothèses examinées sont :

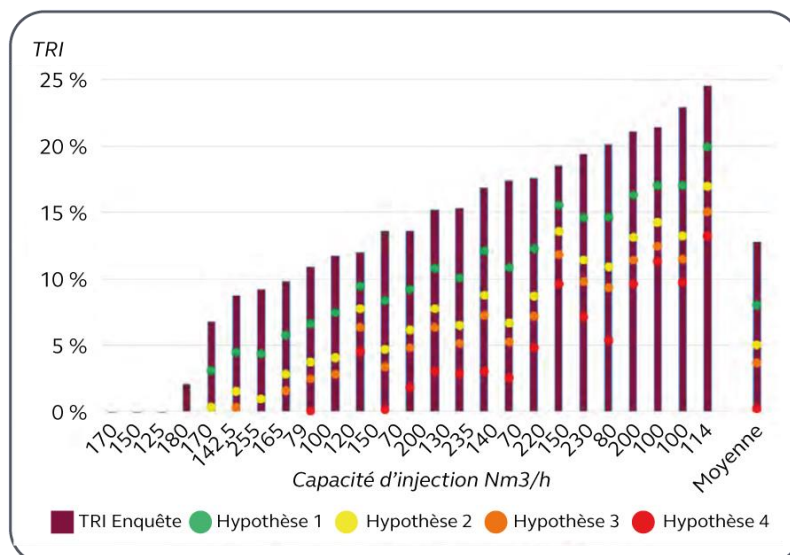
- hypothèse 1 : hausse du coût d'investissement de 5 %, baisse des subventions de 50 %, baisse tarifaire de 5 % ;
- hypothèse 2 : hypothèse 1 sans aucune subvention et avec une baisse tarifaire de 10 % ;
- hypothèse 3 : hypothèse 2 avec une hausse du coût d'investissement de 15 % ;
- hypothèse 4 : hypothèse 3 avec une hausse des OPEX (20 % substrats et 50 % électricité).

Graphique n° 38 : taux de rendement interne projet avant impôt des unités de cogénération estimé par l'Ademe en 2022 selon leur puissance et sensibilité à diverses hypothèses



Source : Ademe, Analyse technico-économique de 84 unités de méthanisation, 2022

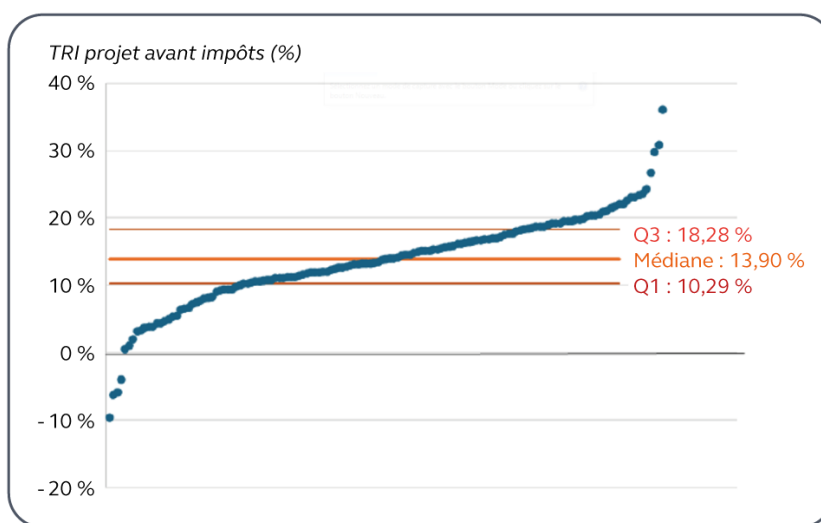
Graphique n° 39 : taux de rendement interne projet avant impôt des unités d'injection de biométhane estimé par l'Ademe en 2022 selon leur puissance et sensibilité à diverses hypothèses



Source : Ademe, Analyse technico-économique de 84 unités de méthanisation, 2022

Cette dispersion des TRI avec des niveaux très élevés est confirmée par l'analyse récente de la CRE sur les installations d'injection de biométhane.

**Graphique n° 40 : répartition du taux de rentabilité interne
projet avant impôt (hors subvention) sur 15 ans
pour des installations mises en service avant 2022**



Note de lecture : 141 installations mises en service avant 2022 sont prises en compte.

Source : CRE, rapport de la Commission de régulation de l'énergie relatif au bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté, 2024

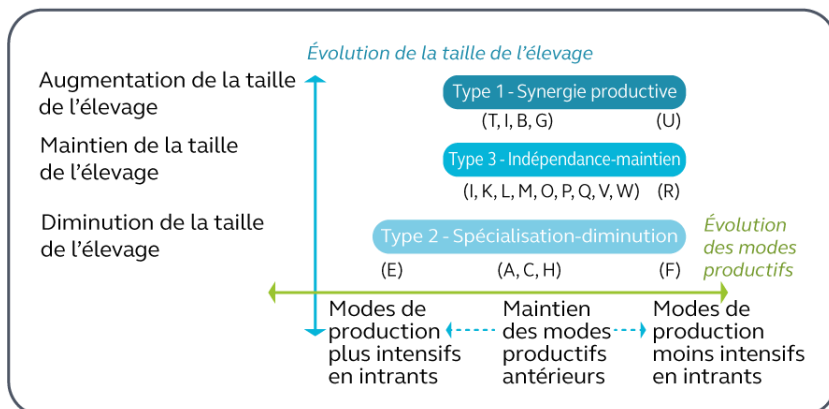
Annexe n° 15 : état des connaissances scientifiques relatives à l'impact de la méthanisation sur les pratiques agricoles

L'effet de la méthanisation sur l'élevage

Trois sources présentent des résultats pertinents sur ce thème.

Une thèse relative aux effets de la méthanisation sur les pratiques agricoles présente tout d'abord une analyse conduite sur plusieurs élevages dans deux territoires présentant des caractéristiques agroéconomiques différentes²⁴⁶. Le département des Vosges compte principalement des exploitations en polyculture-élevage tandis que celui du Bas-Rhin présente une agriculture plus diversifiée. Cela se traduit par une part de méthanisation en injection plus importante et un moindre recours aux effluents. L'analyse de l'évolution des exploitations agricoles montre que la méthanisation ne modifie pas, pour la majorité du panel, les pratiques d'élevage. Pour les autres, une grande variété d'effets est observée.

Graphique n° 41 : effets de la méthanisation sur l'élevage



Note de lecture : les lettres capitales correspondent à une exploitation étudiée.

Source : Jeanne Cadiou, Le déploiement de la politique de méthanisation agricole en France : implications pour la transition agroécologique, Université Paris-Saclay, 2023

²⁴⁶ Jeanne Cadiou, *Le déploiement de la politique de méthanisation agricole en France : implications pour la transition agroécologique*, thèse, Université Paris-Saclay, 2023.

