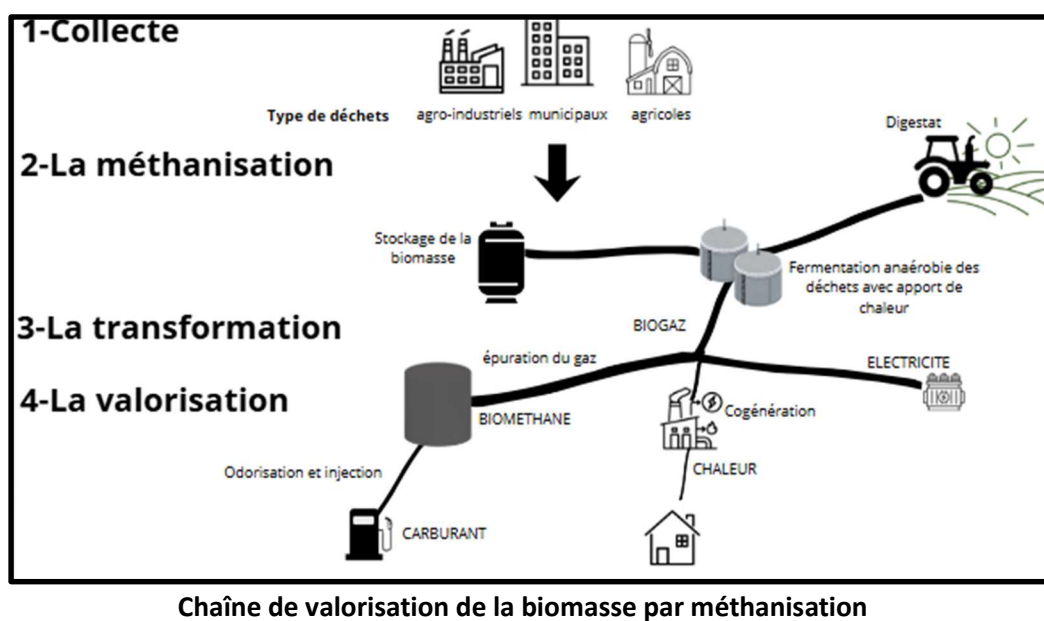


Projet Recherche Innovation 2025-2026

Les agrocarburants et la méthanisation



Sous la direction de Mindjid Maïzia

Abbygaelle DUMONT

Les volumes d'énergie, de biomasse et de surfaces nécessaires au déploiement de la méthanisation et des agrocarburants sont-ils compatibles avec les contraintes agricoles, environnementales et climatiques actuelles de la France ?

Directeur de recherche : Mindjid Maïzia
2025-2026

Auteure : Dumont Abbygaelle

AVERTISSEMENT

Cette recherche a fait appel à des lectures, enquêtes et interviews. Tout emprunt à des contenus d'interviews, des écrits autres que strictement personnel, toute reproduction et citation, font systématiquement l'objet d'un référencement.

L'auteur (les auteurs) de cette recherche a (ont) signé une attestation sur l'honneur de non plagiat.

Formation par la recherche, Projet recherche innovation en génie de l'Aménagement et de l'Environnement

La formation au génie de l'aménagement et de l'environnement, assurée par le département aménagement et environnement de l'Ecole Polytechnique de l'Université de Tours, associe dans le champ de l'urbanisme, de l'aménagement des espaces fortement à faiblement anthropisés, l'acquisition de connaissances fondamentales, l'acquisition de techniques et de savoir-faire, la formation à la pratique professionnelle et la formation par la recherche. Cette dernière ne vise pas à former les seuls futurs élèves désireux de prolonger leur formation par les études doctorales, mais tout en ouvrant à cette voie, elle vise tout d'abord à favoriser la capacité des futurs ingénieurs à :

- Accroître leurs compétences en matière de pratique professionnelle par la mobilisation de connaissances et de techniques, dont les fondements et contenus ont été explorés le plus finement possible afin d'en assurer une bonne maîtrise intellectuelle et pratique,
- Accroître la capacité des ingénieurs en génie de l'aménagement et de l'environnement à innover tant en matière de méthodes que d'outils, mobilisables pour affronter et résoudre les problèmes complexes posés par l'organisation et la gestion des espaces.

La formation par la recherche inclut un exercice individuel de recherche, le projet recherche innovation (PRI) situé en dernière année de formation des élèves ingénieurs. Cet exercice correspond à un stage d'une durée minimum de trois mois, en laboratoire de recherche, principalement au sein de l'équipe Dynamiques et Actions Territoriales et Environnementales de l'UMR 7324 CITERES à laquelle appartiennent les enseignants-chercheurs du département aménagement.

Le travail de recherche, dont l'objectif de base est d'acquérir une compétence méthodologique en matière de recherche, doit répondre à l'un des deux grands objectifs :

- Développer toute ou partie d'une méthode ou d'un outil nouveau permettant le traitement innovant d'un problème d'aménagement
- Approfondir les connaissances de base pour mieux affronter une question complexe en matière d'aménagement.

Afin de valoriser ce travail de recherche nous avons décidé de mettre en ligne sur la base du Système Universitaire de Documentation (SUDOC), les mémoires à partir de la mention bien.

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à mon directeur de recherche, Monsieur Mindjid Maïzia, professeur de l'option Réseau au département Aménagement et Environnement de l'École Polytechnique de l'Université de Tours. Son accompagnement attentif, sa disponibilité et la qualité de ses conseils ont constitué un soutien déterminant tout au long de ce travail de recherche. Par sa rigueur scientifique et son engagement constant, il m'a appris à structurer mon travail, à aborder les problématiques avec méthode et esprit critique, contribuant ainsi à renforcer la qualité de cette étude et à développer mon raisonnement d'ingénieur. Les compétences et exigences acquises grâce à son encadrement me seront particulièrement précieuses dans la perspective de mon insertion professionnelle.

SOMMAIRE

Introduction :.....	8
I. Contexte énergétique & fondements théoriques des filières biomasse	9
1. La transition énergétique française : enjeux, objectifs & contraintes	9
1.1. Dépendance actuelle aux fossiles	9
1.2. Évolutions du mix énergétique.....	10
1.3. Objectifs SNBC, PPE, COP28	12
1.4. Rôle théorique de la biomasse.....	13
2. Bases techniques des deux filières étudiées	13
2.1. Agrocarburants	13
2.2. Méthanisation	17
3. Critères d'évaluation des bioénergies	21
3.1. Occupation des sols / ILUC	21
3.2. Mobilisation des ressources	21
3.3. Contraintes économiques et techniques et politiques.....	21
II. Analyse quantitative : ordres de grandeur, faisabilité & modélisation.....	22
1. Ordres de grandeur : consommation fossile vs capacités biomasse.....	22
1.1. Besoins énergétiques France (transports, gaz, élec).....	22
1.2. Chiffres clés de la filière de biogaz.....	22
1.3. Théorie vs réalité des gisements biomasse.....	23
1.4. Estimations des gisements potentiels	23
2. Modélisation des agrocarburants.....	23
2.1. Objectifs du gouvernement	23
2.2. Hypothèses sur le biodiesel	24
2.3. Hypothèses sur le bioéthanol.....	24
2.4. Discussion critique	26
3. Modélisation de la méthanisation.....	28
3.1. Hypothèses	28
3.2. Discussion critique sur la faisabilité d'un objectif de 85% de production de biométhane	34
4. Synthèse comparative des deux filières	37
4.1. Bilan carbone des agrocarburants de 1G.....	37
4.2. Bilan carbone des agrocarburants de 2G.....	38
4.3. Bilan carbone de la méthanisation	39
III. Perspectives, innovations & rôle futur de la biomasse dans un mix 2050	41
1. Limites fondamentales des filières actuelles	41

1.1. Limites et conditions réelles des agrocarburants.....	41
1.2. Limites et conditions réelles de la méthanisation.....	41
2. Les pressions	42
2.1. Pression hydrique	42
2.2. Acceptabilité sociale des agrocarburants et de la méthanisation	43
3. Innovations et technologies émergentes.....	44
3.1. Power-to-Gas.....	44
3.2. Gazéification	45
3.3. Pyrolyse.....	45
3.4. SAF (kérosène synthétique)	46
3.5. HVO : hydroprocessed vegetable oil	47
4. Quelle place réaliste pour la biomasse dans la neutralité carbone ?	47
4.1. Apports réels	47
4.2. Complémentarité avec autres ENR	47
4.3. Le futur des algues	48
Conclusion.....	50
Annexes	52
Annexe n° 1 : Schéma explicatif de la valorisation du biogaz produit par un méthaniseur	52
Annexe n°2 : Bilan énergétique de la filière biogaz en 2024.....	53
Annexe n°3 : Décomposition des sites par mode de valorisation à la fin 2024 (source d'ADEME, Observ'ER et le ministère de la transition écologique).....	54
Annexe n° 4 : La répartition de la consommation finale d'énergie en France.....	55
Annexe n°5 : Modèle de calcul pour vérifier l'hypothèse établie sur le PPE d'atteindre la production de 3.8% de bioéthanol avec les agrocarburants de deuxième génération en 2028. (Logiciel de Mindjid Maïzia)	56
Annexe n°6 : Type d'intrants utilisables pour la méthanisation	57
Annexe n°7 : Détails des calculs et résultats pour déterminer la quantité d'effluents d'élevage nécessaire pour atteindre l'objectif du PPE.....	58
Annexe n°8 : Détails du calcul de la quantité de déchets agro-alimentaire nécessaire.....	60
Annexe n°9 : Détails du calcul de la quantité de déchets CIVE	61
Annexe n°10 : Détails du calcul de la quantité des autres déchets	62
Annexe n°11 : Formules pour déterminer la production maximale de biométhane avec la quantité de biomasse estimée précédemment	63
Sources bibliographiques :	64

Introduction :

La transition énergétique constitue un enjeu majeur pour la France, dont le système énergétique demeure encore largement dépendant des énergies fossiles, en particulier dans les secteurs des transports et de l'industrie. La transition énergétique désigne le processus de transformation visant à substituer progressivement les sources d'énergie fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) par des sources renouvelables et bas-carbone telles que l'éolien, le solaire, l'hydraulique ou la biomasse. À l'échelle mondiale, cette transformation est devenue indispensable afin de répondre simultanément à la croissance de la demande énergétique et à la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre responsables du changement climatique (Kang et al., 2020).

