

Le biométhane en France : enjeux et défis pour une production durable

Ines Bouacida, Pierre-Marie Aubert (Iddri)

Le biométhane, produit notamment à partir de biomasse d'origine agricole, est un gaz bas-carbone renouvelable. En France, il est proposé d'en multiplier sa production par près de 4 d'ici 2030, et par plus de 12 d'ici 2050 pour contribuer à la transition énergétique. Les politiques de méthanisation ont également pour objectifs de réduire les coûts de production et de valoriser économiquement des pratiques agricoles favorables à la transition agroécologique.

Cette *Étude* analyse les tensions et synergies entre ces trois objectifs dans la mise en œuvre des politiques de méthanisation.

MESSAGES CLÉS

Les objectifs de production de biométhane en France reposent sur (1) des prospectives énergie-climat qui requièrent toutes au moins 95 TWh de biométhane pour atteindre la neutralité climat, en intégrant une baisse de 50 % de la demande énergétique finale et une forte électrification des usages ; (2) des évaluations de gisement de biomasse qui convergent vers un potentiel mobilisable équivalent à 100 à 170 TWh de biométhane.

Depuis 2010, la croissance des volumes a été conforme aux objectifs. Cependant, les bénéfices agroenvironnementaux ont été limités et hétérogènes, et des impacts négatifs ont été relevés ; les coûts de production n'ont pas baissé significativement, tandis que le coût du gaz fossile n'a pas augmenté, conduisant à des dépenses publiques de l'ordre de 1 Md€/an.

Atteindre les volumes envisagés à 2030 serait en théorie possible au regard des gisements de biomasse, mais se ferait au détriment des autres objectifs :

- Le coût de production resterait stable en raison (1) des difficultés de mobilisation de la biomasse, déjà existantes ; (2) d'une faible baisse des coûts d'investissement. À soutien public constant, le coût total atteindrait 2 à 3 Mds €/an.
- Les bénéfices agroenvironnementaux resteraient modestes, tandis que la méthanisation, pourrait renforcer le verrouillage des modes de production dans des trajectoires non durables, en particulier si la demande en biomasse pour l'alimentation animale et la pression pour baisser les coûts de production se maintiennent.

Par ailleurs, la viabilité économique de la filière pourrait être fragilisée par la variabilité et la tendance baissière des rendements, exacerbées par (1) la pression exercée sur les agroécosystèmes par la hausse de la demande de biomasse et (2) les effets du changement climatique.

Trois axes de changement pour une production plus durable sont identifiés :

- Une *gouvernance territoriale renouvelée* pour renforcer : (1) le suivi des projets de méthanisation ; (2) les moyens de mise en œuvre, afin de réorienter ou stopper les projets défaillants ; (3) la planification territoriale des usages de la biomasse, pour réduire les conflits d'usage.
- Une *politique de demande*, appuyée sur une hiérarchisation des usages, afin de (1) réduire les usages du gaz méthane dans les secteurs dotés d'alternatives décarbonées ; (2) encourager les secteurs sans alternative à soutenir une production plus durable *via* des outils de financement adaptés.
- Une *réévaluation* régulière du rôle du gaz dans les scénarios énergétiques, et des impacts agroenvironnementaux de la méthanisation, afin de clarifier (1) les arbitrages systémiques associés à une baisse des objectifs de production, et (2) les conditions économiques et politiques pour réduire au minimum les impacts négatifs de la méthanisation, tout en favorisant, lorsque c'est possible, certaines dimensions de la transition agroécologique.

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

En 2024, la France produit 12 TWh de biométhane injecté. Les ambitions affichées par la planification énergétique nationale sont considérables : 44 TWh en 2030 et 150 TWh en 2050, soit une multiplication par 4 en six ans et par plus de 12 en trois décennies. Ce biométhane proviendrait en majorité de biomasse agricole.

Les politiques accompagnant le développement de la production de biométhane visent trois objectifs, en partie déclinés dans les programmations pluriannuelles de l'énergie : accroître la production pour répondre aux besoins énergétiques, réduire les coûts de production afin de limiter la charge financière pour l'État et les consommateurs ; soutenir la transition agroécologique en rémunérant des pratiques agricoles plus vertueuses.

L'Étude dont est tiré ce *Décryptage* examine les tensions entre ces trois objectifs à travers (1) une analyse de la place du biogaz et du biométhane dans les scénarios de décarbonation existants pour la France ; et (2) une évaluation des dynamiques agro-environnementales induites par le déploiement de la politique de soutien à la méthanisation en France. Elle aboutit à des propositions d'évolution des politiques publiques pour réduire ces tensions à court et moyen terme.

1. LE RÔLE DU BIOMÉTHANE DANS LES SCÉNARIOS DE NEUTRALITÉ CLIMAT

Dans les scénarios énergétiques, entre 95 et 150 TWh de biométhane agricole

Le développement de la production de biométhane est justifié par son potentiel pour décarboner le système énergétique en vue d'atteindre la neutralité climatique. Produite à partir de biomasse, et donc considérée comme renouvelable, le biométhane affiche ainsi selon la base carbone de l'Ademe un bilan

GES de 42 g CO₂ eq/kWh_{PCI} contre 272 g CO₂ eq/kWh_{PCI} pour le gaz fossile. Son rendement énergétique est également supérieur à 1 – signifiant que produire du biométhane permet d'obtenir *in fine* plus d'énergie que celle investie à cet effet. La possibilité de l'utiliser dans une variété de secteurs – production de chaleur, réactif dans l'industrie chimique ou encore comme carburant dans le secteur des transports – ou de le stocker en font par ailleurs un vecteur énergétique intéressant.

Les scores de bilan GES et de rendement énergétique varient cependant beaucoup dans la littérature scientifique, selon la méthodologie adoptée, mais aussi selon les conditions de production du biométhane considérées. Si toutes les études concluent au fait que le biométhane est significativement moins émetteur que le gaz fossile, elles notent que le résultat est très sensible aux fuites de méthane ayant lieu au cours de sa production, tout en supposant des fuites assez faibles en moyenne. En France, celles-ci pourraient atteindre jusqu'à 10 %, remettant alors en cause le bénéfice climatique du biométhane. En outre, certaines pratiques agricoles ont tendance à améliorer le bilan GES du biométhane : couvrir le stockage du digestat (co-produit de la production de biogaz) et l'enfouir au bon moment et avec les bons outils, utiliser des plantes fixatrices d'azote comme cultures intermédiaires pour fournir le méthaniseur, etc.

De la même manière, si le taux de rendement énergétique mesuré dans les différentes études est toujours supérieur à 1, il est en général inférieur à 10 et dépend fortement des pratiques agricoles engagées dans la production du substrat, de manière corrélée au bilan de GES. Les TRE sont ainsi meilleurs dans le cas d'une méthanisation « opportuniste », qui valorise des cultures ratées (i.e. semis qui ont mal levés, rendements ou qualités trop faibles pour être valorisés sur le marché, etc.), des effluents d'élevage ou des résidus de culture, par rapport à une méthanisation « dédiée » qui nécessite un rendement assez fort de cultures intermédiaires entre autres. Les pratiques agricoles à encourager pour maximiser le TRE sont logiquement similaires à celles identifiées dans l'analyse du bilan GES.

Les perspectives énergie-climat visant à la neutralité climat envisagent toutes un rôle important pour le biométhane à moyen et long terme (entre 95 et 150 TWh de biométhane). Même sous l'hypothèse d'une baisse significative de la demande

énergétique finale et d'une électrification importante, tous les scénarios indiquent en effet un besoin de *molécules* : certains usages nécessitent des vecteurs stockables, transportables ou indispensables à certaines réactions chimiques. Les quantités totales de gaz sont néanmoins significativement réduites, passant de près de 400 TWh en 2024 à entre 120 et 220 TWh en 2050 selon le scénario considéré.

- Dans le chauffage des bâtiments, le gaz méthane passerait de 50 % des logements aujourd'hui à moins de 15 % en 2050, où il serait limité aux bâtiments trop complexes à rénover énergétiquement ou ne pouvant recevoir de pompe à chaleur électrique.
- Dans l'industrie, deuxième secteur le plus consommateur de gaz fossile aujourd'hui, en plus de mesures d'efficacité énergétique, 90 % des besoins en chaleur industrielle pourraient être électrifiés. Selon les scénarios, le biométhane conserve également un rôle dans des usages matière : fabrication d'ammoniac et de méthanol, raffinage des carburants, fabrication d'hydrogène, éventuellement couplée à une valorisation du CO₂ issu de l'épuration du biogaz.
- Du côté du système électrique, le biométhane pourrait servir aux besoins de génération thermique de pointe, satisfaits aujourd'hui par le gaz fossile, mais qui sont amenés à devenir plus flexibles qu'aujourd'hui, et à fonctionner peu d'heures dans l'année.
- L'usage du biométhane dans la mobilité varie significativement entre scénarios, entre 10 TWh pour la SNBC 3 (provisoire) et 115 TWh dans le scénario Négawatt, notamment en fonction du rôle donné au biométhane pour les poids lourds.

Le biométhane peut donc couvrir une partie des besoins en molécules, en complément de l'hydrogène et du méthane de synthèse. Le rôle des différents gaz résulte *in fine* de choix politiques entre différentes technologies, qui créent des dépendances de trajectoire : investir dans l'une limite les possibilités de se tourner ensuite vers l'autre. Dans tous les cas, le biométhane n'a pas vocation à remplacer intégralement le gaz fossile, car au-delà des volumes, c'est aussi le rôle du méthane qui change profondément.

Les scénarios analysés atteignent la neutralité climatique en mobilisant de manière ambitieuse l'ensemble des leviers de décarbonation. Recourir à encore moins de biométhane que le niveau le plus bas envisagé (95 TWh dans le scénario ADEME S3), impliquerait ainsi d'optimiser davantage des leviers déjà très sollicités comme les économies d'énergie et l'électrification. À notre connaissance, aucun scénario n'explore aujourd'hui une telle option.

Mobilisation de biomasse agricole et transition agroécologique

Les scénarios énergétiques analysés reposent par ailleurs sur une estimation du gisement de biomasse disponible, dont 90 % est d'origine agricole. Le potentiel de production se situe entre 96 à 231 TWh de biométhane injecté *via* la mobilisation accrue de plusieurs ressources : cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE), herbes issues des prairies fauchées, effluents d'élevage, déchets issus des industries agroalimentaires (IAA),

ainsi qu'une faible part de cultures dédiées – dans les limites des 15 % réglementaires.

Ces estimations s'appuient sur l'hypothèse d'une baisse des rendements agricoles de 10 % par rapport à aujourd'hui d'ici 2050. Cette hypothèse peut toutefois sembler conservatrice. En effet, dans les trente dernières années, les rendements sont à la fois plus irréguliers, en stagnation, voire pour certaines espèces en repli. En cause : le changement climatique et l'érosion de la biodiversité, elle-même liée à la disparition des infrastructures agroécologiques et à la mobilisation des intrants (pesticides et engrais), tirée par une demande en biomasse toujours croissante.

Pour autant, le développement de la méthanisation à base d'intrants agricoles est vu comme potentiellement favorable à la transition agroécologique, *via* la valorisation économique de pratiques aux vertus agronomiques réelles, qui n'existeraient pas – ou pas à cette échelle – sans méthanisation. Ainsi, le développement des CIVE permet de couvrir les sols sans concurrencer les cultures principales et ainsi de réduire l'érosion des sols. Conduites de manière agroécologique, c'est-à-dire sans recours aux produits phytosanitaires, à la fertilisation de synthèse, ou à l'irrigation, et avec une diversité d'espèces – notamment des plantes fixatrices d'azote –, les CIVE contribuent également à améliorer les sols et à réduire les besoins en azote de synthèse. Une bonne gestion du digestat – épandu au moment et en quantité optimale pour les plantes – peut également contribuer à boucler le cycle de l'azote, du fait de sa meilleure disponibilité pour les végétaux (comparé par exemple aux effluents d'élevage). Sur la diversité des systèmes agricoles, la méthanisation aurait peu d'effets, voire des effets négatifs (par exemple, elle n'incite pas au maintien des prairies permanentes).

L'adoption de telles pratiques par les agriculteurs-méthaniseurs aurait indéniablement des effets positifs. Trois autres aspects apparaissent essentiels pour saisir les liens entre méthanisation et enjeux environnementaux, et notamment sa contribution possible à la transition agroécologique.

1) Si les pratiques mises en œuvre par les agriculteurs ont leur importance, la transition agroécologique se joue plus largement à l'échelle des fermes et de territoires. C'est à cette échelle qu'il convient de saisir les effets de la méthanisation. Or, celle-ci a tendance à accompagner une *spécialisation* de la production, notamment pour gérer les réorganisations du travail engendrées par la méthanisation ;

2) Les scénarios donnant à voir une méthanisation intégrée à un système agroécologique repose fondamentalement sur une réorientation des flux de biomasse (notamment grâce à la baisse des besoins pour l'alimentation animale et une évolution des pratiques alimentaires), qui diffère très largement de la situation actuelle ;

3) Lorsqu'elle est mal encadrée, la méthanisation peut aussi stimuler l'adoption de pratiques agricoles problématiques sur le plan environnemental, comme observé en Allemagne au début des années 2010 (simplification des rotations de culture sans recours accru aux légumineuses, concentration géographique des digestats, qui conduit à des surplus azotés).

2. BILAN ET PERSPECTIVES DE LA FILIÈRE

Entre 2019 et 2025, la production est passée de moins de 1 TWh à 12 TWh injectés, en cohérence avec les objectifs affichés. En revanche, sur les autres dimensions du trilemme, le bilan apparaît plus mitigé.

Sur le plan agroenvironnemental, les résultats sont très hétérogènes selon les exploitations. On observe certes des améliorations, comme une meilleure couverture des sols ou une baisse moyenne du recours à l'azote minéral. Mais cette dernière évolution traduit surtout une modification de la nature des apports, passant des engrais minéraux à une diversité d'intrants destinés aux méthaniseurs, sans nécessairement renforcer l'autonomie azotée au sens large. On ne peut parler là d'une méthanisation « levier » de la transition agroécologique.

Sur le plan économique, les coûts de production du biométhane n'ont pas connu la baisse significative attendue par la PPE 2, qui tablait sur une réduction de moitié. Cette prévision reposait sur une diminution des dépenses d'investissement grâce à l'industrialisation de la filière et aux économies d'échelle. Si ces effets se sont partiellement concrétisés, leur évolution future reste incertaine, en particulier si l'on poursuit l'objectif d'une méthanisation à petite échelle.

La filière demeure aujourd'hui entièrement dépendante des dispositifs publics : tarifs d'achat garantis par l'État et aides à l'investissement apportées par l'ADEME et les régions, représentant près d'un milliard d'euros par an. Cette situation génère déjà des tensions, qui sont accentuées par un cadre réglementaire qui, tout en encadrant les pratiques, reste centré sur une logique d'offre et sur l'objectif de réduction des dépenses publiques, avec des moyens de mise en œuvre insuffisants.

Sans changement significatif dans l'organisation de la filière et du système agricole, les objectifs de la version provisoire de la PPE 3 – multiplier par trois à quatre la production de biométhane – les tensions déjà observées ont toutes chances de s'intensifier.

Cet accroissement des tensions trouve pour une large part son origine dans la concurrence pour l'accès à la biomasse, déjà documentée dans de nombreux territoires. Il est probable qu'elle conduise à une poursuite de la hausse du prix des intrants méthanogènes, avec des conséquences agroenvironnementales comme économiques.

Sur le plan agroenvironnemental, un prix des intrants plus élevés peut inciter à tout mettre en œuvre pour en accroître la production : augmentation de la part des cultures dédiées, allongement des CIVE au détriment des cultures principales, amplification du recours à l'irrigation, à la fertilisation ou au traitement phytosanitaire des CIVE. Elle entraîne aussi une concurrence forte avec l'alimentation animale, déjà observée sur certains territoires, notamment autour des résidus de grandes cultures et des co-produits de l'industrie agro-alimentaire.

Sur le plan économique, l'approvisionnement en intrants représente aujourd'hui environ un sixième du coût total du biométhane. Une hausse du coût des intrants viendrait grever un peu plus les charges opérationnelles ; en miroir, rien ne permet

d'affirmer que les baisses attendues sur les coûts d'investissement, qui ne se sont pas matérialisées jusqu'ici, se produiront à l'avenir.

3. TROIS AXES D'AMÉLIORATION POUR UNE PRODUCTION DURABLE

L'Étude montre que la poursuite simultanée des trois objectifs stratégiques de la politique publique française de méthanisation – volumes élevés, coûts faibles, transition agroécologique – n'est pas réalisable dans le contexte actuel, et pourrait engendrer des coûts et des impacts environnementaux significatifs dans les cinq à dix prochaines années. Trois priorités émergent pour adapter le cadre d'action publique et construire un avenir plus réaliste pour la filière biométhane.

Un premier axe consiste à renforcer la gouvernance territoriale des ressources en biomasse et à améliorer le suivi des projets de méthanisation à travers :

- Une meilleure collecte de données sur la filière actuelle, afin d'informer l'évolution des politiques publiques au fur et à mesure de leur mise en œuvre, ainsi que la consolidation des initiatives existantes.
- La conduite de nouvelles études scientifiques pour mieux appréhender les effets de l'inclusion de CIVE dans les rotations de culture, ainsi que les impacts de la fertilisation au digestat sur la vie des sols.
- L'application plus stricte, voire le renforcement, de la législation en vigueur, en donnant plus de moyens aux acteurs en charge de ces missions (ADEME, DREAL) qui peinent aujourd'hui à suivre et accompagner les projets de méthanisation.
- Un renouvellement de la planification des ressources en biomasse à l'échelle locale, par exemple en élargissant la composition des cellules biomasse, afin d'intégrer pleinement les enjeux environnementaux dans les objectifs de développement du secteur.

Un deuxième enjeu réside dans la réduction du décalage entre le caractère rare et précieux du biométhane, et son orientation vers des usages en remplacement du gaz fossile, pour lesquels des alternatives existent. En orientant ainsi la consommation de biométhane vers des acteurs capables de le rémunérer à la hauteur de ses qualités, il serait possible de réduire le coût pour l'État du soutien à la filière, et de dégager des marges économiques aux producteurs, condition nécessaire (mais non suffisante) à l'adoption de pratiques agricoles vertueuses. Pour cela, une *hiérarchisation des usages* sera essentielle et devrait se fonder sur au moins deux critères : la disponibilité et le coût des alternatives.

À cette aune, deux usages particulièrement prioritaires du biométhane émergent : les usages matière dans l'industrie et la production d'électricité lors des tensions du système énergétique. En miroir, son usage pour la chaleur dans les bâtiments et pour la chaleur à basse et moyenne température dans l'industrie, paraît moins prioritaire. Des outils spécifiques de politique

publique seront nécessaires pour orienter la demande, par exemple :

- Accélérer la sortie des chaudières à gaz dans les bâtiments, éventuellement par l'interdiction progressive de leur remplacement.
- Ajuster la fiscalité des énergies pour favoriser l'électrification, alors qu'aujourd'hui l'électricité est beaucoup plus taxée que le gaz fossile.
- Mettre en place des mandats d'incorporation de biométhane des secteurs prioritaires.
- Développer des incitations financières à consommer du biométhane dans certains usages, par exemple via des contrats pour la différence, qui garantissent aux bénéficiaires des conditions économiques stables et favorables pendant la durée du contrat (prix de l'énergie, prix de vente du produit, prix du carbone).

Enfin, cette hiérarchisation des usages doit permettre de revoir à la baisse le rôle attribué au biométhane dans les scénarios énergétiques compte tenu de sa soutenabilité limitée sur

les plans financier et agro-environnemental. Le développement de scénarios alternatifs permettrait ainsi d'explorer de manière plus réaliste les conditions d'une transition énergétique cohérente et soutenable et d'identifier clairement les arbitrages nécessaires.

Pour décarboner en utilisant moins de biométhane, les scénarios doivent faire l'hypothèse d'une plus grande mobilisation des autres leviers : sobriété et efficacité énergétique, électrification, utilisation des vecteurs énergétiques à base d'hydrogène issu d'électrolyse. Mais ces leviers font face à leurs propres contraintes, et augmenter leur contribution à la décarbonation ne va pas de soi. Identifier les conditions pour augmenter leur potentiel permettrait d'informer les arbitrages à mener entre les leviers de décarbonation au niveau du système énergétique, et leviers pour produire plus de biométhane d'origine agricole.

De tels scénarios devraient examiner explicitement les concurrences entre hydrogène et biométhane pour la décarbonation de certains segments, notamment les poids lourds de longue distance, de la chaleur très haute température dans l'industrie et de la génération d'électricité par centrale thermique

Le biométhane en France : enjeux et défis pour une production durable

Ines Bouacida, Pierre-Marie Aubert (Iddri)

INTRODUCTION	9
1. DES BIOMASSES AUX USAGES DU GAZ : UN CADRE ANALYTIQUE POUR SAISIR LA FILIÈRE BIOMÉTHANE	12
2. DES USAGES DU GAZ PROFONDÉMENT TRANSFORMÉS DANS L'ATTEINTE DE LA NEUTRALITÉ CARBONE, MAIS QUI RESTENT IMPORTANTS QUEL QUE SOIT LE SCÉNARIO	14
2.1. Un bilan de gaz à effet de serre (GES) consensuel dans le débat politique mais discuté dans la sphère scientifique	14
2.2. Le rendement énergétique, un sujet peu étudié mais central pour le développement de la méthanisation	16
2.3. Tous les scénarios convergent vers la nécessité d'une forte baisse de la consommation de gaz fossile pour atteindre la neutralité climat	18
2.4. Au-delà des volumes, le rôle du vecteur gaz change	20
3. DES TENSIONS IMPORTANTES ENTRE VOLUME, IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET COÛTS DE PRODUCTION	23
3.1. Une disponibilité en biomasse théoriquement suffisante pour répondre aux objectifs des scénarios énergétiques	23
3.2. Méthanisation et enjeux environnementaux : des relations ambivalentes	26
3.3. Un cadre réglementaire générateur de tensions : contribuer à la transition agroécologique tout en baissant les coûts de production ?	28
3.4. Sur le terrain, un bilan agroenvironnemental entre améliorations marginales et effets négatifs	31
3.5. Un passage à l'échelle amplificateur de tensions entre les trois objectifs	33
Conclusion du chapitre	35
4. TROIS ENJEUX DE GOUVERNANCE POUR UNE MÉTHANISATION PLUS DURABLE	37
4.1. Renforcer le suivi des projets de méthanisation et la gouvernance territoriale de la biomasse	37
4.2. Déployer une véritable politique de la demande	38
4.3. Ré-évaluer le rôle du biométhane dans les scénarios de transition énergétique	41
5. CONCLUSION	43
6. RÉFÉRENCES	45
7. ANNEXES	50
7.1. Description des méthodologies de comptabilité de gaz à effet de serre (GES) en cycle de vie	50
7.2. Revue de littérature du taux de retour énergétique (TRE) de la méthanisation	51
7.3. Scénarios de décarbonation analysés dans l'étude	53
7.4. Résultats de l'expérience MéthaLAE	54

REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient toutes celles et ceux qui ont contribué à l'élaboration de l'étude, en particulier Fabrice Beline, Jeanne Cadiou, Patrice Geoffron, Pascal Grouiez, Florent Levavasseur et Jean-Marc Meynard pour leurs relectures.

TABLE DES FIGURES

Figure 1. Répartition (en proportion de matière brute méthanisée) par type de biomasse agricole méthanisée en 2024. .	10	Figure 10. Taux de croissance des rendements végétaux en France entre 1900 et 2020, avec un zoom sur la période 1940-2020.	25
Figure 2. Trilemme des politiques publiques pour le développement du biométhane. Source : auteurs.	11	Figure 11. Coût net et volume acheté du tarif d'achat du biométhane pour l'Etat 2014-2025.	28
Figure 3. Schéma conceptuel pour appréhender le fonctionnement de la méthanisation.	12	Figure 12. Composition des dépenses d'investissement (CAPEX) et des coûts d'opération (OPEX) d'une installation de méthanisation en injection.	34
Figure 4. Représentation des émissions de gaz à effet de serre pendant la production de biométhane.	14	Figure 13. Coût de production actualisé moyen du biométhane selon le niveau de ressource mobilisée. « TA5 % » : taux d'actualisation à 5 %. « TA10 % » : taux d'actualisation à 10 %.	35
Figure 5. Consommation d'énergie finale en France en 2022, 2030, 2035 et en 2050 selon la version provisoire de la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie mise en consultation en mars 2025.	18	Figure 14. Coût annuel du soutien à la production de biométhane en injection en 2024, 2030 et 2035 selon différentes hypothèses de coût de production du biométhane et en intégrant une tarification carbone.	36
Figure 6. Approvisionnement en méthane par source en France en 2022 et en 2050 dans des scénarios de neutralité climat	19	Figure 15. Prix des énergies pour les ménages en France de 1990 à 2023.	37
Figure 7. Consommation de méthane par secteur en 2022 et en 2050 selon les scénarios de neutralité climat étudiés	20	Figure 16. Coût du biométhane et du gaz fossile entre 2024 et 2035 selon différents niveaux de tarification carbone et de coût de production.	38
Figure 8. Proportion de logements par énergie principale de chauffage en 2050.	21		
Figure 9. Production végétale et ses usages en France métropolitaine, données moyennées 2017-2020.	24		

INTRODUCTION

Le développement du biogaz et du biométhane (voir Encadré 1 pour la distinction entre biogaz et biométhane) est considéré comme l'un des leviers de décarbonation des systèmes énergétiques. À l'échelle mondiale, le scénario Net Zero 2050 de l'Agence internationale de l'énergie (IEA en anglais) envisage ainsi une augmentation de la production de biogaz et biométhane à 1 500 TWh/an d'ici 2030, et à plus de 3 800 TWh/an en 2050 (IEA, 2021) – soit, respectivement, une multiplication par quatre et par huit au regard de la production actuelle, qui s'établissait à 450 TWh en 2022 (soit 0.2 % du mix énergétique mondial en énergie primaire) (IEA, 2024b). L'Union européenne, plus grand producteur mondial de biogaz et biométhane – 230 TWh en 2023¹ (EBA, 2025) – affiche des objectifs encore plus ambitieux : son plan REPowerEU, dédié à sortir rapidement de la dépendance aux importations russes d'énergies fossiles, vise en effet à multiplier la production de biométhane par sept d'ici 2030 (European Commission, 2022).

La France, deuxième producteur européen de biométhane derrière l'Italie, a bien prévu de contribuer à cette croissance de la production. La troisième Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), actuellement en consultation, envisage ainsi de multiplier les volumes de biométhane injectés par plus de trois d'ici à 2030, en passant de 12 TWh injectés en 2024 (ODR, 2024) à 44 TWh – et jusqu'à 50, voire 85 TWh² en 2035 (MTE, 2025a). À l'horizon 2050, c'est même une multiplication par 10 qu'envisage la Stratégie nationale bas-carbone de 2020, avec une hypothèse de production d'environ 150 TWh (MTES, 2019).

¹ Dont 50 TWh utilisés en biométhane et 180 TWh valorisés directement en biogaz (EBA, 2025).

² Pour 2035 l'objectif ne distingue pas entre cogénération et injection ; le chiffre présenté comprend à la fois le biogaz valorisé directement et celui épuré en biométhane. La majeure partie des nouvelles capacités envisagées concernerait la filière injection.

ENCADRÉ 1. DÉFINITIONS DU GAZ UTILISÉES DANS CETTE ÉTUDE

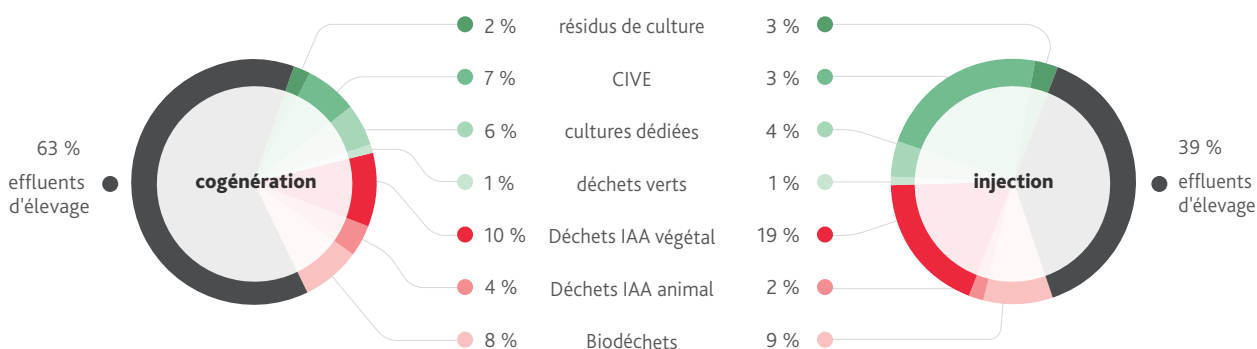
Biogaz. Le biogaz est un mélange de gaz principalement composé de méthane (CH_4) et de dioxyde de carbone (CO_2) produit à partir de la dégradation de matière organique, notamment agricole, des boues d'épuration, des algues, des déchets municipaux organiques. Il peut être valorisé énergétiquement par combustion sous forme de chaleur et d'électricité (filiale cogénération) après une épuration sommaire ; ou subir une épuration poussée pour produire du biométhane.

Biométhane. Ce méthane (CH_4) est issu du biogaz épuré de son CO_2 puis injecté dans le réseau de distribution de gaz fossile (filiale injection). Il est alors consommé mélangé à du gaz fossile dans divers usages énergétiques (chauffage, industrie, production d'électricité), et non énergétiques (réactif chimique dans l'industrie). Il peut aussi être comprimé ou liquéfié pour être consommé par des véhicules ; on l'appelle alors bioGNV pour biogaz naturel pour véhicules.

Gaz fossile. Aussi appelé gaz naturel, il s'agit de méthane (CH_4) extrait de gisements du sous-sol puis injecté dans le réseau de gaz. En France, ce gaz fossile est en écrasante majorité issu d'importations. Il représentait en 2023 13,5 % de la consommation énergétique primaire (MTE, 2024a).

Méthane synthétique. Obtenu par méthanation, processus qui combine des molécules d'hydrogène H_2 avec du dioxyde de carbone CO_2 pour créer du méthane CH_4 . Pour un méthane « bas-carbone », l' H_2 doit provenir d'électrolyse renouvelable ou nucléaire, et le CO_2 de biomasse ou de captage direct dans l'air (*direct air capture*, DAC en anglais).

FIGURE 1. Répartition (en proportion de matière brute méthanisée) par type de la biomasse agricole méthanisée en 2024.



Source : auteurs, d'après FranceAgriMer (2024), sur la base d'estimations de Solagro.

Ces projections se basent notamment sur une hypothèse de forte augmentation de la mobilisation de biomasse agricole (effluents d'élevage, résidus de cultures, cultures intermédiaires et cultures dédiées). Elles s'inscrivent dans la continuité des politiques conduites depuis le début des années 2000. À travers différents types de soutien (en particulier, tarifs d'achat et soutiens aux investissements), les filières biogaz et biométhane confondues se sont en effet développées pour atteindre en 2023³ une production d'environ 14 TWh (dont 9 TWh injectés). Si la filière cogénération a concentré la plupart des efforts au début des années 2000, c'est le développement de la filière injection qui est surtout encouragé depuis 2010 et à l'avenir.

Le cadre réglementaire mis en place a notamment eu pour objectif de limiter le développement de cultures dédiées à la méthanisation, en privilégiant dans un premier temps l'usage des déjections, et d'éviter ainsi les dérives du « modèle allemand », ayant largement servi de repoussoir (Herrmann, 2013) tout autant que les impasses agroenvironnementales liées aux biocarburants de première génération (Geffray *et al.*, 2023). L'essentiel de la biomasse mobilisée pour produire ce biométhane provient aujourd'hui des effluents d'élevage et des coproduits des industries agroalimentaires et, pour une plus faible part, de cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE), de cultures dédiées et de boues de stations d'épuration (STEP) (Figure 1).

Les 9 TWh injectés dans le réseau de gaz en 2023 représentent 2,4 % de l'approvisionnement en gaz fossile de la France (381 TWh) (SDES, 2024). Compte tenu de l'importance accordée à l'injection dans les orientations politiques actuellement en discussion, cette Étude se concentre essentiellement sur la production de biométhane à destination du réseau gaz.

Historiquement, le coût associé aux politiques de développement de la méthanisation a été justifié par les bénéfices énergétiques qu'elle devait engendrer : valorisation des

biodéchets, recyclage de l'azote issu des effluents d'élevage, production d'énergie renouvelable⁴ (Cadiou, 2023). La production du biométhane est réputée beaucoup moins émissive que celle de gaz fossile, tandis que son taux de rendement énergétique, compris entre 1 et 10, en fait une énergie jugée intéressante (Ademe, 2023) – bien que les évaluations diffèrent fortement d'une filière à l'autre et selon les méthodologies. La croissance de la production a en contrepartie conduit à une augmentation rapide des coûts publics, les plus importants pour l'État par rapport aux autres énergies renouvelables (Cour des Comptes, 2025). Face à la menace d'une baisse des soutiens publics, plusieurs acteurs ont mis en avant les nombreux bénéfices agroécologiques que pourrait apporter le développement de la méthanisation. Ces arguments sont notamment repris à partir du Plan énergie méthanisation autonomie azote de 2013 (EMAA) (MAAF & MEDDE, 2013) : la méthanisation permettrait l'augmentation de la diversité des cultures, la couverture des sols par les cultures intermédiaires, le recyclage des matières nutritives pour les plantes (notamment l'azote) par une gestion vertueuse des digestats⁵ et, ainsi, la réduction du recours aux engrais de synthèse.