Les synergies identifiées concernent :

- Méthanisation et production fourragère : la méthanisation est une voie de valorisation de la biomasse produite et les cultures fourragères pourront être produites en plus grand volume. Le surplus pourra être conservé, utilisé en cas d'aléas climatiques ou utilisé comme intrant dans le méthaniseur. Avant la méthanisation, l'achat d'intrants externes constituait la voie préférentielle de gestion des aléas ;
- Méthanisation et gestion des prairies : les prairies sont davantage fertilisées par les agriculteurs méthaniseurs grâce au digestat, permettant une amélioration du rendement des prairies.
- Alimentation des animaux : certains agriculteurs gagnent en autonomie grâce à l'augmentation de la production des prairies permise par le digestat.

Des phénomènes de concurrence sont aussi relevés :

- Méthanisation et production fourragère : la mauvaise anticipation des volumes à produire conduit certains agriculteurs-méthaniseurs à préserver leurs cultures pour nourrir leurs animaux et acquérir hors de l'exploitation l'ensemble des intrants végétaux.
- Alimentation des animaux : en fonction des terres disponibles, l'arbitrage entre l'alimentation des animaux et l'alimentation du méthaniseur peut conduire certains éleveurs à acheter la nourriture animale à l'extérieure.

En définitive, trois voies d'évolution sont observées :

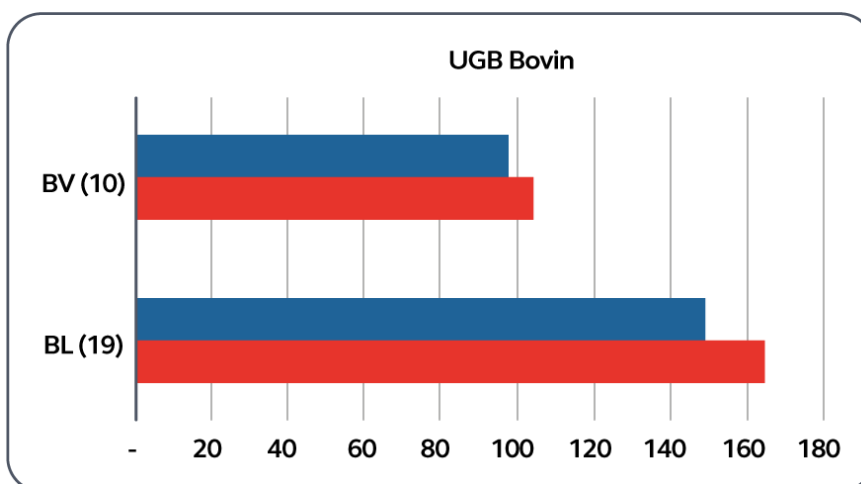
- Synergie productive entre élevage et méthanisation (5/20) : la méthanisation est un facteur d'accroissement de l'élevage et, inversement, l'accroissement de l'élevage contribue à augmenter les capacités du méthaniseur ;
- Spécialisation ou diminution de l'élevage (5/20) : la méthanisation favorise une régression des ateliers les moins rentables et une spécialisation des ateliers les plus performants au côté de l'unité de méthanisation. Cette évolution intervient pour des éleveurs connaissant des difficultés économiques avec une activité d'élevage en diminution structurelle. La méthanisation vient accompagner et faciliter cette évolution ;
- Indépendance entre méthanisation et élevage (10/20) : pour certains élevages, en particuliers d'animaux monogastriques, les synergies permises par l'augmentation de production de fourrage n'existent pas. La synergie se limite alors au soutien financier à l'exploitation que permet la méthanisation.

Finalement, il n'apparaît pas de verdissement systématique ou de dégradation des pratiques agricoles. L'intensité des synergies ou des concurrences varie significativement selon le type d'élevage. C'est avec l'élevage bovin que les synergies ou les concurrences sont les plus fréquentes. En revanche les élevages d'autres ruminants et les élevages monogastriques montrent des interactions plus réduites.

Des facteurs de dégradation des pratiques agricoles sont identifiés et relèvent de l'absence de maîtrise du développement des unités de méthanisation sur le territoire (nombre d'unités et capacité). Cette dynamique engendre une tension sur les intrants qui pousse à leur production, qu'elles qu'en soient les conditions (retournement de prairie, traitement de terres pour accroître la production d'intrants) et malgré le risque de dégradation du bilan environnemental de la méthanisation. Le dimensionnement du parc de méthanisation avec la disponibilité en biomasse à l'échelon local est alors un enjeu clé.

Une enquête sur l'effet de la méthanisation sur les pratiques d'élevage, portant sur 46 exploitations agricoles pendant trois ans assurant l'exploitation individuelle ou collective de 23 méthaniseurs d'une large gamme de puissance, conclut au fait qu'aucun effet sur la taille du cheptel n'est observé²⁴⁷. Analysant les seuls éleveurs bovins, l'étude met en évidence une légère augmentation du cheptel (5-10 %) pour les agriculteurs disposant d'un méthaniseur, tendance conforme, mais de moindre amplitude, pour l'échantillon de référence. L'étude ne conclut pas à l'accroissement de l'intensification de l'élevage par la méthanisation.

²⁴⁷ Solagro, *MéthaLAE : la méthanisation, levier de la transition agroécologique*, 2020.

Graphique n° 42 : évolution comparée des cheptels bovins

Note de lecture : UGB (Unité de gros bétail), BV (Bovin viande) et BL (Bovin lait) / En bleu : l'échantillon de référence ; en rouge : les éleveurs disposant d'une unité de méthanisation.

Source : Solagro, MéthaLAE : la méthanisation, levier de la transition agroécologique, 2020

Enfin, une étude académique pour le MASA analyse la situation de 47 unités de méthanisation pour 53 agriculteurs impliqués²⁴⁸. Elle constate, parmi les effets de la méthanisation sur les pratiques agricoles, une dynamique de spécialisation pouvant conduire à la réduction de la taille des élevages. En particulier, la taille modeste de l'exploitation et du méthaniseur associé peuvent obliger l'exploitant à compenser la gestion du méthaniseur par l'abandon d'une part de l'activité (élevage laitier, engraissement). Par ailleurs, plusieurs exploitations suivies sont totalement autonomes en intrants et la méthanisation a renforcé cette autonomie (chaleur de l'unité de cogénération valorisée, augmentation de la production des prairies fertilisée par le digestat).

²⁴⁸ Grouiez et al., *Projet MethaRevenus, Déterminants et mesure des revenus agricoles de la méthanisation et positionnement des agriculteurs dans la chaîne de valeur « biomasse-énergie »*, rapport scientifique pour le ministère de l'agriculture et de l'alimentation, 2020.

L'effet de la méthanisation sur les cultures²⁴⁹

L'effet de la méthanisation sur les cultures est analysé à travers l'évolution des pratiques d'assolement, l'impact des CIVE sur les cycles agronomiques majeurs, l'impact de l'épandage du digestat et les effets sur la biodiversité microbienne et de la macro-faune. Plusieurs études d'attachent à analyser ces éléments.