En France, ces enjeux se traduisent par des objectifs climatiques particulièrement ambitieux. La Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) fixe un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, impliquant une réduction drastique des émissions de gaz à effet de serre, estimées à environ 299 MtCO₂e en 2019 pour atteindre un niveau proche de 60 MtCO₂e en 2050. Parallèlement, la demande annuelle d'électricité devrait fortement augmenter sous l'effet de l'électrification des usages, passant d'environ 475 TWh en 2020 à plus de 750 TWh en 2050 (RTE, 2022). Dans ce contexte, la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français devra croître significativement afin de concilier sécurité d'approvisionnement et objectifs climatiques (69%) (Roure et al., 2025).

Parmi les leviers identifiés, la valorisation énergétique de la biomasse, notamment à travers la méthanisation et les filières d'agrocarburants, occupe une place croissante dans les politiques énergétiques, comme en témoignent les discussions récentes lors de la COP 28. Ces filières présentent l'avantage de produire une énergie renouvelable stockable tout en s'appuyant sur des ressources agricoles et organiques. Toutefois, leur déploiement à grande échelle soulève des interrogations quant à leur viabilité énergétique, leur bilan carbone et leur compatibilité avec les contraintes agricoles, environnementales et foncières (MDPI, 2023). On cherche à déterminer si les volumes d'énergie, de biomasse et de surfaces nécessaires au déploiement de la méthanisation et des agrocarburants sont compatibles avec les contraintes agricoles, environnementales et climatiques actuelles.

L'objectif de ce projet est donc de développer un modèle de calcul permettant d'évaluer les ordres de grandeur énergétique, la viabilité énergétique et le bilan carbone des filières de méthanisation et des agrocarburants dans le contexte français. Ce modèle, structuré sous forme de logigramme, vise à déterminer dans quelle mesure ces filières peuvent contribuer à la transition énergétique et constituer une alternative crédible aux énergies fossiles. L'hypothèse retenue est que, bien que ces filières puissent jouer un rôle complémentaire, elles ne suffisent pas à elles seules à assurer le remplacement intégral des énergies fossiles.

I. Contexte énergétique & fondements théoriques des filières biomasse

La question de la dépendance énergétique constitue un enjeu central pour la France, dont le système énergétique repose encore en grande partie sur les énergies fossiles. Le rapport de l'Académie des sciences (2012) met en évidence le poids toujours prépondérant du pétrole, du gaz naturel et du charbon dans la consommation énergétique nationale, soulignant les vulnérabilités géopolitiques, économiques et environnementales qui en découlent. Cette dépendance expose notamment le pays aux fluctuations des marchés internationaux de l'énergie et aux tensions d'approvisionnement (Kang et al., 2020).

Face à ces constats, l'Académie des sciences souligne la nécessité d'engager une transition énergétique fondée sur une approche intégrée combinant avancées scientifiques, innovations technologiques et politiques publiques adaptées. Parmi les leviers identifiés figurent le développement des énergies renouvelables, l'amélioration de l'efficacité énergétique, le stockage de l'énergie et une utilisation plus raisonnée des ressources fossiles résiduelles (Académie des sciences, 2012). Dans ce cadre, la diversification du mix énergétique apparaît comme une condition essentielle pour renforcer l'indépendance énergétique tout en réduisant l'impact environnemental du système énergétique.

C'est dans ce contexte que les filières de valorisation de la biomasse, et en particulier la méthanisation et les agrocarburants, s'inscrivent comme des solutions théoriquement pertinentes. En mobilisant des ressources organiques renouvelables issues du secteur agricole et agro-industriel, ces filières répondent simultanément aux enjeux de production d'énergie, de gestion des déchets et de réduction des émissions de gaz à effet de serre, tout en contribuant à la structuration d'un mix énergétique plus diversifié.

1. La transition énergétique française : enjeux, objectifs & contraintes

1.1. Dépendance actuelle aux fossiles

En France, malgré le développement des énergies renouvelables et des politiques de transition énergétique, la consommation d'énergie reste encore largement dominée par les combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel et charbon) qui continuent d'occuper une part importante du mix énergétique national. Selon les Chiffres clés de l'énergie (Édition 2025), environ 59,6 % de l'énergie finale à usage énergétique provenait de sources fossiles en 2024, reflet d'une consommation encore fortement ancrée dans les hydrocarbures traditionnels. (Statistiques du développement durable, 2025)

Le secteur des transports illustre particulièrement cette dépendance. Dans ce secteur, les produits pétroliers constituent l'essentiel de la consommation énergétique : ils représentaient près de 90 % de l'énergie finale consommée dans les transports, avec une part marginale de biocarburants, d'électricité (notamment ferroviaire) et de gaz naturel (Rapport n° 2228 de l'assemblée nationale). Cette prépondérance des carburants fossiles se traduit par des émissions significatives de gaz à effet de serre : le secteur des transports a émis plus de 129 millions de tonnes équivalent CO₂ en 2021, soit environ 30 % des émissions nationales de GES. (Ministère de la transition écologique, ADEME, 2025)

Au niveau de la consommation énergétique primaire, les fossiles continuent de jouer un rôle central. La consommation d'énergie primaire correspond à la quantité totale d'énergie disponible avant toute transformation, incluant les ressources extraites ou importées (pétrole brut, gaz naturel, charbon, uranium, énergies renouvelables), sans tenir compte des pertes liées aux conversions, au transport ou à la distribution. Elle permet d'appréhender la dépendance globale d'un pays aux différentes ressources énergétiques. La consommation d'énergie finale, en revanche, désigne l'énergie effectivement consommée par les utilisateurs finaux (ménages, industries, transports, agriculture), après transformation et acheminement. Elle exclut les pertes de conversion et sert à analyser les usages énergétiques par secteur et les comportements de consommation. En 2023, les énergies fossiles représentaient une part significative du mix primaire national, avec une large prédominance du pétrole (≈30 %) et du gaz naturel (≈14 %), tandis que le charbon était très minoritaire (≈2 %) dans ce total. Cette situation est liée à des infrastructures, des pratiques de consommation et des systèmes de production largement construits autour des combustibles fossiles. (Kinchy A., 2025)

La prédominance persistante des énergies fossiles dans la consommation énergétique française souligne les limites du système énergétique actuel et les défis associés à sa transformation. L'étude des évolutions du mix énergétique apparaît dès lors essentielle pour apprécier la trajectoire engagée par la France vers un système plus diversifié et moins carboné.

1.2. Évolutions du mix énergétique

1.2.1. Efficacité énergétique : un pilier de la transition

L'évolution du mix énergétique français ne repose pas uniquement sur la substitution des sources fossiles par des énergies bas-carbone, mais également sur l'amélioration de l'efficacité énergétique. La directive européenne (UE) 2023/1791 définit l'efficacité énergétique comme « *le rapport entre la production de performance, service, biens ou énergie et l'apport d'énergie* » (Journal officiel de l'Union européenne, p. L231/29). Cette définition met en évidence l'objectif fondamental de la transition énergétique : fournir les mêmes services énergétiques avec une moindre consommation d'énergie.

Ce principe est renforcé par la recommandation (UE) 2021/1749, qui introduit le concept de « l'efficacité énergétique d'abord » (*energy efficiency first*). Celui-ci impose de considérer prioritairement, dans la planification énergétique et les décisions d'investissement, les solutions permettant de réduire la demande énergétique ou d'améliorer l'efficacité des systèmes existants, avant d'envisager de nouvelles capacités de production (Journal officiel de l'Union européenne, p. L350/15). L'efficacité énergétique constitue ainsi un levier structurant de l'évolution du mix énergétique, en limitant la croissance de la demande et en facilitant l'intégration des énergies renouvelables.

1.2.2. Le choix historique du nucléaire et la structuration du mix électrique

Depuis les années 1970, l'évolution du mix énergétique français est fortement marquée par un choix stratégique majeur : le développement massif de l'énergie nucléaire. À la suite des chocs pétroliers, la France a engagé un programme ambitieux visant à réduire sa dépendance aux importations d'hydrocarbures et à renforcer sa sécurité énergétique. Cette orientation a conduit à une montée rapide de la part du nucléaire dans la production d'électricité, passée de quelques pourcents au début des années 1970 à environ 70 % aujourd'hui, un niveau nettement supérieur à la moyenne européenne. (Annual Electricity review, 2024)

Ce modèle a permis à la France de disposer d'un système électrique largement décarboné. En combinant nucléaire et énergies renouvelables, la part de la production d'électricité bas carbone a atteint des niveaux très élevés, pouvant dépasser 90 % certaines années récentes. Cette spécificité distingue la France de nombreux autres pays européens, dont la transition repose davantage sur une substitution progressive du charbon et du gaz par les énergies renouvelables. (Mufutau et al., 2024)

1.2.3. Diversification progressive et montée en puissance des énergies renouvelables

Depuis les années 2000, la transition énergétique française s'est toutefois orientée vers une diversification du mix, avec le développement des énergies renouvelables telles que l'éolien, le solaire photovoltaïque, l'hydraulique et le biogaz. Bien que le nucléaire demeure la colonne vertébrale du système électrique, ces filières ont connu une croissance soutenue, contribuant à la réduction du recours aux combustibles fossiles dans la production d'électricité.

Cette évolution s'inscrit dans le cadre des politiques publiques nationales, notamment la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC), qui visent à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Si la consommation d'énergie primaire reste encore largement dépendante des énergies fossiles, en particulier dans le secteur des transports, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale a presque doublé au cours des deux dernières décennies. Cette dynamique traduit une transformation progressive du mix énergétique, combinant efficacité énergétique, diversification des sources et réduction des émissions de gaz à effet de serre. (Zimmerman et al., 2023)

1.3. Objectifs SNBC, PPE, COP28

1.3.1. *Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC)*

La Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) constitue le cadre stratégique de la France pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Elle définit des objectifs sectoriels pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les domaines de l'énergie, du transport, de l'industrie, de l'agriculture et du résidentiel, tout en favorisant l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique. La SNBC encourage également la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique dans les décisions de planification et d'investissement, afin de réduire la consommation d'énergie tout en maintenant les services énergétiques nécessaires. Selon la Déclaration de durabilité 2024 de la SNBC, ces engagements incluent la réduction significative des émissions de CO₂ et l'augmentation de la part d'énergies renouvelables dans l'approvisionnement énergétique (SNBC, 2024). La SNBC constitue ainsi le socle théorique et opérationnel sur lequel s'appuient les autres instruments de planification énergétique de la France. (Lopion P et al., 2018)

1.3.2. *Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)*

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) traduit les objectifs de la SNBC en trajectoires concrètes à moyen terme, avec un accent sur la souveraineté énergétique, c'est-à-dire la réduction de la vulnérabilité de la France aux prix internationaux des hydrocarbures et aux tensions géopolitiques (Rapport n°2228 de l'Assemblée nationale, 2022). La PPE fixe un objectif ambitieux de -40 % de consommation primaire d'énergies fossiles d'ici 2030 par rapport à 2012 et définit des trajectoires précises pour les filières renouvelables et biosourcées.