Ainsi, les soutiens publics sont vus comme nécessaires tant pour compenser le coût du biogaz et du biométhane en comparaison du gaz fossile⁶ que pour améliorer le revenu agricole et ainsi rendre possible des pratiques agricoles vertueuses pour l'environnement aujourd'hui considérées comme non rentables. Alors que ces coûts représentent aujourd'hui près d'1 milliard d'euros pour la filière injection en 2024 (CRE, 2024), la programmation pluriannuelle de l'énergie de 2020 a fixé pour objectifs

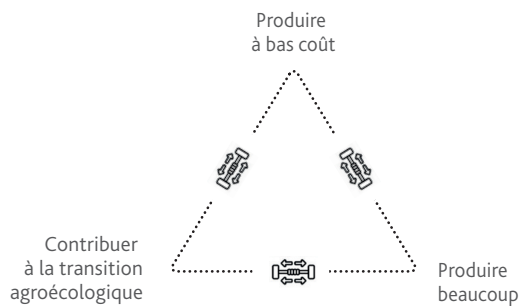
³ Les chiffres définitifs pour la production de biogaz valorisé directement en 2024 ne sont pas encore disponibles.

⁴ Ce discours est exprimé entre autres dans le plan climat de 2004, puis le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables de 2009 (MEDD, 2004 ; MEEDDM, 2009).

⁵ Digestat : résidu de la méthanisation de biomasse, il est riche en azote sous forme minérale et peut être utilisé comme fertilisant sur les sols. Voir partie 1.

⁶ En 2023, le prix moyen du gaz fossile consommé en France a été de 39,2 €/MWh (MTE, 2024a).

FIGURE 2. Trilemme des politiques publiques pour le développement du biométhane



Source : auteurs.

de réduire de plus de moitié les coûts de production du biométhane d'ici à 2030. Une telle baisse ne s'est pas matérialisée dans les cinq dernières années, et la nouvelle PPE proposée en mars 2025 ne mentionne plus de trajectoire de coûts.

La filière se retrouve ainsi face à une triple injonction :

1. Augmenter significativement la production pour la multiplier par 4 d'ici 2035, et par plus de 10 d'ici 2050 : il s'agit là d'un changement d'échelle à tous les niveaux : approvisionnement en biomasse, construction et localisation des méthaniseurs, raccordement aux réseaux, évolution des usages pour valoriser ce biogaz, épandage, etc. ;
2. Réduire les coûts de production, afin de ne pas grever les budgets publics ou ceux des consommateurs (industriels ou ménages) ;
3. Contribuer à la transition agroécologique en rémunérant les agriculteurs pour des pratiques plus vertueuses, dont on fait l'hypothèse qu'elles n'auraient sinon pas été adoptées.

La poursuite simultanée de ces trois objectifs constitue un *trilemme*, dans lequel chaque objectif est susceptible d'entrer en tension avec les deux autres, au moins en partie (Figure 2).

Cette *Étude* propose d'en explorer les différentes dimensions. Elle repose pour cela sur deux piliers : une analyse de la place du biogaz et du biométhane dans les scénarios de décarbonation

existants pour la France ; et une évaluation des dynamiques agroenvironnementales induites par le déploiement de la politique de soutien à la méthanisation en France.

Sur cette base, l'*Étude* fait des propositions d'évolution dans les politiques publiques pour, simultanément, mieux reconnaître et prendre en charge certaines tensions entre les éléments du trilemme, et identifier des manières de réduire ces tensions en faisant évoluer tant le système agricole qu'énergétique. Ce faisant, l'*Étude* croise des analyses relevant des secteurs de l'agriculture, de l'énergie, et des transports, qui sont le plus souvent disjointes.

L'*Étude* s'organise en quatre parties. Une première partie présente le cadre conceptuel adopté pour la conduire l'analyse ; celui-ci propose de distinguer cinq dimensions de la filière méthanisation pour explorer les implications d'un passage à l'échelle de la production. La deuxième partie pose la question des besoins en termes d'usage sur la base d'une revue comparée des scénarios existants. Elle montre notamment que même en étant ambitieux sur la baisse de la demande énergétique finale et le déploiement des renouvelables, les scénarios actuels tablent tous sur un besoin en biométhane d'au moins 100 TWh pour atteindre la neutralité climatique. Dans une troisième partie, les enjeux de production à l'amont de la filière sont explorés à partir des données disponibles : approvisionnement en biomasse, implications agroenvironnementales et coûts de production. Ces analyses mettent en évidence des tensions fortes entre les trois objectifs du trilemme et l'impossibilité de les tenir ensemble dans le cadre actuel de politiques publiques et de fonctionnement des systèmes énergétiques et alimentaires. Face à ce constat, la quatrième et dernière partie propose des pistes pour réduire les tensions à l'œuvre dans ce trilemme. Elle montre qu'à court terme, la mise en œuvre du cadre réglementaire doit être renforcée pour assurer un développement plus cohérent de la filière et réduire ses impacts ; mais qu'à moyen et long terme, au vu des difficultés à concilier les trois objectifs du trilemme, des changements systémiques doivent être enclenchés afin d'intégrer la méthanisation aux transition agroécologique et énergétique de manière plus harmonieuse – ce qui passera, entre autres, par une révision des objectifs sur les volumes et les prix.

1. DES BIOMASSES AUX USAGES DU GAZ : UN CADRE ANALYTIQUE POUR SAISIR LA FILIÈRE BIOMÉTHANE

La méthanisation consiste en la dégradation de substrats organiques par des microorganismes. Cette réaction s'opère dans un méthaniseur et conduit à deux produits : du biogaz, composé principalement de méthane (CH_4), désigné par le terme de biométhane dans la suite du texte, et de dioxyde de carbone (CO_2) ; et un « digestat », phase organique résiduaire, qui contient tous les autres éléments présents dans les intrants du méthaniseur (encadré 1). Le digestat, de son côté, est couramment épandu sur des terres agricoles du fait de son potentiel agronomique en tant que fertilisant et amendement organique. Le biogaz obtenu peut être soit brûlé pour produire de l'énergie sur son lieu de production – c'est la filière de cogénération –, soit épuré en biométhane pour être injecté sur le réseau – c'est la filière injection. Comme indiqué en introduction, cette étude se focalise sur les enjeux associés à la filière injection.

Le procédé tel que brièvement décrit ci-dessus peut être décomposé en quatre dimensions, qui constituent les axes d'analyse de cette étude. Ils sont repris sur la **Figure 3** et développés ci-dessous.

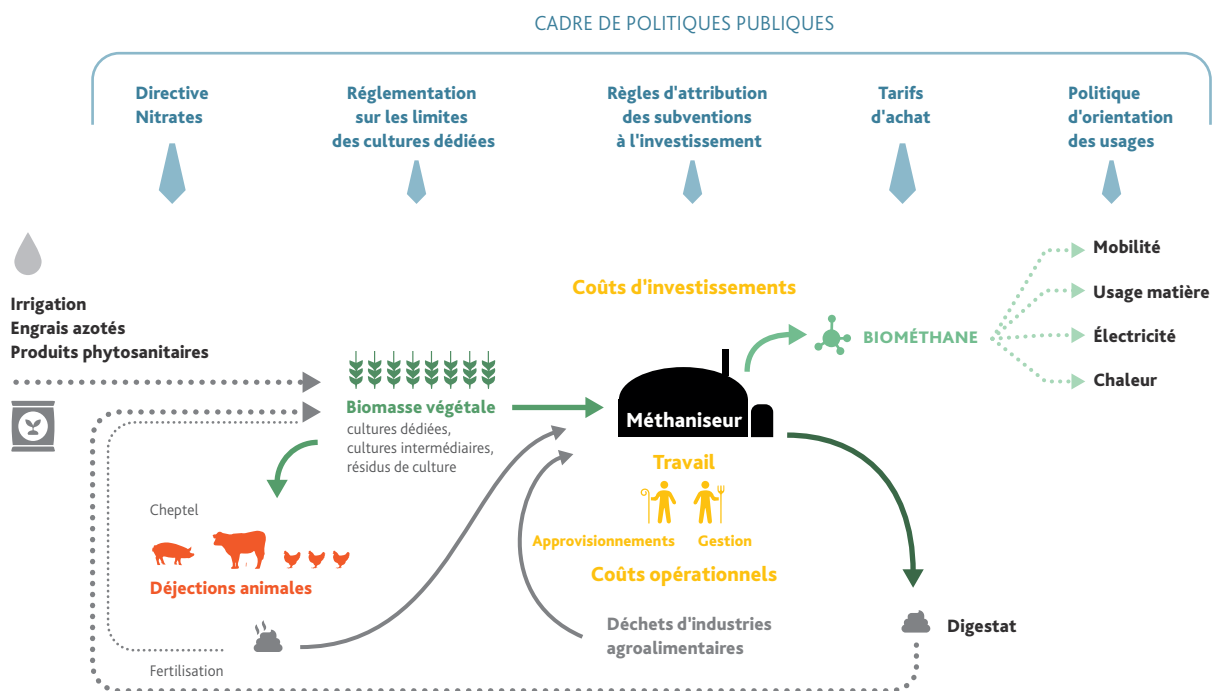
1. Si l'on produit du biométhane, c'est d'abord parce qu'il y a une demande pour des usages spécifiques, et qu'on considère

que la mobilisation de biométhane est plus intéressante énergétiquement et climatiquement que d'autres alternatives. On distingue ainsi des usages énergétiques sous forme : (1) de chaleur dans l'industrie ou dans le bâtiment ; (2) d'intrants dans certaines industries (usages non énergétiques) ; ou (3) de carburant dans la mobilité. Les qualités de ce vecteur énergétique, en termes de bilan de gaz à effet de serre (GES) et de rendement énergétique, qui en font une alternative intéressante à d'autres vecteurs carbonés ou renouvelables, sont présentés dans la partie 2 (sections 2.1 et 0) ; les besoins des différents secteurs pour décarboner le mix énergétique français, tels qu'envisagés dans les scénarios actuellement en discussion en France, sont ensuite discutés dans les sections 2.3 et 2.4.

2. Produire du biométhane suppose ensuite de mobiliser de la biomasse de différentes origines : biomasse végétale issue de cultures principales ou intermédiaires, résidus de culture, effluents d'élevage, déchets des industries agroalimentaires. Les modalités de production comme de mobilisation de ces différentes formes de biomasse est un premier aspect central pour juger du potentiel d'atteinte des trois objectifs assignés à la filière : produire beaucoup, à bas coût, en contribuant à la transition agroécologique. Cet aspect sera étudié dans la partie 3, section 3.1.

Les modalités de mobilisation de cette biomasse sur les fermes, tout comme celle de gestion du digestat, sont au cœur de la promesse d'un biogaz comme vecteur de la transition agroécologique : en produisant de la biomasse à partir de

FIGURE 3. Schéma conceptuel pour appréhender le fonctionnement de la méthanisation



Source : auteurs.

cultures intermédiaires aux propriétés agronomiques reconnues, et en utilisant le digestat pour accroître le recyclage des nutriments sur la ferme, la méthanisation pourrait en effet contribuer à l'adoption de pratiques vertueuses. La section 3.2 revient sur les conditions théoriques de réalisation de cette promesse, tandis que la section 3.3 s'intéresse aux effets du cadre réglementaire choisi pour mettre en œuvre cette vision. La section 3.4 se penche en détail sur les données existantes recensant les pratiques *réelles* à l'échelle des fermes et des territoires, pour ensuite émettre des hypothèses quant aux conséquences d'un passage à l'échelle de la filière en section 3.5.

3. La production de biométhane repose sur une infrastructure (le méthaniseur et les équipements associés, y compris l'épuration) et du travail humain pour à la fois faire fonctionner le méthaniseur, gérer les approvisionnements et gérer le digestat. L'ensemble des coûts d'équipement et des coûts opérationnels déterminent les coûts de production complets du biométhane, dont on a vu qu'ils devaient être à la fois suffisamment élevés pour financer des pratiques vertueuses de mobilisation de biomasse et de gestion du digestat ; et suffisamment bas pour trouver preneur sur un marché face aux alternatives fossiles. Ces aspects sont abordés dans la section 3.5.3 au regard des enjeux de passage à l'échelle.

4. Enfin, le développement de la méthanisation est encadré par un ensemble de mesures de politiques publiques, dont l'état des lieux fait en section 3.5 permet d'identifier des enjeux structurants pour les prochaines années, au regard des trois enjeux du trilemme étudié ici. Sur cette base, la partie 4 esquisse des orientations de politique publique qui pourraient permettre de mieux gérer les tensions entre ces trois enjeux.

ENCADRÉ 2. DÉFINITION DES CULTURES INTERMÉDIAIRES À VOCATION ÉNERGÉTIQUE (CIVE)

Une spécificité de la filière méthanisation française est l'utilisation de cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE). Elles représentaient 13 % des matières méthanisées en 2022 (**Figure 1**), et les scénarios de neutralité climat à 2050 font l'hypothèse qu'elles représentent la majeure partie des matières agricoles méthanisées à long terme (Ademe, 2022 ; Solagro, 2024b). Le scénario Afterres2050 envisage que les CIVE soient généralisées sur tout le territoire à horizon 2050 (Solagro, 2016).

Les CIVE sont définies par la loi comme des cultures « semées et récoltées entre deux cultures principales », en opposition aux cultures principales, qui sont « soit présentes le plus longtemps sur un cycle annuel ; soit identifiables entre le 15 juin et le 15 septembre sur la parcelle, en place ou par leurs restes ; soit commercialisées sous contrat »⁷.

Pour les promoteurs des CIVE qui ont introduit ce concept, ces dernières constituent des matières supplémentaires à méthaniser, tout en interagissant avec les cultures principales de manière minime. Elles visent aussi des bénéfices agroenvironnementaux en augmentant la couverture des sols, en limitant le lessivage des nutriments et l'érosion des sols, et parce qu'une partie est gardée au sol et sert d'engrais vert (Bes de Berc, 2020) – dans Afterres, ce dernier usage représente deux tiers de la production de CIVE (Solagro, 2016). A la différence des cultures énergétiques dédiées, les CIVE n'entrent en principe pas directement en concurrence avec la production alimentaire, et ainsi éviteraient les effets néfastes de la méthanisation vus notamment en Allemagne (Vergara & Lakes, 2019). En théorie, les CIVE mobilisent moins de ressources (irrigation, produits phytosanitaires, engrais) que les cultures principales. Dans l'argumentaire, les CIVE peuvent aussi à certains moments être utilisées à d'autres fins, notamment en fourrage (Bes de Berc, 2020 ; Solagro, 2016).

⁷ Décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 pris pour l'application de l'article L. 541-39 du code de l'environnement.

2. DES USAGES DU GAZ PROFONDÉMENT TRANSFORMÉS DANS L'ATTEINTE DE LA NEUTRALITÉ CARBONE, MAIS QUI RESTENT IMPORTANTS QUEL QUE SOIT LE SCÉNARIO

Cette partie s'intéresse au premier objectif du trilemme : augmenter significativement la production de biométhane. Cet objectif est notamment justifié par deux arguments : (1) la production et l'usage de biométhane génèrent beaucoup moins d'émissions de gaz à effet de serre (GES) que du gaz fossile ; (2) elle présente rendement énergétique intéressant. Nous commençons par examiner ces deux hypothèses, concernant le bilan GES (section 2.1) puis le taux de retour énergétique de la production de biométhane (section 0). Nous montrerons notamment que les formes que prend la méthanisation jouent un rôle déterminant dans ces deux bilans environnementaux. Nous revenons ensuite sur les besoins en biométhane des principaux scénarios de décarbonation profonde aujourd'hui dans le débat français (sections 2.3 et 2.4).

2.1. Un bilan de gaz à effet de serre (GES) consensuel dans le débat politique mais discuté dans la sphère scientifique

Le bilan GES du biométhane est en apparence peu controversé, au moins dans les débats de politiques publiques français. Le chiffre utilisé comme référence par la plupart des acteurs est celui de

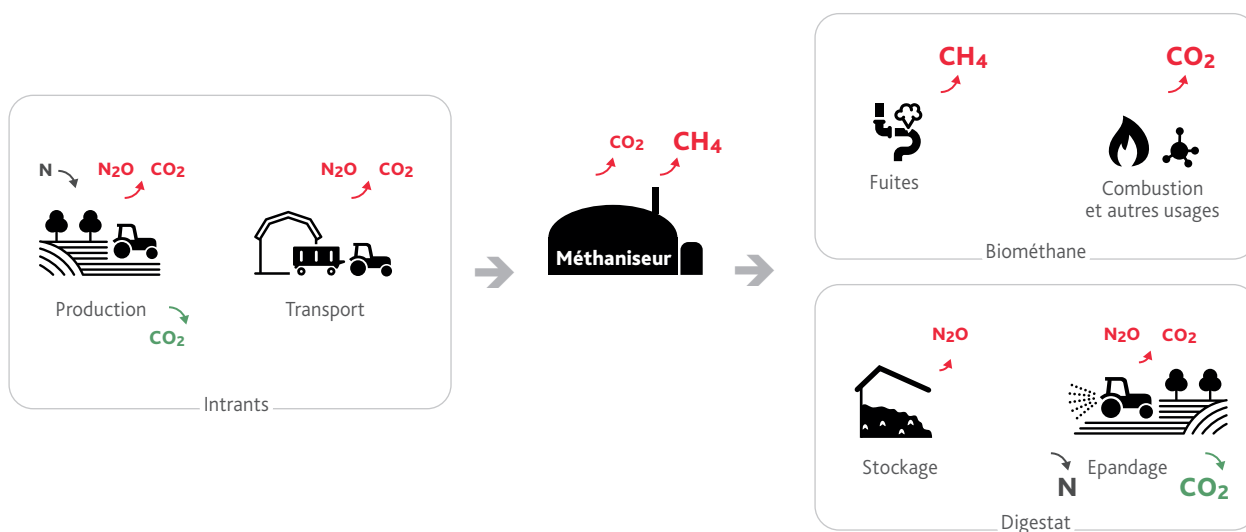
la base carbone de l'Ademe pour le mix injecté moyen (41,64 g CO₂eq/ kWhPCI), qui s'appuie sur des travaux menés par Agrosolutions et CGI Consulting et commandés par GRDF (Ademe, 2025b ; GRDF, 2023). La valeur pour le biométhane d'origine agricole retenue par la base carbone est de 43,56 g CO₂eq/ kWhPCI pour la filière « agricole autonome » et de 43,20 g CO₂eq/ kWhPCI pour la filière « agricole territoriale » (Ademe, 2025b ; GRDF, 2023). Pour comparaison, le facteur d'émissions du gaz fossile issu du réseau français est de 227 CO₂eq/kWhPCI selon la base carbone, soit cinq fois plus élevé (Ademe, 2025b). Cependant, la littérature scientifique n'est pas aussi consensuelle. Des méthodologies hétérogènes de comptabilité des GES sont utilisées et elles aboutissent à des résultats très variables.

Par ailleurs, la grande variabilité des approches de méthanisation rend très difficile l'interprétation de données moyennes. Entre un méthaniseur de petite taille, déjà amorti financièrement et servant essentiellement à valoriser de manière opportuniste des cultures ratées (i.e. semis qui ont mal levés, rendements ou qualités trop faibles pour être valorisés sur le marché, etc.), des effluents d'élevage ou des résidus de culture, et un méthaniseur exigeant pour sa bonne marche un approvisionnement continu avec des rendements de 5 à 6 t MS/ha de CIVE pour rentabiliser la récolte (contre 2 à 4 t MS/ha pour des couverts non destinés à être récoltés mais uniquement à couvrir les sols), les émissions attribuables à la méthanisation elle-même varient considérablement.

La production de biogaz et biométhane génère des émissions de GES à toutes ses étapes (mais peut également contribuer au stockage de carbone), représentées en **Figure 4** et listées ci-après :

— à la production des intrants lorsqu'il s'agit de cultures (dédiées ou CIVE) : celles-ci occasionnent des consommations

FIGURE 4. Représentation des émissions de gaz à effet de serre pendant la production de biométhane



La production de biogaz et biométhane génère des émissions de GES à toutes ses étapes, et peut également contribuer au stockage de carbone.

Source : auteurs.

- tions énergétiques via l'usage des tracteurs, la fabrication des engrais synthétiques éventuellement mobilisés ; ainsi que des émissions de protoxyde d'azote en cas de fertilisation ;
- au stockage et transport des substrats, qui donnent lieu à des émissions de protoxyde d'azote (N_2O) et de CO_2 ;
 - à l'utilisation du méthaniseur, qui nécessite de l'énergie pour être amené à température ;
 - au stockage et à l'épandage du digestat, qui génère des émissions de protoxyde d'azote ; néanmoins cette étape peut également permettre un stockage de carbone organique *additionnel* dans les sols agricoles ;
 - aux éventuelles fuites de méthane dans les infrastructures ;
 - à la combustion lors de l'usage final, qui occasionne des émissions de CO_2 .

Au-delà des émissions ou du stockage direct de carbone, l'usage du biométhane peut permettre de réduire les émissions lorsqu'il se substitue à un vecteur énergétique fossile, notamment le gaz naturel. De même, lorsque l'épandage de digestat vient en substitution d'engrais synthétiques (produits à partir d'énergies fossiles), cela contribue indirectement à baisser les émissions de GES.

Il existe une littérature scientifique fournie concernant le bilan GES du biogaz issu de méthanisation agricole et utilisé en cogénération (Bacenetti & Fiala, 2015 ; Bachmaier *et al.*, 2013 ; Chen *et al.*, 2012 ; Siddiqui *et al.*, 2020 ; Vasco-Correa *et al.*, 2018). En comparaison, assez peu d'études s'intéressent au biométhane injecté (Malet *et al.*, 2023 ; Poeschl *et al.*, 2012), mais des études issues de la littérature grise sont disponibles (Esnouf *et al.*, 2021 ; GRDF, 2023 ; Quantis, 2020 ; Quantis & ENEA Consulting, 2015).

Les émissions fugitives de méthane liées à la production et au conditionnement du biométhane font l'objet d'études spécifiques. Souvent sous-estimées, elles pourraient néanmoins très fortement restreindre l'avantage climatique attribué au biométhane par rapport aux énergies fossiles, comme l'indique l'Encadré 3.

Pour mieux comprendre les enjeux de la discussion académique au sujet du bilan GES, il est nécessaire de faire un détour par les enjeux méthodologiques de l'évaluation GES. Trois manières principales de rendre compte de la multi-dimensionnalité de la méthanisation, qui produit du biométhane mais remplit aussi une fonction de fertilisation et de traitement des biodéchets, coexistent : par extension des frontières, par substitution, et par affectation de ratios (selon un principe économique, notamment). La différence entre ces méthodologies est présentée en annexe (section 7.1).

La base carbone de l'Ademe choisit de ne faire figurer que des estimations utilisant des ratios d'affectation économique. La deuxième directive énergies renouvelables de l'Union européenne (RED II) lui préfère la substitution (Brockmann & Le Roux, 2023).

Les trois méthodologies aboutissent à des résultats différents et difficilement comparables entre eux, comme illustré en **Tableau 1**. Un nombre plus grand d'études comparables entre elles permettraient de consolider les connaissances concernant le bilan GES du biométhane.

ENCADRÉ 3. ENJEUX DE MESURE ET CONTRÔLE DES FUITES DE MÉTHANE DE LA FILIÈRE MÉTHANISATION

Les estimations du bilan GES de la méthanisation reposent généralement sur l'hypothèse de fuites limitées (0 à 2 %). Par exemple, Quantis retient une perte de 1,5 % au niveau du digesteur et des valeurs différenciées pour le stockage du digestat selon les substrats, tandis qu'INRAE Transfert suppose 0,4 % de fuites non torchées (Esnouf *et al.*, 2021 ; Quantis & ENEA Consulting, 2015).

En réalité, les données de terrain sont limitées et indiquent une forte variabilité. En France, une étude menée sur une vingtaine d'unités du Grand Est observe des taux compris entre 1 et 10 % (Bonne *et al.*, 2025). En Bavière, (Siddiqui *et al.*, 2020) relèvent une moyenne de 2,5 %, et au Danemark, une étude couvrant 60 % des installations signale des fuites allant de 0 à 40 %, avec une moyenne de 2,1 % pour le biogaz agricole (Fredenslund *et al.*, 2023).

Ces écarts peuvent modifier radicalement le bilan climatique. INRAE Transfert montre qu'un passage de 0,5 % à 3 % de fuites réduit l'avantage climatique de deux tiers par rapport à un scénario sans méthanisation, tout en maintenant un avantage relatif de la méthanisation (Esnouf *et al.*, 2021).

La réglementation française a introduit des exigences spécifiques dans le cadre des ICPE pour limiter ces émissions. Depuis 2021, les exploitants doivent « réduire leurs émissions au maximum » avec des seuils réglementaires : 1 % pour les installations de capacité inférieure à 50 Nm^3/h et 0,5 % pour celles de capacité supérieure. Les nouvelles unités doivent être équipées de torchères pour l'élimination du méthane non valorisé. Des mesures complémentaires, telles que la conception optimisée des digesteurs et l'entretien régulier des équipements, sont également encouragées (FELeaks, 2024 ; INERIS, 2024).

La surveillance reste toutefois un point critique. L'Ademe recommande la mise en place d'un contrôle annuel des fuites, et certains pays européens vont plus loin : au Danemark, les producteurs sont incités à mesurer leurs émissions fugitives chaque année et à recourir à des prestataires externes pour proposer des ajustements (Ademe, 2023 ; Joint Research Centre, 2024) (Ademe, 2023 ; Joint Research Centre, 2024).

Des investissements adaptés, un suivi systématique et un contrôle effectif conditionnent ainsi la crédibilité du bénéfice climatique de la filière biométhane.

TABEAU 1 : Résultats d'impacts en émissions de gaz à effet de serre de la production de biométhane selon différentes méthodologies. Source : auteurs, d'après (Brockmann & Le Roux, 2023).

ÉTUDE	EXTENSION DES FRONTIÈRES	SUBSTITUTION	RATIOS D'AFFECTATION
INRAE Transfert (Esnouf <i>et al.</i> , 2021) – scénario "culture"	87,6 g CO ₂ eq/UF	-8,2 g CO ₂ eq/kWh _{PCI}	
INRAE Transfert (Esnouf <i>et al.</i> , 2021) – scénario "élevage"	158 g CO ₂ eq/UF	-165 g CO ₂ eq/kWh _{PCI}	
(GRDF, 2023) filière agricole autonome		-66,5 g CO ₂ eq/kWh _{PCI}	43,56 g CO ₂ eq/kWh _{PCI}
(Quantis, 2020) moyenne prospective de la filière en 2023		23,4 g CO ₂ eq/kWh _{PCI}	
(Börjesson <i>et al.</i> , 2015)		22,2 g CO ₂ eq/kWh _{PCI}	118,8 g CO ₂ eq/kWh _{PCI}

Malgré ces écarts méthodologiques, des enseignements peuvent être tirés des résultats de chaque étude. Premièrement, les émissions associées à l'usage de biométhane sont plus basses que dans une situation où du gaz fossile est utilisé⁸ – sous certaines modalités de production et sous l'hypothèse que les fuites restent minimales (en dessous de 1 % – voir encadré 3) :

- l'étude INRAE Transfert montre que le recours au biométhane permet une baisse de presque 75 % du bilan en émissions de GES – en comptant à la fois les émissions directes et le stockage de carbone, selon les hypothèses d'émissions de référence prises dans l'étude (Esnouf *et al.*, 2021). Cette baisse suppose des fuites de méthane d'environ 0.5 % ; elle est ramenée à 65 %⁹ si les fuites sont de l'ordre de 1.5 % et à -50 %¹⁰ si elles sont de 3 % – des valeurs qui ne sont pas rares (voir encadré 3) ;
- l'étude (Quantis, 2020) estime que la filière biométhane française émet 80 % d'émissions de GES de moins

(44 gCO₂ eq/kWh PCI) que son équivalente en gaz fossile. (GRDF, 2023) estime que la filière biométhane française émet 80 % d'émissions de GES de moins que son équivalente en gaz fossile (42 g CO₂ eq/kWh contre 227 g CO₂ eq/kWh_{PCI} pour le gaz fossile selon la base carbone de l'Ademe) ;

- (Börjesson *et al.*, 2015), estiment que l'utilisation de biogaz comme carburant baisse les émissions de GES entre 64 à 120 % par rapport à l'équivalent fossile considéré dans l'étude.

Deuxièmement, plusieurs études soulignent l'importance de certaines pratiques agricoles pour assurer un bilan GES bas :

- la couverture du stockage de digestat (Esnouf *et al.*, 2021 ; Malet *et al.*, 2023). Dans l'étude INRAE Transfert, la non-couverture diminue la baisse des émissions de GES associée à la méthanisation de -75 % à -50 (Esnouf *et al.*, 2021 ; GRDF, 2023 ; Malet *et al.*, 2023). Dans l'étude INRAE Transfert, la non-couverture diminue la baisse des émissions de GES associée à la méthanisation de -75 % à -50 % ;
- introduire des légumineuses parmi les CIVE, et choisir des CIVE qui stockent le carbone¹¹ améliore significativement les impacts climat (Esnouf *et al.*, 2021), en plus de générer d'autres co-bénéfices environnementaux (voir partie 3).

Enfin, même si le bilan en émissions peut baisser grâce à certaines pratiques, il reste positif¹². En plus des contraintes liées à la production de biomasse agricole, cela souligne l'importance d'une approche de sobriété vis-à-vis des usages du biométhane.

Bien que de nombreuses analyses des émissions de GES de la méthanisation existent, les méthodologies sont disparates, ce qui rend les comparaisons difficiles. Les données disponibles suggèrent que les émissions varient de manière significative selon les modalités de méthanisation. L'utilisation de biométhane génère moins d'émissions par rapport au gaz fossile, mais cette amélioration est subordonnée à certaines pratiques agricoles : stockage de carbone par les CIVE, couverture du digestat, minimisation des fuites de méthane. Cela souligne l'importance de l'adoption de certaines pratiques sur le terrain (voir section 3.4). Dans un contexte de développement accéléré des CIVE, il est fondamental de clarifier les conditions de leur culture pour garantir un bilan GES le plus bas possible.

2.2. Le rendement énergétique, un sujet peu étudié mais central pour le développement de la méthanisation

La notion de rendement énergétique permet d'évaluer l'opportunité de développer un vecteur énergétique. Ce rendement est

⁸ (Malet *et al.*, 2023) constitue une exception notable : l'analyse montre qu'il n'y a pas de bénéfice significatif en moyenne à méthaniser la biomasse par rapport à son épandage direct sur les sols dans le cas de la cogénération. Mais les auteurs soulignent une forte variabilité entre les trente unités de méthanisation étudiées : les résultats s'échelonnent entre -1302 à +1081 kg CO₂ eq/t C ; pour un tiers de l'échantillon, la méthanisation améliore le bilan GES, tandis que c'est le contraire pour les deux tiers restants. Cela fait écho aux observations concernant le bilan agroécologique (section 3.4). L'étude montre aussi l'importance du choix du scénario de référence : si des bonnes pratiques sont déjà intégrées au scénario de référence, les bénéfices apportés par la méthanisation sont moins marqués.

⁹ À la fois pour le scénario « élevage » et pour le scénario « cultures ».

¹⁰ -50 % pour le scénario « élevage », -55 % pour le scénario « cultures ».

¹¹ L'hypothèse où les CIVE permettent de stocker deux fois plus de carbone réduit l'impact 'changement climatique' de 12 % par rapport au scénario sans méthanisation (Esnouf *et al.*, 2021).

¹² La méthanisation ne constitue pas une exception en la matière par rapport aux énergies renouvelables électriques (solaire, éolien).

généralement calculé comme le ratio entre l'énergie disponible d'un vecteur donné et l'énergie dépensée pour le produire : on parle de taux de rendement énergétique (TRE). Si le TRE est inférieur à 1, alors la production du vecteur n'a pas d'intérêt énergétique puisqu'on dépense plus d'énergie à produire le vecteur qu'il n'en est disponible à la fin. Inversement, plus un TRE est haut, plus la filière a un intérêt énergétique, tandis qu'un TRE faible est d'autant moins intéressant. Cependant, si la production d'un vecteur énergétique mobilise peu d'énergies fossiles, alors un TRE plutôt faible (supérieur à 1 mais proche de 1) n'est pas nécessairement rédhibitoire.

À notre connaissance, aucune analyse à grande échelle des TRE des unités de méthanisation installées en France n'est disponible. Les travaux académiques existant portent en majorité sur des projets de cogénération qui valorisent des effluents d'élevage et des cultures énergétiques, des systèmes peu comparables à ceux développés pour faire de l'injection, majoritairement à base de CIVE et de résidus de cultures et de l'industrie. Le cas des CIVE est en particulier peu étudié. Une revue de la littérature des TRE de la méthanisation, à la fois des filières injection et cogénération, est disponible en Annexe (section 7.2).