L'effet sur les pratiques d'assolement

Une étude conduite²⁵⁰ sur l'ensemble du territoire national à partir des données du registre parcellaire graphique (RPG, données 2018), les exploitations agricoles disposant d'un méthaniseur (647 exploitations) ont été comparées avec celles sans méthaniseur. L'objectif était de mesurer l'évolution des pratiques d'assolement (changement de cultures, retournement de prairies). Il ressort trois groupes d'exploitation agricoles :

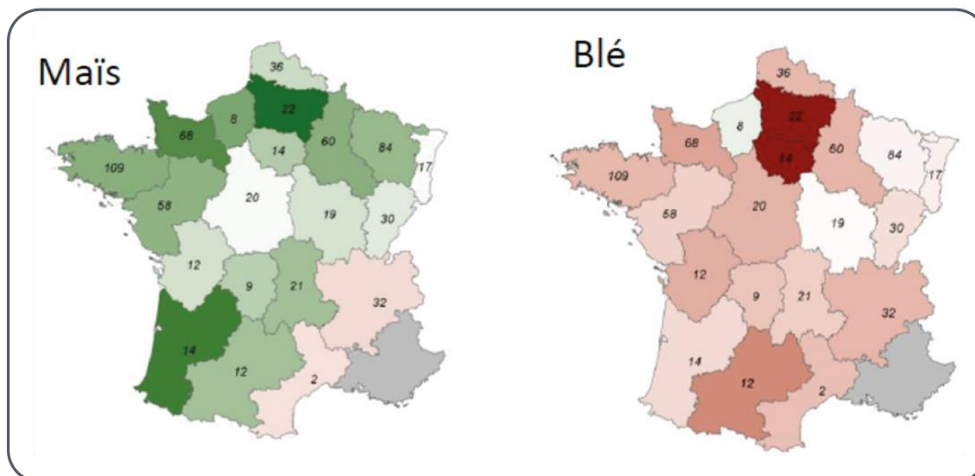
- dans 65 % des cas, peu de changements sont observés dans les pratiques d'assolement ;
- dans 18 % des cas : une forte augmentation des semis de maïs et une baisse comparable du blé et du colza ;
- dans 17 % des cas, une augmentation modérée du maïs.

Ces résultats semblent montrer un effet relatif de la méthanisation sur les pratiques d'assolement. Cependant, les données datent de 2018 et concernent majoritairement des unités de méthanisation en cogénération ayant une forte synergie avec l'élevage. La part d'intrants végétaux est limitée au regard du poids des effluents d'élevage.

²⁴⁹ De nombreuses informations généralistes relatives aux cycles de l'azote et du carbone sont disponibles sur le site <https://www.infometha.org>.

²⁵⁰ Levavasseur et al., *Changement de systèmes de culture et de performances agro-environnementale suite à l'introduction de la méthanisation*, 2020.

Carte n° 4 : évolution des pratiques d'assolement à la suite de la méthanisation, l'exemple du blé et du maïs



Note de lecture : les nuances de vert indiquent la progression d'une pratique d'assolement et, inversement, les nuances de rouges indiquent sa régression. Les chiffres correspondent au nombre de méthaniseur étudié par zone géographique.

Source : Levavasseur et al., Changement de systèmes de culture et de performances agro-environnementale suite à l'introduction de la méthanisation, 2020

Une seconde étude²⁵¹ conduite plus récemment en Île-de-France, où l'élevage est faible, montre des résultats différents. Réalisée auprès de 11 unités de méthanisation en injection, il est montré un changement presque systématique des pratiques d'assolement en raison de l'introduction des CIVE et de l'adaptation des cultures principales à ces dernières. Des résultats similaires sont observés dans une étude sur la méthanisation en Bretagne et en Champagne²⁵² ou encore dans l'est de la France²⁵³.

²⁵¹ Centre d'études et de prospective du ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire, *Performances agronomiques et environnementales de la méthanisation sans élevage*, 2022.

²⁵² Nadège Garambois et al., *Transition énergétique et durabilité de l'agriculture : les limites et paradoxes du développement de la méthanisation agricole. Étude comparée en Bretagne et Grand-Est*, Revue de Géographie et d'Aménagement, 2022.

²⁵³ Jeanne Cadiou, *Le déploiement de la politique de méthanisation agricole en France : implications pour la transition agroécologique*, Université Paris-Saclay, 2023.

L'effet des cultures intermédiaires à vocation énergétique

S'agissant de l'effet des CIVE sur les pratiques agricoles, l'Inrae²⁵⁴ a réalisé une vaste revue de littérature mettant en évidence que des effets positifs et négatifs apparaissent avec la conduite des CIVE. La maîtrise des conséquences les plus dommageables (cycle de l'eau, de l'azote, effets sur la biodiversité) nécessitent un développement raisonné de ces cultures et la mise en œuvre des bonnes pratiques identifiées par la recherche.

Tableau n° 22 : effets des CIVE sur les pratiques agricoles

	Facteurs négatifs	Facteurs positifs
<i>Production alimentaire</i>	Risque de perte rendement de la culture principale de printemps suivant une CIVE d'hiver.	Recherche en cours de cultures principales présentant une moindre sensibilité à la CIVE. Aucun impact observé sur une culture principale suivant une CIVE d'été
<i>Cycle de l'azote</i>	Risque de réduire la disponibilité en azote pour la culture suivante. Le risque est limité en cas de fertilisation par du digestat.	Les CIVE ont un effet positif pour retenir l'azote dans les sols par rapport à un sol nu
<i>Consommation d'engrais minéraux</i>	Les CIVE augmentent l'utilisation d'engrais minéraux. La seule production de digestat ne permet pas toujours de répondre à la demande de fertilisants.	L'évolution des pratiques d'assolement (production de légumineuse) permettrait d'améliorer la qualité du digestat et réduire la dépendance aux engrais minéraux.
<i>Volatilisation d'ammoniac</i>	L'augmentation des volumes d'engrais épandus accroît la volatilisation d'ammoniac.	Le développement des épandages directement dans le sol (pendillards) permet de limiter la volatilisation
<i>Consommation d'eau</i>	La production de CIVE augmente la consommation d'eau (en particulier en cas d'irrigation).	La limitation de l'usage de l'eau pour la levée des plantes permet de rendre négligeable l'effet des CIVE sur la consommation d'eau.
<i>Cycle du carbone</i>	Si les CIVE ne sont pas fertilisées par un engrais organique riche en carbone (digestat, compost), le stock de carbone a tendance à diminuer.	

Source : Cour des comptes à partir du rapport relatif aux Impacts environnementaux et enjeux technico-économiques et sociétaux associés à la mobilisation de biomasse agricole et forestière pour la production d'énergie en France à l'horizon 2050, INRAE, 2023
L'effet de l'usage des digestats.

Un travail similaire a été conduit par l'Inrae sur les conséquences de l'usage croissant du digestat de méthanisation. Comme pour les CIVE,

²⁵⁴ Inrae, *Impacts et enjeux environnementaux, technico-économiques et sociétaux associés à la mobilisation de biomasse agricole et forestière pour la production d'énergie en France à l'horizon 2050*, 2023.

la conditionnalité du développement de la méthanisation à la mise en œuvre de bonnes pratiques est indispensable. De plus, dans le cas de l'épandage du digestat, des effets négatifs ou encore méconnus sont observés systématiquement s'agissant du cycle de carbone dans le sol dans le cas d'une méthanisation sans recours aux CIVE, du cycle de l'azote et sur la biodiversité.