Pour la filière biogaz et méthanisation, la PPE prévoit une montée progressive de la production : 14 TWh en 2023, dont 6 TWh injectés dans les réseaux, jusqu'à 24–32 TWh en 2028, avec 14 à 22 TWh injectés selon les coûts de production. La capacité de production électrique à partir du biogaz pourrait atteindre entre 340 et 410 MW en 2028, tandis que certains acteurs estiment que la production de biométhane pourrait atteindre ~50 TWh d'ici 2030, dont ~44 TWh injectés dans les réseaux, dépassant ainsi les objectifs initiaux. (Ministère de la Transition écologique, 2024).

Concernant les agrocarburants, la PPE limite l'incorporation de biocarburants de première génération à environ 7 % de la consommation finale d'énergie dans les transports d'ici 2028, conformément aux obligations européennes, favorisant le développement des biocarburants dits « avancés », issus de matières non alimentaires, afin de réduire les impacts sur la sécurité alimentaire et d'améliorer le rendement énergétique.

1.3.3. Engagements européens et COP28

Les objectifs nationaux s'inscrivent dans un cadre européen et international plus large. La directive RED II/RED III impose une part minimale d'énergies renouvelables dans le secteur des transports de 14 % d'ici 2030. Par ailleurs, la France s'engage également dans le cadre de la COP28, qui souligne l'importance de développer des filières renouvelables et biosourcées, telles que la méthanisation et les agrocarburants, pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et renforcer la sécurité énergétique. En combinant ces instruments nationaux et européens, la France structure ainsi ses politiques de transition énergétique autour d'objectifs précis de réduction des émissions et de développement des énergies renouvelables, avec un rôle central attribué aux filières biosourcées pour atteindre les objectifs à l'horizon 2030 et 2050.

1.3.4. IAE

Les prévisions de l'AIE (agence internationale de l'Énergie) indiquent une augmentation de 60 % de la consommation de bioénergie entre 2015 et 2030. (IEA, 2024) Dans ce contexte, d'après le paquet énergie-climat 2030, la France vise à atteindre 27 % de la part des énergies renouvelables dans sa consommation d'énergie, avec un rôle central de la biomasse dans cette transition.

1.4. Rôle théorique de la biomasse

La biomasse correspond à la matière organique d'origine végétale ou animale qui stocke de l'énergie solaire via la photosynthèse et peut être convertie en énergie utile (chaleur, électricité, carburants). Contrairement aux combustibles fossiles, son utilisation comme source énergétique participe à un cycle du carbone considéré comme proche de la neutralité : le CO₂ rejeté lors de sa conversion est supposé être compensé par celui capturé durant la croissance des plantes. Dans une stratégie énergétique durable, la biomasse n'est pas seulement considérée comme un combustible : elle s'inscrit dans une approche d'économie circulaire en valorisant des résidus agricoles, déchets organiques et coproduits industriels pour produire de la bioénergie et des bio-produits à haute valeur ajoutée. Cela permet de minimiser les pertes, d'améliorer l'efficacité énergétique et de réduire l'impact environnemental global. (Saravanan et al., 2025)

2. Bases techniques des deux filières étudiées

2.1. Agrocarburants

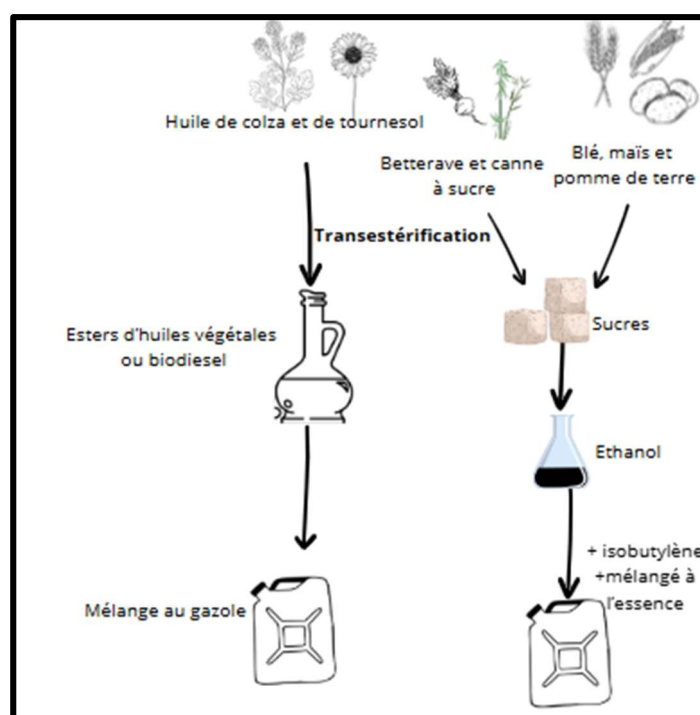
2.1.1. Processus de production des biocarburants

Les biocarburants destinés aux transports sont des carburants liquides renouvelables produits à partir de biomasse. Il existe d'abord les biocarburants de première génération, issus de cultures agricoles alimentaires ou oléagineuses (blé, maïs, betterave, colza), et biocarburants avancés, dits de deuxième génération issus de résidus, déchets ou matières non alimentaires. En France, la production actuelle de

bioéthanol repose principalement sur la fermentation des sucres ou de l'amidon issus de la betterave, du blé ou du maïs, suivie d'une distillation pour obtenir un alcool carburant ; quant au biodiesel, il est produit par transestérification des huiles végétales, notamment celles de colza. Ensuite cette production est mélangée avec du gazole ou du diesel avec des parts différentes selon les productions. (Kusmayadi et al., 2026)

Actuellement, environ 3.7% des surfaces agricoles utiles françaises sont dédiées à la production de biocarburants. Actuellement la surface agricole dédiée aux agrocarburants en France est de 800 000 hectares. L'équivalent d'environ deux fois ces surfaces est importé, principalement d'Europe et d'Amérique, pour satisfaire la demande nationale. (Chiaromonti et al., 2021)

Figure n°1 : Chaîne de valorisation de la biomasse par les agrocarburants 1G



Il existe aussi les biocarburants de deuxième génération (2G). Ils se caractérisent par l'utilisation de matières premières non alimentaires, principalement de la biomasse lignocellulosique. Il s'agit de résidus agricoles (paille, tiges), de déchets forestiers ou de cultures énergétiques destinées à être cultivées sur des terres marginales ou non concurrentes de la production alimentaire. (Baudry et al. ; 2018)

La transformation de cette biomasse repose sur des procédés thermochimiques ou biochimiques avancés, qui permettent d'obtenir des carburants liquides (éthanol cellulosique, biodiesel de synthèse) sans utiliser les parties comestibles des plantes. Bien que ces technologies soient prometteuses et plus durables, elles restent à différents stades de développement industriel et nécessitent encore des avancées technologiques et des investissements pour atteindre une production à grande échelle. (Baudry et al.; 2018)

Les biocarburants de troisième génération exploitent des biomasses microbiennes comme les microalgues ou certains micro-organismes capables de produire des lipides ou des sucres utilisables comme carburants. Ces sources ne nécessitent pas de terres arables et peuvent être cultivées en bioréacteurs ou en systèmes aquatiques, ce qui réduit fortement la pression sur les sols agricoles et l'eau douce.

Les algues présentent un potentiel élevé de production de lipides et peuvent capter le CO₂ atmosphérique plus efficacement que les plantes terrestres. Cependant, malgré des avancées prometteuses en R&D, cette filière reste largement en phase expérimentale ou pilote en raison des défis techniques et économiques (contrôle de croissance, extraction de bio lipides, intensité énergétique) qui freinent sa commercialisation à grande échelle. (Konwar et al., 2025)

La quatrième génération de biocarburants regroupe des approches plus récentes et plus ambitieuses, qui intègrent des technologies avancées de biotechnologie, génie métabolique et captage/carbone. Elles visent non seulement à produire des carburants durables, mais aussi à générer des vecteurs énergétiques à très faible ou négatif bilan carbone, par exemple via l'utilisation d'organismes génétiquement modifiés capables de fixer le CO₂ ou de produire des composés à haute densité énergétique de manière optimisée. Ce niveau reste encore hautement expérimental et n'a pas atteint un niveau de maturité industriel comparable aux générations précédentes. Il représente cependant une piste d'innovation importante pour l'avenir des carburants renouvelables si les défis techniques, économiques et réglementaires peuvent être surmontés. (Lopez, 2024)

2.1.2. Rendements

Les rendements des cultures destinées aux biocarburants varient selon les espèces et les pratiques agricoles. La betterave sucrière se distingue par un rendement particulièrement élevé en bioéthanol grâce à sa forte teneur en sucres fermentescibles et à son efficacité photosynthétique. En moyenne, le rendement pour des différentes cultures varient selon les pratiques agricoles, des conditions climatiques et des variétés cultivées. Par exemple, selon les variétés, la betterave sucrière permet de produire environ 5 000 litres/ha de bioéthanol ou 8700L pour d'autres espèces. Alors que la canne à sucre a un rendement la plupart du temps supérieur aux autres cultures (principalement dans les pays chauds). Du côté des cultures oléagineuses utilisées pour le biodiesel, le colza offre un rendement d'environ 1 200 à 1 500 litres de biodiesel par hectare, tandis que le soja est plus faible, avec 400 à 600 litres par hectare. Ces cultures sont généralement intégrées dans des rotations culturales pour maintenir la fertilité des sols et limiter les risques de maladies. Par exemple, le colza suit un cycle de rotation triennal, ce qui signifie qu'il ne peut être cultivé sur la même parcelle qu'une fois tous les trois ans. Par exemple, il faut environ 30 % de biocarburants en plus pour parcourir la même distance qu'avec de l'essence issue de pétrole. (Mercado-Cordova, 2025) es études

indiquent que les rendements de conversion sont généralement compris entre 25 et 40 % en énergie finale par rapport à l'énergie contenue dans la biomasse initiale (Himmel et al., 2007)