De même que pour les bilans GES, les études reposent souvent sur des hypothèses quant aux frontières du système et à la nature des intrants (déjections vs. CIVE) très différentes, qui les rendent difficilement comparables – outre les différences fondamentales qui existent entre injection et cogénération. Des travaux plus systématiques seraient nécessaires pour compléter les premiers enseignements tirés ci-dessous.

La revue de littérature montre des TRE entre 1.7 et 10 pour l'injection. Les TRE seraient donc supérieurs à 1, variables selon les conditions de méthanisation, mais relativement faibles dans l'absolu¹³. Mais la valeur minimale de TRE atteinte pour l'injection [1.7 pour (The Shift Project, 2021)], est très proche de 1, suggérant que dans certaines situations, le TRE d'une installation pourrait se situer sous 1¹⁴. Il est difficile cependant d'identifier les conditions amenant à ces TRE dans les études.

Comme la production de biométhane mobilise généralement des apports énergétiques fossiles¹⁵ et que son TRE est relativement faible, l'objectif sur le plan énergétique est bien de favoriser les modalités de production qui maximisent le TRE. La revue de littérature nous indique les éléments suivants :

- l'épandage du digestat semble améliorer le TRE par rapport à une situation où le digestat ne peut pas être complète-

ment épandu sur la même exploitation (Gómez-Camacho *et al.*, 2021) ;

- les systèmes agricoles avec moins de mécanisation ont tendance à présenter un TRE plus élevé (Arodudu *et al.*, 2016) ;
- le transport des intrants sur de plus longues distances donne un TRE plus faible, même si la différence est relativement petite dans les études considérées (Muradin & Kulczycka, 2020 ; Yazan *et al.*, 2018) ;
- la méthanisation qui mobilise des résidus – qui auraient constitué des déchets autrement – présente un TRE structurellement meilleur que les cultures : on peut parler à cet égard de méthanisation « opportuniste » (Gómez-Camacho *et al.*, 2021) ;
- la décarbonation de la consommation énergétique de l'agriculture, entre autres pour les machines et le chauffage des bâtiments, pourraient améliorer le TRE de la méthanisation, grâce à des équipements avec une meilleure efficacité énergétique, *a fortiori* dans les cas d'électrification¹⁶.

Une seule étude se penche sur le cas des CIVE et suggère que le TRE du biométhane issu des CIVE (2.2) est semblable à celui issu de cultures énergétiques (2 avec du maïs), étudié dans la même analyse (Pierie *et al.*, 2015). Une hypothèse plausible pour expliquer ce faible TRE est que les CIVE sont fréquemment irrigués et fertilisés pour maximiser la production de biomasse et ainsi rendre leur récolte suffisamment rémunératrice – bien que ces pratiques soient à rebours de la définition « théorique » des CIVE (cf. Encadré 2 et section 3.4). La question des conditions de mise en œuvre de CIVE, déjà évoqué dans la section précédente, apparaît donc centrale pour assurer un bilan énergétique et climatique solide à la méthanisation.

Dans un contexte d'usages concurrentiels des ressources en biomasse, des comparaisons de rendement énergétique peuvent informer les arbitrages entre plusieurs façons de valoriser la biomasse, par exemple entre bioénergie solide et biométhane dans l'industrie ou entre biocarburants et biométhane dans les transports. Il peut aussi être pertinent dans l'évaluation de différents usages énergétiques des sols agricoles, entre fabrication de biocarburants, de biogaz/biométhane ou d'électricité via du photovoltaïque (agrivoltaïsme). Ces enjeux ne sont pas discutés dans cette étude.

L'analyse du rendement énergétique de la production de biométhane indique un bilan positif (TRE supérieur à 1), mais qui dépend fortement des pratiques agricoles engagées, et qui montre bien la différence entre une méthanisation « opportuniste », et une méthanisation « dédiée ». Les pratiques agricoles à encourager pour maximiser le TRE sont logiquement similaires à celles identifiées dans l'analyse du bilan GES (section précédente).

¹³ Les données disponibles sur la filière cogénération indiquent une fourchette de résultats entre 0,09 et 22,4. Le TRE varie selon les intrants utilisés, leur transport ou non, les modalités de stockage et d'épandage du digestat, la technologie de production utilisée, le type de travail agricole associé.

¹⁴ Par ailleurs, dans deux cas de cogénération de notre revue de littérature, on obtient des TRE proches voire inférieurs à 1 (Gómez-Camacho *et al.*, 2021 ; Wang *et al.*, 2021). (Gómez-Camacho *et al.*, 2021) indique qu'il s'agit des cas de méthanisation de maïs ou de sorgho ensilage, minoritaires en France aujourd'hui.

¹⁵ Notamment pour alimenter les machines agricoles pour la récolte des cultures et résidus et l'épandage du digestat, pour le chauffage des bâtiments d'élevage et pour la fabrication de fertilisants synthétiques lorsqu'ils sont utilisés (Ademe, 2019).

¹⁶ Les équipements électriques sont généralement plus efficaces que ceux utilisant des énergies fossiles (thermiques).

2.3. Tous les scénarios convergent vers la nécessité d'une forte baisse de la consommation de gaz fossile pour atteindre la neutralité climat

Le développement du biométhane s'inscrit dans une transformation plus large du système énergétique pour l'atteinte de la neutralité climat. Tous les scénarios visant cet objectif combinent une sortie quasiment complète des énergies fossiles (pétrole, charbon, gaz fossile), une réduction forte de la consommation finale d'énergie dans tous les secteurs, et une évolution des rôles des vecteurs énergétiques, avec un rôle prépondérant donné à l'électricité, notamment renouvelable (Figure 5). Cette section analyse ces scénarios, et en tire des constats quant au rôle du développement du biométhane par rapport à d'autres leviers de la transition énergétique.

Elle s'appuie sur l'analyse de plusieurs scénarios de neutralité climat à 2050 pour la France : la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) actuellement en vigueur, adoptée en 2020 ; les quatre scénarios Transition(s) 2050 de l'Ademe, S1, S2, S3 et S4 ; et le scénario Négawatt le plus récent. Ils ont été choisis parce qu'ils modélisent tout le système énergétique à un niveau de détail permettant une analyse comparée de tous les secteurs. Ponctuellement, l'analyse s'appuie aussi sur des scénarios qui ne modélisent pas tout le système. Une description plus détaillée de ces scénarios est disponible en annexe (section 7.3).

2.3.1. Une baisse conséquente des usages du gaz, mais difficiles à remplacer par d'autres vecteurs énergétiques

Dans les scénarios, la consommation de gaz fossile baisse significativement grâce aux mesures de sobriété et d'efficacité énergétique (section 2.3.2), à l'électrification (section 2.3.3), et au développement de gaz dits « bas carbone », aux émissions

réputées plus faibles que celles du gaz fossile¹⁷ : le biométhane, l'hydrogène, le méthane synthétique¹⁸.

Tous types de méthane confondus, la quantité de méthane consommé baisse entre 45 et 70 % entre 2022 et 2050 quel que soit le scénario considéré. Seule exception : le scénario S4 de l'Ademe, qui mobilise encore du gaz fossile à 2050 (couplé à du CCS) à partir d'importations (Figure 6).

Les méthanes bas-carbone ne peuvent remplacer la totalité du gaz fossile parce que leurs gisements sont limités : l'hydrogène par la disponibilité d'électricité renouvelable et nucléaire, le biométhane par l'approvisionnement en biomasse (cf. section 3.1), et le méthane synthétique par la disponibilité d'hydrogène électrolytique et de CO₂. Selon les scénarios, le niveau de biométhane produit se situe entre 94 TWh (Ademe S1) et 157 TWh (SNBC 2) (Figure 6).

2.3.2. La maîtrise de la demande comme pilier

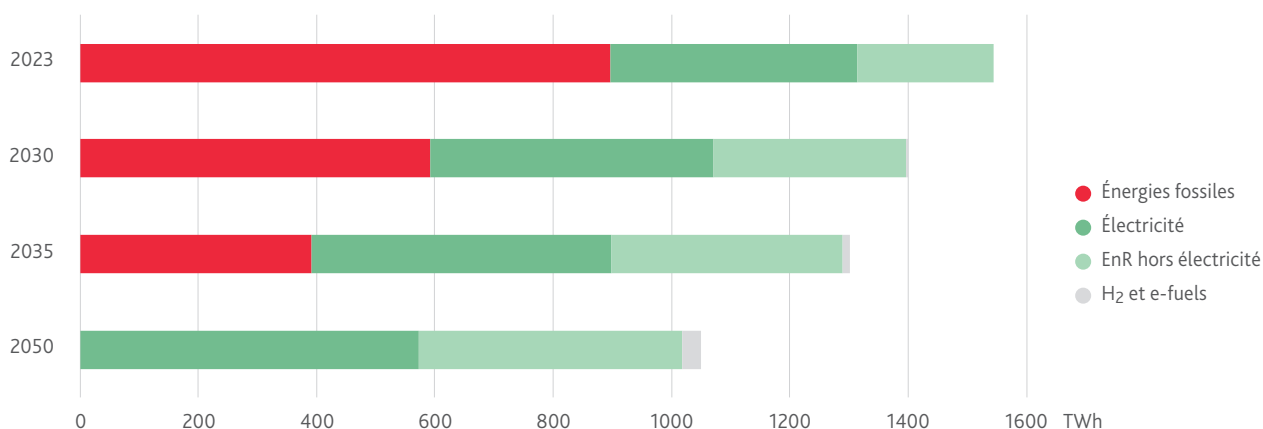
Cet objectif est central dans les politiques énergie-climat françaises¹⁹, mais la PPE 3 provisoire, tout comme le SGPE et le HCC alertent sur le risque de ne pas atteindre les cibles fixées

¹⁷ Les émissions de gaz à effet de serre (GES) du biométhane sont discutées dans la section 2.1. Pour l'hydrogène, voir l'étude Iddri (Bouacida & Berghmans, 2022).

¹⁸ Par méthane synthétique, on entend ici le méthane (CH₄) produit à partir d'hydrogène (H₂) issu d'électrolyse, et de CO₂, issu entre autres d'épuration de biogaz ou de captage direct dans l'air, à l'aide du procédé de méthanation (ou Fischer-Tropsch).

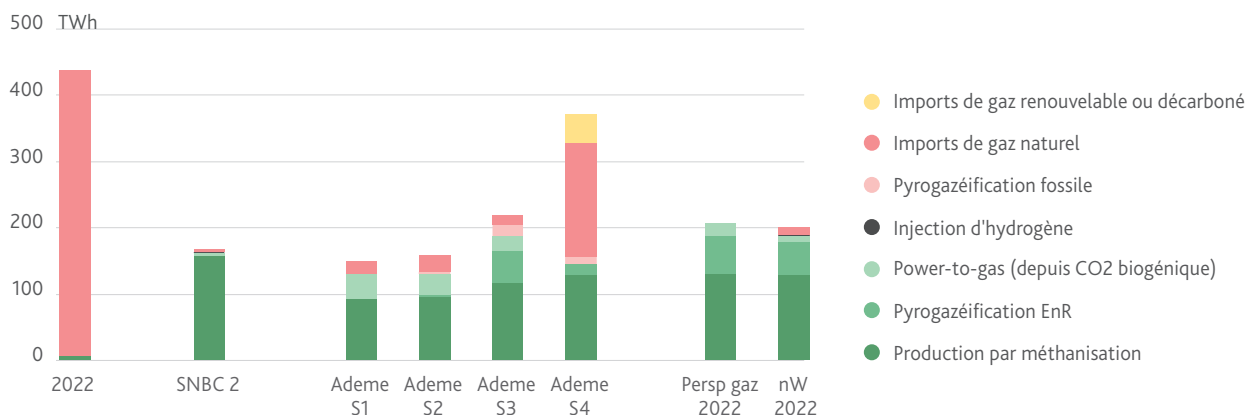
¹⁹ La loi française dispose que la consommation en énergie finale diminue de moitié entre 2012 et 2050 (LTECV 2015), tandis que la directive européenne pour l'efficacité énergétique (DEE) révisée en 2023 exige une accélération des économies d'énergie à 2030. Selon la version provisoire de PPE 3, cela implique que la France économise 38 TWh par an entre 2024 et 2030, contre un rythme actuel de -22 TWh par an (MTE, 2025a).

FIGURE 5. Consommation, en TWh, d'énergie finale en France en 2022, 2030, 2035 et en 2050 selon la version provisoire de la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie mise en consultation en mars 2025



Source : auteurs, d'après MTE (2025).

FIGURE 6. Approvisionnement en méthane par source en France en 2022 et en 2050 dans des scénarios de neutralité climat



Sources : auteurs, d'après ADEME (2022), MTEs (2019), Négawatt (2022), GRDF et al. (2022).

(HCC, 2025 ; MTE, 2025a ; SGPE, 2024a)²⁰. D'autres scénarios, encore plus ambitieux, misent sur une sobriété accrue et une efficacité renforcée. Par exemple, le scénario 2022 de Négawatt et le scénario S1 « génération frugale » de l'Ademe tablent sur une réduction de 58 % de la consommation d'énergie finale entre 2012 et 2050 (contre 50 % dans la trajectoire de référence française), tout en visant une sortie du nucléaire avant 2050²¹.

Un tel objectif supposerait une accélération très forte des rénovations énergétiques performantes, alors que ce chantier connaît des retards structurels et récurrents. Le scénario S1 parie ainsi sur 800 000 à 900 000 rénovations performantes par an en moyenne entre 2020 et 2040 (Ademe, 2022), contre seulement 100 000 prévues en 2025 (SGPE, 2024b). Il faudrait également faire évoluer les normes sociales d'habitation : stabilisation du nombre de personnes par logement, fin de l'augmentation de la taille des nouveaux logements, baisse du nombre de résidences secondaires (de 9,5 % des surfaces en 2015 à 2,1 % en 2050 dans S1), développement d'usages partagés des bâtiments (NégaWatt, 2022).

Dans l'industrie, la demande en produits industriels est un levier majeur. La SNBC 2 envisage une baisse de 20 % de la consommation d'énergie finale entre 2015 et 2050 tandis que le scénario S1 fait l'hypothèse d'une baisse de 50 %, grâce à une diminution significative de la production industrielle. Le scénario Négawatt anticipe une baisse plus modérée de la consommation énergétique, de l'ordre de 20 % entre 2014 et 2050.

Au contraire, la version en discussion de la PPE 3 fait l'hypothèse d'une hausse de 50 TWh de la consommation énergétique industrielle (MTE, 2025a).

Ainsi, même la trajectoire de référence française qui vise une réduction de moitié de la consommation finale d'énergie entre 2012 et 2050 implique une forte intensification des dynamiques déjà en cours, notamment pour la rénovation des bâtiments. Les scénarios les plus ambitieux montrent qu'un recours massif aux leviers de sobriété et d'efficacité, y compris via des évolutions sociales, permettrait d'aller plus loin, mais dans tous les cas, la maîtrise drastique de la demande reste incontournable.

2.3.3. L'électrification d'une grande part des usages

Le deuxième levier central des scénarios de décarbonation permettant de réduire la demande en gaz fossile est l'électrification²² des usages, amenée à représenter la majeure partie de la consommation dans les bâtiments, la mobilité et l'industrie dans tous les scénarios. Les niveaux d'électrification varient entre scénarios, mais elle ne fournit jamais la totalité des usages. Selon la version provisoire de la PPE 3, l'électricité passe de 27 % des usages finaux en 2022 à 54 % en 2050. Même dans la trajectoire de consommation avec la plus forte électrification de RTE, « hydrogène + », l'électricité ne représente « que » 71 % de la consommation d'énergie finale (754 TWh) : quel que soit le scénario, l'électricité ne couvre jamais tous les besoins.

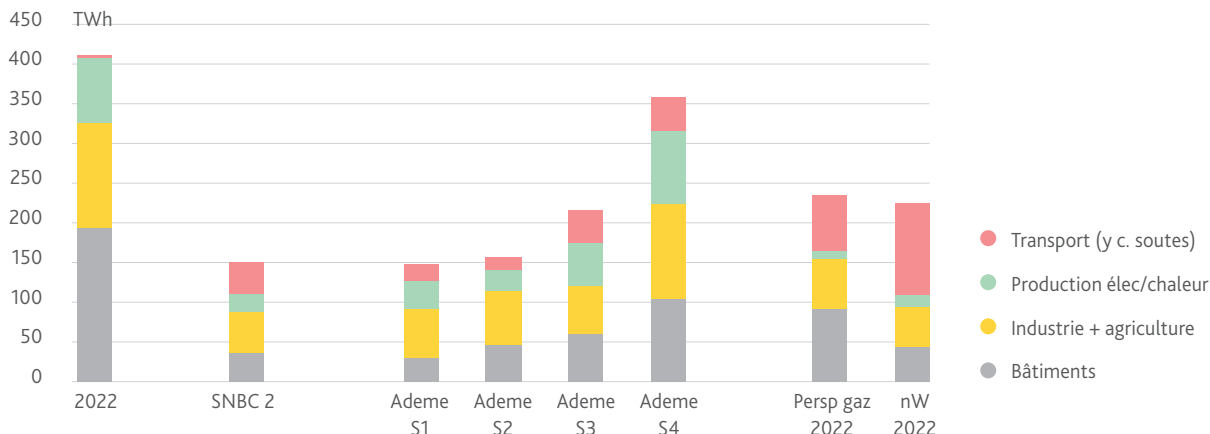
Une telle pénétration de l'électricité dans le système énergétique présuppose la construction rapide de capacités de production d'électricité renouvelable ou nucléaire : entre x7 et x22 pour le solaire, entre x10 et x30 pour l'éolien en mer (RTE, 2022b).

²⁰ En particulier, des retards importants sont à constater sur la rénovation énergétique des bâtiments. Trop peu de rénovations ont lieu, et elles ont tendance à privilégier les gestes uniques plutôt que les rénovations globales plus efficaces (Rüdinger & Gaspard, 2022). Malgré une accélération ces dernières années, le nombre de rénovations profondes est toujours bien trop faible, 100 000 par an en 2025, par rapport à l'objectif de 317 000 rénovations par an en 2025 (SGPE, 2024b).

²¹ Dans le scénario S1, seul un EPR (Flamanville) est encore en fonctionnement en 2050 (Ademe, 2022).

²² Par électrification, on entend ici électrification directe, par opposition à l'électrification indirecte qui fait intervenir de l'hydrogène issu d'électrolyse (qui transforme l'électricité) ou ses dérivés.

FIGURE 7. Consommation de méthane par secteur en 2022 et en 2050 selon les scénarios de neutralité climat étudiés



Sources : auteurs, d'après MTES (2019), ADEME (2022), GRDF, GRTgaz *et al.* (2022), Négawatt (2022).

Il s'agira également de changer à un rythme ambitieux les équipements de consommation : véhicules, moyens de chauffage, besoins de chaleur basse, moyenne et éventuellement haute température dans l'industrie.

2.4. Au-delà des volumes, le rôle du vecteur gaz change

Les usages résiduels du vecteur gaz sont satisfaits par le développement de gaz dits « bas carbone », que certaines caractéristiques rendent précieux dans un système énergétique neutre en émissions de GES :

- **réactif chimique** : comme le charbon, le pétrole et le gaz fossile, les gaz bas carbone peuvent être utilisés comme réactifs chimiques dans certains processus industriels tels que le raffinage des produits pétroliers ou la fabrication de fertilisants azotés (Cefic, 2024). On parle alors d'usages non énergétiques, qui représentent aujourd'hui environ 10 % des consommations de l'industrie en France, soit 15 TWh par an (MTE, 2023) ;
- **stockage** : les gaz bas-carbone sont stockables sous forme gazeuse ou liquide pendant de longues périodes et présentent une forte densité énergétique (en termes de volume et de masse). Cela les rend particulièrement intéressants pour le système électrique et les transports de longue distance ;
- **infrastructures préexistantes** : le biométhane et le méthane de synthèse peuvent être dès aujourd'hui transportés et stockés dans les infrastructures existantes de gaz fossile ; tandis que l'hydrogène nécessite des adaptations ;
- **la chaleur haute température dans l'industrie fait débat** : elle est souvent considérée comme un secteur qui nécessite des gaz bas carbone pour se décarboner, même s'il existe en théorie des moyens d'électrifier tout type de chaleur. On considère aujourd'hui qu'environ 10 % des besoins de chaleur

– correspondant aux usages haute température – ne sont pas « électrifiables » à horizon 2035 (Fraunhofer ISI, 2024).

Les usages du gaz dans les scénarios sont illustrés en **Figure 7**.

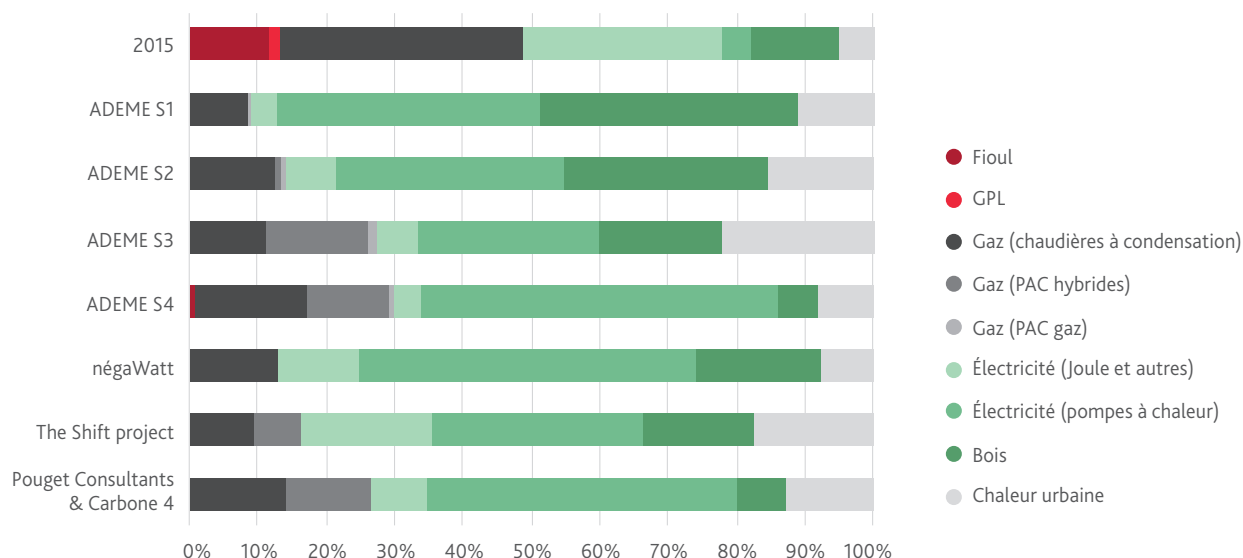
Dans de nombreux usages énergétiques, le méthane (a fortiori, le biométhane et le méthane de synthèse) est techniquement substituable à l'hydrogène, même si les équipements utilisés doivent être modifiés²³ : chaudières pour la chaleur haute température dans l'industrie, centrales thermiques de production d'électricité. Cette substituable constitue un levier de flexibilité dans la planification énergétique, étant donné les fortes incertitudes sur le potentiel de déploiement des différentes technologies et les coûts associés.

En raison des contraintes liées au potentiel et au coût de ces gaz bas-carbone, leur rôle est amené à être limité en volume. Les scénarios tendent ainsi à orienter ces vecteurs pour satisfaire en priorité les usages « à forte valeur ajoutée » et pour lesquels les leviers de décarbonation alternatifs sont plus contraints. Les sections suivantes présentent les enjeux de ce développement par secteur.

2.4.1. Les bâtiments

Si le secteur des bâtiments concentre plus de la moitié de la consommation de gaz fossile aujourd'hui, l'usage du méthane devrait y être nettement réduit à l'avenir, sous l'effet des mesures d'efficacité énergétique, de l'électrification (via les pompes à chaleur principalement), du développement des énergies renouvelables (bois) et des réseaux de chaleur.

²³ L'existence d'infrastructures de distribution et de transport dédiées constitue néanmoins un avantage pour le méthane comparé à l'hydrogène, dont le potentiel de déploiement dépendra entre autres de la capacité à se doter des infrastructures réseau nécessaires (Bouacida *et al.*, 2022 ; GRTgaz & RTE, 2023).

FIGURE 8. Proportion de logements par énergie principale de chauffage en 2050

Source : Rüdinger & Gaspard (2022).

La comparaison des scénarios suggère que les chaudières gaz (hors systèmes hybrides²⁴) fourniraient le chauffage dans moins de 15 % des logements en 2050, contre 50 % actuellement (Ademe *et al.*, 2022). À terme, l'usage de chaudières à condensation alimentées au biogaz devra ainsi être limité aux cas spécifiques de bâtiments pour lesquels une rénovation très performante et le passage à des pompes à chaleur électriques ne sont pas envisageables, techniquement ou économiquement (Rüdinger *et al.*, 2024 ; Rüdinger & Gaspard, 2022), par exemple sur les bâtiments collectifs (Pouget Consultants, 2022).

Si tous les scénarios s'accordent sur les mêmes tendances, il existe de réelles divergences concernant l'ampleur des transformations. Ainsi, la consommation de gaz bas carbone dans les bâtiments en 2050 varie entre 33 TWh (scénario S1 Ademe) et 100 TWh (scénario Perspectives Gaz 2022, variante haute), voir **Figure 8**.

2.4.2. Le système électrique

Dans le système électrique, le rôle des centrales à gaz fossile, pouvant être alimentées avec du biométhane, est amené à changer, en lien avec l'augmentation du besoin de flexibilité. Au-delà de la couverture de la pointe hivernale de consommation, liée à l'électrification du chauffage, elles doivent fonctionner de façon plus flexible pour s'adapter à l'augmentation

de la part de sources renouvelables variables (éolien et solaire, principalement). Selon les scénarios de mix envisagés, le besoin de nouvelles capacités thermiques décarbonées pourrait se situer entre 0 et 20 GW à l'horizon 2050. Or, ces centrales fonctionneront peu d'heures dans l'année (environ 10 % du temps), induisant une consommation assez limitée en gaz décarboné (moins de 20 TWh/an dans les scénarios RTE, contre 30 à 50 TWh/an de gaz fossile aujourd'hui) (RTE, 2022a).

Aujourd'hui, les besoins sont satisfaits par les capacités installées, mais RTE envisage une hausse massive de la demande à partir de 2035-2040, particulièrement en l'absence de nouveau nucléaire (RTE, 2022a). La France s'est engagée à la COP23 à ne pas construire de nouvelles capacités thermiques (Elysée, 2017) ; ce cadre devrait évoluer si les besoins en flexibilité du système électrique augmentent de manière significative.

La possibilité d'utiliser de l'hydrogène dans ces centrales à la place du biométhane reste ouverte à ce stade, comme l'illustrent les divergences entre scénarios. Les scénarios de RTE prévoient ainsi de s'appuyer en priorité sur l'hydrogène pour assurer les besoins de production thermique, afin de libérer les ressources en biométhane pour d'autres usages (RTE, 2022a). À l'inverse, les scénarios Ademe mobilisent très fortement le biométhane pour la génération thermique de pointe, de 35 TWh dans S1 à 53 TWh dans S3 (Ademe, 2022). C'est aussi la molécule la plus mobilisée par le scénario Négawatt pour la génération thermique de pointe, avec 17 TWh en 2050 (Négawatt, 2022).

²⁴ Les systèmes hybrides désignent des systèmes de chauffage combinant une pompe à chaleur électrique avec une chaudière à condensation gaz, cette dernière n'étant utilisée qu'en appoint lors des périodes de grand froid, afin de limiter les tensions sur le système électrique au moment du pic hivernal. Ces systèmes tardent néanmoins à se développer en pratique en raison d'un coût plus important (double abonnement électricité et gaz et frais d'entretien plus importants). Leur potentiel futur dépendra étroitement des hypothèses sur l'évolution des coûts d'investissement (RTE & Ademe, 2020).

2.4.3. La mobilité

Concernant la mobilité, les scénarios affichent des divergences assez fortes : la consommation de biométhane pour 2050 varie entre 10 TWh dans le run 2 de la SNBC 3 provisoire et 115 TWh dans le scénario Négawatt.

Pour les véhicules particuliers et légers, les scénarios convergent majoritairement vers une très forte électrification²⁵. C'est sur le secteur de la mobilité lourde que les différences entre scénarios sont les plus fortes, avec une partie des poids lourds roulant au biogaz (bioGNV), nettement plus importante dans les scénarios Négawatt et Perspectives Gaz (50 % des camions, 84 % de la consommation de bioGNV) (GRDF *et al.*, 2022 ; Négawatt, 2022). Ce choix est notamment motivé par l'appréciation de contraintes fortes sur la disponibilité des métaux et ressources critiques, qui réduisent la possibilité de développer des poids lourds à batterie²⁶.

D'autres analyses, en tenant compte des dynamiques industrielles des fabricants de véhicules, envisagent un plus grand rôle pour les batteries, et relativement moindre pour le biométhane et l'hydrogène (Geffray *et al.*, 2024 ; Geffray & Hermine, 2023).

Le secteur maritime international est généralement peu pris en compte dans les scénarios nationaux. La plupart des scénarios de décarbonation du transport maritime s'appuie sur une quantité limitée de biométhane (Mallouppas *et al.*, 2023), mais qui doit être associée à des carburants synthétiques dérivés de l'hydrogène, étant donné les contraintes sur la ressource.

2.4.4. L'industrie

Aujourd'hui, l'industrie consomme environ 100 TWh de gaz fossile par an (MTE, 2024a), dont la majorité dans la chimie et l'industrie agroalimentaire, puis dans l'industrie du caoutchouc et des plastiques ainsi que dans la métallurgie (INSEE, 2023). Dans tous les scénarios (hormis S4 de l'Ademe), la consommation industrielle de gaz s'oriente fortement à la baisse (division par 2 ou par 3), grâce aux progrès sur l'efficacité énergétique et l'électrification des usages. Le potentiel d'électrification des procédés thermiques fait l'objet de nouvelles études, qui semblent indiquer un potentiel encore supérieur grâce aux progrès technologiques : une récente étude européenne indique ainsi que 90 % des usages de chaleur industrielle, actuellement basés sur des énergies fossiles pourraient être électrifiés d'ici 2050 (Fraunhofer ISI, 2024).

Par ailleurs, les usages non-énergétiques du gaz fossile pourraient être généralement remplacés par du biométhane ou de l'hydrogène bas-carbone. C'est le cas pour la fabrication d'ammoniac et de méthanol, ainsi que pour l'usage dans les raffineries, qui utilisent de l'hydrogène issu de gaz naturel, mais

qui pourrait être remplacé par de l'hydrogène issu d'électrolyse (Bouacida & Berghmans, 2022). Mais ces processus pourraient aussi s'appuyer sur du biométhane, dont l'épuration depuis le biogaz fournirait également du CO₂ d'origine biogénique (provenant de la biomasse) réutilisable dans l'industrie chimique.

La demande en biométhane dans l'industrie est aussi renforcée par les carburants de synthèse, qui nécessitent pour leur fabrication un CO₂ biogénique ou directement capturé dans l'atmosphère par des technologies de capture directe dans l'air (DAC).

Il existe une forte incertitude quant aux quantités de biométhane nécessaires pour une industrie bas carbone. Pour les usages où le biométhane est en concurrence avec d'autres molécules, son rôle précis dépend des contraintes d'approvisionnement et d'usage spécifiques à chaque gaz « bas carbone ». Mais il est aussi lié à des choix entre technologies équivalentes, comportant chacune des dépendances de sentier : par exemple, la présence ou non d'une infrastructure hydrogène disponible pour un écosystème industriel peut faciliter l'accès à l'hydrogène par rapport à d'autres options. Ces choix dépendent donc en partie des politiques menées.

Ce chapitre montre que les deux prémisses soutenant l'utilisation du biométhane dans le système énergétique, son faible bilan d'émissions de GES et son rendement énergétique intéressant, ne font pas l'objet d'un consensus dans la littérature, même si l'orientation générale du bilan n'est pas remise en cause. La littérature montre notamment qu'à la grande diversité de systèmes de méthanisation à la ferme correspondent des performances climats et énergie très différentes. Elle suggère aussi que les systèmes les plus opportunistes, en réduisant les dépenses énergétiques et les émissions associées aux opérations dédiées à la production de substrat, sont les plus intéressants. Des travaux plus approfondis sont nécessaires pour préciser les conditions de production de méthanisation garantissant son apport positif au système énergétique.

Tous les scénarios s'appuient sur le biométhane comme l'un des leviers de décarbonation, aux côtés de la maîtrise de la demande, l'électrification et le développement d'autres gaz bas carbone (hydrogène et méthane synthétique). Ces leviers sont mobilisés à des niveaux divers selon les scénarios : ainsi, une moindre utilisation du biométhane peut être compensée par plus de sobriété ou plus d'électrification. Mais la modulation des leviers a aussi des limites, comme en témoigne le fait que la consommation de biométhane (sans compter les autres formes de méthane) dans les scénarios n'est jamais anecdotique et se situe toujours entre 100 et 150 TWh par an à 2050.