Tableau n° 23 : effets du digestat sur les pratiques agricoles

Thèmes	Analyse
Carbone dans le sol	Au vu de ces différentes études, la séquestration de carbone dans les sols semble variable et dépendante des situations étudiées : une séquestration supérieure est rapportée dans le cas des systèmes avec CIVE, une séquestration équivalente sur le long terme dans le cas d'un apport de biomasse végétale et de ses différents sous-produits digérés par des animaux et/ou en méthanisation, jusqu'à une séquestration très réduite pour certains digestats pauvres en matières sèches et organiques. En revanche, on observe une diminution significative de l'apport en carbone labile dans le cas de l'utilisation de digestat.
Impact sur le stock d'azote dans le sol, la lixiviation de nitrate et les émissions de protoxyde d'azote et d'ammoniac	Du fait de la minéralisation d'une partie de l'azote au cours de la méthanisation, le retour au sol des digestats permet la substitution d'une partie des engrais azotés, avec néanmoins des pertes de NH ₃ par volatilisation souvent supérieures aux engrais minéraux (ou équivalentes aux engrais à base d'urée). En revanche, le procédé de méthanisation semble réduire les émissions de NH ₃ dans le cas du retour au sol de certains effluents d'élevage. Le retour au sol des digestats de méthanisation génère des émissions conséquentes de N ₂ O. La quantité de ces émissions semble dépendante de la teneur en azote et en carbone du digestat et du sol sur lequel a lieu l'épandage. Le différentiel d'émissions, par rapport aux engrais minéraux et aux effluents non digérés, nécessite d'être mieux étudié. La mise en application de bonnes pratiques apparaît comme indispensable pour la durabilité de la filière.
Impact sur le cycle de l'eau	L'apport normal de digestat n'a pas d'effet sur les besoins en eau des cultures. En revanche, certaines études ont montré que l'apport, au-delà d'un seuil important, de matière organique fourni par le digestat permettait d'augmenter la capacité de rétention d'eau des sols, les rendant moins dépendant de l'irrigation.
Impact sur la biodiversité	Peu d'études des effets à long terme du digestat sur la biodiversité des sols existent et les résultats disponibles sont variés. L'apport de digestat a des effets certains sur la structure des communautés microbiennes, mais un effet variable sur leur activité. Les études sur la macro faune du sol concernent uniquement les vers de terre rapportent également des résultats divergents. L'apport de digestat semble générer une augmentation de la mortalité à court terme, comme pour les effluents d'élevage chargés en ammonium. Pour des durées d'étude de 2 à 3 ans, certaines études montrent un effet bénéfique des apports de digestat sur les populations de vers de terre.

Source : Cour des comptes à partir de Inrae, *Impacts et enjeux environnementaux, technico-économiques et sociétaux associés à la mobilisation de biomasse agricole et forestière pour la production d'énergie en France à l'horizon 2050*, 2023

Les études relatives aux bonnes pratiques agricoles de la méthanisation

De nombreux travaux ont mis en évidence des bonnes pratiques permettant de concilier la méthanisation et la pratique durable de l'agriculture.

Tableau n° 24 : recensement des travaux relatifs aux bonnes pratiques agricoles de la méthanisation

Travaux	Objet
Métha-3G (Ademe, 2021-2024)	3 ^{ème} génération de méthaniseurs : Comment utiliser la méthanisation pour optimiser les services de régulation liés au sol au sein d'un territoire agricole.
Concept-Dig (Ademe, 2021-2024)	Développement d'un outil d'aide à la conception de filière pour la valorisation agronomique des digestats.
FERTIDIG (Ademe/GRDF, 2021-2023)	Guide de bonnes pratiques d'utilisation des digestats pour maximiser leurs intérêts agronomiques et limiter les impacts sur les fertilités chimique, physique et biologique des sols
Métha Bio-Sol (Min. agriculture, 2020-2023)	Objectif : aider les agriculteurs à évaluer l'impact de leurs pratiques d'épandage de digestats de méthanisation sur la qualité biologique de leur sol via des outils opérationnels de type bio-indicateurs.
PARTAGE (PIE, 2020-2023)	Bouclage du cycle de l'azote sur le Grand Est afin de limiter la consommation d'énergie, la production de GES, les pertes azotées dans l'eau et dans l'air des systèmes agricoles.
RECITAL (Ademe, 2019-2023)	Vise à capitaliser les informations issues des expérimentations sur les Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE) et les valoriser à l'échelle nationale avec des préconisations régionalisées.
CarboCIMS (GRDF, 2019-2021)	Simulation des évolutions des stocks de C dans les sols, liées à différentes pratiques, sur 30 ans. Des rotations avec sols nus, CIPAN ou CIVE + retour au sol du digestat sont comparées dans 4 régions françaises.
ProTerr (Ademe, 2018-2021)	Optimisation de l'insertion des Produits Résiduaux Organiques dans les systèmes de culture comme levier des services écosystémiques rendus par les sols à l'échelle territoriale.
Decisive (EU, 2016-2021)	Développement d'un système de micro-méthanisation efficace de proximité, capable de produire à la fois de l'énergie localement et un biopesticide valorisable dans les champs.
MéthaMétha (Région Centre Val-de-Loire, 2016-2019)	Impact de l'insertion de la méthanisation sur le bilan Carbone et Azote en exploitation polyculture-élevage.
MéthaPolSol (Ademe, 2017-2019)	Impacts de l'introduction de méthaniseurs dans un territoire sur les stratégies de fertilisation des cultures et leurs conséquences sur les dynamiques du carbone et de l'azote dans les sols : cas de la plaine de Versailles
Thèse Camille Launay (CIFRE GRDF, 2020-2023)	L'enjeu de la thèse est d'évaluer l'impact environnemental de l'introduction de ces cultures intermédiaires à vocation énergétique (fertilisées avec du digestat de méthanisation) dans les systèmes de culture.
Cartopaille (Agro-Transfert, 2004-2010)	Gestion et conservation de l'état organique des sols en Picardie en permettant, notamment, la définition des seuils de prélèvement des résidus de culture garantissant la qualité agronomique des sols.
Thèse Nicolas Malet (Ademe/Bordeaux Sci Agro, 2020-2022)	Retour au sol ou méthanisation agricole : quelle est la stratégie de gestion de la biomasse la plus efficace pour atténuer les émissions de CO ₂ ?

Source : Cour des comptes

Annexe n° 16 : dispositions juridiques relatives à la gestion des méthaniseurs, des intrants et des effluents des méthaniseurs

Une réglementation environnementale fondée sur les risques spécifiques du processus de méthanisation.

Les risques de pollutions ou de nuisances pour la sécurité et la santé des riverains ont justifié le classement des méthaniseurs parmi les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). Le classement des unités de méthanisation suppose le respect d'un cahier des charges fixé par chaque arrêté de classement et la définition d'une procédure dont la contrainte dépend des risques associés à chaque type d'unité.

L'encadrement et le contrôle des installations classées

L'inspection des installations classées exerce des missions de police environnementale auprès des établissements industriels et agricoles. Ces missions visent à prévenir et à réduire les dangers et les nuisances liés aux installations afin de protéger les personnes (à l'exclusion de la sécurité des travailleurs qui relève de l'inspection du travail), l'environnement et la santé publique.