En 2020, 65 % des biocarburants essence consommés en France étaient d'origine nationale. Pour le biodiesel, en 2020, environ 26% du biodiesel consommé en France proviennent de matières premières produites en France. (Ministère de la transition écologique 2021)

2.1.3. Contraintes environnementales, logistique et réglementaires

2.1.3.1. Contraintes environnementales

Les biocarburants dits de première génération présentent des enjeux environnementaux importants, notamment liés à l'utilisation des terres agricoles, à la pression concurrentielle sur la production alimentaire, et au changement indirect d'usage des sols (ILUC). Lorsque des terres cultivées pour l'alimentation sont redirigées vers la production de biocarburants, la demande alimentaire déplacée peut se reporter sur de nouvelles surfaces, y compris des zones récemment déboisées à l'étranger, ce qui peut annuler les bénéfices de réduction des émissions de gaz à effet de serre. (Novaes et al., 2026)

Par ailleurs, l'intensification de certaines cultures oléagineuses ou sucrières pour les biocarburants peut accroître la consommation d'eau, l'usage des fertilisants et des pesticides, avec des impacts sur la qualité des sols et des ressources hydriques. Ces facteurs environnementaux font de la production de biocarburants une piste complexe où des compromis agronomiques et écologiques doivent être pris en compte. (Baudry et al., 2017)

Cette situation soulève des questions sur la concurrence entre la production de biocarburants et celle destinée à l'alimentation humaine et animale. De plus, l'extension des cultures destinées aux biocarburants peut contribuer à la déforestation importée, notamment lorsque la demande est couverte par des importations en provenance de zones récemment déboisées.

2.1.3.2. Cadre réglementaire et objectifs européens

Le cadre réglementaire en France impose un taux d'incorporation de biocarburants dans les carburants fossiles (environ 7 % pour le diesel et 10 % pour l'essence). L'objectif européen est d'atteindre 14 % d'énergies renouvelables dans les transports d'ici 2030 (Directive RED II). Les normes européennes d'émissions de CO₂ pour les voitures neuves ont été renforcées depuis votre dernière information. En 2021, la limite moyenne était fixée à 95 g CO₂/km. Les objectifs de réduction sont désormais de 55 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2021, et de 100 % d'ici 2035, ce qui signifie que toutes les nouvelles voitures devront être à zéro émission à partir de cette date. (Briand et al., 2019)

2.2. Méthanisation

2.2.1. Processus

La méthanisation, ou digestion anaérobie, est un processus biologique dans lequel des micro-organismes décomposent la matière organique en l'absence d'oxygène, produisant principalement du méthane (CH_4) et du dioxyde de carbone (CO_2), utilisés respectivement pour la production de biogaz et de chaleur ou d'électricité. Le méthane fait partie des gaz à effets de serre principaux à l'origine du réchauffement climatique, juste derrière le dioxyde de carbone (CO_2). (Lee & Steinman, 2020 ; Tawanda et al., 2022)) La méthanisation traite la biomasse. La méthanisation utilise divers types de déchets, tels que les déchets agricoles (fumier, lisier, résidus de culture), les déchets agroalimentaires et industriels, les biodéchets issus des cantines ou supermarchés, les déchets municipaux, ainsi que les CIVE et déchets verts. (Technologie des bioressources, 2022 ; revues sur les énergies renouvelables et durables, 2015)

En France, près de 47 % des sites de méthanisation font appel à la biomasse agricole. À l'issue du processus de méthanisation, la matière organique non transformée en biogaz donne naissance à un résidu appelé digestat, un sous-produit riche en éléments nutritifs qui peut être valorisé comme amendement pour les sols. (Chambres d'agriculture, 2022) Un amendement est une substance ajoutée à la terre pour améliorer ses propriétés physiques, chimiques et biologiques. Contrairement aux engrais, qui fournissent des nutriments spécifiques aux plantes, l'amendement a pour but d'améliorer la structure du sol, sa capacité de rétention d'eau, son aération et sa fertilité à long terme, sans recourir aux engrais chimiques. Les amendements peuvent être organiques (comme le compost, le fumier, le guano ou le biochar) ou minéraux (comme la chaux ou le sable). Une énergie est produite lors de la conversion de la biomasse. C'est ce que l'on nomme la bioénergie, qui regroupe les différentes formes d'énergie renouvelable issues de la transformation de la biomasse. Dans le cas de la méthanisation, la biomasse organique est convertie en biogaz. (Voir annexe n°1)

La valorisation du biogaz repose sur plusieurs procédés techniques selon l'usage final de l'énergie produite. Dans le cas de la cogénération, le biogaz est brûlé dans un moteur ou une turbine afin de produire simultanément de l'électricité et de la chaleur. L'électricité est injectée dans le réseau ou autoconsommée sur site, tandis que la chaleur peut être utilisée localement pour des besoins industriels, agricoles ou pour le chauffage de bâtiments, ce qui permet d'atteindre des rendements énergétiques globaux élevés. Lorsque le biogaz est destiné à l'injection dans les réseaux de gaz naturel, il doit d'abord être épuré afin d'éliminer le dioxyde de carbone, l'eau, le sulfure d'hydrogène et les impuretés, pour obtenir un gaz dont les caractéristiques sont équivalentes à celles du gaz naturel : on parle alors de biométhane. Ce biométhane peut être injecté directement dans les réseaux existants et utilisé pour les mêmes usages que le gaz fossile, notamment le chauffage, l'industrie ou la production d'électricité. Enfin, après compression, il peut

également être valorisé comme bioGNV dans le secteur des transports. Ces différentes voies de valorisation confèrent à la méthanisation un caractère flexible et systémique, en permettant une intégration directe de la bioénergie dans les infrastructures énergétiques existantes. (Voir annexe n°2) (Usman Khan et al., 2021)

Le biogaz produit par la méthanisation peut être valorisé de différentes manières parmi les 1781 installations opérationnelles recensées fin 2025 en France (ADEME, 2025) :

- Injection dans le réseau de gaz naturel (704 installations)
- Cogénération, qui permet de produire simultanément de l'électricité et de la chaleur (878 installations)
- Production de chaleur seule (194 installations) (ADEME, 2025)

En France, le type d'unité majoritaire est les unités à la ferme au nombre de 1238. Ensuite, les unités les plus représentées sont les unités centralisées (230 unités). Il existe aussi des unités dans l'industrie, des unités de stations d'épuration et d'autres en couverture de fosse. (Service Agriculture Forêt et alimentation, 2025) (Voir annexe 3)

2.2.2. Rendements

Le rendement de la méthanisation dépend de nombreux facteurs, notamment la qualité de la biomasse, la température du processus, le temps de rétention et la composition du substrat.

La rentabilité de la production de biogaz dépend fortement des substrats utilisés, car certains déchets organiques sont plus propices à la méthanisation que d'autres. De plus, la gestion des effluents issus de la méthanisation constitue un enjeu majeur, ces effluents pouvant contenir des éléments polluants comme les métaux lourds ou des composés toxiques. Le biogaz produit lors de la méthanisation peut également contenir du méthane, un gaz à effet de serre dont le potentiel de réchauffement climatique est bien plus élevé que celui du dioxyde de carbone. Le digestat, sous-produit de la méthanisation, présente également des défis de gestion. Bien qu'il puisse être utilisé comme fertilisant. Son épandage doit être rigoureusement contrôlé pour éviter la pollution des sols et des nappes phréatiques par lixiviation de l'azote, une grande partie de l'azote contenu dans le digestat étant sous forme ammoniacale, très soluble et volatile. Les principaux risques associés à la méthanisation sont : les incendies, les explosions liées à l'inflammabilité du méthane, les dégagements imprévus de gaz toxiques (comme l'hydrogène sulfuré, l'ammoniac et le dioxyde de carbone), ainsi que la pollution des sols et des eaux en raison de l'épandage des digestats. (Holliger et al.)

En 2024, la filière biogaz en France représente une contribution encore modeste mais en croissance au système énergétique national. La production totale de biogaz se répartit entre plusieurs voies de

valorisation : l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz constitue la principale, avec 11,6 TWh, dont 9,4 TWh injectés directement et 2,2 TWh valorisés sous forme de bioGNV pour les transports. Cette production correspond à environ 3,2 % du gaz consommé en France en 2024, et près de 43,6 % du GNV consommé, soulignant le rôle stratégique du biométhane dans la décarbonation du transport routier. Par ailleurs, la cogénération permet la production simultanée de 3 TWh d'électricité et de 4,7 TWh de chaleur, tandis qu'une part du biogaz est utilisée en autoconsommation ou perdue lors des étapes de traitement et de stockage. L'électricité issue du biogaz représente environ 0,7 % de la consommation nationale d'électricité, ce qui illustre le caractère encore marginal de cette filière dans le mix électrique, mais son intérêt réside davantage dans la production d'énergie renouvelable stockable, complémentaire aux énergies intermittentes, ainsi que dans la valorisation locale de ressources organiques issues majoritairement du secteur agricole. (Ministère de la transition écologique, 2024)

Le rendement de la méthanisation se mesure souvent via la production spécifique de méthane ($\text{Nm}^3 \text{CH}_4$ par kg de matière volatile, VS), qui dépend fortement du substrat, de la température (mésophile/thermophile), du temps de séjour et de la stabilité du procédé. Le rendement de conversion de la matière organique en biogaz reste limité, typiquement autour de 50 à 65 % du potentiel méthanogène théorique pour des intrants agricoles courants (effluents animaux, CIVE, résidus) (Weiland, 2010). En pratique, la littérature montre des rendements typiques allant d'environ 240 à 520 $\text{Nm}^3 \text{CH}_4$ par tonne de VS selon les intrants, avec des valeurs plus élevées pour des substrats facilement biodégradables (certaines codigestions ou déchets organiques) et plus faibles pour des matières plus fibreuses (lignocellulosiques). Une étude à l'échelle industrielle sur des digesteurs en fonctionnement réel rapporte par exemple une production moyenne autour de 463,5 NL CH_4 par kg VS ($\approx 463 \text{ Nm}^3 \text{CH}_4/\text{t VS}$). (Holliger et al., 2017)