²⁵ Avec une exception notable pour le scénario Négawatt, qui fait l'hypothèse d'un large développement des véhicules hybrides électricité-gaz, qui n'existent pas sur le marché actuellement, mais qui représenteraient 30 % des véhicules particuliers et 20 % des véhicules utilitaires légers en 2050.

²⁶ Selon Négawatt, la potentielle criticité du platine réduit l'usage des piles à combustible à hydrogène dans le transport routier ; et les solutions batterie sont peu utilisées à cause des limites à l'approvisionnement en lithium et cobalt.

3. DES TENSIONS IMPORTANTES ENTRE VOLUME, IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET COÛTS DE PRODUCTION

La partie précédente le montre : même en formulant des hypothèses ambitieuses quant à la réduction de la demande énergétique finale et au déploiement des autres énergies renouvelables, les scénarios existants ont tous besoin d'au moins 94 TWh de biométhane pour équilibrer leur mix énergétique d'ici à 2050. Cela représente une multiplication par au moins sept comparé aux volumes de 2023.

Ces projections ne s'appuient cependant pas que sur l'analyse du système énergétique : elles reposent aussi sur des estimations du gisement total de biomasse disponible pour produire ce biogaz. Dès 2013, l'Ademe estimait ainsi que le gisement net de biomasse²⁷ en France, utilisable en méthanisation, pourrait permettre de produire 185 TWh de biogaz, dont 90 % issu de biomasse agricole (sans distinguer entre cogénération et injection). Elle estimait également un gisement net mobilisable à l'horizon 2030 de l'ordre de 56 TWh (Ademe *et al.*, 2013) – un chiffre cohérent avec les objectifs de la 3e PPE, à 44 TWh.

Ces estimations s'appuient en grande partie sur les travaux de modélisation développés par l'entreprise associative Solagro, notamment à travers le scénario Afterres2050 (Solagro, 2014, 2016), couplé au scénario énergétique Négawatt. La production de biogaz à l'horizon 2050 y atteint ainsi 170 TWh, à partir de biomasse à 90 % d'origine agricole.

Ces estimations ont été dans l'ensemble confirmées par des publications ultérieures, dont (Ademe, 2018 ; Launay, 2023). Elles soulèvent une question centrale pour cette étude : dans quelle mesure et à quelles conditions la réalisation de ce potentiel est-elle compatible avec l'atteinte des deux autres objectifs assignés à la filière biogaz : réduire les coûts de production, et contribuer à la transition agroécologique ? La suite de cette partie s'attache à répondre à cette question en cinq temps.

Une première section revient sur l'estimation du gisement agricole pour le mettre en regard avec un bilan biomasse de la « ferme France » et les évolutions récentes de ce bilan – qui montre notamment une tendance à la stagnation, voire à la baisse, de la production totale de biomasse.

Une deuxième section aborde les effets, sur le plan théorique, de la mobilisation de cette biomasse sur les systèmes agricoles eux-mêmes. Elle montre que la méthanisation n'est pas intrinsèquement favorable à la transition agroécologique mais qu'elle peut selon les conditions y contribuer ou au contraire la limiter.

La troisième section mettra en évidence que le cadre de politique publique instauré en France, en cherchant à concilier les trois objectifs de volumes élevés, de faibles coûts de production

et de contribution à la transition agroécologique, engendre de fortes tensions dans le déploiement de la méthanisation agricole.

La quatrième section réunira les données disponibles quant aux effets agroenvironnementaux de la méthanisation, à date, et mettra en évidence que ses bénéfices sont modestes, même si des améliorations marginales ont souvent lieu.

La cinquième et dernière section s'interrogera sur les effets d'un changement d'échelle de la filière pour atteindre les objectifs proposés dans la PPE 3. Elle montrera que la croissance envisagée ne peut pas répondre en même temps aux deux autres objectifs fixés de baisse des coûts et de contribution significative à la transition agroécologique.

3.1. Une disponibilité en biomasse théoriquement suffisante pour répondre aux objectifs des scénarios énergétiques

Les estimations sur le gisement de biomasse agricole potentiellement mobilisable pour produire du biogaz se fonde sur un bilan de biomasse de la « ferme France » d'aujourd'hui, largement développé par Solagro. Ce bilan a été repris et publié conjointement avec l'Iddri pour rendre explicite les flux de biomasse et les enjeux de sa gouvernance (Aubert *et al.*, 2023), ainsi que dans des publications récentes de Solagro et des gestionnaires de réseau de gaz-(GRDF *et al.*, 2024 ; Solagro, 2024b).

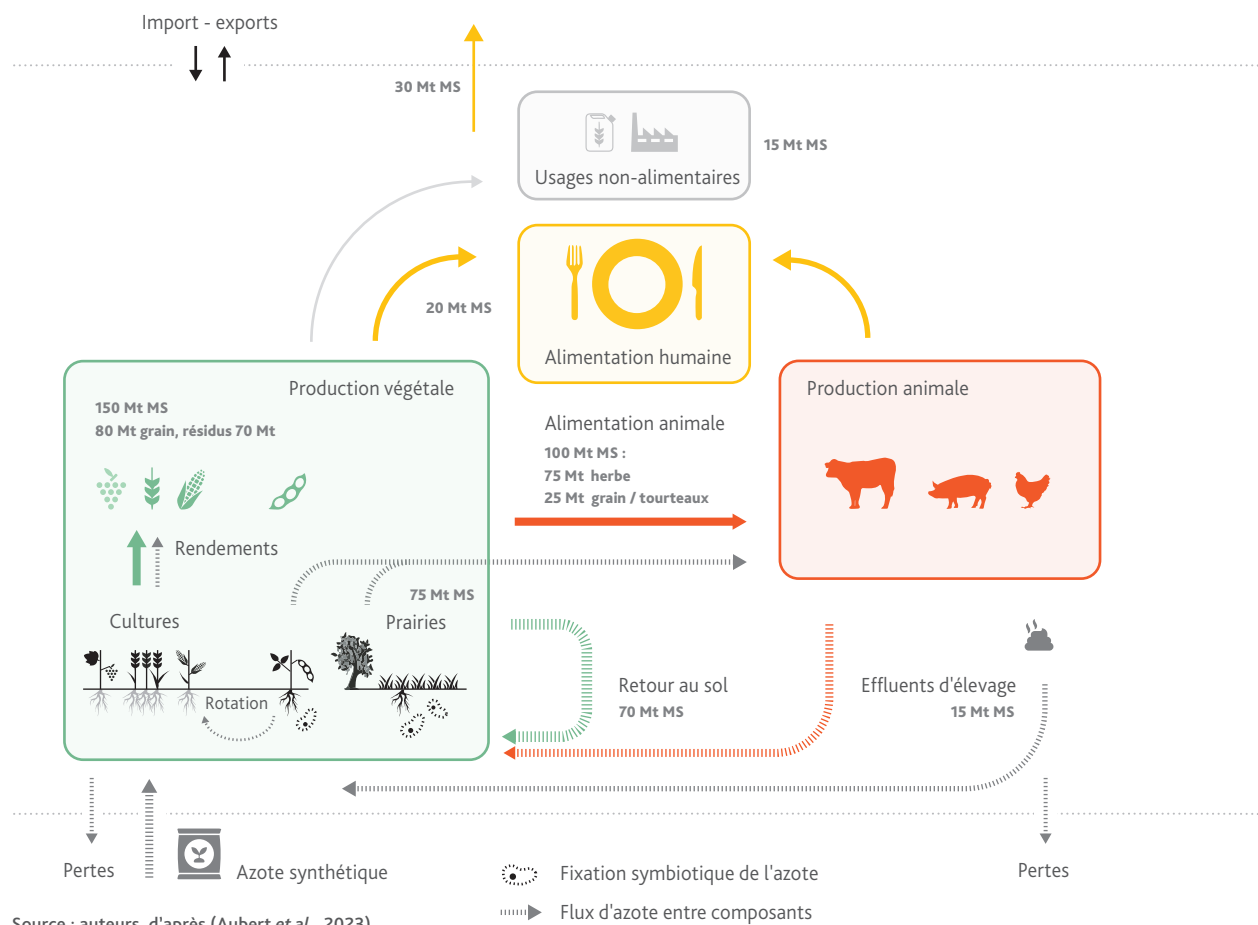
Il est reproduit en **Figure 9** ci-dessous. Explicitons-en les principaux termes (chiffres 2020 sauf exception) :

- la sole arable (c'est-à-dire les surfaces en grande culture, à l'exclusion des cultures permanentes et vergers et des surfaces en maraîchage) produit environ 160 millions de tonnes de matière sèche aérienne (Mt MS par la suite), répartie entre le grain (80 Mt MS), les résidus/pailles (70 Mt MS) et les couverts végétaux (5 à 10 Mt MS). Sur ces 160 Mt MS :
 - 30 Mt MS sont exportées majoritairement sous forme de céréales ;
 - 20 Mt MS sont consommées en alimentation humaine (où une part est « perdue » dans le processus de transformation sous diverses formes utilisable ensuite en méthanisation : drèches de betterave, issus de céréales, etc.) ;
 - 20 Mt sont données aux animaux sous formes de concentrés ou de résidus ;
 - 10 à 15 Mt MS sont mobilisés pour des usages non alimentaires – dont la production de biométhane et de biocarburants ;
 - Enfin, environ 75 Mt MS sont retournées au sol pour maintenir (et éventuellement accroître) les stocks de carbone et assurer la santé des micro- et macro-organismes des sols.
- les prairies « produisent »²⁸ environ 75 Mt MS, que l'on considère ici intégralement utilisées en alimentation animale ;

²⁷ L'étude propose de distinguer le gisement brut – déterminé par la production totale ; le gisement net – qui dépend de l'estimation d'un taux de mobilisation, lui-même fonction de l'accessibilité du gisement ; et le gisement mobilisable – qui dépend du déploiement effectif de la méthanisation

²⁸ La productivité des prairies est un sujet d'une grande complexité : le chiffre de 75 Mt MS est une estimation à prendre avec des précautions, basées sur les bilans d'approvisionnement des ruminants et les estimations de productivité par grandes régions pédoclimatiques. Il ne représente que la fraction de la production effectivement consommée par les animaux, qui peut osciller entre 30 et 70 % selon les modes de conduite des animaux.

FIGURE 9. Production végétale et ses usages en France métropolitaine, données moyennées 2017-2020



— les animaux, qui consomment un peu moins de 100 Mt MS sous forme de fourrage et de concentrés, restituent environ 15 Mt MS sous forme de fumier et lisier « maîtrisables », dont une faible fraction est aujourd'hui utilisée comme substrat pour la méthanisation.

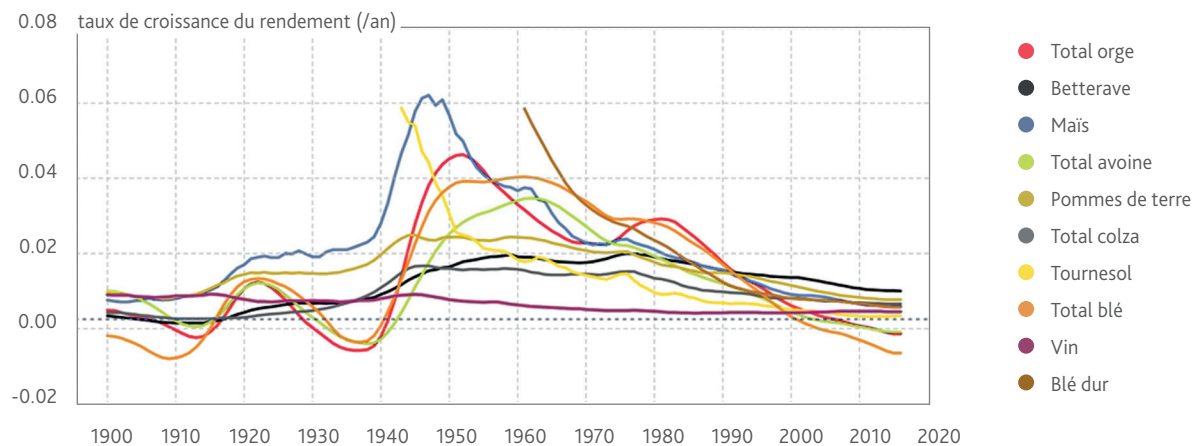
Sur les 10 à 15 millions de tonnes de matière sèche (Mt MS) utilisées à des fins non alimentaires, 4 à 6 sont mobilisés pour produire du biogaz et du biométhane, le reste principalement pour produire des biocarburants. Les substrats utilisés pour produire du biométhane comprennent les cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE), les résidus de culture, les effluents d'élevage, et une fraction faible de déchets de l'industrie agro-alimentaire (IAA) (Figure 1). Compte tenu de cette situation, où se situent, en théorie, les marges de manœuvre pour parvenir à multiplier la production par plus de 10 d'ici à 2050 ?

En considérant une valeur méthanogène²⁹ moyenne de 3 à 3,5 TWh par Mt MS, un objectif de production de 100 à 170 TWh de biométhane nécessite une mobilisation additionnelle de 25 à 53 Mt MS au total, comparée à la situation actuelle.

Les différents travaux affichant de tels objectifs identifient des marges de manœuvre à plusieurs niveaux, repris dans le Tableau 2 ci-dessous :

- les cultures intermédiaires : (Launay, 2023) considère que leur extension sur l'ensemble des surfaces en grandes cultures (16 millions d'hectares) pourrait constituer un gisement additionnel entre 4,5 et 30 Mt MS selon les conditions de récolte envisagées. Le couplage des scénarios Afterres et Négawatt propose un ordre de grandeur similaire, avec environ 20 Mt MS ;
- l'herbe issue de prairies fauchées : le potentiel estimé par Afterres et Négawatt est de l'ordre de 5 à 10 Mt MS, dont la valorisation par les ruminants sera réduite par la baisse des effectifs des cheptels bovins (Groshens *et al.*, 2023) ;
- une meilleure gestion des effluents d'élevage pourrait permettre de mobiliser de 5 à 10 Mt MS supplémentaires, en considérant que 60 à 80 % des effluents maîtrisables sont utilisés ;
- le gisement issu des déchets des IAA pourrait être mieux exploité, même si les marges de manœuvre sont limitées : ce sont 2 à 4 Mt MS supplémentaires qui pourraient être trouvées (NégaWatt, 2022 ; Solagro, 2016) ;

²⁹ Valeur méthanogène : potentiel de production de méthane à partir de matière organique, qui dépend de chaque matière à méthaniser.

FIGURE 10. Tendances de productivité et de croissance de productivité entre 1900 et 2020

Source : Schauburger *et al.* (2022)

- un accroissement des cultures dédiées³⁰, dans la limite réglementaire des 15 % des surfaces cultivées (définie légalement pour réduire la compétition entre énergie et usages alimentaires), soit 5 à 8 Mt MS par an ;
- une plus grande valorisation des résidus de culture vers la filière plutôt qu'un retour au sol (10 à 15 Mt MS/an).

En sommant toutes ces ressources, le total théoriquement mobilisable pourrait atteindre entre 32 et 77 Mt MS/an, soit un potentiel de production additionnelle de biogaz entre 96 et 231 TWh (Tableau 2), au-delà des objectifs fixés.

TABLEAU 2. Biomasse théoriquement mobilisable en France métropolitaine, par catégorie de biomasse, en million de tonnes de matière sèche (Mt MS/an), et implications pour la production de biogaz

Type de biomasse	Mt MS		TWh	
	min	max	min	max
CIVE	5	30	15	90
Prairie	5	10	15	30
Déjections	5	10	15	30
Résidus	10	15	30	45
Cultures dédiées	5	8	15	24
Déchets d'IAA	2	4	6	12
TOTAL	32	77	96	231

Source : auteurs, d'après (Ademe, 2022 ; Aubert *et al.*, 2023 ; Launay, 2023 ; Solagro, 2016).

Ces estimations reposent par ailleurs sur l'hypothèse que les rendements futurs seront en moyenne 10 % inférieurs à ceux d'aujourd'hui. Celle-ci s'explique par les évolutions constatées

depuis les trente dernières années : les rendements croissent de moins en moins vite depuis le milieu des années 1980, et stagnent voir décroissent depuis 2010 pour les cultures principales (blé, orge, colza – à l'exception du maïs), tandis que leur variabilité interannuelle ne cesse d'augmenter (Schauburger *et al.*, 2018, 2022), voir **Figure 10**. Cette tendance pose deux questions : (1) quels sont les mécanismes en jeu, et ont-ils vocation à se poursuivre ? (2) s'ils se poursuivaient effectivement, quelles en seraient les implications pour le gisement de biomasse mobilisable d'ici à 2035, et au-delà, à 2050, et donc pour le développement de la méthanisation ?

Concernant les mécanismes en jeu, les accidents climatiques expliquent une part de la variabilité croissante et de la stagnation, mais pas sa totalité (Moore & Lobell, 2015)³¹. Plusieurs travaux suggèrent également que la simplification des paysages agricoles et l'évolution des sols (structure, fonctionnement) sont des variables clé pour saisir ce qui se joue (Bennett *et al.*, 2012 ; Burian *et al.*, 2024 ; Garibaldi *et al.*, 2021 ; Martin *et al.*, 2019). La moindre diversité des cultures et la réduction de ce que l'on appelle les « infrastructures agroécologiques » (haies, bosquets, arbres isolés, chemins creux, zones humides...) conduit en effet à une perte de biodiversité et, en retour, à la réduction de services écosystémiques fondamentaux pour le bon fonctionnement des agroécosystèmes : pollinisation, recyclage des nutriments dans les sols, régulation des parasites et des adventices.

À l'horizon dix ans, et plus encore à vingt-cinq ans, les effets du changement climatique sur l'agriculture française devraient s'intensifier, avec des effets majoritairement négatifs sur les rendements végétaux (Challinor *et al.*, 2014 ; Marteau-Bazouni *et al.*, 2024).

³⁰ Les modélisations Solagro/Négawatt font au contraire décroître la part de cultures dédiées à la méthanisation, jusqu'à leur disparition totale à horizon 2050 (Solagro, 2024b).

³¹ L'identification des facteurs en cause dans la stagnation des rendements fait l'objet de vifs débats : est-on face à des limites physiques ou face à des problèmes de gestion des cultures ? Pour tester la seconde hypothèse, certains travaux se sont intéressés à l'influence de la réforme de la PAC de 1992 sur les pratiques agricoles, et notamment sur la « désincitation à produire » qui en aurait résulté. Les travaux ont montré que ce n'était pas le cas (Brisson *et al.*, 2010). Les limites sont bien biophysiques.

En parallèle, et si rien ne change, la simplification des paysages et la spécialisation des systèmes et des territoires ont toute chance de se poursuivre, avec des effets majoritairement négatifs sur la biodiversité agricole et donc la fourniture de services écosystémiques. Ces différents chocs auront non seulement pour effet de réduire le volume de biomasse disponible, mais aussi de rendre sa production plus instable, avec des effets potentiels importants pour l'activité de méthanisation (Challet & Fourny, 2023). Inversement, maintenir et stabiliser les capacités productives des agroécosystèmes supposerait des changements de pratiques (réduction des produits phytosanitaires, diversification des rotations et des structures paysagères) qui pourraient avoir pour effet de réduire les rendements, au moins à court terme³².

L'hypothèse d'une baisse moyenne des rendements de l'ordre de 10 % pourrait alors se révéler conservatrice. Ces éléments invitent par ailleurs à interroger dans quelle mesure, et à quelles conditions, la mobilisation de la biomasse pour la méthanisation pourrait effectivement contribuer à une transition agroécologique des systèmes agricoles, et donc au renforcement de leur résilience et de leur durabilité, gage du maintien de leur productivité à long terme, ce qu'explore la section suivante.

3.2. Méthanisation et enjeux environnementaux : des relations ambivalentes

Les documents d'orientation politique soulignent que la méthanisation peut contribuer à des impacts environnementaux positifs. Dès 2012, le Plan agroécologique pour la France mentionne la méthanisation agricole comme moyen de réduire le recours aux fertilisants azotés synthétiques (MAAF, 2012). Plus récemment, la version de PPE 3 soumise à la concertation en mars 2025 rappelle les intérêts agroécologiques de la méthanisation pour le stockage de carbone, le bouclage du cycle de l'azote et la baisse du recours aux fertilisants synthétiques (MTE, 2025a). Certains acteurs vont plus loin, et la considèrent comme un « outil de transition agroécologique » (Couturier *et al.*, 2019).

Cette section présente les mécanismes par lesquels la méthanisation peut en principe avoir des impacts agroenvironnementaux positifs, et les conditions à réunir pour cela. Comme nous le montrerons, les bénéfices à attendre ne couvrent pas l'intégralité des enjeux de la transition agroécologique. À ce titre, la méthanisation ne peut pas, en tant que telle, être considérée comme un « levier » pour la transition – d'autant moins qu'elle peut aussi avoir des impacts environnementaux négatifs. Nous confronterons cette vision théorique à l'approche adoptée par la réglementation française pour optimiser les impacts environnementaux de la méthanisation (section 3.3), puis à sa mise en œuvre concrète (section 3.4).

³² L'alternative étant ce que Burian *et al* nomment des « pièges d'intensification », déjà plus ou moins à l'œuvre en France : la baisse des rendements, pour partie imputable à la chute de la biodiversité, entraîne une hausse du recours aux intrants pour compenser la baisse des rendements. Mais cette hausse aggrave encore plus la situation de la biodiversité, et donc les effets sur les rendements (Burian *et al.*, 2024).

Trois enjeux agroenvironnementaux sont plus particulièrement considérés dans ce rapport : assurer la santé de sols par une meilleure couverture et un accroissement de leur matière organique ; recycler les nutriments – en particulier l'azote – à la plus petite échelle territoriale possible ; et soutenir un système agricole le plus diversifié possible, de la parcelle aux paysages. Ils sont détaillés dans l'Encadré 4.

ENCADRÉ 4. DIMENSIONS DE LA TRANSITION AGROÉCOLOGIQUE CONSIDÉRÉES (SOURCE : AUTEURS)

Quelques principes agronomiques font aujourd'hui largement consensus pour garantir la durabilité environnementale de l'agriculture donc sa pérennité. Trois en particulier sont mobilisés dans ce rapport. C'est à l'aune de ces derniers que la contribution de la méthanisation à la transition des systèmes agricoles est considérée.

1. Le maintien, voire l'accroissement, de la matière organique des sols, garant de leur santé et donc de leur productivité à long terme, permettant également de stocker du carbone.
 2. La participation des systèmes agricoles à une économie circulaire, notamment pour tout ce qui concerne les fertilisants (azote au premier chef), afin de réduire les dépenses énergétiques et les émissions indirectes associées à la production de fertilisants, de réduire les pollutions de l'eau et de l'air ainsi que les émissions de protoxyde d'azote ;
 3. La diversité des systèmes agricoles, de la parcelle au paysage, incluant la diversité des cultures dans les rotations, mais aussi celle des structures paysagères (infrastructures agroécologiques) (Poux & Aubert, 2018).
- La méthanisation affecte des dynamiques agroenvironnementales liées à ces trois dimensions, à travers les conditions de production et de mobilisation des biomasses méthanisées, et les modalités de production et de gestion du digestat (résidu du procédé de méthanisation).

Différentes organisations se sont efforcées d'explorer les conditions auxquelles la méthanisation pourrait contribuer à la transition agroécologique, notamment au regard de ces trois enjeux (Ademe & Solagro, 2018 ; Solagro, 2016 ; WWF France, 2020, 2022, 2024) :

- sur le plan de la santé des sols, le développement des CIVE peut améliorer leur couverture entre les cultures, et ainsi limiter les risques de lessivage des nitrates, améliorer le stockage de carbone et de limiter l'érosion par rapport à une situation où le sol est laissé nu. Notons que d'après ceux qui les promeuvent, les CIVE ne doivent pas concurrencer les cultures principales (Ademe, 2023), voir Encadré 4 ;
- sur le plan de l'économie circulaire, la méthanisation peut contribuer à boucler le cycle de l'azote :
 - la méthanisation d'effluents d'élevage permet que l'azote qu'ils contiennent soit plus disponible pour les végétaux, par rapport à l'épandage direct ;

- l'utilisation du digestat comme fertilisant permet de mieux recycler l'azote et, dans certaines conditions (notamment l'utilisation des légumineuses dans les couverts méthanisés), de réduire le recours aux fertilisants synthétiques. Cependant, si la fertilisation à base de digestat contribue à amenuiser les déséquilibres actuels dans le cycle de l'azote, elle ne les résout pas. En outre, l'effet du digestat est moins rapide que celui des engrais azotés synthétiques, et les techniques d'application diffèrent ;
- sur le plan de la diversité des systèmes agricoles, la possible contribution de la méthanisation est plus modeste. À l'échelle de la parcelle, le développement de la méthanisation peut dans le meilleur des cas s'accompagner de l'insertion de couverts végétaux diversifiés dans les rotations, qui seront valorisés comme intrants dans le méthaniseur. Sur le plan paysager par contre, la méthanisation ne génère aucune incitation au maintien des prairies permanentes, au retour des haies ou à la préservation des zones humides ou des bosquets isolés. Les contraintes liées à des plans d'épandage à large échelle peuvent même avoir l'effet inverse.

Selon ces organisations, ces bénéfices environnementaux sont principalement rendus possibles par le fait que la méthanisation permet de monétiser des pratiques agricoles qui peuvent avoir de réelles vertus agronomiques – et qui n'existeraient par ailleurs pas sans méthanisation :

- l'introduction des CIVE dans les rotations qui, en maintenant une couverture des sols constantes, réduit l'érosion et le lessivage des sols, et permet de maximiser la photosynthèse donc la production de biomasse sur une surface donnée³³ ;
- la conduite agroécologique des CIVE, par le choix de cultures multi-espèces, l'absence de recours à la fertilisation de synthèse, aux produits phytosanitaires, à l'irrigation (Ademe, 2023), l'adaptation du calendrier de semis et récolte pour réduire les effets sur les cultures alimentaires (Solagro, 2024a) ;
- le développement du stockage de carbone dans les sols *via* l'accroissement du retour des matières organiques (digestat et résidus de culture et de CIVE) proportionnel aux des prélèvements de carbone sur les parcelles (Solagro & Négawatt, 2021) ;
- une amélioration du bilan azote – en réduisant la dépendance aux fertilisants minéraux et en augmentant la circularité dans la gestion de l'azote – *via* une bonne gestion du digestat, c'est-à-dire (1) au moment où les plantes ont le plus besoin d'azote, (2) à la dose adéquate, (3) avec du matériel adapté pour éviter le tassement des sols, (4) et en enfouissant le plus possible par l'usage d'un pendillard (Ademe, 2023) et (5) sur la base d'une la planification de la fertilisation au niveau de l'exploitation tenant compte de la

qualité du digestat et des caractéristiques des sols et *via* des capacités de stockage de digestat adéquats (AAMF, 2021).

Si l'adoption de toutes ces pratiques par les agriculteurs méthaniseurs générerait sans doute des impacts environnementaux positifs, leur lien à la méthanisation tient essentiellement au fait que cette dernière en facilite l'adoption sur un plan économique. Techniquement, elles peuvent en effet toutes être envisagées sans méthanisation. Cette manière d'approcher les choses tend à occulter trois aspects pourtant essentiels pour comprendre les liens entre méthanisation et enjeux environnementaux.

En premier lieu, les pratiques agricoles s'inscrivent toujours dans des stratégies de la part des agriculteurs. Ces stratégies elles-mêmes sont largement influencées par la structure de la ferme, son inscription dans un territoire (Cadiou *et al.*, 2023), et plus largement dans un système alimentaire. À cet égard, la focalisation sur les pratiques tend à reléguer les questions de réorganisation des fermes et des territoires au second plan, alors qu'elles jouent un rôle essentiel pour la transition agroécologique : déspecialisation productive, diversification des paysages, réduction du recours aux intrants de synthèse – notamment l'azote minéral et les produits phytosanitaires. En d'autres termes, si les bénéfices économiques générés par la méthanisation peuvent conduire à des impacts positifs sur le plan environnemental, elle n'est pas en elle-même un « levier » de la transition agroécologique pris dans son ensemble.

Cette approche axée sur les pratiques occulte également le fait que dans les scénarios où la méthanisation est une composante d'un système agricole vertueux, tels Afterres2050 ou les scénarios 1 et 2 de l'exercice Transitions2050 de l'Ademe, les systèmes agricole, alimentaire, et énergétique, sont totalement différents de ceux que l'on connaît aujourd'hui. La sobriété, alimentaire comme énergétique, y réduit fortement les concurrences d'usage sur la biomasse, en particulier du fait de la baisse de la demande en alimentation animale. Les conditions actuelles – et, très probablement celles à venir dans les prochaines années, compte tenu des orientations de politiques agricoles – sont très différentes, ce qui a des conséquences sur la manière dont se déploie la méthanisation.

Enfin, si la méthanisation peut soutenir certaines pratiques agroécologiques, sans pour autant constituer un levier pour la transition, elle peut aussi accompagner des pratiques aux impacts environnementaux tout à fait négatifs. Le développement de la filière en Allemagne au début des années 2000 l'atteste. On peut citer, entre autres, des effets en termes de simplification des rotations, de concentration des digestats et des élevages conduisant à une augmentation des surplus azotés localement, ou encore d'accroissement de la concurrence entre alimentation humaine, alimentation animale et production d'énergie, la part des cultures méthanogènes atteignant 8 % de la surface agricole allemande (FNR, 2022). C'est bien en reconnaissance des impasses d'un tel modèle que le législateur français a adopté un cadre réglementaire qui se veut plus ambitieux sur le plan agroécologique, et qu'il nous faut à présent présenter plus en détail (section 3.3).

³³ Les CIVE sont également vues comme nécessaires pour limiter les cultures dédiées voire les supprimer (Ademe, 2023 ; Solagro & Négawatt, 2021), et ainsi éviter la concurrence avec la production alimentaire.

3.3. Un cadre réglementaire générateur de tensions : contribuer à la transition agroécologique tout en baissant les coûts de production ?

3.3.1. Une politique centrée sur l'offre

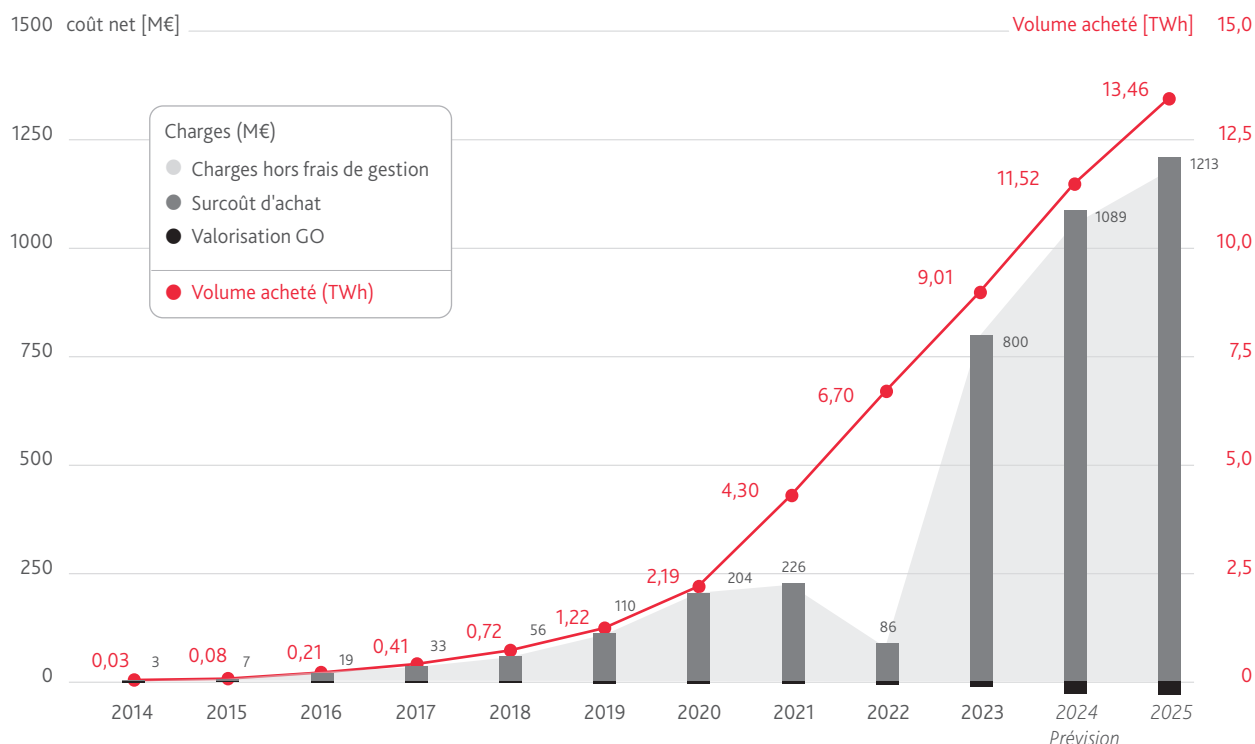
La politique de développement du biométhane démarre au début des années 2000. Cadiou (2023) identifie trois périodes clés. Au cours de la première phase (2002-2011), la méthanisation est principalement vue comme un moyen de valoriser des déchets organiques tout en produisant (un peu) d'énergie bas carbone, principalement en cogénération. La seconde période (2011-2020) est marquée par l'arrivée des acteurs du gaz fossile, le développement de l'injection et le début de la mobilisation à plus grande échelle de ressources agricoles – notamment les couverts intermédiaires – *via* entre autres le renforcement des incitations économiques (tarifs de rachat et soutiens à l'investissement). Dans la période actuelle, ouverte au tournant des années 2020, le législateur oscille entre la volonté de réduire le coût public de la méthanisation et le souhait de développer la production pour renforcer l'autonomie énergétique du pays. Cela se traduit concrètement – et simultanément – par une baisse des tarifs d'achat à partir de 2021 et un maintien, voire une augmentation des objectifs de production de biogaz à l'horizon 2030 et 2035 dans la PPE 2 puis la PPE 3, en faisant l'hypothèse d'économies d'échelle et de maturation technique de la filière.