Elles sont organisées autour de trois grands axes :

- l'encadrement réglementaire fixant des prescriptions de fonctionnement ;
- la surveillance (visites d'inspection, examen des rapports remis par des organismes vérificateurs externes, analyse des procédures de fonctionnement et d'études remises par l'exploitant, etc.) ;
- l'information des exploitants (présentation des nouvelles dispositions qui leur sont applicables...) et du public (riverains, associations).

Le classement en ICPE de cette activité distingue les unités de méthanisation de matière végétale brute, effluents d'élevage, matières stercoraires (contenu du tube digestif), lactosérum et déchets végétaux d'industries agroalimentaires d'une part et les unités de méthanisation d'autres déchets non dangereux d'autre part (rubriques 2781-1 et 2781-2 du régime de déclaration ICPE).

La méthanisation implantée au sein d'une installation de traitement des eaux urbaines ne relève pas de cette rubrique mais est mise en œuvre par arrêté préfectoral pris en application de l'article L. 214-1 et suivant du code de l'environnement. Compte tenu des risques spécifiques pesant sur la ressource en eau et la santé publique, un régime dédié (Installations, Ouvrages, Travaux et Activités – IOTA – ayant une incidence sur l'eau et les milieux aquatiques) soumet à autorisation ou déclaration une liste d'ouvrages. Les installations de traitement des eaux comportant un méthaniseur sont soumises à ce régime. Cependant, si des intrants externes aux boues de l'installation contribuent à la production de biogaz, le méthaniseur sera alors classé au sein de la rubrique 2781-2 du régime des ICPE.

De même, la récupération de biogaz au sein des installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) fait l'objet d'un classement au sein d'une rubrique distincte (2760). Les appareils de combustion, consommant du biogaz au-delà d'une certaine puissance et selon les intrants sont réglementés par la rubrique 2910.

Enfin, certaines infrastructures complémentaires à la production de biogaz peuvent faire l'objet d'un classement spécifique (activité de station-service au-delà d'un certain débit classée au sein de la rubrique 1413, stockage du biométhane classée au titre de la rubrique 4318).

Le régime d'ICPE applicable aux méthaniseurs, à l'exclusion des installations de méthanisation d'eaux usées ou de boues d'épuration urbaines lorsqu'elles sont méthanisées sur leur site de production, dépend du volume et du type d'intrants utilisés.

Tableau n° 25 : les régimes ICPE applicables à la méthanisation

Type de méthanisation	Régime ICPE	Cadre réglementaire
Rubrique 2781-1 Méthanisation de matière végétale brute, effluents d'élevage, matières stercoraires, lactosérum et déchets végétaux d'industries agroalimentaires		
La quantité de matières traitées étant supérieure ou égale à 100 t/j	Autorisation	Arrêté du 10 novembre 2009 fixant les règles techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de méthanisation soumises à autorisation
La quantité de matières traitées étant supérieure ou égale à 30 t/j et inférieure à 100 t/j	Enregistrement	Arrêté du 12 août 2010 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation relevant du régime de l'enregistrement
La quantité de matières traitées étant inférieure à 30 t/j	Déclaration	Arrêté du 10 novembre 2009 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation soumises à déclaration
Rubrique 2781-2 Méthanisation d'autres déchets non dangereux		
La quantité de matières traitées étant supérieure ou égale à 100 t/j	Autorisation	Arrêté du 10 novembre 2009 fixant les règles techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de méthanisation soumises à autorisation
La quantité de matières traitées étant inférieure à 100 t/j	Enregistrement	Arrêté du 12 août 2010 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation relevant du régime de l'enregistrement
Rubrique 2760 Installation de stockage de déchets		
Installation de stockage de déchets non dangereux	Autorisation	Arrêté du 09 septembre 1997 relatif aux installations de stockage de déchets non dangereux
Installation de stockage de déchets non dangereux si implantée dans un site isolé	Enregistrement	Arrêté du 27 novembre 2018 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations de stockage de déchets non dangereux dans une implantation isolée

Source : Cour des comptes

Le nombre de contrôles réalisés au titre des ICPE

L'examen de la base de données des contrôles de la DGPR permet d'établir le nombre de contrôle réalisés ces deux dernières années.

Tableau n° 26 : nombre de contrôles réalisés par service et par région, démarrés entre décembre 2021 et novembre 2023

Services environnement		673	Services PP		710
Annulées		64	Annulées		97
AUVERGNE - RHONE-ALPES	2		AUVERGNE - RHONE-ALPES		20
BOURGOGNE - FRANCHE-COMTE	2		BOURGOGNE - FRANCHE-COMTE		8
BRETAGNE	5		BRETAGNE		49
GRAND EST	37		GRAND EST		2
HAUTS-DE-FRANCE	6		HAUTS-DE-FRANCE		1
NORMANDIE	2		NORMANDIE		7
OCCITANIE	3		OCCITANIE		1
NOUVELLE-AQUITAINE	2		NOUVELLE-AQUITAINE		1
ILE DE FRANCE	4				
PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR	1				
			CENTRE-VAL DE LOIRE		6
			PAYS DE LA LOIRE		2
En Cours		482	En Cours		453
AUVERGNE - RHONE-ALPES	26		AUVERGNE - RHONE-ALPES		56
BOURGOGNE - FRANCHE-COMTE	21		BOURGOGNE - FRANCHE-COMTE		27
BRETAGNE	34		BRETAGNE		153
CENTRE-VAL DE LOIRE	23		CENTRE-VAL DE LOIRE		26
GRAND EST	95		GRAND EST		23
HAUTS-DE-FRANCE	94		HAUTS-DE-FRANCE		14
ILE DE FRANCE	71				
NORMANDIE	28		NORMANDIE		34
NOUVELLE-AQUITAINE	33		NOUVELLE-AQUITAINE		53
OCCITANIE	44		OCCITANIE		16
PAYS DE LA LOIRE	10		PAYS DE LA LOIRE		47
PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR	3		PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR		4
Terminées		127	Terminées		160
AUVERGNE - RHONE-ALPES	7		AUVERGNE - RHONE-ALPES		9
BRETAGNE	13		BRETAGNE		36
GRAND EST	49		GRAND EST		15
HAUTS-DE-FRANCE	18		HAUTS-DE-FRANCE		6
ILE DE FRANCE	8				
NORMANDIE	20		NORMANDIE		2
NOUVELLE-AQUITAINE	1		NOUVELLE-AQUITAINE		12
OCCITANIE	5		OCCITANIE		3
PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR	6				
			PAYS DE LA LOIRE		37
			CENTRE-VAL DE LOIRE		34
			BOURGOGNE - FRANCHE-COMTE		6

Source : Cour des comptes selon données DGPR

Sanctions

Les sanctions applicables aux installations de méthanisation sont prévues par le décret n° 2023-810 du 21 août 2023 relatif aux sanctions applicables aux installations de production de biogaz.

La réglementation des intrants : l'hygiénisation des SPAN

La réglementation des sous-produits animaux, prévue par le règlement européen 1069/2009 établissant des règles sanitaires applicables aux sous-produits animaux et produits dérivés non destinés à la consommation humaine et abrogeant le règlement, impose le principe d'une hygiénisation ou de la stérilisation de ces intrants avant leur usage en méthanisation. Des simulations de coûts de ce processus d'hygiénisation ont été réalisées et mettent en évidence des charges significatives.