2.2.3 Limites et contrainte environnementales, réglementaire, logistiques et économique

2.2.3.1. Réglementation et logistique de la méthanisation

En France, la méthanisation agricole et territoriale est encadrée par un ensemble de textes visant à concilier production d'énergie renouvelable et usages agricoles durables. La loi relative à la transition énergétique et le décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 fixent un plafond réglementaire : les cultures alimentaires ou énergétiques cultivées comme cultures principales ne peuvent excéder 15 % du tonnage brut total des intrants annuels dans une unité de méthanisation, avec possibilité de dépassement temporaire si la moyenne triennale reste en dessous de ce seuil. Cette règle ne s'applique toutefois pas aux cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) ni aux prairies permanentes, ce qui peut encourager l'usage de ces dernières comme intrants sans limite stricte en volume. (Coordination rurale, 2023)

Le cadre réglementaire français s'inscrit aussi dans les ambitions européennes qui imposent des critères croissants de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de traçabilité des intrants utilisés. En

pratique, la logistique d’approvisionnement des unités méthanisation implique souvent la mobilisation de matières organiques locales, effluents d’élevage, résidus agricoles, déchets agro-alimentaires, mais aussi, pour optimiser la production de biogaz, le transport de cultures dédiées ou d’intrants sur des distances parfois importantes. La concentration de méthaniseurs dans certaines régions peut ainsi exercer une pression logistique accrue sur les infrastructures routières et agricoles, augmentant la concurrence entre exploitants pour l’accès aux intrants disponibles et induisant des coûts supplémentaires pour la collecte et le transport des matières premières vers les digesteurs. (Métha’synergie)

2.2.3.2. Aspects environnementaux de la méthanisation

Des enjeux environnementaux importants demeurent. L’utilisation accrue de cultures dédiées ou de CIVE pour garantir un approvisionnement stable peut conduire à des modifications significatives des pratiques agricoles, avec des impacts sur l’usage des sols, la pression hydrique, et la concurrence avec les productions alimentaires, ainsi que sur les prix locaux des fourrages. Le transport des intrants, en particulier lorsqu’il s’effectue sur de longues distances, peut lui-même réduire les bénéfices environnementaux de la méthanisation en augmentant les émissions dues aux camions et aux tracteurs. (Bacenetti et al., 2015)

Sur un plan plus global, les bilans environnementaux de la méthanisation montrent des avantages en termes de réduction des émissions de CO₂ lorsqu’elle remplace des combustibles fossiles, mais ces bénéfices peuvent être atténués si les intrants proviennent de cultures énergétiques à fort impact ou si le digestat n’est pas géré correctement (par ex. stockage et épandage qui génèrent des émissions d’ammoniac ou de méthane fugitif). Des pratiques agricoles raisonnées (rotation des cultures, recours aux résidus et sous-produits, implantation de couvert végétal) et une traçabilité stricte des intrants sont donc nécessaires pour garantir la durabilité environnementale de la filière. (Ministère de la transition écologique)

2.2.3.3. Aspects économiques

À titre indicatif, les coûts de production des agrocarburants restent généralement supérieurs à ceux des carburants fossiles, en particulier pour les filières avancées. Les agrocarburants de première génération (1G), issus de cultures alimentaires (blé, maïs, colza, betterave), présentent des coûts souvent estimés autour de 0,8 à 1,2 €/L, car les procédés (fermentation/transestérification) sont maîtrisés et industrialisés. À l’inverse, les agrocarburants de seconde génération (2G), produits à partir de biomasse lignocellulosique (résidus agricoles/forestiers), nécessitent des étapes supplémentaires (prétraitement, hydrolyse enzymatique, conversion plus complexe), ce qui entraîne des coûts plus élevés, typiquement 1,2 à 1,8 €/L (voire davantage), surtout tant que les unités restent peu nombreuses et que les rendements ne sont pas optimisés. Cette différence de compétitivité apparaît nettement lorsqu’on compare ces valeurs au prix du diesel fossile en France en 2025, qui se situe en moyenne autour de 1,4 à 1,7 €/L selon les mois, montrant

que les filières 2G ont encore besoin d'économies d'échelle et/ou de mécanismes de soutien pour rivaliser durablement avec les carburants conventionnels. (Palani et al. ; 2021)

3. Critères d'évaluation des bioénergies

3.1. Occupation des sols / ILUC

Les filières bioénergétiques ne sont pas neutres pour l'environnement, même lorsqu'elles sont présentées comme « renouvelables ». Elles peuvent entraîner de la déforestation, l'appauvrissement des sols, une perte de biodiversité et des émissions indirectes de gaz à effet de serre associées au changement d'usage des sols (ILUC). Les impacts réels dépendent du type de culture, de la gestion des résidus et du contexte territorial, mais l'étude souligne que les effets négatifs peuvent dépasser les bénéfices attendus si les filières ne sont pas strictement encadrées. (Zhang Rui et al, 2025)

Les effets rebond liés à l'expansion des bioénergies : lorsqu'une filière devient rentable ou soutenue par l'État, elle peut stimuler l'expansion agricole, la déforestation ou une intensification des pratiques agricoles qui augmentent finalement les émissions globales. À l'échelle mondiale, ces effets systémiques se manifestent par des déplacements de cultures, des importations plus importantes ou une conversion de nouvelles terres, ce qui renforce indirectement la pression sur les ressources naturelles. (Zhang Rui et al, 2025)

3.2. Mobilisation des ressources

La production de bioénergies mobilise des ressources agricoles déjà très sollicitées, comme les terres cultivables, l'eau et les résidus agricoles. En développant des filières énergétiques basées sur les cultures dédiées ou sur l'intensification des usages de la biomasse, on crée une concurrence directe avec la production alimentaire. Cette compétition peut affecter les prix des denrées, la disponibilité des cultures vivrières et la sécurité alimentaire, en particulier dans les régions où les surfaces agricoles sont limitées. (Zhang Rui et al, 2025)

3.3. Contraintes économiques et techniques et politiques

Les politiques de transition énergétique tendent à surestimer le potentiel réel des bioénergies, en s'appuyant sur des hypothèses optimistes concernant les rendements agricoles, la disponibilité des terres ou les impacts environnementaux. En négligeant l'analyse systémique des ressources, certaines stratégies peuvent créer des distorsions de marché ou encourager des filières peu durables. L'article appelle ainsi à des politiques plus rigoureuses, fondées sur des évaluations réalistes des volumes disponibles et des impacts sur l'alimentation. (Zhang Rui et al, 2025)

II. Analyse quantitative : ordres de grandeur, faisabilité & modélisation

1. Ordres de grandeur : consommation fossile vs capacités biomasse

1.1. Besoins énergétiques France (transports, gaz, élec)

La France demeure fortement dépendante des énergies fossiles, notamment pour les transports et la production de chaleur. Par exemple, la consommation de produits pétroliers à usage énergétique s'élevait à environ 54 Mtep en 2023, avec les transports concentrant une part majeure de cette consommation ($\approx 42,7$ Mtep), cette dépendance aux combustibles fossiles illustre l'ampleur du défi de substitution par des sources renouvelables. (Voir annexe n°4) (Statistique développement durable, 2025)

Par rapport à cette consommation fossile, la biomasse représente actuellement une part non négligeable mais limitée du mix énergétique français. En 2023, la consommation totale de biocarburants a été estimée à 3,5 Mtep, soit environ 41 TWh, majoritairement utilisée dans les transports, mais elle ne couvre qu'une petite fraction de la consommation pétrolière des transports. (Statistique développement durable, 2025)

Pour le secteur du gaz, la transition est également en cours mais reste embryonnaire par rapport aux besoins totaux. La France consomme chaque année des centaines de térawattheures de gaz fossile pour le chauffage, l'industrie et la production électrique d'appoint. La production de biométhane à partir de biogaz augmente progressivement : elle a atteint près de 11,6 TWh en 2024, représentant quelques % de la consommation nationale de gaz, mais reste modestement intégrée dans le mix gazier.

Sur le long terme, des études prospectives montrent que le potentiel mobilisable de biomasse agricole et forestière en France pourrait être significatif, mais il reste inférieur à la demande énergétique totale du pays même dans des scénarios optimistes. Par exemple, une estimation combinée pour 2050 suggère que les gisements de biomasse agricole et forestière pourraient couvrir environ 260 – 270 TWh/an, soit autour de 30 % de la consommation énergétique finale française projetée à cette date. (WWF France)

1.2. Chiffres clés de la filière de biogaz

Pour le secteur du gaz, la transition est également en cours mais reste embryonnaire par rapport aux besoins totaux. La France consomme chaque année des centaines de térawattheures de gaz fossile pour le chauffage, l'industrie et la production électrique d'appoint. La production de biométhane à partir de biogaz augmente progressivement : elle a atteint près de 11,6 TWh en 2024, représentant quelques % de la consommation nationale de gaz, mais reste modestement intégrée dans le mix gazier. Malgré un potentiel estimé important (jusqu'à plus de 60 TWh/an à partir de biomasse agricole selon des évaluations récentes),

l'essor de cette filière dépend fortement des politiques publiques et des contraintes logistiques d'approvisionnement. (Malet et al., 2023)

1.3. Théorie vs réalité des gisements biomasse

Les quantités de biomasse nécessaires pour remplacer une part significative des énergies fossiles sont très élevées. Les surfaces agricoles, les volumes de résidus ou les capacités forestières nécessaires dépassent largement les ressources disponibles sans générer de pressions environnementales ou économiques majeures. Les bioénergies ne peuvent contribuer qu'à une fraction limitée de la demande énergétique totale, faute de quoi elles provoqueraient des tensions insoutenables sur les écosystèmes et les usages agricoles. (Zhang Rui et al, 2025)

1.4. Estimations des gisements potentiels

Les gisements potentiels de ressources renouvelables mobilisables en méthanisation ont été évalués dans le cadre d'une étude réalisée par SOLAGRO et AEC pour le compte de l'ADEME en 2018. Le potentiel théorique de ressources primaires (d'origine agricole, de biodéchets, de résidus d'algues...) pour la méthanisation a été évalué à 140 TWh PCS de production d'énergie primaire en biogaz. Une étude de FranceAgriMer a estimé qu'à l'échelle nationale la méthanisation agricole mobilisait environ 300 000 hectares de cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) et 70 000 hectares de maïs dédiés à la méthanisation. Cela donne un total d'environ 370 000 ha de cultures agricoles utilisées pour produire de la matière fermentescible en méthanisation. (Agrimer, 2020)

2. Modélisation des agrocarburants

2.1. Objectifs du gouvernement

Les agrocarburants de première génération ne doivent pas dépasser 7% de la consommation d'énergie des transports routiers et ferroviaires à cause de la concurrence avec l'alimentation, le risque de changement d'affectation des sols (ILUC) et le faible gain climatique. Une étude de la possibilité d'augmenter ce type d'agrocarburant viendrait à l'encontre des lois décidées, donc la modélisation se basera sur les agrocarburants de 2G qui ne rentrent pas en concurrence directe avec l'alimentation qui a pour objectif de voir augmenter sa production.