Malgré des nuances entre ces trois périodes, la politique de développement du biogaz et biométhane est avant tout une politique de l'offre. Elle vise à soutenir la production *via* deux types d'instruments financiers : des soutiens à l'investissement, gérés le plus souvent à l'échelon régional sur la base de critères de robustesse et d'impact positif des projets ; et des tarifs d'achat garantis sur 15 ans, dont les montants évoluent selon les types de production (cogénération ou injection) et de substrat (effluent d'élevage, boues de station d'épuration, productions végétale dédiées) et au gré des trois périodes. Ces tarifs de rachat garantissent aux producteurs l'achat de leur production à un certain prix – plus haut que le prix de marché de gaz fossile – leur permettant d'être rentables, et avec une visibilité financière qu'aucune autre filière agricole n'a.

La commission de régulation de l'énergie (CRE) a récemment conduit un audit technico-économique de la politique de développement du biométhane. Elle estime le montant des subventions à l'investissement alloués à la filière à 340 millions d'€ en 2024. Les tarifs de rachat, de leur côté, coûtent à l'État environ 1 milliard d'€ par an, financés par le budget général, à un niveau moyen de 90 €/MWh de biométhane produit³⁴ (voir **Figure 11**).

³⁴ Ce chiffre correspond à la différence entre le prix d'achat du biométhane, environ 130 €/MWh (CRE, 2024), et le prix de gros du gaz fossile (environ 40 €/MWh en 2023) (MTE, 2024a).

FIGURE 11. Coût net et volume acheté du tarif d'achat du biométhane pour l'Etat 2014-2025



Source : CRE (2024).

3.3.2. Une ambition d'encadrement qui vise des bonnes pratiques agroenvironnementales, mais qui n'a pas les moyens d'un suivi efficace

Pour bénéficier de ces politiques de soutien, les projets doivent remplir différentes conditions. Celles-ci ont pour vocation d'inciter à la mise en œuvre des « bonnes » pratiques, afin de minimiser les impacts négatifs. On peut lister ainsi :

- interdictions et obligations : soumission d'un plan d'approvisionnement en substrats pour chaque méthaniseur, avec une limitation des cultures dédiées à 15 %³⁵, élaboration obligatoire d'un plan d'épandage du digestat pour être éligible au tarif d'achat, dispositions pour limiter les fuites de méthane avec contrôles réguliers (cf. Encadré 3) ;
- primes au tarif d'achat : prime à l'autoconsommation proportionnelle au volume consommé ; primes en fonction des intrants utilisés (pour l'utilisation d'effluents d'élevage, de déchets issus du territoire, de résidus de culture ou d'industries, de CIVE) (Arrêté du 23 novembre 2011 ; Arrêté du 23 novembre 2020) ;
- conditionnalités des aides régionales à l'investissement, concernant le choix des intrants (par ex. la limitation des cultures dédiées ou des CIVE en Grand Est, Nouvelle Aquitaine, Occitanie, Pays de Loire), les pratiques culturales (interdiction de retourner des prairies permanentes en Grand Est et Normandie), la gestion du digestat (presque toutes les régions) (Ademe, 2024b, 2025a).

Le système actuel de tarifs d'achat du biométhane est en cours d'évolution et sera progressivement complété par un nouveau mécanisme : les Certificats pour la Production de Biogaz (CPB). Dans ce cadre, les producteurs de biométhane ne signent plus de contrat avec l'État, mais avec les fournisseurs de gaz fossile, qui leur garantissent un revenu stable en échange de ces certificats. À partir de 2026, ces fournisseurs seront tenus de restituer à l'État une quantité déterminée de CPB chaque année³⁶. Ce dispositif vise à transférer le financement du développement du biométhane des finances publiques vers les fournisseurs de gaz fossile (décret n° 2022-640 du 25 avril 2022).

Dans chaque région, des « cellules biomasse » réunissent par ailleurs les services de la DRAAF, de la DREAL³⁷ et de l'Ademe, et ont un rôle de planification des ressources en biomasse. Elles doivent notamment s'assurer de l'absence de risques de concurrence d'usages avec l'alimentation. Pour les nouveaux projets d'une taille supérieure à 500 kW (cogénération) ou à 300 Nm³/h (injection), elles fournissent un avis dont doit tenir compte la préfecture avant validation. Mais leur champ d'action est limité

à une minorité de projets du fait des seuils d'application³⁸ et leur accès aux données est souvent restreint (CESE, 2023 ; Fabrique écologique, 2023). Leur avis est seulement consultatif.

Enfin, les unités de méthanisation agricole sont des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), ce qui les soumet à une réglementation spécifique pour limiter les impacts négatifs et les risques environnementaux. Selon leur taille, les installations sont sous des régimes de contrôle plus ou moins stricts : déclaration (installations traitant moins de 30 tonnes d'intrants par jour), enregistrement (entre 30 et 100 t/j), autorisation (plus de 100 t/j). Les ICPE méthanisation doivent soumettre des dossiers à la préfecture avant leur construction, qui sont validés (ou non) en prenant compte de l'avis des services chargés de l'inspection des ICPE, les DREAL et DDETSPP³⁹ en métropole (selon les régions). La réglementation ICPE oblige entre autres à couvrir les lieux de stockage de digestats, à limiter les fuites de méthane et la pollution de l'eau. Elle doit également s'assurer une minimisation des risques d'accident (pollution, fuites, etc.) (MTE, 2021). Comme pour la cellule biomasse, les avis de la DREAL sur les ICPE n'ont qu'un pouvoir consultatif.

Pour les classes 'déclaration' et 'enregistrement', qui représentent la majeure partie des installations de méthanisation, les informations sont principalement de source déclarative (Cour des Comptes, 2021). Les informations nécessaires pour la validation d'un dossier 'autorisation' sont plus complexes et nécessitent des études d'impact plus approfondies (MTE, 2025b). Avant 2020, les projets d'injection devaient aussi prouver qu'ils ne génèrent pas de conflits d'usage de la biomasse sur le territoire, mais cette disposition a disparu (code énergie).

Mais l'encadrement réglementaire des pratiques de méthanisation ne s'accompagne pas de moyens à la hauteur de ses ambitions. Une fois les projets sélectionnés, peu de dispositions existent pour suivre la conformité des unités avec les plans d'approvisionnement et d'épandage : l'Ademe et la CRE n'ont pas de compétence de contrôle une fois les projets installés ; et la Cour des comptes souligne un manque chronique de moyens du côté des services régionaux dédiés aux contrôles de la réglementation ICPE. Par ailleurs, en cas de non-respect de normes ICPE, peu de sanctions ont été prononcées, ce que la Cour des comptes qualifie de peu dissuasif (Cour des Comptes, 2021), tandis que les moyens réglementaires pour éventuellement suspendre des contrats sont flous (Cadiou, 2023).

Le passage du tarif d'achat aux certificats de production de biogaz (CPB, voir plus haut) est censé faire évoluer le système de suivi des installations, qui devrait passer aux mains des fournisseurs de gaz. Des organismes de certification externes devraient être sollicités par ces derniers pour garantir la durabilité du biométhane fourni, avec des exigences similaires aux critères actuels du tarif d'achat.

³⁵ La proportion se situerait autour de 5 % en 2024 (FranceAgriMer, 2024).

³⁶ Le projet de décret concernant les CPB envisage une restitution de 10 TWh en 2029 (CRE, 2023)

³⁷ DRAAF : direction régionale de l'agriculture, de l'alimentation et de la forêt. DREAL : direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement.

³⁸ La capacité moyenne d'injection installée en 2023 était de 169 Nm³/h ; pour la cogénération, cette valeur était de 310 kW (Ademe & Observ'ER, 2024).

³⁹ DDETSPP : direction départementale de l'emploi, du travail, des solidarités et de la protection des populations.

Plusieurs initiatives ont par ailleurs été mises en œuvre pour pallier le manque de données (SEAmetha et SINOE). Cependant, la remontée de données par les porteurs de projet n'est pas obligatoire. Elle est effectuée de manière très hétérogène, et les données demandées sont parcellaires (peu d'information sur les pratiques d'épandage par exemple) (Cadiou, 2023). Les DREAL n'ont pas toujours le moyen de collecter des données, ni de les analyser, et le lien n'est pas toujours fait avec les caractéristiques initiales des projets et leur conformité (Cour des Comptes, 2021). Dans tous les cas, ces éléments d'informations sont déclaratifs et ne permettent pas d'évaluer le respect effectif des conditionnalités de son financement.

3.3.3. Des objectifs de développement ambitieux mais peu de mesures sur la demande

Les mesures pour développer la filière biométhane ont principalement cherché à encourager l'injection dans le réseau, sans viser de secteur particulier. Alors que la PPE 3 en consultation propose d'atteindre 44 TWh injectés en 2030, soit 15 % du gaz consommé par le réseau (MTE, 2025a), et que certains acteurs du gaz proposent d'augmenter encore cet objectif à 20 % en 2030 et 40 % en 2035 (GRDF *et al.*, 2024), on trouve peu de mesures spécifiques pour orienter ce biométhane vers des usages où son surcoût – comparé au gaz fossile et aux autres énergies bas carbone – serait valorisé au mieux. Le biométhane sert ainsi aujourd'hui surtout à remplacer le gaz fossile, et se retrouve donc principalement utilisé pour les besoins de chaleur dans les bâtiments et l'industrie.

Le dispositif principal de soutien à la demande en biométhane est le système de garanties d'origine (GO⁴⁰), créé pour assurer la traçabilité du biométhane dans le système énergétique et pour valoriser, y compris financièrement, son utilisation par rapport au gaz fossile. Depuis 2022, 42 % des GO issues d'installations bénéficiant du tarif d'achat⁴¹ peuvent être vendues à des consommateurs soumis au système européen d'échange de quotas d'émission (ETS) – à savoir des producteurs d'électricité et certains industriels –, tandis que le reste est considéré comme consommé dans les secteurs soumis au régime ESR – du règlement sur le partage de l'effort (Effort Sharing Regulation, ESR) – soit les autres secteurs (décret n° 2022-154 du 8 décembre 2022). Les GO utilisées dans les transports bénéficient d'allègements fiscaux. Depuis 2020, les producteurs doivent céder gratuitement leurs GO à l'État, qui en met une partie aux enchères sur le marché, tandis que les collectivités locales peuvent exercer un droit de préemption sur le reste⁴². Toutefois, la faible valeur de marché des GO – en moyenne 2,15 €/MWh selon la CRE (2024) – limite leur capacité à orienter efficacement les usages ou à soutenir financièrement la filière.

En parallèle, des politiques pour soutenir le développement du biométhane dans les transports routiers ont également été mises en œuvre. La SNBC 2 envisage que 10 TWh de biométhane soient consommés dans les transports en 2050, essentiellement par les poids lourds (25 % des ventes en neuf en 2030, 60 % en 2050) et les utilitaires légers (4 % des ventes en neuf en 2030, 10 % en 2050) (MTES, 2019). Des allègements de taux d'accise⁴³ sont accordées de manière à ce que le bioGNV à la pompe soit compétitif avec les carburants fossiles. En 2024, cela a représenté environ 150 millions d'€⁴⁴. Mais le poids de ce segment sur la filière est minoritaire, puisque des 12 TWh de biométhane produits en 2024, seuls 2,2 TWh ont été consommés dans le transport routier (France Mobilité Gaz, 2025).

3.3.4. Un objectif de baisse des dépenses publiques qui ne se traduit pas (encore) dans les faits mais crée une pression sur les coûts de production

Face à l'augmentation des coûts pour le budget de l'État et compte tenu du fort développement de la filière injection entre 2010 et 2018, la seconde PPE de 2018 avait fixé comme objectif une réduction des coûts de production de 42 % d'ici à 2023 et de 53 % d'ici à 2028 (si l'on prend comme référence le coût moyen estimé par la CRE en 2024 de 130 €/MWh). La trajectoire haute de développement de la méthanisation (et donc le soutien financier public de capacités additionnelles) était conditionnée par une baisse accrue des coûts de production par rapport à la trajectoire de référence.

L'objectif de réduction des coûts, bien que non repris dans la PPE 3 actuellement en consultation, s'est concrètement traduit par une première évolution à la baisse des tarifs de rachat pour l'injection, par arrêté en date du 20 novembre 2020. Celui-ci prévoyait initialement une réduction du tarif de rachat de 0 à 0,5 c€/kWh par trimestre, en fonction de l'évolution des capacités installées. Une telle mesure aurait dû conduire à une baisse du tarif de rachat de l'ordre de 25 à 30 % à l'horizon 2028. L'arrêté du 20 novembre 2020 a cependant été complété en 2021 puis 2023 par deux autres arrêtés, qui ont, à l'inverse, conduit à rehausser les tarifs de rachat (jusqu'à 25 %), notamment pour prendre en compte l'impact de la crise énergétique et la hausse de l'inflation (CRE, 2024).

En plus d'une pression à la baisse des coûts de production dans la planification de la filière par la puissance publique, le système d'enchères pour l'attribution des financements privilégié naturellement les projets dont le coût de production est le plus réduit.

⁴⁰ Un certificat de garantie d'origine est émis pour chaque MWh de biométhane produit, pour une durée de 24 mois.

⁴¹ En France, seules deux installations de méthanisation agricole connues ne sont pas dans un contrat de tarif d'achat (GRDF & GRTgaz, 2023).

⁴² A ce jour, la seule enchère a eu lieu en décembre 2024.

⁴³ L'accise est un prélèvement indirect par l'État qui porte sur la quantité consommée plutôt que sa valeur. En France, l'État prélève une accise sur l'électricité et le gaz fossile.

⁴⁴ La consommation de (bio)GNV s'élevait à 5 TWh en 2024 (France Mobilité Gaz, 2025), pour lesquels l'État compense la différence de coût avec le diesel par une baisse de l'accise (SGPE, 2025), qui coûte au total 154 millions d'euros en 2024. A ceci s'ajoute un dispositif de suramortissement à l'achat des véhicules qui coûte environ 60 millions d'euros annuels à l'État en 2024 (chiffres Institut Mobilités en Transition).

Les objectifs de baisse des coûts de production fixés en 2018 ne se sont finalement pas traduits par une baisse durable des tarifs d'achat, et donc des dépenses publiques pour soutenir la filière. C'est en partie pourquoi la CRE propose dans le bilan économique de la filière qu'elle a produit récemment une remise à plat. La grande variété des niveaux de rentabilité des projets pourrait notamment demander d'ajuster les soutiens financiers, pour limiter le coût des dispositifs. Cela pourrait aussi permettre de mieux prendre en compte les externalités environnementales des projets. La contribution de la méthanisation à la transition agroécologique – a minima à l'amélioration de certains bilans environnementaux des systèmes agricoles – fait en effet explicitement partie des éléments mis en avant par les acteurs du gaz renouvelable pour justifier l'importance des soutiens publics qui lui sont accordés. La section suivante se penche donc sur les effets concrets générés par le déploiement de la méthanisation à l'échelle des territoires.

3.4. Sur le terrain, un bilan agroenvironnemental entre améliorations marginales et effets négatifs

Comme en matière de bilan GES et de TRE (voir sections 2.1& 0), les effets agroenvironnementaux de la méthanisation dépendent fondamentalement des modalités selon lesquelles la méthanisation se déploie. Cette section expose dans un premier temps les conclusions existantes quant aux effets agroenvironnementaux de la méthanisation. Nous proposons dans un second temps quelques hypothèses quant aux ressorts économiques et politiques permettant de rendre compte des dynamiques observées.

L'analyse des effets de la méthanisation sur les systèmes agricoles est cependant rendue délicate par l'absence d'études à grande échelle et l'extrême diversité des situations à travers le territoire métropolitain. Les paragraphes qui suivent s'appuient plus particulièrement sur quatre études ayant recueilli des données à une échelle significative sur une diversité de territoire. Si elles n'offrent pas une représentativité au sens *statistique* des situations de méthanisation sur le territoire métropolitain, elles sont illustratives des principales configurations que l'on peut rencontrer.

3.4.1. Un spectre de pratiques variables pour un bilan modeste

Trois effets agroenvironnementaux de la méthanisation sont bien documentés. Concernant le bilan azote : en moyenne, le bilan s'améliore à l'échelle de l'exploitation, via une réduction du recours à l'azote minéral et une baisse du surplus azoté total. Cependant, les situations sont extrêmement hétérogènes entre les exploitations et les mécanismes à l'œuvre très variés. Dans l'étude empirique MéthaLAE⁴⁵ menée par Solagro, qui

documente les effets de la méthanisation sur le bilan agroenvironnemental de 46 fermes françaises entre 2012 et 2015, le solde azoté moyen baisse de 11 %, la fertilisation minérale de 20 % et la volatilisation ammoniacale de 10 %. Cependant, si une moitié de l'échantillon voit son surplus azoté baisser, il augmente pour l'autre moitié. Pour les ovins, le solde azoté est plus que doublé. Malgré une baisse moyenne du recours aux fertilisants minéraux synthétiques, un tiers des exploitations voit ce recours augmenter. La volatilisation ammoniacale (au moment de la gestion et de l'épandage du digestat) baisse en moyenne, mais elle double chez les céréaliers. En s'appuyant sur une approche plus qualitative, Cadiou⁴⁶ constate aussi que la méthanisation est majoritairement associée à une baisse du recours à l'azote minéral, notamment grâce à sa substitution partielle par le digestat. Cependant, comme le montrent également Boros *et al.* (2025)⁴⁷, cette réduction de la dépendance à l'azote minéral ne se traduit pas nécessairement par une plus grande autonomie azotée au sens large : c'est la nature des apports d'azote qui change, passant des engrais minéraux à une diversité d'intrants pour le méthaniseur (incluant les déchets d'IAA). Certaines études pointent même une tendance à l'intensification et à un usage accru d'azote à l'échelle du système de cultures (Carton & Levavasseur, 2022 ; Gabriel *et al.*, 2019). Rares sont les agriculteurs à associer la méthanisation à un accroissement des surfaces de cultures fixatrices d'azote, que ce soit comme intrants pour le méthaniseur ou comme cultures principales, indispensables pour véritablement équilibrer le bilan azoté. Par ailleurs, la culture des CIVE est de plus en plus intensive et repose sur un recours significatif à l'azote minéral hors digestat. Enfin, la possibilité de substituer des engrais minéraux par le digestat issu du méthaniseur est très fortement conditionnée par la manière dont l'agriculteur va gérer son digestat : taille de la cuve, choix du débit de chantier, période d'épandage.

Concernant les assolements⁴⁸ et la couverture des sols : le développement de la méthanisation s'accompagne de changements d'usage des sols faibles à significatifs, mais pas nécessairement en faveur de la diversification. Dans une étude portant sur la période 2011-2018, (Levavasseur *et al.*, 2023)⁴⁹

⁴⁵ L'étude empirique MéthaLAE concerne surtout des fermes associées à une unité de cogénération (34), le reste (12) étant en injection. Le panel d'exploitations représente relativement plus les « pionniers », et la voie cogénération que les modèles de méthanisation majoritaire aujourd'hui dans la filière (Ademe & Solagro, 2018 ; Laboubée *et al.*, 2020). Le détail des résultats est présenté en annexe 7.1.

⁴⁶ La thèse de Cadiou (2023) s'intéresse à un panel de 19 unités de méthanisation et 23 fermes, toutes situées dans le Grand Est (départements des Vosges et du Bas-Rhin), enquêtées entre 2020 et 2022. Elle couvre un panel relativement large d'orientations technico-économiques (de la polyculture-élevage aux grandes cultures) et de type de méthanisation, même si la cogénération domine l'échantillon.

⁴⁷ Les travaux de (Carton & Levavasseur, 2022), complétés ultérieurement par ceux de (Boros *et al.*, 2025), se sont penchés sur 33 fermes associées à 24 méthaniseurs, toutes sans élevage et situées dans les zones céréalières du centre de la France. Il s'agit uniquement de biométhane injecté, produit majoritairement à partir de cultures dédiées et de CIVE.

⁴⁸ Système de rotation de cultures sur une surface agricole.

⁴⁹ Levavasseur *et al.* (2023) proposent une analyse à l'échelle nationale des changements d'usage des terres agricoles associées au développement de la méthanisation pour toutes les unités de méthanisation (en cogénération ou en injection) mises en place entre 2011 et 2018, en croisant la base de données SINOE de l'Ademe (recensant l'intégralité des méthaniseurs en activité) et le système d'identification des parcelles agricoles.

estimaient que pour deux tiers des fermes engagées dans la méthanisation, il n'y avait eu aucun changement d'assolement significatif ; 31 % des fermes ont vu les surfaces en maïs augmenter, au détriment notamment du blé, voir du colza ; une faible fraction des fermes (4 %) a vu sa surface en prairies temporaires augmenter très significativement, sans que l'on sache si la biomasse ainsi produite a été utilisée pour alimenter le méthaniseur. Ces résultats convergent avec les travaux plus fins menés par Boros *et al.* (2025) chez les céréaliers d'Île de France. Ils montrent une augmentation importante des surfaces en maïs ensilage et d'orge, tous deux destinés aux méthaniseurs, au détriment du blé et du colza. Cependant, les dynamiques plus récentes semblent aller dans le sens d'une amplification des effets. Une analyse menée à l'échelle nationale par Boros *et al.* (2025) montre que la part des fermes engagées dans la méthanisation n'introduisant pas ou peu de changements dans leurs assolements est passée de 66 % en 2018 à 45 %. Dans 28 % de ces fermes, la part du maïs augmente au détriment des prairies et des fourrages, 12 % voient une augmentation du maïs au détriment du blé et du colza, et 6 % une augmentation des autres céréales au détriment du blé et du colza. L'augmentation des prairies est enfin constatée dans 6 % des fermes essentiellement dans les zones montagneuses de l'est de la France. Si la période de couverture des sols augmente, permettant dans certains cas une meilleure restitution de carbone aux sols et une baisse de leur érosion, l'assolement n'en est pas pour autant plus diversifié : ce sont les cultures les plus productives en biomasse qui sont favorisées. Dans tous les cas, l'introduction des CIVE à destination du méthaniseur a des effets importants sur la conduite des cultures principales, qui perdent parfois jusqu'à 40 % de rendement.

Concernant la gestion de l'irrigation et l'usage des produits phytosanitaires : le développement des CIVE a été jusqu'à présent peu étudié, en dehors des travaux de Boros *et al.* (2025). Ils montrent dans le cas des exploitations en grandes cultures que la majorité de ces CIVE sont non seulement fertilisées (voir supra), mais également irriguées (pour 50 % des fermes enquêtées) et traitées (pour plus de 2/3 des fermes enquêtées) – l'usage de produits phytosanitaires étant bien corrélé avec le recours aux fertilisants de synthèse. Ces pratiques sont liées au besoin, pour les exploitants, de sécuriser l'approvisionnement de leur méthaniseur. Dans un contexte de tensions croissantes sur les ressources en eau, et de difficultés chroniques de l'agriculture française à réduire sa dépendance aux produits phytosanitaires, le fait que ces CIVE soient irriguées et traitées peut être considéré comme un impact négatif associé au déploiement de la méthanisation. Deuxièmement, la conduite des CIVE telle que documenté par Boros *et al.* s'écarte significativement des bonnes pratiques mises en avant par les promoteurs d'une « méthanisation agroécologique », selon lesquelles les CIVE ne devraient être ni traitées, ni fertilisées, ni irriguées (cf. section 3.2, encadré 3). Au regard de l'importance des CIVE dans l'estimation du potentiel de biomasse mobilisable pour atteindre 100 à 170 TWh de biogaz d'ici à 2050, la question doit être approfondie.

3.4.2. Insertion de la méthanisation dans les exploitations agricoles et contraintes économiques

Les analyses ci-dessus montrent une très grande hétérogénéité des situations, et une difficulté à en identifier les ressorts. En dehors des travaux de Cadiou (2023), ces analyses agronomiques

TABEAU 3. Quatre modèles économiques de la méthanisation construits par Grouiez (2021), croisés avec les observations agronomiques de MéthALAE, Cadiou (2023), Levavasseur (2023), Carton & Levavasseur (2022), Boros *et al.* (2025)

MODÈLE	DESCRIPTION PAR GROUIEZ (2021)	CARACTÉRISTIQUES AGRONOMIQUES ASSOCIÉES
Internalisation et symbiose	Éleveurs optimisant la gestion de leurs effluents via la méthanisation (souvent en cogénération). Agriculteurs pionniers, ayant bénéficié de soutiens importants et ayant amorti l'équipement. Marginal dans la filière. Présents notamment dans MéthALAE et chez Cadiou (2023) (Vosges).	Faible contrainte d'approvisionnement et financière du fait de la logique opportuniste. Contexte favorable à l'agroécologie lorsque c'est le choix de l'exploitant, par exemple : conversion facilitée à l'agriculture biologique*, systèmes vertueux décrits dans MéthALAE.
Petits collectifs agricoles	Petits collectifs territoriaux, en injection ou cogénération. Unité de méthanisation séparée des exploitations agricoles.	Les données agronomiques disponibles sont insuffisantes pour caractériser ce modèle.
Céréaliers en injection	Agriculteurs en grandes cultures, sans élevage, installés après 2015. Majoritairement présents dans les travaux de Boros <i>et al.</i> et partiellement chez Cadiou (plaine du Bas-Rhin).	Possibilité d'améliorations incrémentales : réduction surplus azotés, couverture des sols, retour de matières organiques au sol. Forte contrainte d'approvisionnement et de retour sur investissement qui favorise une logique d'intensification culturale, éloignant l'exploitation d'une trajectoire ambitieuse (verrouillage socio-technique).
Externalisation partielle et technologie générique	Agriculteurs arrivés tardivement dans la filière, en injection ou cogénération. Forte pression à la production pour rentabiliser l'installation. Utilisation d'intrants très méthanogènes et standardisés pour réduire la main-d'œuvre.	Forte pression économique qui favorise des pratiques moins vertueuses : irrigation, cultures dédiées, CIVE « détournées » (deviennent des cultures principales), même si possibilité d'amélioration du bilan environnemental à condition de fortes connaissances techniques.

Source : auteurs.

* L'agriculture biologique constitue une forme d'agroécologie, mais elle est difficile à généraliser dans les conditions économiques actuelles. (Blumenstein *et al.*, 2015 ; Cadiou, 2023) observent que les méthaniseurs associés à des exploitations en bio sont généralement dépendants d'apports extérieurs de biomasse issue de l'agriculture conventionnelle pour leur activité de méthanisation.

renseignent peu les effets de l'arrivée du méthaniseur sur les stratégies économiques des exploitants agricoles : réorganisation des activités productives – par exemple via un changement dans l'allocation des facteurs de production aux différents ateliers ; modification de l'organisation du travail – avec ou sans recours au salariat ; etc. Or, c'est bien l'hypothèse que la méthanisation libère des marges de manœuvre économiques qui conduit certains à considérer la méthanisation comme un levier pour l'adoption de pratiques agroécologiques (voir section 3.2).

Pour pallier ce manque, et en complément des travaux de Cadiou (2023), nous proposons de mobiliser les travaux de (Grouiez, 2021), qui donnent à voir la diversité des stratégies économiques des exploitants ayant investi dans la méthanisation (seuls ou en collectif). Sur la base d'un corpus d'un peu plus de 50 unités de méthanisation, enquêtées entre 2018 et 2020, il identifie quatre modèles principaux de développement de la méthanisation. Dans le **Tableau 3**, nous tentons de faire le lien entre ces idéaux types et les dynamiques agronomiques présentés ci-dessus pour esquisser quelques mécanismes explicatifs à l'œuvre. Nous sommes pour cela reparti de l'hypothèse formulée par Beline *et al.* (2023), selon laquelle la méthanisation tend à accompagner les dynamiques en cours plutôt qu'à « renverser la table ».

Les quatre modèles identifiés permettent de rendre compte de la diversité des façons dont les exploitations agricoles intègrent les contraintes spécifiques liées à la méthanisation dans leur gestion économique. À l'exception du modèle dit « internalisation et symbiose » – aujourd'hui devenu marginal –, la méthanisation ne représente pas une étape vers un système agroécologique. Elle peut même, malgré certaines améliorations ponctuelles, entraîner des effets agroenvironnementaux négatifs, et parfois même constituer un frein à l'adoption de pratiques plus vertueuses, en raison des dépendances économiques qu'elle instaure.

Cet état des lieux permet d'informer les dynamiques à l'œuvre aujourd'hui, et d'émettre des hypothèses quant au développement futur de la filière.

3.5. Un passage à l'échelle amplificateur de tensions entre les trois objectifs

La PPE ambitionne plus d'un triplement de la production de 2024 (x 3.7) à 2030, entre x4 et x7 à horizon 2035 (MTE, 2024c), et x10 à 2050, tout en visant des avancées sur les deux autres pôles du trilemme, à savoir : une contribution à la transition agroécologique, et un faible coût. Cependant, trois aspects semblent aller à l'inverse vers une amplification des tensions déjà constatées entre ces trois pôles plutôt que les apaiser : l'accès à la biomasse et sa gouvernance ; l'accroissement des impacts environnementaux négatifs induits par une méthanisation qui se poursuivrait selon une trajectoire d'intensification ; et l'ampleur des coûts que cela représenterait.

3.5.1. Des tensions accrues pour l'accès à la biomasse

Même si la filière française de méthanisation est encore peu

développée par rapport aux ambitions à 2035 et 2050, on observe dès aujourd'hui sur certains territoires que l'augmentation de la production enclenche des dynamiques de concurrence pour les ressources et pour la biomasse qui peuvent influencer les effets environnementaux.

« on a du recul maintenant, c'est très tendu parce qu'il y a beaucoup de méthaniseurs dans le coin, et les intrants qui produisent le plus, forcément c'est ceux qui vont coûter le plus à l'achat. Tout le monde va sauter dessus, je le veux parce que ça produit et donc le prix il flambe, et là comme on arrive à peu près sur la loi qui va bientôt sortir sur les biodéchets, tout le monde va vouloir grappiller. »
(Méthaniseur industriel, cité par Cadiou [2023])

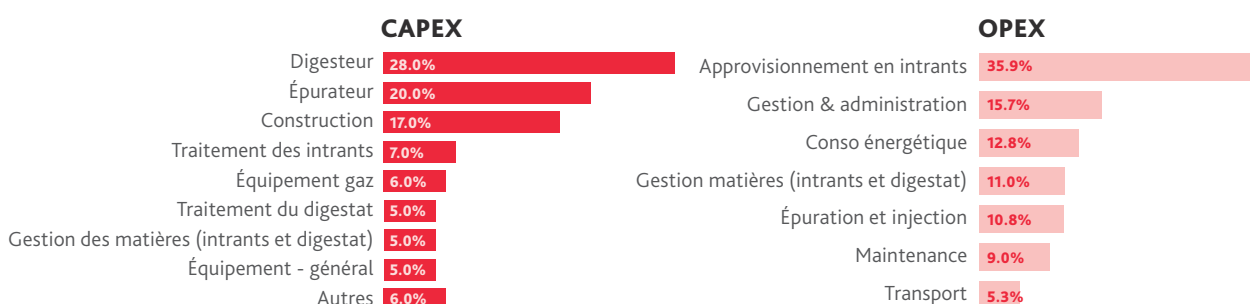
Le fait que l'accessibilité à la biomasse soit déjà un enjeu sur un territoire où, certes, la présence des méthaniseurs se densifie, mais reste bien en deçà des projections à 2030 ou 2035, pose notamment la question de la gouvernance future de cette biomasse et des modalités de pilotage du développement de la méthanisation dans les territoires. Plus spécifiquement, la compétition pour l'accès à cette biomasse est d'ores et déjà palpable, d'une part entre méthaniseurs comme l'indique la citation ci-dessus, et d'autre part entre activité d'élevage et méthanisation. En effet, les résidus de grandes cultures (comme les pailles) et les co-produits de l'industrie agro-alimentaire sont habituellement utilisés pour l'élevage comme alimentation (ex : pulpe de betterave) ou pour les litières (ex : pailles de céréales). Or, ils représentent aussi des substrats méthanogènes utilisés par les méthaniseurs⁵⁰. Un rapport de FranceAgriMer signale que quatre régions (Île de France, Normandie, Auvergne-Rhône-Alpes, PACA) ont déjà des déficits structurels en pailles de céréales, à la fois utilisées en méthanisation et pour les litières. Ces déficits pourraient se transformer en tensions, à mesure que la filière se développe, d'autant plus si la plus grande fréquence de sécheresses se confirme. Des concurrences sont aussi susceptibles d'apparaître autour des coproduits issus de l'industrie agro-alimentaire tels que les pulpes de betterave (FranceAgriMer, 2022). Dans le Grand Est, certains agriculteurs interrogés par Cadiou (2023) déclarent que la hausse du coût des biodéchets et des co-produits les a incités à produire plus de cultures énergétiques eux-mêmes, ou des CIVE. À partir d'un certain seuil, le développement de la méthanisation dans ces territoires peut engendrer de nouveaux effets à mesure que les agriculteurs-méthaniseurs et les éleveurs s'adaptent aux concurrences méthanisation/élevage.