Tableau n° 27 : coût de l'hygiénisation des sous-produits animaux

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Capacité	Faible	Moyenne	Forte
Investissement	80-150k€	150-500k€	500k€-1000k€
Consommations électriques	7 - 12 kWh/tonne	6 - 10 kWh/tonne	4 - 7 kWh/tonne
Consommations thermiques	65 - 75 kWh/tonne	65 - 75 kWh/tonne	40 - 50 kWh/tonne
Coût maintenance	5k€/an	5k-10k€/an	5k-10k€/an
Temps homme	50-150h/an	100-150h/an	100-250h/an

Source : Cour des comptes à partir du guide de mise en œuvre de l'hygiénisation en méthanisation réalisé par l'association AILE et la société Utilités performance (2021)

Ce même règlement prévoit plusieurs dérogations au principe d'hygiénisation des sous-produits animaux. Ces dérogations sont définies par l'arrêté du 9 avril 2018 fixant les dispositions techniques nationales relatives à l'utilisation de sous-produits animaux et de produits qui en sont dérivés, dans une usine de production de biogaz, une usine de compostage ou en « compostage de proximité », et à l'utilisation du lisier.

En premier lieu, il est possible de ne pas recourir à l'hygiénisation pour une liste restrictive de SPAN de catégorie 2 et 3 s'ils ne sont pas mélangés à d'autres SPAN. Ensuite, une seconde dérogation autorise le mélange des SPAN non hygiénisés prévue par la première dérogation avec des SPAN hygiénisés listés limitativement (déchets de cuisine et de table). Enfin, il est possible de recourir, dans les conditions prévues par l'arrêté à une hygiénisation hors du site de méthanisation. Ces dérogations emportent toutes des conséquences sur la valorisation du digestat qui ne pourra être vendu, s'il obtient par ailleurs les autorisations le permettant, sur le seul territoire national.

Tableau n° 28 : principales dérogations au principe d'hygiénisation des sous-produits animaux

	Absence d'hygiénisation sur le site de méthanisation	Hygiénisation partielle des déchets de cuisine et de table	Hygiénisation hors site
Intrants concernés	(1) SPAN C2 : Fumiers, lisiers, contenu de l'appareil digestif, lait et produits laitiers, colostrum (2) SPAN C3 : anciennes denrées alimentaires humaines et animales transformées (cuisson)	(1) SPAN C2 : Fumiers, lisiers, contenu de l'appareil digestif, lait et produits laitiers, colostrum (2) SPAN C3 : anciennes denrées alimentaires humaines et animales transformées (cuisson) (3) SPAN C3 : Déchets de cuisine et de table	(1) SPAN C2 : Fumiers, lisiers, contenu de l'appareil digestif, lait et produits laitiers, colostrum (2) SPAN C3 : anciennes denrées alimentaires humaines et animales transformées (cuisson) (3) Ensemble des autres SPAN autorisés en méthanisation
Nature de la dérogation	Une unité de méthanisation peut être approvisionnée sans hygiénisation préalable si elle recourt aux seuls intrants visés au (1) et (2)	Une unité de méthanisation peut être approvisionnée avec les intrants (1), (2) et (3) même dans le cas où les seuls déchets de cuisine et de table font l'objet d'une hygiénisation préalable.	Une unité de méthanisation peut être approvisionnée avec les intrants (1) et (2) et avec les intrants (3) si ces derniers ont l'objet d'une hygiénisation hors du site par un acteur agréé.
Conséquences	Valorisation du digestat limitée au seul territoire national		
Limites	Le volume de fumiers/lisiers est inférieur à 30 000t/an et provient de moins d'une dizaine d'élevage.		

Source : Cour des comptes à partir du guide de mise en œuvre de l'hygiénisation en méthanisation réalisé par l'association AILE et la société Utilites performance (2021)

La réglementation des intrants : la méthanisation des boues d'épuration

La France se caractérise par un très vaste réseau de stations d'épuration en raison du vaste nombre de communes. Cette spécificité implique qu'un très grand nombre de ces stations (plus de 90 % inférieures à 2 000 équivalents-habitants (EH)) ne traite qu'un volume limité des eaux usées (10 %) et ne produit qu'un faible volume de boues d'épuration susceptibles d'être valorisées en méthanisation.

Le cadre réglementaire de ces intrants est spécifique en raison de leur risque sanitaire. Les boues contiennent de multiples composants indésirables (métaux lourds, produits chimiques, traces organiques dont médicaments pathogènes polluants) qui justifient une attention particulière en vue de leur traitement (stockage, retour au sol, enfouissement incinération). Ce statut particulier emporte plusieurs conséquences pour leur traitement en méthanisation.

En premier lieu, le code de l'environnement qualifie spécifiquement de déchets les boues d'épuration²⁵⁵ et ce statut est conservé quel que soit le traitement qui leur est appliqué²⁵⁶. Ce statut empêche tout mélange au sein d'un méthaniseur avec d'autres déchets à l'exception, depuis un décret publié en 2021²⁵⁷, du mélange des boues provenant d'autres stations d'épuration. Cette restriction vise à limiter la diffusion des contaminants propres aux boues.

Cette interdiction est toutefois atténuée car des dérogations locales peuvent être accordées au principe d'interdiction des mélanges « *sous réserve d'une part que les déchets composant le mélange, pris séparément, soient conformes aux prescriptions techniques qui leur sont applicables en vue de l'épandage sur les sols agricoles et d'autre part que l'objet de l'opération tende à améliorer les caractéristiques agronomiques des boues à épandre* »²⁵⁸. Ainsi, l'approvisionnement des unités de méthanisation des stations d'épuration est très marginalement composé d'intrants externes.

²⁵⁵ Article R. 211-27 à R211-29 du code de l'environnement.

²⁵⁶ Article L. 255-12 du code rural et de la pêche maritime.

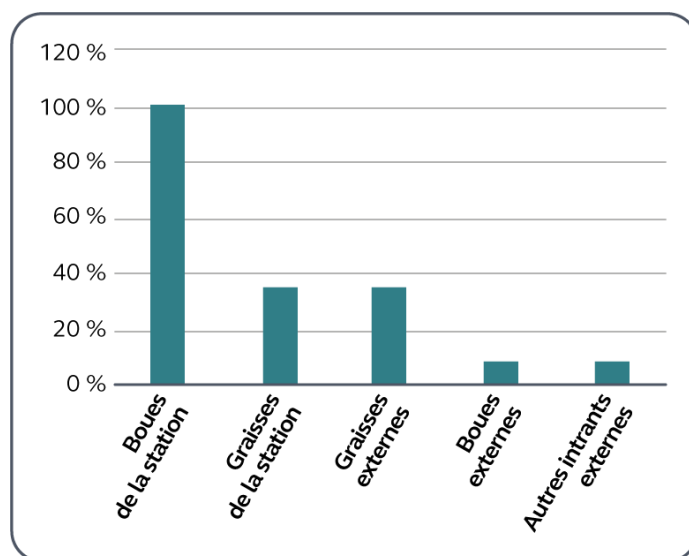
²⁵⁷ Décret n° 2021-147 du 11 février 2021 relatif au mélange de boues issues de l'assainissement des eaux usées urbaines et à la rubrique 2.1.4.0 de la nomenclature des installations, ouvrages, travaux et activités soumises à la loi sur l'eau.