Selon le rapport d'information n°136 du Sénat sur les biocarburants, le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit que la part des biocarburants avancés (deuxième génération) atteigne 3,8 % pour l'essence et 3,2 % pour le gazole à l'horizon 2028. Ce qui signifie produire 0.532Mtep de bioéthanol. (Objectif de 2023 : 1.8% pour essence et 0.85 pour le gazole non atteint).

Atteindre 3.8% de bioéthanol en 2028 représenterait une production de 0.532Mtep. Atteindre 3.2% de biodiesel, 0.87Mtep de biodiesel.

2.2. Hypothèses sur le biodiesel

Les agrocarburants de deuxième génération utilisent la graisse animale ou l'huile jetée pour produire du biodiesel. La quantité d'huiles récupérables en France est de 0.12millions. (Masson and al, 2019) 1L d'huile valorisée permet d'éviter l'émission de 3kg de CO₂, soit -90% par rapport au diesel. (Ordeco,2025)

En pratique, la quantité réellement récupérable de graisse animale pour la production de biocarburants dépend de plusieurs facteurs. Une quantité est déjà utilisée dans l'alimentation animale ou d'autres industries comme le cosmétique. On compte une partie collectée, une autre valorisée et une autre éliminée. Et ensuite il faut récupérer que les catégories 1 et 2 de la graisse animale car ils suivent des procédés stricts avec des contraintes sanitaires. Une estimation d'environ 110 000 tonnes de graisses animales catégorie 1 et 2 pourraient fournir des débouchés industriels comme le biodiesel en France. (Rémond B, 2021) Plus de la moitié est déjà utilisée (savonnerie, oléochimie, lubrifiants, cosmétiques, industrie technique et alimentation animale). Pour notre modèle de calcul, on posera une hypothèse de 25 000 t récupérables par an pour la filière des agrocarburants. La filière de production du biodiesel à partir d'huiles alimentaires usagées et de graisses animales montre un niveau de réduction des émissions de gaz à effet de serre (sans tenir compte de CAS) entre 83–90 % contre celui d'un biodiesel classique d'oléagineux de 60 à 80 % par rapport à un carburant diesel. (ADEME, 2019 ; EU Directive 2018/2001)

Notre hypothèse se basera sur un total de 0.145millions de tonnes d'huiles récupérables en France pour les agrocarburants de deuxième génération. Le biodiesel obtenu par rapport à une tonne d'huile usagées est 950 L/t donc 0.13 milliard de litres de biodiesel soit 0.08Mtep. L'objectif est de 0.87Mtep. Si on récupère toute l'huile usagées de la France et la graisse animale des abattoirs, on atteindrait 9% de l'objectif prévu par le PPE en 2028.

2.3. Hypothèses sur le bioéthanol

Pour produire du bioéthanol avec les agrocarburants de 2ème génération, on cherche à estimer la quantité récupérable de paille, de résidus forestiers, de déchets de brasseries et la quantité de déchets alimentaires et agricoles en France.

La France produit chaque année environ 50 millions de mètres cubes de bois pour l'industrie, et une partie de ces sous-produits peut être convertie en biocarburant. On fait l'hypothèse que la moitié pourrait partir pour la production de bioéthanol. Soit 25 millions de m³. La densité moyenne du bois étant de 0,2 à 0,4 tonne par mètre cube, 7.5 millions de tonnes de résidus forestiers sont récupérables. Cependant le taux de matière sèche dans du bois vert est généralement de 50 à 60 %, le reste étant de l'eau. Ainsi la quantité

mobilisable réaliste est de 4.8 millions de tonnes par an. Seulement 20% seraient récupérables pour en laisser sur le sol pour la fertilité, ce qui représente 0.75 millions de tonnes par an. (CGE, 2023)

En France, il y a 2 millions de tonnes de déchets agroalimentaires récupérables et 10 millions de tonnes pour les déchets alimentaires. Parmi ces 12 millions, la transformation agroalimentaire, la distribution (grossistes, supermarchés), la restauration (collective, commerciale) et les ménages sont pris en compte (SDES, 2023). Une grande partie de ces 12 Mt n'est pas techniquement, économiquement ou réglementairement récupérable. Tout d'abord, une perte n'est pas récupérable physiquement puisque les aliments sont déjà mélangés à d'autres déchets, ou trop dégradés ou déjà contaminés avec du plastique ou des produits chimiques par exemple. (Masson and al, 2019) Ensuite, si on devait récupérer ses déchets aujourd'hui, on observe une contrainte de collecte. Effectivement, il n'y a pour le moment pas de tri à la source, ni de logistique adaptés (camions, bacs, plateformes) et le volumes est trop faibles ou trop dispersés. Il existe aussi une contrainte réglementaire, certains flux sont interdits, des normes strictes sont inscrites pour la méthanisation et épandage donc pour les agrocarburants aussi.

Figure n° 2 : Taux récupérables de déchets alimentaires

Secteur	Part du gaspillage	Taux récupérable
Ménages	30%	5-10%
Restauration	15%	40-60%
Distribution	20%	50-70%
Industrie agroalimentaire	20%	70-90%
Production	15%	20-30%

Les données officielles indiquent que la contribution des différents secteurs au gaspillage alimentaire varie fortement selon l'étape de la chaîne. Les ménages, qui représentent la plus grande part des déchets alimentaires totaux, contribuent également significativement au gaspillage comestible national. Ces différences expliquent en partie pourquoi la mobilisation des gisements de biomasse pour des filières de valorisation est hétérogène selon les secteurs. (ADEME, 2025 ; Ministère de la transition écologique, 2023)

Les études institutionnelles estiment que seule une fraction du gaspillage alimentaire total est effectivement mobilisable, avec des ordres de grandeur compris entre 25 et 35 %, soit environ 3,5 à 4 millions de tonnes par an. Ce qui correspond également à notre somme pondérée du taux récupérable selon les secteurs. (30%)

Les déchets de brasserie représentent 1.5millions de tonnes en France. Les drèches de brasserie sont très humides, avec un taux d'humidité généralement compris entre 75 et 80 %, ce qui signifie que leur taux de matière sèche (MS) est d'environ 25 %. Le rendement d'éthanol par tonne de biomasse sèche est de

300L/t. 0.375 millions de tonnes de déchets de brasseries sont donc récupérables en France. (Heumann,2023)

Pour estimer la quantité de paille récupérable pour les agrocarburants, j'ai choisi par manque de chiffre de faire une estimation par rapport à la surface actuelle de biomasse récupérables pour produire les agrocarburants de 2G. En France la surface totale de biomasse (betteraves : 4 Mha, blé : 4.5Mha, maïs :2.5Mha) représente 10.5 millions d'hectares. Sur un hectare il est possible de récupérer 1.3t de paille par hectare donc 13.65 millions de tonnes de pailles récupérables. (INRAE, 2024) Cependant, 70% de ces pailles doivent être laissées sur le sol pour assurer la fertilité, pour la litière et l'alimentation animale. Une fraction significative des résidus agricoles doit impérativement rester sur les sols afin de maintenir les stocks de matière organique, ce qui limite structurellement la part mobilisable pour la production de biocarburants. Ainsi, il reste 4.1 millions de tonnes de pailles récupérables. (Ministère de la transition écologique, 2025)

Figure n°3 : Récapitulatif de la quantité de déchets récupérables en France pour produire des agrocarburants de 2G

Pailles récupérables	Déchets de brasserie	Résidus forestiers	Déchets alimentaire et agroalimentaires	Total
4.1 millions de tonnes	0.375 millions de tonnes	0.75 millions de tonnes	3.6 millions de tonnes	8.83 millions de tonnes

Ainsi avec une méthode de calcul développée en annexe 5 avec ces 9 millions de déchets récupérables, 0.88 milliard de litre de biodiesel serait produit, soit 0.55Mtep. Pour valider l'objectif d'atteindre 3.8% énoncé par le PPE, il fallait produire 0.52Mtep. Ainsi l'indice de faisabilité est de 100%. Il est donc possible mathématiquement de produire 3.8% de bioéthanol avec des agrocarburants de 2G.

2.4. Discussion critique

Les calculs montrent que, sur le plan strictement massique et énergétique, les gisements nationaux de biomasse pourraient théoriquement permettre d'atteindre l'objectif de 3,8 % d'agrocarburants 2G. Toutefois, ce résultat repose sur l'hypothèse irréaliste d'une mobilisation intégrale et simultanée de l'ensemble des déchets et résidus disponibles. Les gisements considérés dans le modèle correspondent à des potentiels bruts. Or, la littérature montre que seuls 30 à 60 % de ces gisements sont effectivement mobilisables, du fait de contraintes logistiques, agronomiques et économiques. (ADEME CIBE, 2023)

Ces mêmes gisements de biomasse sont sollicités par plusieurs filières de valorisation concurrentes, ce qui empêche leur mobilisation simultanée pour la seule production de biocarburants. Par exemple, la méthanisation, le compostage, l'alimentation animale utilisent déjà cette biomasse. Donc mon comptage est

potentiellement doublé. De plus, la dispersion spatiale des gisements de biomasse limite fortement leur mobilisation effective, notamment pour les filières nécessitant de grands volumes concentrés. La biomasse existante est diffusée géographiquement. (FranceAgriMer,2022)

La collecte et le transport soulève une question économique puisque cela coûte cher. La biomasse ne peut pas être transportée partout puisqu'elle se dégrade rapidement (humidité, fermentation). Au-delà d'un certain rayon, le bilan énergétique devient négatif et le bilan carbone se dégrade. La biomasse a une densité énergétique faible par unité de poids/volume, surtout comparée aux combustibles fossiles. Plus c'est "léger" en énergie par tonne, plus il faut en transporter pour obtenir une énergie significative. Pour 100J, les dépenses pour la production de bioéthanol et de 86 plus ou moins 3 J et par comparaison, les dépenses pour l'essence à partir du pétrole brut représentent moins de 25 J. (Chavanne and al, 2008)