3.5.2. L'amplification des effets environnementaux négatifs

Le développement des CIVE à grande échelle soulève plusieurs interrogations. Les modifications observées par (Boros *et al.*, 2024 ; Cadiou, 2023 ; Launay *et al.*, 2022 ; Levavasseur *et al.*,

⁵⁰ Selon les scénarios, ils représentent entre un quart et un tiers de la biomasse agricole utilisée pour la méthanisation (voir Tableau 2).

FIGURE 12. Composition des dépenses d'investissement (CAPEX) et des coûts d'opération (OPEX) d'une installation de méthanisation en injection



Source: auteurs d'après CRE (2024).

2023) en termes de fertilisation, irrigation, et traitement, pourraient comporter des effets de seuil et conduire à grande échelle à des transformations profondes du système agricole et amplifier ces impacts négatifs. La concurrence sur la ressource en eau en est l'un des enjeux majeurs.

En outre, les lacunes du suivi des effets agroeconomiques des projets après leur sélection présentée en (section 3.4) risquent de s'intensifier, en l'absence d'une revalorisation de moyens déjà insuffisants aujourd'hui.

Il est ainsi probable que la généralisation de la filière pose de nouveaux enjeux environnementaux, ce qui matérialise les tensions entre les pôles « volume » et « agroécologie » du trilemme. La question du coût amplifie encore les tensions.

3.5.3. Coût de production et économies d'échelle

La politique d'offre mise en œuvre en France pour soutenir la méthanisation s'inscrit dans une logique comparable à celle adoptée pour le solaire ou l'éolien, dont les filières dépendent de moins en moins du soutien public. Concernant le biométhane, on perçoit également une hypothèse implicite selon laquelle l'augmentation des volumes produits permettrait de générer des économies d'échelle et des progrès technologiques, conduisant à terme à une baisse des coûts de production.

L'objectif de baisse des coûts inscrite dans la PPE de 2018 (75 €/MWh en 2023 et 60 €/MWh en 2028 (MTES, 2020)) – même si elle ne figure plus dans la version projet de troisième PPE de 2025 (MTE, 2025a) – repose ainsi sur une hypothèse de baisse des dépenses d'investissement (CAPEX), qui correspond à un peu moins de la moitié des coûts complets (CRE, 2024 ; ENEA Consulting, 2018 ; MTES, 2020).

Selon un audit récent de la CRE, le coût de production médian du biométhane en France en 2024 est de 130 €/MWh (CRE, 2024). Pour référence, le prix de gros du gaz naturel était de 39 €/MWh en moyenne en 2023 (SDES, 2024).

Dans les dernières années cependant, la baisse escomptée des coûts d'investissement ne s'est pas complètement matérialisée. La CRE a observé une baisse du CAPEX pour les projets installés entre 2017 et 2021, de l'ordre de 6 % par an, qu'elle attribue à l'industrialisation de la filière. Il est difficile d'expliquer

de manière univoque ces évolutions de coût, et de prévoir leur évolution dans les prochaines années. La CRE suppose que l'augmentation de la taille des installations permet des économies d'échelle en termes de CAPEX⁵¹ (CRE, 2024). En tout état de cause, le développement de plus grandes installations constituerait une inflexion par rapport à la politique suivie pendant la dernière décennie, qui a cherché à favoriser une méthanisation de petite échelle.

Par ailleurs, il est possible que les coûts d'exploitation (OPEX) varient de manière significative à mesure que la filière se déploie. L'approvisionnement en intrants compte pour plus d'un tiers des OPEX en moyenne (voir Figure 12). Cette proportion évolue selon la nature des intrants, les années, mais aussi selon le niveau total de mobilisation de la ressource.

Les analyses qui envisagent une baisse du coût en intrants font l'hypothèse d'une optimisation du pouvoir méthanogène des substrats, notamment en raccourcissant le stockage des effluents d'élevage et en choisissant et récoltant les CIVE de manière à maximiser leur pouvoir méthanogène (CRE, 2019 ; ENEA Consulting, 2018). Cependant, plusieurs éléments pourraient au contraire influencer les coûts d'approvisionnement à la hausse au fur et à mesure de la mobilisation du gisement.

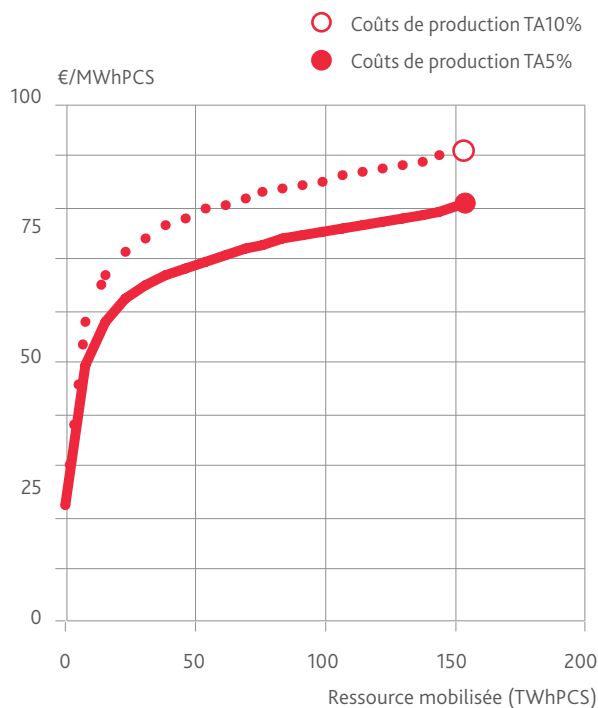
Concurrence élevage et méthanisation. Certains substrats sont en concurrence avec les consommations de l'élevage (pour les litières et l'alimentation), ce qui pourrait augmenter leur prix sur certains territoires. C'est déjà le cas pour certains résidus de culture et pour des co-produits de l'industrie agro-alimentaire (voir section 3.5.1).

Coût croissant des intrants méthanisés⁵². L'Ademe estime que le coût de production du biométhane issu de méthanisation augmente à mesure que le gisement est exploité : le coût croît

⁵¹ Pour les installations en-dessous de 300 Nm³/h (soit environ 25 GWh/an, la majorité), augmenter la capacité de 10 Nm³/h induit une baisse des CAPEX d'environ 700 à 1 200 €/Nm³/h (CRE, 2024).

⁵² Il ne s'agit pas d'une nouvelle tendance, mais d'une dynamique qui peut se transformer en tension à mesure du développement de la filière.

FIGURE 13. Coût actualisé moyen croissant de la méthanisation en fonction de la ressource mobilisée



Remarque : l'abscisse représente la ressource mobilisée globale et pas seulement celle mobilisée pour la filière « injection ».

Source : Ademe (2018).

entre 20 et 80 €/MWh pour un taux d'actualisation de 5 %⁵³ à mesure que la ressource est mobilisée jusqu'à 150 TWh, voir **Figure 13** (en considérant un taux d'actualisation à 5 %). Cette augmentation est due à une hausse du coût d'approvisionnement en matières, en partie mais pas complètement compensée par des économies d'échelle produites par l'agrandissement des unités de méthanisation (baisse du CAPEX de l'épurateur de 40 %, baisse du CAPEX et de l'OPEX du méthaniseur de 10 %) (Ademe, 2018).

La dynamique identifiée dans ce travail de prospective est confirmée par l'audit de la CRE de 2024. Celle-ci relève des coûts d'acquisition des intrants très variables selon les régions, entre 17,5 et 57,7 €/t de matière végétale brute. Les coûts sont positivement corrélés avec la densité d'installation des méthaniseurs, ce qui pourrait indiquer des coûts qui augmentent localement quand les tensions sur les ressources sont plus fortes (CRE, 2024). En outre, dans le cas de grands méthaniseurs ou d'une mobilisation accrue de la biomasse agricole au niveau local, l'accroissement des distances de transport des substrats tend à

augmenter le coût d'approvisionnement des intrants – bien qu'à notre connaissance, cette dernière relation n'ait pas été estimée quantitativement.

Sur un plan plus général, l'importante variabilité des prix agricoles et leur sensibilité à des événements extérieurs est un élément clé de la viabilité économique de l'activité de méthanisation : une hausse subite et significative des prix agricoles, comme sur la période 2021-2023, affecte les coûts opérationnels et peut compromettre l'approvisionnement en biomasse des méthaniseurs. Dans un tel contexte, la hausse de la demande totale en biomasse engendrée par un changement d'échelle de la méthanisation, et en l'absence d'évolution du système alimentaire, entraîne des risques inflationnistes à l'échelle de l'ensemble du système alimentaire. Et ces risques sont encore renforcés par la perméabilité des usages d'une même ressource (entre alimentation humaine, animale ou usages énergétiques).

L'analyse des composantes du coût de production du biométhane devraient donc être mieux investiguées. En tout état de cause, rien n'indique une dynamique de réduction du coût « spontanée » à mesure que de nouvelles installations sont démarrées. Cela marque une différence entre le biométhane et de nombreuses filières d'énergies renouvelables, qui ont vu des baisses massives de coût de production dans les deux dernières décennies (IRENA, 2024).

Dans l'hypothèse où les coûts de production du biométhane ne baissent pas et où le coût du gaz fossile reste stable, et en gardant un cadre de soutien à l'offre similaire, l'élargissement de la filière exigerait un soutien de 1 et 3 milliards d'€ en 2030 et jusqu'à 4 milliards d'€/an en 2035 (**Figure 14**). À titre de comparaison, les aides à l'agriculture au titre de la Politique agricole commune (PAC) en 2023 ont été de 8,4 milliards d'euros (MASA, 2025). Le passage aux Certificats de production de biogaz intégré dans un tarif de rachat par les opérateurs gaziers permettrait d'alléger la charge publique, mais les coûts demeurent et seraient alors supportés par le consommateur.

Conclusion du chapitre

Ce chapitre montre que le trilemme explicité en introduction⁵⁴ présente des tensions fortes à plusieurs niveaux : réaliser chacun des trois objectifs au niveau envisagé dans la politique publique soulève des questions de faisabilité du fait de dynamiques contradictoires entre les trois aspects du trilemme. Compte tenu du bilan agroenvironnemental actuel déjà mitigé et la magnitude du changement d'échelle envisagé, il semble difficile de concilier un fort accroissement du volume de biométhane agricole – qui exigerait d'orienter vers la méthanisation entre 6 et 15 fois plus de biomasse agricole (en Mt MS) en une décennie – tout en respectant la promesse de contribution à la transition agroécologique. L'objectif « coût » rajoute des contraintes supplémentaires à cet équilibre déjà difficile à atteindre : les leviers de baisse de coût résideraient en partie

⁵³ Respectivement pour un taux d'actualisation à 10 %, le coût varie entre 30 et 90 €/MWh (Ademe, 2018). Notons que la CRE retient dans son audit de la filière un taux d'actualisation de 7 % (CRE, 2024). Le coût moyen du biométhane français a vraisemblablement toujours été plus élevé que ces deux courbes, en moyenne à 130 €/MWh en 2024.

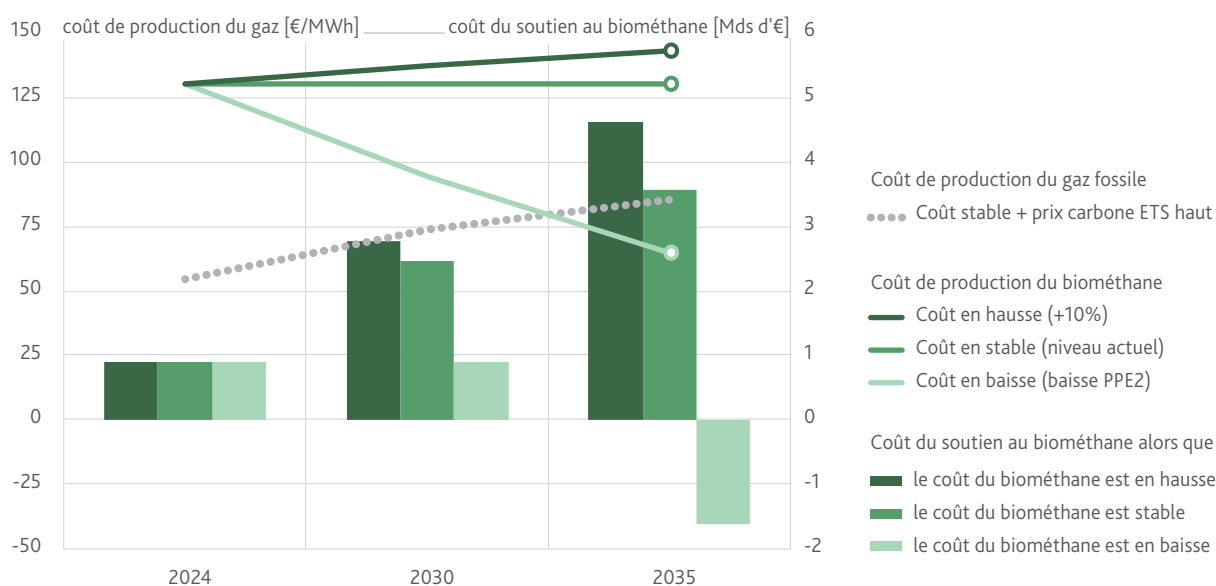
⁵⁴ Entre produire de hauts volumes de biométhane, à bas coût, et de manière compatible avec la transition agroécologique, voir Figure 2.

dans des évolutions contradictoires avec les objectifs agroenvironnementaux, tandis que la mobilisation de nouveaux gisements d'intrants méthanisables pourrait augmenter le coût de production à la hausse en exacerbant les tensions d'approvisionnement.

Dans ce cadre, maintenir un objectif à environ 100 TWh de production signifie prioriser la production d'énergie sur d'autres

fonctions du système agricole ; compte tenu des tensions sur l'accès à la biomasse et des risques associés à une dégradation des agroécosystèmes, se pose la question de la possibilité même de mobiliser suffisamment de biomasse pour atteindre 100 TWh. Le chapitre suivant explore les choix de politiques publiques pour orienter ces évolutions.

FIGURE 14. Soutien annuel à la production de biométhane en injection en 2024, 2030 et 2035 selon différentes hypothèses de coût de production du biométhane



Lecture : le coût de soutien au biométhane est égal au volume produit que multiplie l'écart de prix entre 1 MWh de gaz fossile et 1 MWh de biométhane – soit sur le graphique, le volume que multiplie l'écart entre la courbe noire (= prix du gaz fossile) et les différentes courbes vertes (= coût de production du biométhane selon plusieurs scénarios). En 2035, le soutien à la filière coûterait plus de 4,5 Mds € sous l'hypothèse d'un coût de production en hausse de 10 %, 3,5 Mds si les coûts restent stables. Sous l'hypothèse d'une baisse des coûts de production conforme à la PP2 2 – dont on a vu qu'elle était peu crédible – et d'une tarification carbone significative, les coûts de production du biométhane pourraient devenir inférieurs à ceux du gaz naturel et ainsi supprimer le besoin de soutien public (ce qu'illustre la barre négative en pointillé, indiquant que la filière pourrait rapporter 1,5 Mds à l'État).

Prix du gaz fossile : hypothèse de coût de production stable par rapport à aujourd'hui (40€/MWh), auquel s'ajoute une tarification carbone en hausse progressive : 150 €/t CO2 en 2030, 200 €/t CO2 en 2035.

Source : auteurs.

4. TROIS ENJEUX DE GOUVERNANCE POUR UNE MÉTHANISATION PLUS DURABLE

Le chapitre précédent donne à voir les écarts entre les objectifs stratégiques de la politique publique française et la réalité de leur mise en œuvre. Il nous montre que le trilemme tel que promis par les politiques publiques de méthanisation n'est pas réalisable dans le contexte actuel, et que le coût de poursuite de ces objectifs de production pourrait devenir très significatif dans les cinq à dix prochaines années.

Dans ce dernier chapitre, nous identifions trois enjeux majeurs pour améliorer la situation actuelle et envisager un avenir plus réaliste et *in fine*, plus durable pour la filière biométhane française. À court terme, il s'agit d'abord de renforcer le suivi des projets de méthanisation, et de les inscrire dans une nouvelle gouvernance territoriale de la biomasse. Nous développons cette idée dans une première section. Un deuxième enjeu consiste à déployer des mesures sur la demande et à sortir d'une politique de développement du biométhane centrée principalement sur l'offre. Finalement, il semble essentiel de ré-évaluer le rôle du vecteur gaz, et du biométhane en particulier, dans la transition énergétique française, à la lumière d'une réflexion quant à la hiérarchie des usages, pour aboutir à de nouveaux arbitrages plus réalistes entre sources d'ENR.

4.1. Renforcer le suivi des projets de méthanisation et la gouvernance territoriale de la biomasse

4.1.1. Consolider les réseaux de collecte d'information

Quel que soit le futur des politiques de méthanisation, il est essentiel de mieux en documenter les effets environnementaux réels. Plusieurs analyses se sont penchées sur des territoires circonscrits, souvent dans l'objectif d'observer un groupe d'effets particuliers (Ademe & APCA, 2022 ; Boros *et al.*, 2024 ; Cadiou, 2023 ; Carton & Levavasseur, 2022 ; Laboubée *et al.*, 2020 ; Launay *et al.*, 2022). Les résultats sur ces échantillons soulignent une diversité d'effets et renforcent l'importance de systématiser le recueil et l'analyse de données. Plusieurs acteurs défendent cette orientation (CESE, 2023 ; Cour des Comptes, 2025 ; Fabrique écologique, 2023 ; WWF France, 2024).

Depuis plusieurs années, la récolte des données s'est améliorée à l'échelle des régions (FranceAgriMer, 2025). Plusieurs d'entre elles ont mis en place des observatoires de la méthanisation (Grand Est, Bretagne, Île-de-France) efficaces dans la collecte systématique d'informations auprès des agriculteurs-méthaniseurs. En région Grand Est, c'est une initiative partagée de l'Ademe, la DREAL et la Région qui synthétise les résultats d'enquêtes envoyées systématiquement aux agriculteurs concernés, avec un taux de réponse de plus de 80 % pour la dernière édition portant sur l'année 2022. Elle recueille la nature et la quantité des intrants méthanisés, l'énergie produite, la quantité de digestat généré et les distances à parcourir pour l'épandre (Ademe &

Région Grand Est, 2023). Ces expériences pourraient être répliquées dans toutes les régions, puis synthétisées et harmonisées au niveau national, pour obtenir une image plus précise de la filière. La récolte de données pourrait être complétée de manière à suivre le calendrier d'épandage, l'évolution des rotations de culture, et les pratiques agricoles utilisées pour les CIVE. On peut aussi envisager d'en améliorer la qualité en minimisant les biais liés à des enquêtes déclaratives en développant des dispositifs d'enquête indépendants dans des échantillons régionalisés.

Une autre option pourrait impliquer l'Observatoire national des ressources en biomasse (ONRB), placé sous la tutelle de FranceAgriMer, agence dépendant du ministère de l'Agriculture, qui fait déjà le recensement des ressources en biomasse et de leurs filières d'utilisation par région (CESE, 2023 ; Fabrique écologique, 2023).

Enfin, des études scientifiques additionnelles devraient être menées pour compléter les connaissances sur certains aspects de la méthanisation, en particulier la vie des sols après épandage du digestat, ainsi que les effets d'incorporer les CIVE dans les rotations de culture. À un niveau intermédiaire entre les bilans régionaux et les observations à la parcelle, il serait important de mieux appréhender les dynamiques en termes d'assolement, de pression sur les espaces naturels sensibles, d'usages des intrants et des ressources en eau.

4.1.2. Consolider les garde-fous existants pour le montage des projets

La section 3.3 montre comment l'ambition politique affichée pour une méthanisation « levier d'agroécologie » s'est surtout concrétisée par des conditionnalités intégrées aux financements publics des projets de méthanisation. Ces mesures sont insuffisantes face aux enjeux présentés dans le chapitre 3, mais une meilleure application leur permettrait de jouer leur rôle effectif de garde-fou sur la sélection des projets.

Dans la phase d'instruction des projets, les acteurs chargés de leur sélection devraient pouvoir avoir accès aux données nécessaires pour identifier des potentiels conflits d'usage (Fabrique écologique, 2023). Ensuite, pour les projets de méthanisation autorisés, la réalité de l'approvisionnement des unités de méthanisation et des modalités d'épandage du digestat devraient être mieux relevées, avec la possibilité d'exiger une mise en conformité le cas échéant, sans quoi ces documents garderaient une simple valeur déclarative. Appliquer cette stratégie nécessite un renforcement des moyens alloués aux acteurs chargés de ces contrôles, notamment les DREAL et les services de l'Ademe, qui peuvent contribuer au suivi des projets.

Des conditionnalités supplémentaires pourraient être envisagées pour orienter plus efficacement les aides publiques vers des pratiques vertueuses, comme le suggère le WWF dans ses recommandations de 2024, sans toutefois préciser les modalités concrètes de ce ciblage (WWF France, 2024). Par ailleurs, plusieurs acteurs plaident pour l'abandon progressif des cultures principales énergétiques. L'Ademe a ainsi cessé de financer les projets incluant ce type de cultures dans leur plan d'approvisionnement, et Solagro écarte leur utilisation dans ses scénarios de long terme (Solagro, 2024b).

Le renforcement, voire la stricte application de la législation existante, pourrait limiter plus efficacement les effets négatifs de la méthanisation, en empêchant le développement de projets susceptibles d'intensifier les concurrences locales sur la biomasse. Toutefois, en l'absence de transformation des rapports de force actuels, les impacts environnementaux de la méthanisation continueront d'être considérés comme des externalités à gérer, sans être pleinement intégrés aux objectifs de développement du secteur. Le système actuel d'instruction, de sélection et de suivi des projets offre en effet peu de marges pour refuser un projet ou appliquer des sanctions en cas de non-conformité avec les documents préparatoires. Même dans les cas où un refus est juridiquement possible, il est rarement mobilisé, faute de ressources suffisantes ou de poids décisionnel des acteurs locaux dans la gouvernance agricole. Dans ce contexte, les conditionnalités environnementales peinent à s'appliquer de manière effective.

4.1.3. Insérer la méthanisation dans le débat de politique agricole à l'échelle territoriale

Plusieurs caractéristiques de la filière méthanisation soulignent l'importance de renforcer l'échelon territorial de sa gouvernance. C'est notamment essentiel pour détecter les éventuels conflits d'approvisionnement en biomasse entre différents usages et les arbitrer par rapport aux priorités du territoire, mais aussi pour articuler le développement de la méthanisation avec les autres transformations pour les transitions agroécologique et énergétique. Par exemple, la planification des besoins en infrastructures de distribution de méthane doit prendre en compte la sortie des fossiles du secteur des bâtiments, les sources de chaleur décarbonée sur le territoire, ainsi que les besoins de la filière injection pour connecter les projets (Rüdinger *et al.*, 2024).

Aujourd'hui, les cellules biomasse, organisées par région, sont censées prévenir les conflits d'approvisionnement en biomasse sur les territoires (cf. section 3.3.23.3.2). Plusieurs organisations appellent à un élargissement de leur rôle pour comprendre tous les projets, et non plus seulement ceux de grande taille⁵⁵, et pour renforcer leur pouvoir (Ademe, 2024a ; CESE, 2023 ; Fabrique écologique, 2023). Le WWF recommande également un renforcement de la planification locale des projets (WWF France, 2024).

Si une telle évolution pouvait s'avérer positive, elle ne serait pas suffisante pour rééquilibrer les rapports de force qui gouvernent à la filière méthanisation. Le poids des cellules biomasse est certes limité par son rôle uniquement consultatif, mais aussi par la légitimité politique des membres qui la composent (DRAAF, DREAL et Ademe – cf. 3.3.2). Pour qu'un tel groupe ait le pouvoir de bloquer certains projets de méthanisation et d'exiger des mises en conformité le cas échéant, ils

devraient être élargis à des organismes ayant une légitimité à produire des arbitrages politiques et les moyens de les faire respecter.

En outre, financer les projets de production par un système d'enchères, comme c'est le cas aujourd'hui pour les projets de plus de 25 GWh/an, favorise par définition les projets qui limitent le plus leur coût de production, souvent aux dépens de pratiques agricoles plus vertueuses (voir section 3.3). Une évaluation des projets qui prend autant en compte les effets environnementaux autant que leur coût de production est indispensable pour limiter les effets néfastes de la filière.

Ces changements ne sont pas à limiter au système agricole. De tels efforts devraient s'insérer dans la gouvernance territoriale de la transition énergétique et du développement agricole, qui devrait être adaptée pour faire face aux défis de mise en œuvre posés par la transition écologique (Chabason, 2022).

4.2. Déployer une véritable politique de la demande

Alors que le chapitre 2 souligne sans équivoque la nécessité de réserver le biométhane à des usages spécifiques ne pouvant se passer d'un vecteur gaz (cf. section 2.4), le chapitre 3 met en évidence que la politique de développement du biogaz s'est jusqu'à présent concentrée presque exclusivement sur l'offre. En conséquence, le biométhane est aujourd'hui majoritairement utilisé en substitution du gaz fossile, principalement pour des usages de chaleur à basse et moyenne température (section 3.3.1).

En l'absence de stratégie ciblant les débouchés, cette tendance devrait se poursuivre. Or, dans un contexte où l'État cherche à réduire le coût du soutien à la méthanisation (section 3.3.4), alors même que l'adoption de pratiques agricoles plus vertueuses supposerait que les producteurs disposent de marges économiques suffisantes (section 3.2), orienter la consommation de biométhane vers des acteurs capables de rémunérer ces pratiques pourrait constituer une voie de compromis. Cela permettrait d'alléger la charge pour les finances publiques, tout en maximisant les potentiels bénéfices agroenvironnementaux de la filière.

4.2.1. Hiérarchiser les usages : une condition nécessaire à sa soutenabilité environnementale et financière

Alors que les exercices récents de planification énergétique ont révélé des tensions croissantes entre l'offre et la demande de biométhane à court terme⁵⁶, la réponse politique a été d'augmenter les objectifs de production à l'horizon 2030, passant de 35 à 44 TWh. Cette hausse s'est faite sans identification précise des sources de biomasse mobilisables

⁵⁵ Les cellules biomasse ne sont consultées que pour les projets supérieurs à 500 kW (cogénération) ou à 300 Nm³/h (injection), soit une minorité d'entre eux. La capacité moyenne d'injection installée en 2023 était de 169 Nm³/h ; pour la cogénération, cette valeur était de 310 kW (Ademe & Observ'ER, 2024).

⁵⁶ Le SGPE alerte dès 2023 sur les forts écarts entre demande et offre à horizon 2030, en prenant en compte la baisse de gaz fossile nécessaire pour respecter les engagements climatiques, ainsi que la production prévue de biométhane (SGPE, 2023).

(HCC, 2025 ; SGPE, 2023), alors même que le coût du soutien public pourrait devenir très élevé.

Dans ce contexte, une réduction de la demande anticipée en biométhane, accompagnée d'une orientation vers des usages stratégiques pour la décarbonation, pourrait contribuer à réduire ces tensions. Il s'agit de distinguer les usages selon leur niveau de priorité afin d'identifier les secteurs pour lesquels une absence de biométhane compromettrait les objectifs climatiques, et d'autre part ceux pour lesquels des alternatives existent et méritent d'être développées.

Ce travail de priorisation est également nécessaire pour construire des trajectoires de neutralité carbone reposant sur des volumes de biométhane compatibles avec les contraintes environnementales et donc inférieures à ceux projetés⁵⁷. Comme le montre le chapitre 3, les potentiels actuels estimés dans les scénarios sont trop ambitieux pour garantir une durabilité environnementale à long terme.

La priorisation des usages doit s'appuyer sur des critères explicites. Parmi les plus fréquemment cités figurent la disponibilité et le coût des alternatives à un usage donné, le coût d'abattement de CO₂ associé, la maturité technologique des solutions, les verrouillages technologiques ou dépendances de sentier, comme l'existence d'équipements spécifiques⁵⁸.

Le Secrétariat général à la planification écologique (SGPE) a récemment proposé une hiérarchisation des usages de la biomasse (SGPE, 2023), adoptée dans les projets de PPE et de SNBC 2025 (MTE, 2025a). Elle distingue trois niveaux de priorité en fonction de la disponibilité d'alternatives plus pertinentes. Cette approche pourrait être étendue au biométhane spécifiquement.

Les usages prioritaires du biométhane identifiés dans ce cadre incluent : des usages matière dans l'industrie (par ex. pour la chimie) ; le transport maritime ; la production d'électricité lors de pics de tension du système énergétique.

Cela implique une transformation marquée par rapport à la situation actuelle :

- une forte réduction de l'usage du biométhane pour la chaleur dans les bâtiments et pour la chaleur à basse, voire moyenne température dans l'industrie⁵⁹ ;
- le développement de nouveaux usages dans des secteurs comme la mobilité lourde ou la chimie, là où les alternatives au gaz fossile sont rares ou coûteuses.

⁵⁷ Cette approche a été utilisée dans le cas de l'hydrogène par plusieurs auteurs (Agora Energiewende, 2023 ; Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021 ; Bouacida & Berghmans, 2022 ; Energy Transitions Commission, 2021 ; McWilliams & Zachmann, 2021 ; Ueckerdt *et al.*, 2021).

⁵⁸ Pour de nombreuses technologies bas-carbone, il est nécessaire de construire de nouvelles chaînes de production, qui exigent alors de forts investissements dans les premières phases. Pour les technologies concurrentes entre elles, les soutenir de manière simultanée devient trop coûteux pour les acteurs privés et le cas échéant pour les autorités publiques. Une fois engagés en faveur d'une technologie, il devient alors trop compliqué de soutenir également ses concurrentes.

⁵⁹ On distingue les besoins en chaleur basse température (inférieurs à 150°C), moyenne température (150 à 500°C) et haute température (plus de 500°C) (Fraunhofer ISI, 2024).

Ces deux transformations doivent être menées de front pour éviter de nouveaux verrouillages autour de la consommation de gaz fossile.

Une vision stratégique des usages à privilégier permet également de mieux cibler les soutiens publics. Aujourd'hui, via les contributions de l'État, l'ensemble des consommateurs finance la filière méthanisation. En cas de passage à un financement via des contrats pour la biométhane (CPB – cf. section 4.1), les coûts seraient reportés sur les consommateurs de biométhane, c'est-à-dire principalement les gros consommateurs de gaz fossile actuels (ménages, tertiaire, industrie).

Mais une autre logique est envisageable : faire porter le surcoût du biométhane sur les acteurs qui en ont le plus besoin pour leur décarbonation, et qui, de ce fait, deviendront ses principaux consommateurs à moyen terme. Ces acteurs pourraient disposer d'une capacité à payer supérieure, en raison de l'absence d'alternatives compétitives. Cela suggère que, dans ces segments, le biométhane pourrait rester compétitif, même avec un soutien public réduit.

Enfin, réorienter le biométhane vers les usages prioritaires permet d'atténuer la pression sur le coût de production, et donc l'injonction à produire un biométhane aussi peu cher que le gaz fossile. Comme le souligne le chapitre 3, garantir un prix de vente suffisamment élevé aux agriculteurs est une condition nécessaire, même si non suffisante, pour leur permettre d'adopter des pratiques agricoles plus durables.

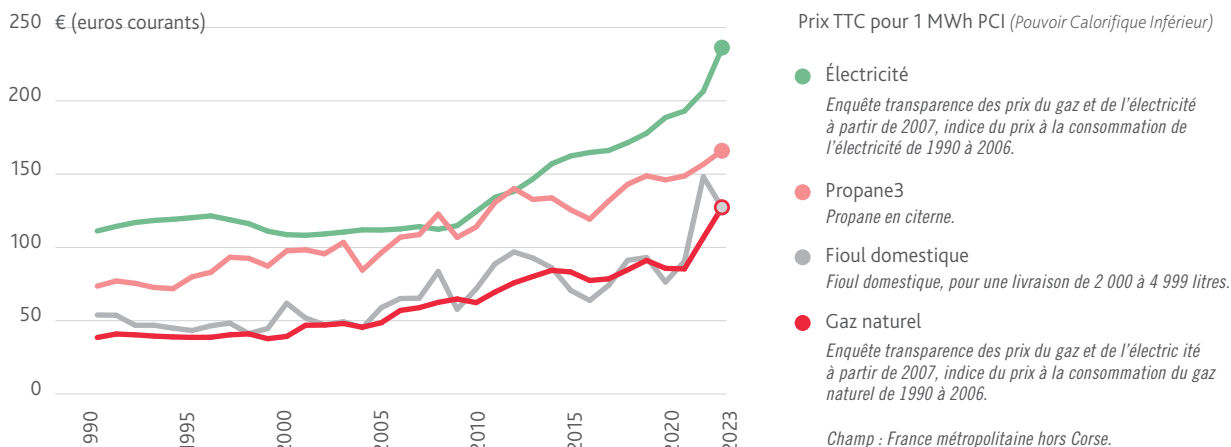
En concentrant la consommation de biométhane sur certains segments, il devient possible de requalifier le « trilemme » – coût, environnement, revenu agricole – sur des bases plus soutenables. Cette réorientation, cependant, ne pourra se faire spontanément : elle nécessite des instruments de politique publique adaptés et des expertises complémentaires à celles disponibles pour guider l'allocation du biométhane selon les priorités climatiques et socio-économiques.