²⁵⁸ Article R. 211-29 du code de l'environnement.

Le statut de déchet des boues d'épuration s'applique sur l'ensemble de son cycle de vie. Cela limite la valorisation du digestat issu de la méthanisation de boues d'épuration. Comme déchet, son retour au sol est soumis à un plan d'épandage s'il présente les garanties sanitaires et environnementales actuellement requises²⁵⁹. Seule une valorisation spécifique après traitement par compostage ou homologation spécifique par l'Anses peut permettre la valorisation de ce digestat.

Les règles spécifiques relatives à la méthanisation des boues d'épuration limitent par principe leur mélange avec d'autres intrants en raison du risque sanitaire de ces intrants. D'après une étude²⁶⁰ auprès de 34 stations d'épuration représentatives du réseau français, les intrants externes seraient utilisés dans seulement 5 % des cas.

Graphique n° 43 : fréquence des intrants de 34 méthaniseurs de station d'épuration



Source : Cour des comptes d'après *La digestion des boues de station d'épuration : état de l'art et paramètres clés*, E. Falipou, Sciences de l'environnement (2019)

²⁵⁹ Art. R. 211-31 et s. du code de l'environnement et arrêté du 8 janvier 1998 fixant les prescriptions techniques applicables aux épandages de boues sur les sols agricoles.

²⁶⁰ E. Falipou, *La digestion des boues de station d'épuration : état de l'art et paramètres clés*, Sciences de l'environnement, 2019.

Les obligations de déclaration relatives aux intrants

Certaines données, notamment en matière d’approvisionnement des installations consommatrices de biomasse, peuvent revêtir un caractère commercialement sensible ou relever du secret des affaires. D’une manière générale, la DGEC ne procède pas à la quantification des intrants utilisés pour la production de biogaz.

Pour les installations de méthanisation en cogénération, au regard des dispositions qui figurent dans les arrêtés tarifaires passés selon le 4° de l’article D.314-15 du code de l’énergie, les bénéficiaires d’un contrat d’achat sont tenus de fournir des indications relatives au tonnage d’effluents d’élevage traités, pour le bénéfice de la prime « effluents », et aux cultures principales. Ainsi, l’arrêté du 13 décembre 2016²⁶¹ prévoit à l’annexe II, paragraphe II « *Prescriptions relatives à l’approvisionnement de l’installation et de l’unité de méthanisation amont en cultures* », que le producteur doit transmettre, avant le 15 février de chaque nouvelle année, au préfet de la région d’implantation de l’installation, un rapport dans lequel il explicite la nature et la proportion des cultures utilisées en intrants sur les trois dernières années de fonctionnement de l’installation, et qu’en cas de dépassement du seuil de 15 % en moyenne sur trois ans de recours aux cultures dédiées, le préfet en informe le cocontractant concerné qui procède à la régularisation de la rémunération versée au titre de l’année écoulée, le tarif de cette année étant diminué de deux fois le dépassement observé.

Dans le cas particulier des lauréats de l’appel d’offres « biomasse », lancé en 2016, le bénéficiaire du contrat est tenu de transmettre un bilan sous forme d’un classeur Excel dont le cadre peut être téléchargé sur le site de la commission de régulation de l’énergie.

Mais, à ce jour, l’information sur l’approvisionnement des installations de méthanisation de la filière injection biométhane n’est disponible qu’au niveau de chacune des installations, dans le registre d’admission des intrants prévu par les dispositions relatives aux installations classées pour la protection de l’environnement. Ces registres ne sont aujourd’hui accessibles qu’aux services en charge de l’inspection des installations classées.

²⁶¹ Arrêté fixant les conditions d’achat pour l’électricité produite par les installations utilisant à titre principale le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d’une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visées au 4° de l’article D. 314-15 du code de l’énergie.

Les producteurs de biométhane doivent toutefois transmettre annuellement un rapport au 31 mars comprenant les proportions respectives des intrants utilisés par l'installation, mais il s'agit d'un document déclaratif sur lequel la quantification ne peut reposer²⁶². Les modalités de contrôle des installations de biométhane sont par ailleurs fixées dans les contrats BG11 et BG16 et précisés dans les référentiels de contrôle. Ces installations font l'objet d'un contrôle quadriennal effectué par un organisme agréé par le MTE.

La mise en œuvre de la directive RED II

Selon le site internet du ministère de la transition écologique, « la durabilité des bioénergies au sens de la directive européenne RED II va entrer dans sa phase opérationnelle pour les filières du biométhane, de l'électricité, de la chaleur et du froid. Ces nouvelles exigences nécessiteront la mise en place d'une traçabilité dédiée pour démontrer que les critères de durabilité de la biomasse, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et d'efficacité énergétique, sont respectés. [...] Les éléments de traçabilité seront suivis au niveau régional par les services énergie des DREAL, qui collecteront les « déclarations de durabilité » transmises par les opérateurs énergétiques. Ces déclarations se fonderont sur des informations qui auront transité entre opérateurs tout au long de la chaîne de valeur amont [...] ».

La mise en œuvre de RED II s'est traduite par l'obligation²⁶³, pour les installations :

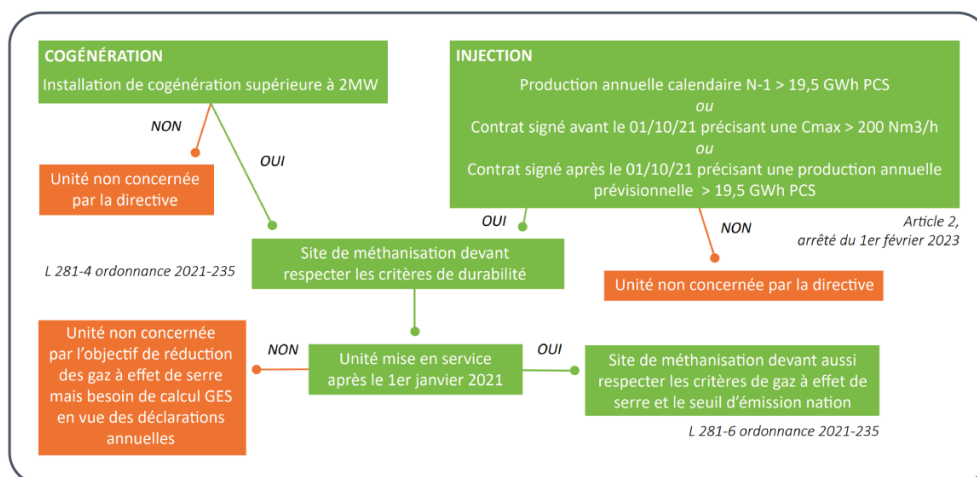
- de production d'électricité et/ou de chaleur à partir de biogaz : de compléter un formulaire sur leurs approvisionnement du 2nd semestre 2022 ;
- de production de biométhane ayant une capacité de production supérieure à 19,5 GWh PCS/an²⁶⁴ : d'envoyer une déclaration certifiant la durabilité de leurs intrants.