L'atteinte des volumes calculés supposerait une montée en puissance industrielle incompatible avec les horizons temporels de la PPE. Il faudrait construire massivement pour avoir des bioraffineries 2G en 2028. Or ce sont des technologies encore peu déployées et le temps de développement industriel est long (de 10 à 15 ans). (Denzel et al, 2024)

Figure n°4 : Récapitulatif de la durée des différentes étapes pour installer une industrie d'agrocarburants de 2G

Etape	Durée
R&D/ Démonstrateur	5-10 ans
Ingénierie + financement	2-3 ans
Construction	2-3 ans
Montée en charge	1-2 ans

En termes de temps, il est impossible d'en construire une dizaine en 2028. Ensuite une critique technique est importante, effectivement le temps moyen de développement d'une unité 2G est de 4–6 ans. La capacité moyenne d'une unité industrielle pilote est de 50–100 kt/an de biomasse. (IFP Energies Nouvelles) Ce sont des filières très capitalistiques et complexes. Le problème n'est pas la ressource, mais la capacité industrielle à la transformer. L'ordre de grandeur de production classique pour une usine 2G grande échelle est une production de 10 à 25 ktep/an. Donc pour produire 3,8 % de bioéthanol ($\approx 0,5$ Mtep), il faudrait 20 à 40 usines 2G grandes échelles, ce qui est au-delà de la capacité industrielle actuelle. ($0,5$ Mtep/an $\approx 5,8$ TWh/an ≈ 500 ktep). (Ministère de la transition écologique, 2019 ; Secrétariat général à la planification écologique, 2025) Ces filières sont encore peu déployées. En Europe beaucoup sont encore des pilotes, des démonstrateurs ou ont été arrêtées (rendements, coûts). Donc passer à 40 unités en 2028, serait un saut industriel majeur trop important.

La faisabilité économique constitue un verrou majeur, les coûts de production des agrocarburants de deuxième génération restant significativement supérieurs aux carburants fossiles et aux autres solutions de décarbonation. Cela reposerait sur un nombre important de subventions. Il faudrait prendre en compte aussi l'arbitrage avec d'autres leviers comme la sobriété ou l'électrification. Un capex typique coûte entre 200 à 400 milliards d'euros par usine. Donc pour 40 usines, un investissement de 4 à 8 milliards d'euros et pour 40 de 8 à 16 milliards d'euros. (OCDE, 2008 ; Denzel et al, 2023)

En plus du problème économique et de temps, il reste un problème de chaînes d'approvisionnement. Effectivement chaque usine nécessite 500 000 à 1 million de tonnes par an de biomasse sèche dans une collecte locale, un rayon inférieur à 100 km. La logistique est lourde et continue. (IAE Bioenergy, 2020) Ensuite le rendement est encore variable, de nombreuses pannes et arrêts sont observés. Bien que la ressource biomasse permettra théoriquement d'atteindre une part de 3,8 % d'agrocarburants de deuxième génération, la réalisation de cet objectif impliquerait la construction de 20 à 40 unités industrielles de grande échelle. Or, au regard de la maturité technologique limitée des procédés 2G, des délais incompressibles de déploiement, des investissements nécessaires et de la capacité industrielle actuelle, un tel développement apparaît irréaliste à court et moyen terme.

3. Modélisation de la méthanisation

3.1. Hypothèses

Pour mon hypothèse je me base sur l'objectif du PPE, qui est celui de produire 32TWh/an de biométhane. Cette production correspond à 2.75Mtep. (Conversion 1Mtep=11.63TWh).(Ministère de la transition écologique) En 2024, la France a injecté 11.6TWh (1.0 Mtep) de biométhane dans les réseaux. Cela signifie que pour atteindre les scénarios haut de la PPE, la filière devrait multiplier par environ 3 les volumes de biométhane injecté par rapport à 2024/2025. (ADEME, 2025)

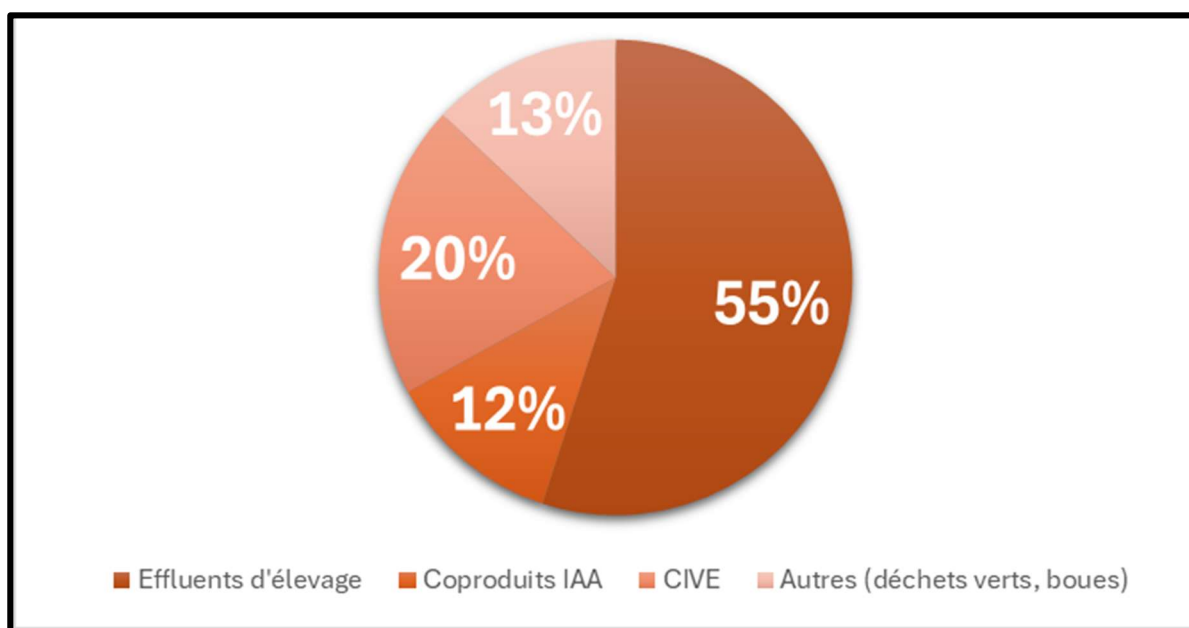
La PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie) fixe des cibles à des horizons temporels précis (comme 2023 et 2028 dans la PPE 2019-2028, et plus tard 2030 et 2035 pour les versions suivantes) parce qu'en méthanisation, il ne suffit pas d'avoir de la masse disponible. Il faut respecter des exigences biologiques et de performance (C/N, humidité, pouvoir méthanogène). On fait souvent de la co-digestion : on mélange des effluents pauvres en énergie (ex. lisier) avec des intrants plus riches (résidus agricoles, biodéchets ou IAA) pour augmenter la production de biogaz. (FranceBiométhane, 2018)

Pour mes calculs, je cherche à estimer la quantité nécessaire d'intrants de déchets organiques donc produire du biométhane de 1ère génération dans des méthaniseurs qui effectuent de la co-digestion. Ce sont les installations les plus présentes en France. (ADEME, 2025) Donc pour mon modèle de calcul, on se concentre

sur les effluents d'élevages, les résidus de cultures, les déchets agro-industriels et d'autres déchets comme les déchets verts ou les boues d'épuration.

Les intrants ont des parties dans une ration différentes. Effectivement les effluents d'élevage seuls ont un faible pouvoir méthanogène, on les co-digère souvent avec des résidus agricoles ou IAA pour améliorer le rendement énergétique dans les digesteurs. (FranceAgriMer, 2022) (Voir annexe n°6)

Figure n°4 : Graphique illustrant la répartition en pourcentage des différents intrants dans le mix optimal pour assurer un bon rendement du processus de méthanisation



3.1.1. Hypothèses sur les effluents d'élevages

Pour les déchets d'effluents d'élevage, on se concentre sur la collecte du fumier de bovins, de porcins, et de fientes de volailles. J'ai choisi de faire un mix bovins/porcins/volailles 65/15/20 % par tonnage. 50% de bovins parce que ces derniers produisent beaucoup de lisier et de fumier par tête, surtout les vaches laitières et les bovins à viande. Leur volume d'effluents est bien plus élevé que celui des porcins ou volailles. Le cheptel porcin français est très dense, ses effluents sont concentrés. Et les volailles produisent de petits volumes d'effluents très concentrés en azote. C'est pourquoi, il ne faut pas trop augmenter les fientes de volailles car risque d'excès d'azote dans le mélange. Il ne faut pas trop de lisier de porcin car augmente la dilution et la concentration en NH_3 .

Les effluents d'élevage mobilisables pour la méthanisation sont majoritairement liquides pour les porcins ($\approx 80\%$ de lisier), mixtes pour les bovins ($\approx 70\%$ de fumier, 30% de lisier) et essentiellement solides pour les volailles ($\approx 95\%$ de fientes). Cette répartition reflète les systèmes d'élevage actuellement dominants en France et permet d'assurer un équilibre matière et azote compatible avec un fonctionnement stable des

digesteurs. (FranceAgriMer,2022) Ce mix je l'ai fixé pour atteindre le meilleur équilibre possible C/N, avoir le moins de risques d'inhibition ammoniacale et une meilleure teneur en matière sèche. Ce mélange permet aussi de réduire les volumes à transporter. (Moletta et al., 2015)

Comme $1 \text{ TWh} = 3.6 \cdot 10^3 \text{ GJ}$ alors 32 TWh/an représente une énergie totale à produire de $115.2 \cdot 10^3 \text{ GJ/an}$. D'après le collectif national de vigilance de méthanisation, le pouvoir méthanogène de lisier de porc mixte est entre 7 et $10 \text{ m}^3/\text{t}$ soit 0.252 GJ/t et 0.36 GJ/t . Ainsi avec le pouvoir méthanogène de chaque effluent on pourra trouver la quantité nécessaire pour assurer l'objectif du PPE. De plus, il faut rajouter un ratio de co-digestion de 0.67 pour chaque lisier. (CNVMch, 2018) Le détail des résultats et des formules sont dans l'annexe n°7.