4.2.2. Sortir le gaz des usages non prioritaires

Pour encourager spécifiquement la sortie du gaz fossile, des politiques peuvent soutenir l'adoption d'alternatives bas carbone, mais aussi accélérer la sortie des équipements fossiles (Rüdinger *et al.*, 2024). Dans les bâtiments, une baisse tendancielle s'observe, en partie liée à l'interdiction d'installer des chaudières gaz dans le neuf, mais elle doit significativement s'accélérer pour atteindre les objectifs de baisse de l'usage du gaz dans les bâtiments (MTE, 2025a). Une interdiction progressive de remplacer des chaudières gaz en panne par de nouvelles chaudières gaz, discutée en 2023, pourrait accélérer la sortie du fossile. Des interdictions similaires pourraient être adoptées pour d'autres secteurs.

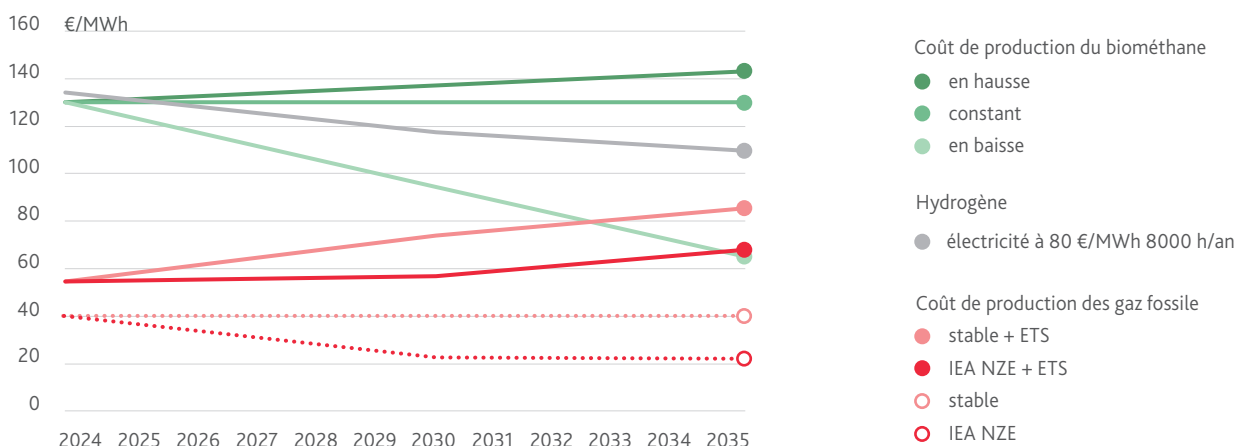
La fiscalité des énergies est un autre levier à mobiliser pour faire baisser la consommation de gaz. Aujourd'hui, l'électricité est deux fois plus chère que le gaz fossile pour les ménages (Figure 15), ce qui n'incite pas à la sortie des chaudières gaz malgré les gains en efficacité généralement associés. La mise en œuvre de l'ETS 2 devrait augmenter le coût du recours au gaz fossile pour les consommateurs, mais les modalités de sa mise en œuvre en France sont toujours en suspens.

FIGURE 15. Prix des énergies pour les ménages en France de 1990 à 2023



Source : MTE (2024).

FIGURE 16. Coût du biométhane et du gaz fossile entre 2024 et 2035 selon différents niveaux de tarification carbone et de coût de production



Hypothèses :

ETS à 65 €/t CO₂ en 2024, 150 €/t CO₂ en 2030, 200€/t CO₂ en 2035. Prix du gaz fossile « stable » : 40 €/MWh. Prix du gaz fossile IEA NZE : 40€/MWh 2024, 23€/MWh en 2030 et 2035. Prix de l'hydrogène : voir Bouacida & Berghmans (2022). « Biométhane baisse » : trajectoire PPE 2. « Biométhane hausse » : hausse de 10% à horizon 2035.

Source : auteurs.

Le passage aux CPB, dont l'un des objectifs est de faire porter le financement de la filière par les consommateurs directement plutôt que par l'État, devrait aussi avoir une répercussion sur le prix du gaz pour les ménages. Mais la prise en compte du coût de financement des CPB dans les prix des fournisseurs de gaz fossile est encore mal connue. La CRE estime que le surcoût pour un consommateur moyen de gaz pour le chauffage se situerait entre 79 et 99 € par an en 2028, soit entre 5,6 et 7,1 €/MWh (CRE, 2023), ce qui ne permettrait pas d'inverser le rapport de prix entre électricité et méthane illustré en Figure 15.

Pour les consommateurs industriels, l'un des instruments principaux de décarbonation est la tarification carbone. Mais le niveau actuel de prix carbone est insuffisant pour rendre

l'option gaz fossile trop chère, et les évolutions entrevues à horizon 2030 et 2035 semblent insuffisantes.

L'industrie française est soumise au marché carbone européen (EU ETS). Comme illustré en Figure 16, en prenant en compte une baisse du prix du gaz fossile⁶⁰ ou même une stagnation à son prix actuel (40 €/MWh), et un prix de l'ETS en forte hausse, le biométhane n'est pas moins cher que le gaz fossile à moyen terme. Le seul cas de figure où une parité de prix peut se produire serait dans l'hypothèse d'une diminution de moitié

⁶⁰ C'est ce qu'envisage l'Agence internationale de l'Énergie (AIE, ou IEA en anglais) dans tous ses scénarios, avec une baisse plus forte dans NZE et APS (IEA, 2024b).

du coût de production de biométhane par rapport à aujourd'hui, comme envisagé dans la PPE 2 (voir section 3.5.3).

Peu de dispositifs sont en place pour garantir la sortie du gaz fossile et la décarbonation dans les bâtiments et l'industrie, plus gros consommateurs de gaz fossile aujourd'hui. La tarification carbone ne permet pas son ciblage dans certains usages prioritaires. En plus des soutiens financiers à la production de biométhane, des mesures pour encourager la sortie du gaz dans les secteurs non prioritaires pourraient être adoptées. Sans cela, il est peu probable que la répartition du biométhane entre secteurs change significativement par rapport à la situation actuelle.

4.2.3. Encourager la demande dans des secteurs prioritaires

Pour favoriser l'adoption du biométhane dans les secteurs prioritaires, plusieurs types de mesures financières et non financières peuvent être adoptées.

Des mandats d'incorporation de biométhane dans certains secteurs fourniraient un cadre pour que les acteurs projettent leurs investissements. La cible actuelle de 10 % d'incorporation dans le réseau ne permet pas d'orienter la consommation vers certains segments (cf. section 3.3.1).

Des incitations financières à consommer du biométhane plutôt que du gaz fossile pour certains acteurs industriels ou des transports seraient nécessaires pour surmonter l'obstacle posé par un biométhane plus cher que les alternatives fossiles, et qui parfois nécessite des investissements importants.

Des contrats pour la différence, qui garantissent aux bénéficiaires des conditions économiques stables et favorables pendant la durée du contrat (prix de l'énergie, prix de vente du produit, prix du carbone), peuvent constituer un levier intéressant. Ce type d'instrument a été récemment mis en place pour la décarbonation de l'industrie dans plusieurs pays européens dont la France, l'Allemagne et les Pays-Bas (BMW, 2024 ; MTE, 2024b ; RVO, 2020). Ils pourraient être complétés par des aides dédiées au biométhane.

Le Paquet pour une Industrie Propre présenté par la Commission prévoit des outils pour accélérer la décarbonation du secteur, notamment des dispositions pour la commande publique et pour la constitution de marchés pilotes, qui devraient être précisés à la fin 2025 dans l'acte législatif visant à accélérer la décarbonation de l'industrie. Des mesures pourraient aussi être intégrées dans les lignes directrices de la Commission européenne pour les aides d'État, en cours de réforme.

4.3. Ré-évaluer le rôle du biométhane dans les scénarios de transition énergétique

Le chapitre 3 a montré la prédominance des objectifs énergie-climat par rapport à l'impératif de transition agroécologique dans les orientations politiques de la filière méthanisation en France, malgré l'importance de ses effets agroenvironnementaux. Cela a conduit à une estimation du niveau de production de biométhane durable qui prend insuffisamment en compte les exigences systémiques de la transition agroécologique.

Ainsi, quelles que soient les orientations de politiques agricole retenues à l'issue des processus décrits dans la section précédente, le niveau de potentiel de biométhane compatible avec la transition agroécologique serait plus bas que la fourchette actuellement retenue dans les scénarios, entre 100 et 150 TWh à horizon 2050.

Il est alors essentiel d'étudier l'impact d'un tel changement sur l'optimisation du système énergétique, en particulier par l'élaboration de nouveaux scénarios. Ils permettraient d'informer les enjeux de faisabilité de la décarbonation malgré un potentiel de biométhane disponible plus bas. Cet exercice se nourrirait de l'analyse de priorisation des usages possibles du biométhane, et permettrait en retour de mieux l'informer (section 4.2.1). Cela fait écho aux recommandations de la Cour des Comptes (Cour des Comptes, 2025).

Pour décarboner en utilisant moins de biométhane, les scénarios doivent faire l'hypothèse d'une plus grande mobilisation des autres leviers : sobriété et efficacité énergétique, électrification, utilisation des vecteurs énergétiques à base d'hydrogène issu d'électrolyse. Mais ces leviers font face à leurs propres contraintes (cf. chapitre 2), et augmenter leur contribution à la décarbonation ne va pas de soi. Identifier les conditions pour augmenter leur potentiel permettrait d'informer les arbitrages à mener entre les leviers de décarbonation au niveau du système énergétique, et leviers pour produire plus de biométhane d'origine agricole. C'est une manière de requalifier le trilemme introduit au début de cette étude.

Ces scénarios devraient examiner explicitement les concurrences entre hydrogène et biométhane pour la décarbonation de certains segments, notamment les poids lourds de longue distance, de la chaleur très haute température dans l'industrie et de la génération d'électricité par centrale thermique aux moments de tension du système électrique. L'arbitrage entre hydrogène et biométhane sur ces usages doit prendre en compte les contraintes liées aux équipements nécessaires pour ces segments particuliers, mais aussi des orientations au niveau du système énergétique. L'un et l'autre nécessitent des infrastructures de transport longue distance différentes, qui génèrent des économies d'échelle passé un certain seuil⁶¹. La filière hydrogène française et européenne a fait l'objet d'ambitions fortes dès 2020, mais les capacités de production et les consommations se sont peu développées depuis, et il est probable que les objectifs 2030 ne soient pas atteints (Bouacida & Berghmans, 2022 ; IEA, 2024a). Mais une analyse des composants de coût de l'un et l'autre suggère que l'hydrogène – même produit en France – serait moins cher à produire que le biométhane, à moins que ce dernier ne baisse son coût de moitié comme envisagé dans la PPE 2 (cf. Figure 16). Il s'agit d'un arbitrage en partie politique et pas seulement technico-économique.

Les scénarios d'autres pays européens peuvent informer les exercices français sur les manières de décarboner avec moins de biométhane. Côté européen, si les trois scénarios développés par

⁶¹ Ainsi, il serait probablement sous-optimal et coûteux d'entretenir un réseau de transport très maillé à la fois pour l'hydrogène et pour le méthane.

la Commission européenne pour la cible 2040 visent un volume de biométhane et autres gaz injectés autour de 1 000 TWh en 2050, un scénario d'Agora Energiewende fait l'hypothèse d'une production de biométhane européenne en légère baisse par rapport à aujourd'hui, et qui atteint 176 TWh en 2050 (Agora Energiewende, 2023 ; European Commission, 2024). Le scénario CLEVER, développé par des experts de différents pays dont Négawatt, envisage un potentiel européen à 600 TWh en 2050 (Bourgeois *et al.*, 2021). Agora Energiewende justifie son hypothèse plus basse par un plus haut degré d'électrification aux dépens des bioénergies en général, justifié par une moins bonne disponibilité de la biomasse, l'hypothèse d'un biométhane coûteux pour les finances publiques, et une volonté de limiter les fuites de méthane (Agora Energiewende, 2023).

Pour l'Allemagne, les scénarios de neutralité climat développés par Fraunhofer ISE font tous l'hypothèse d'un biogaz autour de 120 TWh par an (biogaz et biométhane confondus), ce qu'ils estiment être le maximum potentiel disponible, en hausse modérée par rapport à la consommation actuelle (91 TWh en 2022) (Thelen *et al.*, 2024). Dans le scénario développé pour l'Allemagne par Agora Energiewende, le biogaz ne représente que 41 TWh en 2045, date d'atteinte de la neutralité climat (Agora Think Tanks, 2024). En comparaison avec la France, l'écart entre les scénarios paraît plus grand, et ils semblent tous parier sur un élargissement moins important de la filière méthanisation qu'en France, où l'on envisage une multiplication par cinq sur la même période (voir Introduction).

5. CONCLUSION

Le biométhane est minoritaire dans le système énergétique français actuel, avec une production de l'ordre de 10 TWh annuels contre près de 400 TWh de gaz fossile. Mais dans un objectif de neutralité climat, les scénarios envisagent un changement d'échelle de la filière méthanisation (biogaz et biométhane confondus) de manière à produire environ 50 TWh dès 2030, entre 50 et 85 TWh en 2035, et jusqu'à 150 TWh en 2050 (MTE, 2025a ; MTES, 2019). Ce changement d'échelle proviendrait en majeure partie de la méthanisation de biomasses agricoles, notamment de cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) et de résidus de culture. Elle reposerait surtout sur l'élargissement de la filière injection. Cette Étude propose une analyse des enjeux de durabilité associés à ce passage à grande échelle de la filière, qui prend en compte à la fois les défis de la transition agricole et de la décarbonation du système énergétique. Elle se penche en priorité sur la filière injection, qui concentre les ambitions de déploiement pour les prochaines décennies.

Notre analyse montre que la méthanisation n'est pas durable « en soi », mais que son impact dépend des modalités de production et des pratiques agricoles adoptées. La filière française s'est efforcée de limiter les effets environnementaux néfastes, tout en favorisant la génération d'un revenu supplémentaire pour les agriculteurs impliqués, avec un succès mitigé. La filière a bien atteint ses objectifs de développement en volume de biométhane produit, fournissant un gaz bas-carbone dans le réseau de gaz fossile, mais il est consommé surtout dans des secteurs énergétiques qui ont des alternatives bas-carbone à disposition et donc peu prioritaires pour la décarbonation. Les conditionnalités environnementales associées au soutien des projets couvrent les enjeux agroenvironnementaux de manière inégale, et tiennent insuffisamment compte des effets sur la gestion des ressources au niveau du territoire et du système agricole en totalité. Leur mise en œuvre est lacunaire, surtout à cause du manque de moyens financiers et institutionnels de suivi. La soutenabilité économique de la filière est incertaine à mesure que les volumes produits augmentent, alors que le coût de production ne diminue pas. Ces constats valident l'hypothèse formulée en introduction de la quasi-impossibilité de réaliser la triple « promesse » du développement de la filière telle qu'elle est revendiquée par les politiques publiques : un biométhane en volumes importants, entre 100 et 150 TWh par an, pour décarboner le système énergétique, à coût compétitif avec les alternatives fossiles, et compatible avec la transition agroécologique.

Le bilan des effets agroenvironnementaux de la méthanisation incite à questionner le cap politique, alors que les pressions environnementales déjà observées seraient quasi-inévitablement accentuées par le quadruplement de la production envisagé en cinq ans. De manière plus inquiétante, au-delà de potentiels effets négatifs sur l'environnement, développer la méthanisation à cette échelle pourrait généraliser des situations de verrouillage systémique incompatibles avec la réalisation de la transition agroécologique. Comment concilier cet état des lieux avec l'importance que revêt la disponibilité de 100 à

150 TWh de biométhane à horizon 2050 pour la décarbonation du système énergétique ?

Cette *Étude* montre que des améliorations pourraient être opérées tout en restant dans un même « trilemme », mais dont on ajuste le niveau de chaque objectif : il faudrait alors baisser les ambitions de développement de la filière, alléger la pression à la baisse sur les coûts de production imposée par le système de tarifs d'achat, flécher le biométhane vers les usages qui en ont le plus besoin sur la base d'un sens partagé de la hiérarchie des usages, et améliorer la mesure, le suivi et la limitation des effets agroenvironnementaux néfastes de la méthanisation. Mais ces ajustements ne garantiraient pas une méthanisation compatible avec une transition agroécologique. Pour y arriver, un changement des rapports de force à l'œuvre pour orienter le système agricole est incontournable pour permettre de renforcer et déployer de manière effective les outils existants en matière de politique agroenvironnementale.

Face au constat sévère des impasses de la situation actuelle, et compte tenu des blocages politiques en jeu autour de l'allocation de la biomasse agricole, les politiques publiques peuvent explorer plusieurs voies de front.

Des nouveaux scénarios énergétiques de neutralité climat avec des niveaux plus bas de biométhane

L'une des priorités pour baisser la contrainte de production du biométhane est l'élaboration de nouveaux scénarios énergétiques qui supposent des volumes plus bas de biométhane disponible, en faisant des hypothèses de maîtrise encore plus forte de la demande, et/ou en supposant un développement accru d'autres vecteurs énergétiques, qui ont leurs propres contraintes de production. De tels exercices permettraient de préciser les objectifs des politiques d'orientation de la demande en biométhane, mais surtout d'identifier les conséquences vis-à-vis des autres leviers de décarbonation à activer si le biométhane était moins disponible que prévu. Ils devraient également aborder la question de l'impact du développement de la filière injection mobilisant davantage de biomasse végétale dédiée (CIVE, cultures principales) sur le bilan GES et énergétique, les valeurs de référence de ces indicateurs étant souvent établies sur la moyenne de la filière au temps *t*. C'est indispensable pour informer les arbitrages qu'exige le déploiement du biométhane entre différents leviers de décarbonation, et entre transition agroécologique et décarbonation du système énergétique. Cette exploration de scénarios moins ambitieux en termes d'offre n'est pas une remise en cause de principe de la méthanisation, mais une manière de consolider les exercices de prospective, alors que l'examen de la filière actuelle permet d'anticiper des blocages tant biophysiques qu'économiques si les volumes prévus étaient effectivement produits.

Une priorisation des usages du biométhane

Flécher le biométhane vers les usages pour lesquels il est indispensable pour la décarbonation permettrait de baisser la pression sur le secteur agricole pour produire du biométhane à très bas coût, de rémunérer les meilleures pratiques agricoles,

et de garantir la décarbonation des segments sans alternative au biométhane. Pour y parvenir, il est nécessaire d'opérer une hiérarchisation entre usages, selon des critères à définir, pour mieux dimensionner le soutien au biométhane et ainsi améliorer sa soutenabilité financière. Pour le flécher vers les usages où il a le plus d'intérêt pour la décarbonation, il est indispensable d'accélérer la baisse du recours au méthane dans la majorité des usages actuels, qui ne sont pas prioritaires pour la décarbonation. Ce type de stratégie est pertinent quel que soit le potentiel de production de biométhane durable considéré.

Un soutien financier à la filière biométhane repensé

Dans une logique de baisse de la contribution des finances publiques à la filière méthanisation, le cadre de soutien a déjà été adapté par un passage de tarifs d'achat à des certificats de production de biogaz (CPB) pour les installations les plus

grandes, qui devrait s'opérer dans les prochaines années. Mais cette évolution ne contourne pas la contradiction induite par le financement en priorité des projets de méthanisation les moins chers (modulo certaines conditionnalités environnementales portant sur les intrants méthanisés), en direction de tous les consommateurs actuels du gaz fossile sans distinction, alors que le biométhane représente un vecteur énergétique relativement rare et précieux pour la transition, et que son coût de production est plutôt élevé. Un financement plus soutenable de la filière nécessiterait de pouvoir mieux sélectionner les projets les moins négatifs sur le plan agroenvironnemental, et d'orienter leur production vers les usages les plus prioritaires, qui peuvent rémunérer des pratiques agricoles à moindre impact. Dans un cadre budgétaire plus large, l'effort financier consenti à la méthanisation ne doit pas entrer en concurrence avec celui nécessaire pour que d'autres filières agricoles s'engagent vers plus de durabilité.

6. RÉFÉRENCES

AMMF. (2021). *L'utilisation des digestats en agriculture. Les bonnes pratiques à mettre en oeuvre.*

Ademe. (2018). *Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050? Etude de faisabilité technico-économique.* <https://www.Ademe.fr/mix-gaz-100-renouvelable-2050>

Ademe. (2019). Agriculture et efficacité énergétique. Synthèse. *Expertises.* <https://librairie.Ademe.fr/agriculture-alimentation-foret-bioeconomie/912-agriculture-et-efficacite-energetique.html#:~:text=Avec 4 %2C5 millions de, %2C2 milliards d'euros.>

Ademe. (2022). *Transition(s) 2050 : Choisir maintenant. Agir pour le climat- Rapport.* <https://transitions2050.Ademe.fr/>

Ademe. (2023). La Méthanisation. *Avis d'experts.* <https://librairie.Ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/6503-avis-technique-methanisation.html>

Ademe. (2024a). Biomasse : enjeu stratégique de la transition écologique. *Avis d'experts.* <https://librairie.Ademe.fr/cadic/8533/Biomasse-enjeu-strategique-de-la-transition-ecologique.pdf>

Ademe. (2024b). *Les dispositifs régionaux de soutien à la méthanisation en 2024.* <https://agirpourlatransition.Ademe.fr/entreprises/aides-financieres/2023/realisation->

Ademe. (2025a). *Conditions d'éligibilité et de financement 2025 : Investissements dans une installation de méthanisation (chaleur, cogénération ou injection).*

Ademe. (2025b). *Documentation Base Carbone.* <https://base-empreinte.Ademe.fr/documentation/base-carbone?docLink=Gaz2>

Ademe, & APCA. (2022). Analyse technico-économique de 84 unités de méthanisation agricole [Rapport final PROdige]. *Synthèse Des Résultats Du Programme PROdige 1 et 2.* <https://librairie.Ademe.fr/agriculture-alimentation-foret-bioeconomie/5632-analyse-technico-economique-de-84-unites-de-methanisation-agricole.html>

Ademe, négaWatt, The Shift Project, & Pouget Consultants. (2022). *Construction neuve et rénovation : les points communs des scénarios Ademe, négaWatt, The Shift Project et Pouget Consultants/Carbone 4.* <https://theshiftproject.org/article/logement-points-communs-scenarios/>

Ademe, & Observ'ER. (2024). *Chiffre clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1er janvier 2024.*

Ademe, & Région Grand Est. (2023). *OBSERVATION RÉGIONALE DE LA MÉTHANISATION EN RÉGION GRAND EST. Synthèse régionale.*

Ademe, & Solagro. (2018). *La méthanisation, levier de l'agroécologie? Synthèse des résultats du programme MéthaLAE.* https://solagro.org/images/imagesCK/files/domaines-intervention/methanisation/2016/2019/methalae_10_pages_web.pdf

Ademe, Solagro, & Inddigo. (2013). *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation.* <https://librairie.Ademe.fr/economie-circulaire-et-dechets/3431-estimation-des-gisements-potentiels-de-substrats-utilisables-en-methanisation.html#>

Agora Energiewende. (2023). *Breaking free from fossil gas. A new path to a climate-neutral Europe.* <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/breaking-free-from-fossil-gas-1/>

Agora Energiewende, & AFRY Management Consulting. (2021). *No-regret hydrogen. Charting early steps for H2 infrastructure in Europe.* <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/>

Agora Think Tanks. (2024). *Climate-neutral Germany. From target-setting to implementation.* <https://www.agora-energiewende.org/publications/climate-neutral-germany>

Arodudu, O., Helming, K., Wiggering, H., & Voinov, A. (2016). Bioenergy from Low-Intensity Agricultural Systems: An Energy Efficiency Analysis. *Energies*, 10(1), 29. <https://doi.org/10.3390/EN10010029>

Aubert, P.-M., Doublet, S., Couturier, C., & Malafosse, F. (2023). Biomasse et neutralité climat en 2050 : gérer la rareté pour maintenir des écosystèmes productifs et résilients. *Document de Propositions Iddri*, 3. <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/propositions/biomasse-et-neutralite-climat-en-2050-gerer-la-rarete-pour>

Bacenetti, J., & Fiala, M. (2015). Carbon footprint of electricity from anaerobic digestion plants in Italy. *Environmental Engineering and Management Journal*, 14(7), 1495–1502. <https://doi.org/10.30638/eemj.2015.161>

Bacenetti, J., Negri, M., Bocchi, S., Fiala, M., Mena, A., & Cantarella, P. (2012). *Energetic and Environmental Balance of a Biogas Plant in Northern Italy.* <https://doi.org/10.13140/2.1.2664.2881>

Bachmaier, H., Effenberger, M., Gronauer, A., & Boxberger, J. (2013). Changes in greenhouse gas balance and resource demand of biogas plants in southern Germany after a period of three years. *Waste Management and Research*, 31(4), 368–375. <https://doi.org/10.1177/0734242X12465460>

Bennett, A. J., Bending, G. D., Chandler, D., Hilton, S., & Mills, P. (2012). Meeting the demand for crop production: The challenge of yield decline in crops grown in short rotations. *Biological Reviews*, 87(1), 52–71. <https://doi.org/10.1111/J.1469-185X.2011.00184.X>

Bes de Berc, L. (2020). Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique : la biomasse au service de l'Environnement et de l'Agriculture. *Agronomie, Environnement et Sociétés.* <https://doi.org/https://doi.org/10.54800/bdb232>

Blumenstein, B., Siegmeier, T., Bruckhaus, C., Anspach, V., & Möller, D. (2015). Integrated bioenergy and food production—a German survey on structure and developments of anaerobic digestion in organic farming systems. *Sustainability*, 7, 10709–10732. <https://doi.org/10.3390/su70810709>

BMWK. (2024). First round of carbon contracts for difference launched. *Press Release.* <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilung/en/2024/03/20240312-first-round-of-carbon-contracts-for-difference-launched.html>

Bonne, J.-L., Dumelie, N., Lauvaux, T., Abdallah, C., Burgalat, J., Albora, G., Vincent, J., Cousin, J., Parent, F., & Moncourtois, V. (2025). Lessons learned from a UAS survey of methane emissions from multiple biogas plants in France. *EGU General Assembly 2025.* <https://doi.org/10.5194/egusphere-egu25-5789i>

Börjesson, P., Prade, T., Lantz, M., & Björnsson, L. (2015). *Energy Crop-Based Biogas as Vehicle Fuel—The Impact of Crop Selection on Energy Efficiency and Greenhouse Gas Performance.* 6033–6058. <https://doi.org/10.3390/en8066033>

Boros, L., Carozzi, M., Carton, S., Houot, S., Martin, P., & Levavasseur, F. (2025). Changes in cropping systems associated with biogas plants in French cereal-growing areas. *Agricultural Systems*, 228, 104387. <https://doi.org/10.1016/J.AGSY.2025.104387>

Boros, L., Levavasseur, F., Carozzi, M., Carton, S., & Houot, S. (2024). Changements de systèmes de culture associés à la méthanisation sans élevage en France. *Journée Recherche Innovation Biogaz Méthanisation.*

Bouacida, I., & Berghmans, N. (2022). Hydrogène pour la neutralité climat : conditions de déploiement en France et en Europe. *Etude IDDRI*, 2. <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/etude/hydrogene-pour-la-neutralite-climat-conditions-de-deploiement-en>

Bouacida, I., Wachsmuth, J., & Eichhammer, W. (2022). Impacts of greenhouse gas neutrality strategies on gas infrastructure and costs: implications from case studies based on French and German GHG-neutral scenarios. *Energy Strategy Reviews*, 44(June 2021), 100908. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100908>

Bourgeois, S., Taillard, N., Balembois, E., Toledano, A., Gabert, A., Marignac, Y., Baudelet, F., & Teyssset, S. (2021). *Climate neutrality, Energy security and Sustainability: A pathway to bridge the gap through Sufficiency, Efficiency and Renewables*. June, 317–342.

Brockmann, D., & Le Roux, Y. (2023). Méthodes d'évaluation des impacts environnementaux de la méthanisation : tout un monde de variations et donc de résultats. In A. Dziebowski, E. Guillon, & P. Hamman (Eds.), *Idées reçues sur la méthanisation agricole* (Le Cavalie).

Burian, A., Kremen, C., Wu, J. S. T., Beckmann, M., Bulling, M., Garibaldi, L. A., Krisztin, T., Mehrabi, Z., Ramankutty, N., & Seppelt, R. (2024). Biodiversity–production feedback effects lead to intensification traps in agricultural landscapes. *Nature Ecology and Evolution*, 8(4), 752–760. <https://doi.org/10.1038/S41559-024-02349-0>;SUBJMETA=158,172,408 1,631,670,704;KWRD=BIODIVERSITY,ENVIRONMENTAL+IMPACT

Cadiou, J. (2023). *Le déploiement de la politique de méthanisation agricole en France : implications pour la transition agroécologique* [Université Paris-Saclay]. <https://www.theses.fr/2023UPASB029>

Cadiou, J., Aubert, P.-M., & Meynard, J. M. (2023). The importance of considering agricultural dynamics when discussing agro-environmental sustainability in futures studies of biogas. *Futures*, 153, 103218. <https://doi.org/10.1016/J.FUTURES.2023.103218>

Carton, S., & Levavasseur, F. (2022). Performances agronomiques et environnementales de la méthanisation agricole dans un contexte de grandes cultures céréalières (sans élevage) et recommandations de bonnes pratiques. *Rapport Étude Commandée Par Le Ministère de l'Agriculture et de l'Alimentation*.

Cefic. (2024). *The carbon managers*.

CESE. (2023). Quels besoins de gouvernance pour les différents usages de la biomasse ? *Avis Du CESE*.

Chabason, L. (2022). Quelle gouvernance de la transition écologique dans le contexte d'un nouveau mandat présidentiel ? *Note Iddri*. <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/note/quelle-gouvernance-de-la-transition-ecologique-dans-le-contexte-dun>

Challet, F., & Fourny, A. (2023). La biomasse : comment miser sur une ressource rare et intermittente? *La Gazette de La Société et Des Techniques*, 123.

Challinor, A. J., Watson, J., Lobell, D. B., Howden, S. M., Smith, D. R., & Chhetri, N. (2014). A meta-analysis of crop yield under climate change and adaptation. *Nature Climate Change*, 4(4), 287–291. <https://doi.org/10.1038/nclimate2153>

Chen, S., Chen, B., & Song, D. (2012). Life-cycle energy production and emissions mitigation by comprehensive biogas-digestate utilization. *Bioresource Technology*, 114, 357–364. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2012.03.084>

Cour des Comptes. (2021). L'encadrement et le contrôle des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) dans le domaine agricole. *Observations Définitives*.

Cour des Comptes. (2025). *Le soutien au développement du biogaz*. <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-soutien-au-developpement-du-biogaz>

Couturier, C., Jack, A., Laboubée, C., & Meiffren, I. (2019). La méthanisation rurale, outil des transitions énergétiques et agroécologiques. *Note de Positionnement Solagro*. <https://solagro.org/travaux-et-productions/references/>

CRE. (2019). *Le verdissement du gaz*. <https://www.eclairerlavenir.fr/rapports/rapport-2019-gt1/>

CRE. (2023). *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 décembre 2023 portant avis sur un projet de décret et un projet d'arrêté d'application du dispositif d'obligation de restitution de certificats de production de biogaz*. <https://www.cre.fr/documents/Deliberations/Avis/projet-de-decret-et-un-projet-d-arrete-d-application-du-dispositif-d-obligation-de-restitution-de-certificats-de-production-de-biogaz>

CRE. (2024). Bilan technique et économique des installations de production de biométhane. *Rapport*. <https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/bilan-technique-et-economique-des-installations-de-production-de-biomethane-injecte-hors-step-et-isdnd.html>

EBA. (2025). *Decoding biogases*. <https://www.europeanbiogas.eu/decoding-biogases-2025/>

Elysée. (2017). *Discours du Président de la République, Emmanuel Macron lors de la COP23 à Bonn*. <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2017/11/15/discours-du-president-de-la-republique-emmanuel-macron-lors-de-la-cop23-a-bonn>

ENEA Consulting. (2018). *Renforcer la compétitivité de la production de la filière biométhane française: de nombreux leviers activables à court et moyen termes*.