²⁶² Cf. arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

²⁶³ Cf. arrêté du 1^{er} février 2023 sur les critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la production d'électricité, à partir de bioliquides ou de combustibles solides ou gazeux issus de biomasse, pour la production de biométhane, la production de chaleur, à partir de bioliquides ou de combustibles solides ou gazeux issus de biomasse.

²⁶⁴ Remplissant au moins l'une des conditions suivantes : la production de biométhane de l'installation au cours de l'année calendaire précédente est supérieure à 19,5 GWh PCS ; l'installation bénéficie d'un contrat d'achat conclu en application de l'article L. 446-4 du code de l'énergie, signé avant le 1^{er} octobre 2021, avec une capacité maximale de production supérieure à 200 Nm³/h ; l'installation bénéficie d'un contrat conclu en application de l'article L. 446-4, L. 446-5, L. 446-7 ou L. 446-24 du code de l'énergie, signé après le 1^{er} octobre 2021, avec une production annuelle prévisionnelle supérieure à 19,5 GWh PCS/an.

Schéma n° 13 : applicabilité de la directive RED II



Source : MASA, chambre agricultures Grand Est, *Notice d'application de la certification de durabilité RED II*, 2023

L'arrêté du 1^{er} février 2023 relatif aux critères d'intrants, de durabilité et de réductions des émissions de gaz à effet de serre pour la production de biométhane précise les dispositions applicables aux producteurs de biométhane soumis à la directive européenne sur les énergies renouvelables RED II. La mise en œuvre des exigences de la directive a toutefois été retardée en France compte-tenu du manque d'auditeurs disponibles sur le territoire français ; elle devrait n'être complètement effective qu'à fin 2024.

Ainsi, l'application de la directive permettra de collecter des données fiables dans les déclarations de durabilité, notamment dans la perspective du respect de la proportion maximale de cultures principales de 15 % en tonnage des intrants. En effet, la directive impose, pour les installations obligées, de réaliser un bilan massique et d'attester de la durabilité des intrants à l'origine de la production de biogaz (le gaz ne pouvant être produit à partir de terres de grande valeur en termes de biodiversité, ou de terres présentant un important stock de carbone). Ces intrants sont soit des déchets, soit des coproduits.

Pour les coproduits, dont les CIVE et les cultures dédiées font partie, une valeur d'émissions de GES et une attestation de durabilité doivent être fournis par le producteur de la matière. Les producteurs de déchets fournissent quant à eux une auto déclaration, ainsi que certaines analyses complémentaires pour certains résidus de récolte tels que les pailles de céréales (traçabilité à la parcelle et démonstration de durabilité). Les analyses de durabilité sont établies à partir d'analyse

cartographiques et documentaires, permettant par exemple d'identifier si les matières sont issues de zones naturelles sensibles. Les preuves de durabilité des matières utilisées pour la méthanisation sont notamment transmises à l'acheteur de biométhane lors de la vente du gaz.

Selon l'article R.283-6 du code de l'énergie « *un ou plusieurs organismes chargés des systèmes nationaux de durabilité, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et, le cas échéant, d'intrants, des biocarburants, bioliquides, combustibles ou carburants issus de la biomasse, carburants liquides et gazeux renouvelables d'origine non biologique destinés au secteur des transports, et carburants à base de carbone recyclé sont désignés par l'État. Ces organismes créent des systèmes d'information dématérialisés répondant à des conditions, notamment pour les modalités d'archivage, déterminées par arrêté ministériel. Ils assurent la gestion de ces systèmes d'information qui comprennent le répertoire des opérateurs économiques concernés, des systèmes auxquels chacun a déclaré recourir et des informations contenues dans les attestations et les déclarations de durabilité, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et, le cas échéant, d'intrants. [...]* ».

Chaque producteur de biométhane soumis aux obligations de RED II (article 2 de l'arrêté susmentionné) devra réaliser et transmettre sa déclaration de durabilité des intrants, certifiée par un organisme agréé, au moins une fois par an. Par défaut, les lots (quantités de biométhane injectées) sont considérés durables, les producteurs perçoivent donc la totalité du tarif mentionné dans leurs contrats. Après contrôle des déclarations transmises, l'organisme chargé du système de durabilité informe la CRE des lots qui ne respectent pas les critères et qui s'avèrent donc être non durables. La CRE s'assurera alors *a posteriori* de la régularisation auprès des fournisseurs (remboursement des sommes perçues par les producteurs des lots jugés non durables).

Le digestat : évolution des cahiers des charges

Tableau n° 29 : évolution réglementaire entre les cahiers des charges Dig Agri (2019) et Dig (2020)

	CDC Dig Agri 2019	CDC Dig 2020
Type de méthanisation concernée	Méthanisation agricole au sens des articles L. 311-1 et D. 311-18 du code rural	Méthanisation respectant la réglementation au titre des ICPE
Composition du digestat	Intrants agricoles (lisiers, fumiers, matières végétales agricoles, sous-produits animaux de catégorie 3 (lait, produits issus du lait)) Les effluents d'élevage représentent au minimum 33 % de la masse brute des matières incorporées dans le méthaniseur. Le total des effluents d'élevages et des matières végétales brutes agricoles représentent 60 % des matières incorporées.	Intrants agricoles (lisiers, fumiers, matières végétales agricoles, sous-produits animaux de catégorie 3 (lait, produits issus du lait, les denrées alimentaires animales ou d'origine animale issues exclusivement des industries agro-alimentaires (IAA), les anciens aliments pour animaux contenant des matières animales autres que crues, issues des IAA ou des élevages) Biodéchets (végétaux issus des IAA, déchets végétaux issus de l'entretien des espaces verts) Les effluents d'élevage représentent au minimum 33 % de la masse brute des matières incorporées dans le méthaniseur. Le total des effluents d'élevages et des matières végétales brutes agricoles représentent 60 % des matières incorporées.
Autocontrôle par le producteur	Annuel	De 2 à 5 fois par an selon le tonnage produit
Usage final du digestat	Grandes cultures et prairies	Grandes cultures et prairies

Source : Cour des comptes

La méthanisation des biodéchets

L'impact comparé du compostage et de la méthanisation

En 2019, l'Ademe a réalisé une analyse du cycle de vie des deux principaux procédés de traitement des biodéchets : le compostage et la méthanisation. La mesure de l'impact porte sur les conséquences environnementales (changement climatique, acidification, épuisement des ressources, pollution des eaux) et sur les dommages évités par chaque procédé (consommation de ressources fossiles, minérales, pollution des eaux, etc.).

Trois procédés de compostage (compostage domestique, partagé et industriel) et trois procédés de méthanisation (agricole-injection, agricole-cogénération et centralisée-injection) sont analysés. La filière de compostage industrielle est la plus impactante pour la majorité des indicateurs. Viennent ensuite les trois filières de méthanisation qui présentent l'impact le plus élevé sur les indicateurs de changement climatique. Les filières de compostage domestique et partagé sont celles qui présentent le moins d'impact. La filière méthanisation présente des impacts évités très supérieurs en raison de la production d'une énergie substituable au gaz fossile et des volumes d'engrais organiques évités. Les impacts évités du compostage se limitent à l'amélioration du stockage du carbone au sol.