Energy Transitions Commission. (2021). Making the Hydrogen Economy Possible : accelerating clean hydrogen in an electrified economy. *Making Mission Possible Series*. <https://www.energy-transitions.org/publications/making-clean-hydrogen-possible/>

Esnouf, A., Brockmann, D., & Cresson, R. (2021). Analyse du cycle de vie du biométhane issu de ressources agricoles. Rapport d'ACV. *INRAE Transfert*, 170. <https://doi.org/10.51257/a-v1-g6350>

European Commission. (2022). *REPowerEU Plan*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

European Commission. (2024). *[Impact assessment] Securing our future. Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society [part 3]*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024SC0063>

Fabrique écologique. (2023). Les bioénergies : quelle place dans la transition énergétique ? *Note Ouverte à La Co-Construction Citoyenne*. <https://www.lafabriqueecologique.fr/les-bioenergies-quelle-place-dans-la-transition-energetique/>

FELeaks. (2024). *9 fiches conseils pour mieux gérer les émissions fugitives sur son unité de méthanisation*.

FNR. (2022). *Basisdaten Bioenergie Deutschland 2022*. <https://biogas.fnr.de/service/presse/presse/aktuelle-nachricht/daten-und-fakten-zu-bioenergie-1>

France Mobilité Gaz. (2025). *Panorama bioGNV 2025*.

FranceAgriMer. (2022). *Ressources en biomasse et méthanisation agricole : quelles disponibilités pour quels besoins ? Analyse des données théoriques de l'ONRB*. <https://www.franceagrimer.fr/Actualite/Filieres/Bioeconomie/2022/Methanisation-agricole-quels-besoins-et-quelles-disponibilites-en-biomasse>

FranceAgriMer. (2024). *Étude de nouveaux gisements de biomasse végétale fermentescible, et des conditions de leur mobilisation pour la méthanisation. Synthèse.*

FranceAgriMer. (2025). *Analyse de l'inventaire des observatoires régionaux.* <https://www.franceagrimer.fr/Actualite/Inventaire-des-observatoires-regionaux-de-la-biomasse-de-l-energie-et-des-dechets>

Fraunhofer ISI. (2024). Direct electrification of industrial process heat. An assessment of technologies, potentials and future prospects for the EU. *Study on Behalf of Agora Industry.* https://www.agora-industry.org/fileadmin/Projects/2023/2023-20_IND_Electrification_Industrial_Heat/A-IND_329_04_Electrification_Industrial_Heat_WEB.pdf

Fredenslund, A. M., Gudmundsson, E., Falk, J. M., & Scheutz, C. (2023). The Danish national effort to minimise methane emissions from biogas plants. *Waste Management*, 157, 321–329. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2022.12.035>

Gabriel, A. W., Ramonteu, S., Choisis, J.-P., & Ryschawy, J. (2019). Assolements en communs et méthaniseurs collectifs, médiateurs de systèmes plus durables ? *Innovations Agronomiques*, 72, 121–135. https://www.researchgate.net/publication/335569004_Assolements_en_communs_et_methaniseurs_collectifs_mediateurs_de_systemes_plus_durables

Garibaldi, L. A., Oddi, F. J., Miguez, F. E., Bartomeus, I., Orr, M. C., Jobbágy, E. G., Kremen, C., Schulte, L. A., Hughes, A. C., Bagnato, C., Abramson, G., Bridgewater, P., Carella, D. G., Díaz, S., Dicks, L. V., Ellis, E. C., Goldenberg, M., Huaylla, C. A., Kuperman, M., ... Zhu, C. D. (2021). Working landscapes need at least 20 % native habitat. *Conservation Letters*, 14(2), 1–10. <https://doi.org/10.1111/conl.12773>

Geffray, L.-P., Aubert, P.-M., & Frouin, Y. (2023). Biocarburants de 1ère génération dans le transport routier : mieux comprendre les dynamiques à l'œuvre et les enjeux à venir. *Etude de l'IMT*, 1. <https://institut-mobilites-en-transition.org/publications/biocarburant-de-1re-generation-dans-le-transport-routier-mieux-comprendre-les-dynamiques-a-loeuvre-et-les-enjeux-a-venir/>

Geffray, L.-P., Bellaich, O., & Sharifi, T. (2024). Le verdissement des flottes du transport routier de marchandises. *Etude de l'IMT*, 1. <https://institut-mobilites-en-transition.org/publications/le-verdissement-des-flottes-du-transport-routier-de-marchandises/>

Geffray, L.-P., & Hermine, J.-P. (2023). Quelle réalité et quelle place pour le bioGNV dans le transport routier en 2030 ? *Document de Propositions Iddri*, 1.

Gómez-Camacho, C. E., Pirone, R., & Ruggeri, B. (2021). Is the Anaerobic Digestion (AD) sustainable from the energy point of view? *Energy Conversion and Management*, 231, 113857. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.113857>

GRDF. (2023). *Évaluation multi-indicateurs des impacts environnementaux de l'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel à travers une combustion en chaudière pour la production de chaleur.* <https://projet-methanisation.grdf.fr/actualites/evaluation-des-impacts-du-biomethane-injecte-resultats-acv-multi-indicateurs>

GRDF, & GRTgaz. (2023). *Etat des lieux des garanties d'origine.*

GRDF, GRTgaz, SPEGNN, & Téréga. (2022). *Perspectives gaz 2022.*

GRDF, GRTgaz, & Téréga. (2024). *Perspectives gaz 2024.*

Groshens, E., Perrot, C., & Repplinger, M. (2023). Décapitalisation bovine et impacts sur la production. *Grand Angle Viande.* https://fr.slideshare.net/idele_institut_de_l_elevage/dcapitalisation-bovine-et-impacts-sur-la-production

Grouiez, P. (2021). Une analyse de filière des dynamiques de revenus de la méthanisation agricole. *Notes et Etudes Socio-Economiques*, 49, 41–61.

GRTgaz, & RTE. (2023). *Enjeux du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse et leviers d'optimisation avec le système électrique.* <https://www.grtgaz.com/medias/actualites/infrastructures-hydrogene-electricite-etude-menee-grtgaz-rte-besoins>

HCC. (2025). *Avis sur le projet de PPE 3.* <https://www.hautconseilclimat.fr/publications/avis-sur-le-projet-de-programmation-pluriannuelle-de-energie-ppe3/>

Herrmann, A. (2013). Biogas Production from Maize: Current State, Challenges and Prospects. 2. Agronomic and Environmental Aspects. *BioEnergy Research*, 6(1), 372–387. <https://doi.org/10.1007/s12155-012-9227-x>

IEA. (2021). *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector.* <https://iea.blob.core.windows.net/assets/28f365da-f9cb-4a87-9992-566821924beb/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector.pdf>

IEA. (2024a). *Global Hydrogen Review 2024.* <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>

IEA. (2024b). *World Energy Outlook 2024.* <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

INERIS. (2024). 2781. *Installation de méthanisation de déchets non dangereux ou de matière végétale brute, 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.* <https://aida.ineris.fr/thematiques/2781installation-methanisation-dechets-non-dangereux-matiere-vegetale-brute-a>

INSEE. (2023). Consommation et facture énergétiques dans l'industrie. In *Les entreprises en France*. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/7678570?sommaire=7681078>

IRENA. (2024). *Renewable Power Generation Costs in 2023.* <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>

Joint Research Centre. (2024). *Methane emissions in the biogas and biomethane supply chains in the EU.* <https://doi.org/10.2760/7927411>

Laboubée, C., Couturier, C., Bonhomme, S., Simone, H., Tignon, E., Paillard, E., Vrignaud, G., & Dumas Larfeil, C. (2020). Methalae : Comment la méthanisation peut être un levier pour l'agroécologie ? *Innovations Agronomiques*, 79, 373–390. <https://hal.inrae.fr/hal-04442159>

Launay, C. (2023). *Insertion of energy cover crops in cropping systems in France : multi-scale assessment of potential production and water-nitrogen-carbon impacts.* [Université Paris-Saclay]. <https://pastel.hal.science/tel-04207003>

Launay, C., Houot, S., Frédéric, S., Girault, R., Levavasseur, F., Marsac, S., & Constantin, J. (2022). Incorporating energy cover crops for biogas production into agricultural systems: benefits and environmental impacts. A review. *Agronomy for Sustainable Development*, 42(4). <https://doi.org/10.1007/s13593-022-00811-6>

Levavasseur, F., Martin, L., Boros, L., Cadiou, J., Carozzi, M., Martin, P., & Houot, S. (2023). Land cover changes with the development of anaerobic digestion for biogas production in France. *GCB Bioenergy*, 15(5), 630–641. <https://doi.org/10.1111/GCBB.13042>

MAAF. (2012). *Projet agro-écologique pour la France.*

MAAF, & MEDDE. (2013). *Le plan Energie Méthanisation Autonomie Azote*.

Malet, N., Pellerin, S., Girault, R., & Nesme, T. (2023). Does anaerobic digestion really help to reduce greenhouse gas emissions? A nuanced case study based on 30 cogeneration plants in France. *Journal of Cleaner Production*, 384. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135578>

Mallouppas, G., Yfantis, E. A., Ioannou, C., Paradeisiotis, A., & Ktoris, A. (2023). Application of Biogas and Biomethane as Maritime Fuels : A review of research, technology development, innovation proposals, and market potentials. *Energies*, 16, 2066. <https://doi.org/10.3390/en16042066>

Marteau-Bazouni, M., Jeuffroy, M. H., & Guilpart, N. (2024). Grain legume response to future climate and adaptation strategies in Europe: A review of simulation studies. *European Journal of Agronomy*, 153, 127056. <https://doi.org/10.1016/j.eja.2023.127056>

Martin, E. A., Dainese, M., Clough, Y., Báldi, A., Bommarco, R., Gagic, V., Garratt, M. P. D., Holzschuh, A., Kleijn, D., Kovács-Hostyánszki, A., Marini, L., Potts, S. G., Smith, H. G., Al Hassan, D., Albrecht, M., Andersson, G. K. S., Asís, J. D., Aviron, S., Balzan, M. V., ... Steffan-Dewenter, I. (2019). The interplay of landscape composition and configuration: new pathways to manage functional biodiversity and agroecosystem services across Europe. *Ecology Letters*, 22(7), 1083–1094. <https://doi.org/10.1111/ELE.13265>

MASA. (2025). *Plan financier indicatif détaillé du plan stratégique national de la PAC 2023-2027*.

McWilliams, B., & Zachmann, G. (2021). Navigating through hydrogen. *Bruegel Policy Contribution*, 8. <https://www.bruegel.org/2021/04/navigating-through-hydrogen/>

MEDD. (2004). *Plan Climat 2004*. http://unfccc.int/resource/country/plan_climat_fr.pdf

MEEDDM. (2009). *Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables - Période 2009-2020*.

Métha Herbauges Corcoué. (2024). *Le projet en détail*. <https://www.methaherbauges-corcoue.fr/le-projet-en-detail/>

Moore, F. C., & Lobell, D. B. (2015). The fingerprint of climate trends on european crop yields. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 112(9), 2970–2975. https://doi.org/10.1073/PNAS.1409606112/SUPPL_FILE/PNAS.1409606112.SAPP.PDF

MTE. (2021). Arrêté du 17 juin 2021 modifiant l'arrêté du 10 novembre 2009 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation soumises à déclaration sous la rubrique no 2781-1. <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043714651>

MTE. (2023). *Chiffres clés de l'énergie - Édition 2023*. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2023/>

MTE. (2024a). *Chiffres clés de l'énergie - Édition 2024*. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2024/>

MTE. (2024b). France 2030 : Lancement d'un dispositif d'aide majeur pour soutenir les très grands projets industriels la décarbonation. *Communiqué de Presse*. <https://www.ecologie.gouv.fr/presse/france-2030-lancement-dun-dispositif-daide-majeur-soutenir-tres-grands-projets-industriels>

MTE. (2024c). *Projet de PPE n°3 soumis à la concertation - Novembre 2024*.

MTE. (2025a). *Projet de PPE n°3 soumis à la consultation – Mars 2025*.

MTE. (2025b). *Tout savoir sur les ICPE : nomenclature, gestion et déclaration*. <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/savoir-icpe-nomenclature-gestion-declaration>

MTES. (2019). *Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat*.

MTES. (2020). *Programmation Pluriannuelle de l'Energie 2019-2023, 2024-2028*.

Muradin, M., & Kulczycka, J. (2020). The Identification of Hotspots in the Bioenergy Production Chain. *Energies*, 13(21), 5757. <https://doi.org/10.3390/EN13215757>

NégaWatt. (2022). *Le scénario en détail - 2022*. <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2022>

ODRé. (2024). *Observatoire de la filière biométhane*. <https://odre.opendatasoft.com/pages/observatoire-biomethane-V2/implantation-des-sites#dynamisme-de-la-production>

Pierie, F., van Someren, C. E. J., Benders, R. M. J., Bekkering, J., van Gemert, W. J. T., & Moll, H. C. (2015). Environmental and energy system analysis of bio-methane production pathways: A comparison between feedstocks and process optimizations. *Applied Energy*, 160, 456–466. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.066>

Poeschl, M., Ward, S., & Owende, P. (2012). Environmental impacts of biogas deployment - Part I: Life Cycle Inventory for evaluation of production process emissions to air. *Journal of Cleaner Production*, 24, 168–183. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2011.10.039>

Pouget Consultants. (2022). *Etude sur les freins et leviers à la diffusion de la pompe à chaleur en logement collectif*.

Poux, X., & Aubert, P.-M. (2018). Une Europe agroécologique en 2050 : une agriculture multifonctionnelle pour une alimentation saine. Enseignements d'une modélisation du système alimentaire européen. *IDDRI Study*, 09, 78. <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/etude/une-europe-agroecologique-en-2050-une-agriculture>

Quantis. (2020). *Évaluation des impacts GES de la production et l'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel [rapport synthétique]*. https://www.bioenergie-promotion.fr/wp-content/uploads/2020/04/evaluation-des-impacts-ges-biomethane-synthese-quantis_2017.pdf

Quantis, & ENEA Consulting. (2015). *Évaluation des impacts GES de l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel*.

RTE. (2022a). *Futurs énergétiques 2050. Garantir la sécurité d'approvisionnement (chapitre 7) [février 2022]*.

RTE. (2022b). *Futurs énergétiques 2050. Rapport complet*. <https://rte-futursenergetiques2050.com/documents>

RTE, & Ademe. (2020). *Réduction des émissions de CO2, impact sur le système électrique: quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035? Synthèse*.

Rüdinger, A., & Gaspard, A. (2022). *Réussir le pari de la rénovation énergétique. Rapport de la plateforme d'experts pour la rénovation énergétique des logements en France*. <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/etude/reussir-le-pari-de-la-renovation-energetique>

Rüdinger, A., Picart, A., & Bouacida, I. (2024). Décarbonation du chauffage dans les bâtiments : enjeux et priorités pour 2030. *Décryptage Ididri*, 1. <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/decryptage/decarbonation-du-chauffage-dans-les-batiments-enjeux-et>

RVO. (2020). *SDE++ Features*. <https://english.rvo.nl/subsidies-financing/sde/features>

Schauberger, B., Ben-Ari, T., Makowski, D., Kato, T., Kato, H., & Ciaï, P. (2018). Yield trends, variability and stagnation analysis of major crops in France over more than a century. *Scientific Reports*, 8(1), 1–12. <https://doi.org/10.1038/s41598-018-35351-1>

Schauberger, B., Kato, H., Kato, T., Watanabe, D., & Ciaï, P. (2022). French crop yield, area and production data for ten staple crops from 1900 to 2018 at county resolution. *Scientific Data*, 9(1), 1–6. <https://doi.org/10.1038/s41597-022-01145-4>

SDES. (2024). *Chiffres clés des énergies renouvelables. Edition 2024*. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energies-renouvelables-2024/>

SGPE. (2023). *La planification écologique dans l'énergie [juin 2023]*. <https://www.gouvernement.fr/france-nation-verte/mieux-produire>

SGPE. (2024a). *Énergie : synthèse de la mise en œuvre du plan*.

SGPE. (2024b). *Rencontre avec les partenaires du SGPE*.

SGPE. (2025). *Revue d'avancement de la planification écologique dans les transports - avril 2025*. <https://www.info.gouv.fr/upload/media/content/0001/14/84e7c26667b4d2358c7f58361a68bae52105502f.pdf>

Siddiqui, S., Zerhusen, B., Zehetmeier, M., & Effenberger, M. (2020). Distribution of specific greenhouse gas emissions from combined heat-and-power production in agricultural biogas plants. *Biomass and Bioenergy*, 133, 105443. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.105443>

Solagro. (2014). *Afterres 2050. Un scénario soutenable pour l'agriculture et l'utilisation des terres en France à l'horizon 2050*.

Solagro. (2016). *Afterres2050*. <https://afterres2050.solagro.org/decouvrir/scenario/>

Solagro. (2024a). *Annexes aux fiches ressources de l'étude "quelles biomasses pour la transition énergétique?"*

Solagro. (2024b). *Quelles biomasses pour la transition énergétique?* <https://solagro.org/travaux-et-productions/publications/quelles-biomasses-pour-la-transition-energetique>

Solagro, & Négawatt. (2021). *La méthanisation dans le mix énergétique : enjeux, impacts et propositions. Note d'information*. <https://afterres2050.solagro.org/debattre/methanisation/>

The Shift Project. (2021). *CR Atelier n°5 Bioéconomies : transformer la biomasse en énergie*. <https://theshiftproject.org/wp-content/uploads/2021/07/CR-Atelier-Agriculture-n°5-Bioeconomies-transformer-la-biomasse-en-energie.pdf>

Thelen, C., Nolte, H., Kaiser, M., Jürgens, P., Müller, P., Senkpiel, C., & Kost, C. (2024). *Wege Zu Einem Klimaneutralen Energiesystem 2050. Bundesländer im Transformationsprozess. Fraunhofer ISE*. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>

Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnacher, A., Everall, J., Sacchi, R., & Luderer, G. (2021). Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. *Nature Climate Change*. <https://doi.org/10.1109/EDUCON.2018.8363203>

Vasco-Correa, J., Khanal, S., Manandhar, A., & Shah, A. (2018). Anaerobic digestion for bioenergy production: Global status, environmental and techno-economic implications, and government policies. *Bioresource Technology*, 247, 1015–1026. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.09.004>

Vergara, F., & Lakes, T. (2019). Maizification of the Landscape for Biogas Production ? Identifying the Likelihood of Silage Maize for Biogas in Brandenburg from 2008–2018. In *FORLand-Working Paper* (Vol. 16).

Wang, C., Zhang, L., Chang, Y., & Pang, M. (2021). Energy return on investment (EROI) of biomass conversion systems in China: Meta-analysis focused on system boundary unification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 137, 110652. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110652>

Weißbach, D., Ruprecht, G., Huke, A., Czerski, K., Gottlieb, S., & Hussein, A. (2013). Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants. *Energy*, 52, 210–221. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.029>

WWF France. (2020). *Méthanisation agricole, quelles conditions de la durabilité de la filière en France ?* 44. <https://www.wwf.fr/champs-daction/climat-energie/transition-energetique/methanisation>

WWF France. (2022). *Biomasse : un réel potentiel pour la transition énergétique ?* 43. <https://draaf.grand-est.agriculture.gouv.fr/Bois-d-industrie>

WWF France. (2024). *Durabilité de la méthanisation agricole : défis et opportunités*. <https://www.wwf.fr/champs-daction/climat-energie/transition-energetique/methanisation>

Yazan, D. M., Fraccascia, L., Mes, M., & Zijm, H. (2018). Cooperation in manure-based biogas production networks: An agent-based modeling approach. *Applied Energy*, 212, 820–833. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.074>

7. ANNEXES

7.1. Description des méthodologies de comptabilité de gaz à effet de serre (GES) en cycle de vie

Un système de méthanisation adossé à une ou plusieurs exploitations agricoles (l'ensemble méthaniseur + exploitations étant désigné par « le système » dans ce qui suit) remplit plusieurs fonctions : production de biométhane (fonction principale), gestion d'effluents d'élevage, traitement des déchets, fertilisation des sols par le digestat (fonctions secondaires). Cette multi-dimensionnalité peut être prise en compte de trois manières différentes dans la méthodologie de comptabilité des effets environnementaux (y compris émissions de GES) (Brockmann & Le Roux, 2023).

FIGURE 17. Comptabilité des effets environnementaux

Par extension des frontières via plusieurs unités fonctionnelles :
on compare un système avec méthanisation, qui gère les effluents d'élevage en les méthanisant, qui produit du biométhane, et qui utilise le digestat comme fertilisant organique, à un système sans méthanisation qui gère les effluents d'élevage de manière « classique », produit du gaz naturel, et fertilise les sols avec les effluents d'élevage et des engrais minéraux synthétiques.



Par substitution :
on quantifie les effets du système avec méthanisation, puis on en soustrait les effets d'un système similaire mais sans méthanisation.



Par ratios d'affectation :
on attribue les effets du système aux différentes fonctions analysées selon un ratio dont on fait une estimation.



Source : Brockmann & Le Roux (2023)

7.2. Revue de littérature du taux de retour énergétique (TRE) de la méthanisation

TABLEAU 1. Résultats de TRE et des contributions pour des unités de méthanisation selon les modalités de méthanisation et le système considéré (bleu pour l'injection, blanc pour la cogénération).

ETUDE	TRE	COGÉNÉRATION/ INJECTION	MODALITÉS DE MÉTHANISATION	SYSTÈME CONSIDÉRÉ	CONTRIBUTIONS
Ademe (2023)	Injection : 5-6, jusqu'à 10 Cogénération : 4-5	Cogénération et injection		Broyage, pompage, chauffage du digesteur, épuration du biogaz, manutentions diverses Approvisionnement en matières entrantes, et valorisation du digestat par épandage agricole	
Arodudu <i>et al.</i> (2016)	Maïs (agriculture agroécologique) : 14.7-22.4 Maïs (agriculture industrialisée) : 2.2-10.2	Cogénération	Agriculture agroécologique : petits tracteurs, fertilisation par digestat, semences locales, irrigation par pluie, réutilisation des co-produits, transport des substrats/du digestat 10-20 km Agriculture intensive : grands tracteurs, OGM, fertilisants synthétiques, irrigation, pas de priorisation de l'utilisation du digestat, transport des substrats/du digestat 21-800 km	Culture (incl. facteurs de production), transport (10-800 km), digestion anaérobie, réintégration des co-produits	
Bacenetti <i>et al.</i> (2012)	2	Cogénération	1 méthaniseur consommant cultures énergétiques, effluents d'élevage, biodéchets sur une période de 10 mois	Production du biogaz (culture et récolte, ensilage), transport et stockage, conversion en biogaz, séparation et stockage du digestat	
Gómez-Camacho <i>et al.</i> (2021)	Avec épandage Lisier de porc : 11.90±1.23 Lisier bovin : 8.11±1.18 Déchets municipaux : 7.29±1.64 Sorgho ensilage : 4.86±1.51 Maïs ensilage : 1.46±2.01 Sans épandage Lisier de porc : 8.29±1.39 Lisier bovin : 4.19±1.40 Déchets municipaux : 7.29±1.64 Sorgho ensilage : 2.76±1.53 Maïs ensilage : 0.09±2.11	Cogénération		Conditionnement des substrats, production de biogaz, gestion du digestat, épandage Pas de transport	Étapes les plus énergivores : apport de chaleur au méthaniseur puis épandage
Métha Herbauges Corcoué (2024)	2.6	Injection	Effluents d'élevage et CIPAN1	Production de CIPAN, transport, procédé de méthanisation, épandage, bois énergies renouvelables	Procédé de méthanisation
Muradin & Kulczycka (2020)	En considérant l'étape transport 2.48-3.96 Sans considérer l'étape transport : 2.50-4.17	Cogénération	Lisier de porc (varie selon la distance de transport) Etude de 4 installations	Cultivation de maïs et seigle, transport, procédé de méthanisation, stockage et épandage de digestat Différents types de tracteurs ou camions pour le transport	L'impact de l'étape transport est négligeable

Pierie <i>et al.</i> (2015)	Maïs : 2 Herbe : 2 Cultures intermédiaires : 2.2 Résidus : 2 Paille : 3.5			Injection	Effluents d'élevage, cultures intermédiaires, résidus de culture, maïs Différentes distances de transport	Production et transport des substrats, production du biogaz, épuration, gestion, épandage et transport du digestat, émissions du digestat, injection dans le réseau, remplacement du gaz naturel	Maïs : culture, épuration Cultures intermédiaires, herbe, résidus de culture : transport, stockage, digestion
The Shift Project (2021)	1.7-2			Injection	Moyenne française : lisiers, biodéchets, CIVE	Non renseigné	Non renseigné
Wang <i>et al.</i> (2021)	1.24-11.05 (grande échelle) 1.70-6.46 (petite échelle)			Cogénération	Maïs, bois, résidus de culture	Construction de l'UM, transport du digestat, opération de l'UM	Utilisation de résidus ou non, construction de l'unité de méthanisation
Weißbach <i>et al.</i> (2013)	3.5			Cogénération	Maïs	n.r	n.r
Yazan <i>et al.</i> (2018)	Taille UM (kt d'effluents)	Distance de transport des effluents	TRE	Cogénération	Effluents d'élevage		
	100	30	1,98				
		10	2,06				
		2	2,10				
	20	30	1,90				
		10	2,01				
		2	2,05				
	5	30	1,75				
		10	1,90				
		2	1,96				

7.3. Scénarios de décarbonation analysés dans l'étude

SNBC 2. Scénario de référence de la stratégie de long terme construite par le ministère de la Transition écologique pour atteindre la neutralité climat en 2050 (MTES, 2019). Ce scénario vise à une autonomie complète de l'approvisionnement en énergie français à 2050 et une baisse de 50 % de la consommation énergétique entre 2012 et 2050 tel que disposé dans la loi pour la transition énergétique de 2015.

SNBC 3, run 2. Scénario issu des travaux du ministère de la Transition écologique pour la préparation de la nouvelle SNBC entre 2022 et 2025. Le scénario reprend les critères de cadrage de la SNBC 2, mais y intègre également les objectifs européens supplémentaires issu du Paquet Fit for 55. Le scénario n'est pas 'bouclé' pour la biomasse, c'est-à-dire que les hypothèses de production ne satisfont pas les hypothèses de demande.

Scénarios Ademe : groupe de 4 scénarios prospectifs construits entre 2019 et 2022 dans l'objectif d'éclairer les choix de société appelés par la transition écologique (Ademe, 2022).

- S1 « génération frugale » : frugalité choisie et contrainte, production industrielle au plus près des besoins, forte réduction de la mobilité, priorité au « low tech », développement des villes moyennes et zones rurales.
- S2 « coopérations territoriales » : évolutions plus progressives des modes de vie, réindustrialisation, investissements importants dans les technologies de la transition.
- S3 « technologies vertes » : développement de technologies plutôt qu'évolutions des modes de vie, peu de régulation des acteurs privés, métropolisation
- S4 « pari réparateur » : persévérance des modes de vie de consommation de masse, pari sur les technologies de captage de carbone, augmentation des mobilités, forte coopération internationale, étalement urbain, agriculture intensive.

Négawatt (nW 2022). L'association Négawatt a construit la troisième itération de son scénario énergétique pour 2050 pour la France, qui s'appuie sur le scénario alimentation/agriculture/territoire Afterres 2050, ainsi que sur négaMat, un scénario sur la consommation de matières et produits semi-finis. Le scénario Négawatt privilégie les économies d'énergie et vise à une sortie du nucléaire avant 2050 (NégaWatt, 2022).

Perspectives gaz 2022. Le scénario construit par les gestionnaires de réseau de transport de gaz français (GRTgaz et Teréga) et par le gestionnaire principal du réseau de distribution de gaz (GRDF) se concentre sur une description du système de gaz et sur l'intégration des gaz dits bas carbone au système énergétique.

Futurs énergétiques 2050. Modélisation par le gestionnaire de réseau de transmission d'électricité RTE à horizon 2060, suivant le cadrage général de la SNBC 2 (RTE, 2022b). L'étude croise trois scénarios de consommation et six scénarios de production électrique, et en analyse les coûts système, les impacts environnementaux et les changements de société associés. Le modèle ne s'intéresse pas à la disponibilité de la biomasse et du biométhane, mais il explore les enjeux de sécurisation du système électrique.

7.4. Résultats de l'expérience MéthaLAE

TABEAU 4. Typologie socio-économique utilisée pour classer les exploitations étudiées par MéthaLAE

	T1 13 FERMES	T2.1 6 FERMES	T2.2 11 FERMES	T2.3 11 FERMES	T2.4 5 FERMES
Lien juridique/ exploitation agricole	Même structure individuelle	Nouvelle structure individuelle	Nouvelle structure collective	Nouvelle structure collective	Nouvelle structure collective
Lien au capital de l'unité	Investisseur principal	Investisseur principal	Investisseur principal	Investisseur	Non investisseur
Lien au gisement vers l'unité	Apporteur	Apporteur	Apporteur	Apporteur	Apporteur
Lien au mode d'exploitation de l'unité	Exploitation par l'agriculteur	Exploitation par l'agriculteur	Exploitation par un groupe du collectif	Exploitation déléguée à un tiers	Exploitation déléguée à un tiers

TABEAU 5. Principaux résultats de l'expérience MéthaLAE en moyenne et selon la spécialisation et la typologie des exploitations. (Ademe & Solagro, 2018 ; Laboubée *et al.*, 2020).

	IMPACT EN MOYENNE ET DISTRIBUTION	IMPACT SELON LA SPÉCIALISATION AGRICOLE	IMPACT SELON TYPOLOGIE (TABLEAU 2)
Taille des exploitations : surface agricole utile (SAU)	Échantillon : +5 % Global : +9 %	Céréaliers, bovins lait, caprins : +4 % Bovins viande : +7 % Porcins : -3 %	Moyenne hors type 2.2 : +2-3 % +7 % pour type 2.2 hormis une exploitation qui a vu +60 %
Autonomie fourragère	Surface fourragère principale augmente Quantité récoltée : tendance à la baisse	Non communiqué	Non communiqué
Couverture des sols	Échantillon : +135 ha en 2015, +358 ha en 2016	Non communiqué	Non communiqué
Cheptel	Échantillon : +3-5 % Global : +3-5 %	Augmentation marginale pour bovins lait et viande et porcins	Non communiqué
Solde azoté	Échantillon : -11 % La moitié des exploitations voient une baisse du solde azoté, la moitié une hausse	Bovins lait : -9 % Bovins viande : +33 % Porcins : -23 % Céréales : -20 % Caprins lait : -104 % Ovin : +235 % Volaille : -54 %	Type 1, type 4 : stagnation Type 2.1 : -50 % Type 2.3 : -24 % Type 2.2 : +37 %
Volatilisation ammoniacale	Échantillon : -10 % (-8 kg/ha) Pour 10 exploitations : -10 kg/ha et plus Pour 28 exploitations : stabilité Pour 2 exploitations : +10 kg/ha et plus	Bovins lait : -11 % Bovins viande : -9 % Porcins : -32 % Céréales : +100 % Caprins lait : -25 % Ovin : +86 % Volaille : +58 %	Type 1 : -4 % Type 2.1 : +21 % Type 2.2 : -20 % Type 2.3 : -18 % Type 2.4 : -20 %
Fertilisation minérale	Echantillon : -20 % (rapporté à la SAU) Hausse pour 1/3 des exploitations, baisse pour 2/3 des exploitations	Bovins lait : -24 % Bovins viande : -8 % Porcins : -30 % Céréales : -22 % Caprins lait : -27 % Ovin : -29 % Volaille : -1 %	Type 1 : -39 % Type 2.1 : -27 % Type 2.2 : -6 % Type 2.3 : -21 % Type 2.4 : -9 %
Fertilisation organique	Augmente en général	Non communiqué	Non communiqué

Le biométhane en France : enjeux et défis pour une production durable

Ines Bouacida, Pierre-Marie Aubert (Iddri)

L'Institut du développement durable et des relations internationales (Iddri) est un *think tank* indépendant qui facilite la transition vers le développement durable. Il a été fondé en 2001. Pour cela, l'Iddri identifie les conditions et propose des outils pour placer le développement durable au cœur des relations internationales et des politiques publiques et privées. Il intervient à différentes échelles, de celle de la coopération internationale à celle des gouvernements nationaux, locaux et des entreprises, chaque échelle informant l'autre. À la fois institut de recherche et plateforme de dialogue, l'Iddri crée les conditions d'un diagnostic et d'une expertise partagés entre parties prenantes. Il les met en relation de manière transparente et collaborative, sur la base de travaux de recherche interdisciplinaire de premier plan. L'Iddri met ensuite ses analyses et propositions à la disposition de tous. Quatre enjeux sont au cœur de l'activité de l'institut : le climat, la biodiversité et les écosystèmes, l'océan et la gouvernance du développement durable.

Pour en savoir plus sur les activités et les publications de l'Iddri, visitez www.iddri.org

Bouacida, I., Aubert, P.-M., (2025). Le biométhane en France : enjeux et défis pour une production durable, Iddri, *Étude* N°03/25.

Cette publication a bénéficié d'une aide de l'État français au titre du Plan d'investissement France 2030 portant la référence ANR-16-IDEX-001..

CONTACT

ines.bouacida@iddri.org
pierremarie.aubert@iddri.org

Institut du développement durable et des relations internationales 41, rue du Four – 75006 Paris – France

WWW.IDDRI.ORG

[IDDRI | BLUESKY](#)

[IDDRI | LINKEDIN](#)