Ainsi pour assurer l'objectif de 2028 de produire 32 TWh/an de biométhane du PPE soit 17.6 TWh/an avec les effluents d'élevage pour respecter le ratio, il faudrait environ 13 Mt de lisiers de bovins et 25 millions de tonnes de porcins. Il est nécessaire également d'avoir 30 Mt de fumier de bovins et 2 Mt de porcins, et 5 Mt de fientes de volailles. Soit un total de 75 millions de tonnes d'effluents d'élevage.

D'après AgriMer, et selon les estimations techniques de gisement en France, environ 120 millions de tonnes d'effluents d'élevage (fumier + lisier + fientes) sont produites annuellement, et jusqu'à environ 60–65 millions de tonnes/an pourraient être mobilisées pour des projets de méthanisation dans un scénario de forte collecte et valorisation. Effectivement, la méthanisation ne peut pas prendre la totalité des effluents puisqu'une partie doit être dispersée sur les champs agricoles (Loyon et al., 2010). Selon les données de 2013 de l'ADEME, environ 0.8% du tonnage national a été utilisé comme intrants pour les unités de biogaz. (ADEME, 2013) Ces chiffres servent de base à l'évaluation des potentialités de production de biométhane. (Levasseur P et al,2023 ; Loyon L, 2017)

Figure n°5 : Quantité mobilisables et nécessaire en effluents d'élevage pour un rendement optimal et pour assurer l'objectif du PPE

Espèce	Lisier disponible	Lisier nécessaire pour atteindre l'objectif	Fumier mobilisable	Fumier nécessaire	Total Effluents mobilisables
Bovins	12,7 Mt/an	13 Mt/an	73,0 Mt/an	30 Mt/an	≈ 85,7 Mt/an

Porcins	25.4 Mt/an	25 Mt/an	6,1 Mt/an	1.5 Mt/an	≈ 24,4 Mt/an
Volailles	8,8 Mt/an	5 Mt	2,5 Mt/an	/	≈ 11,3 Mt/an
Total France (mobilisable)	39,9 Mt/an	68 Mt/an	81,6 Mt/an	22 Mt /an	≈ 121,5 Mt/an mobilisable et 90Mt nécessaire

On remarque que toute la quantité nécessaire d'effluents d'élevage serait mobilisable.

3.1.2. Hypothèses sur les déchets agro-industriels

Parmi les déchets industriels, on cherche à récupérer le marc de café, les drêches et le pulpes fruits, les déchets de boulangerie et les déchets agroalimentaire.

3.1.2.1. Hypothèses sur les déchets agro-alimentaires

Le secteur agroalimentaire produit 5.1 millions de tonnes par an de déchets non dangereux dont 70% non organique soit 3.5 millions de tonnes récupérables pour la méthanisation. (Barry, 2020)

3.1.2.2. Hypothèses sur le marc de café

Les Français consomment environ 5.4 kg de café par personne et par an, soit une estimation de 160000 t/an de marc de café. L'ordre de grandeur réaliste est de 40% le total produit soit 64000 t/an mobilisable pour la méthanisation. Cette estimation dépend fortement de la mise en place de collecte dédiées, des contraintes de contamination et de tri et de la volonté des acteurs (restauration, distribution, ménages). (Vandesponseel, 2021)

3.1.2.3. Hypothèses sur les déchets de brasseries

En France, il est possible de récupérer 0.375 millions de tonnes de déchets de brasseries. (Heumann,2023)

3.1.2.4. Hypothèses sur les pulpes de fruits

Les pulpes de fruits désignent les résidus générés par les industries agro-alimentaires. (Après pressage pour jus, compotes, conserves) Elles représentent aussi les sous-produits de récolte ou de transformation. (Pulpe de pomme, raisin, agrumes, etc.) Ces matières sont très fermentescibles et

intéressantes pour la méthanisation (bonne production de biogaz par tonne de matière). (Jniyah and al.,2022)

Une estimation issue d'un rapport professionnel du secteur (CGB – chambres d'agriculture & usages agro) donne des chiffres pour toutes pulpes surpressées de fruits : environ 3,48 millions de tonnes brutes/an de pulpes surpressées (pulpe humide). (CGB, 2024) Pour être mobilisée vers la méthanisation, la pulpe de fruits doit être collectée à proximité des unités de transformation, stockée ou transportée dans de bonnes conditions et acceptée en tant qu'intrant par le cahier des charges du méthaniseur. En pratique, toute la pulpe de fruits issue des industries peut être favorablement valorisée en méthanisation, car elle a un fort potentiel méthanogène. Cependant, il faut considérer des pertes logistiques ou techniques (stockage, transport) et l'utilisation éventuelle d'une part pour l'alimentation animale ou autres filières. L'hypothèse réaliste de mobilisation est entre 60% et 80% des pulpes produites peuvent être orientées vers la méthanisation dans un scénario structuré avec collecte organisée donc 2.5Mt/an.

3.1.2.5. Hypothèses sur les déchets de boulangeries

Environ 1.3 million de tonnes de pain sont jetées chaque année en France. Et 0.5 million serait mobilisable pour la méthanisation. (ADEME) Ainsi (détail des calculs en annexe n° 8) il est possible de produire avec tous ces déchets, 2.13 Mtep si on admet que les autres intrants ont un potentiel récupérables élevé également.

3.1.3. Hypothèses sur les CIVE

Pour les résidus agricoles le mix estimé est paille / maïs / pulpe betterave : 40/40/20 %.

3.1.3.1. Hypothèses sur la quantité de maïs récupérable

La production de maïs en France varie d'une année à l'autre mais se situe autour de 12–18 millions de tonnes/an de grains (au champ), sur plusieurs millions d'hectares cultivés. (Husfam, 2020) On peut donc supposer que maïs représente ~30–40 % des résidus de grandes cultures mobilisables (proportion qui reflète souvent la part de maïs dans l'assolement des grandes cultures françaises). Soit 1.6 millions de tonnes/an de maïs mobilisables pour la méthanisation en France. (FranceAgriMer)

3.1.3.2. Hypothèses sur la quantité de paille récupérable

D'après les calculs précédents pour les agrocarburants, l'estimation du nombre de paille récupérable est de 4.1 millions de tonnes.

3.1.3.3. Hypothèses sur la quantité de betteraves récupérables

La France est un grand producteur de betteraves sucrières (≈ 34 millions de tonnes récoltées par an). Une tonne de betterave sucrière fraîche produit environ 178 kg de pulpe surpressée (pulpe humide) après extraction du jus sucré, soit $\approx 0,178$ t de pulpe par tonne de betterave. (Science et technologie de l'alimentation animale, 2015) soit 6,2 Mt de pulpe de betterave brute/an peuvent être produites chaque année en France, avant transformation ou valorisation. Et une partie est destinée à l'alimentation animale et on pourrait estimer à 1,6 millions de tonnes de pulpe de betterave pourraient être mobilisées par an en France dans un scénario de tri et collecte structurée vers la méthanisation. (RACGB, 2024) Ainsi, avec ces déchets il est possible de produire 1.44Mtep. (Voir calcul annexe 9)

3.1.4. Hypothèses sur les autres déchets

3.1.4.1. Hypothèses sur la quantité de boues de stations d'épurations récupérables

Selon des estimations issues de ressources publiques, la production annuelle de boues de stations d'épuration urbaines en France est d'environ 850 000 tonnes de matière sèche (MS) par an. Toutes les boues produites ne sont pas automatiquement disponibles pour la méthanisation car elles sont traitées ou valorisées de différentes façons. Une part des boues est déjà valorisée (épandage agricole, compostage, etc.). Selon une étude de Solagro, environ 1,4 Mt MS de boues et graisses (urbaines) sont estimées mobilisables pour la méthanisation ou la gazéification hydrothermale à l'horizon 2050, ce qui inclut les boues urbaines et graisses industrielles. (Solagro, 2024)

3.1.4.2. Hypothèses sur la quantité de végétaux non ligneux et les fauches récupérables

Ensuite, parmi les déchets verts, la méthanisation peut récupérer les végétaux non ligneux et les fauches de bord de routes. En 2050, sans prise en compte des objectifs de réduction, et uniquement du fait des projections INSEE sur l'augmentation de la population, la ressource en déchets verts augmente très faiblement (+60 ktMS). Le potentiel de fauches de bord de route s'élève à 0,30 MtMS. (Solagro, 2024)

3.1.4.3. Hypothèses sur la quantité de végétaux non ligneux et les fauches récupérables

Pour la méthanisation, il est également possible de récupérer les herbes de prairies. L'herbe, qu'elle soit pâturée directement ou stockée en ensilage puis distribuée aux animaux, est une ressource fourragère importante pour l'élevage de ruminants : 9,2 Mha de prairies permanentes et 3,4 Mha de prairies temporaires et prairies « artificielles » (luzerne, trèfle). En 2050, la ressource totale produite s'élève à 57 MtMS, dont 22 MtMS de surplus dont 11 MtMS seraient méthanisées. Ainsi au total pour produire avec les autres déchets, on pourrait produire 2. 28Mtep. (Voir annexe n°10)

Avec notre mix établi au début de 55% d'effluents, 20% de CIVE, 12% de IAA et 13% d'autres déchets. On obtient une possibilité de produire 2.35Mtep. (Voir annexe n°11 pour la formule utilisée) L'objectif étant de 2.75 Mtep, il est atteint à 85%.

3.2. Discussion critique sur la faisabilité d'un objectif de 85% de production de biométhane

3.2.1. Nombre d'unité de méthanisation

Avec les hypothèses précédentes, l'estimation possible est de 2.28Mtep en récupérant les intrants cités plus tôt, soit 26.5 TWH/an de biométhane. Un méthaniseur agricole produit 20 à 30GWh/an. Et un méthaniseur territorial/ industriel produit 100 à 150GWh/an. Donc si on fait l'hypothèse de produire que des méthaniseurs agricoles, il faudrait 880 méthaniseurs et si on fait une seconde hypothèse d'installer seulement de méthaniseurs territoriaux, il serait nécessaire de construire 180 méthaniseurs de grande taille. Donc l'hypothèse la plus réaliste par rapport au mix Français serait de construire 70% unités agricoles et 30% d'unités territoriales soit 400 à 600 méthaniseurs.

La production de 400 à 600 méthaniseurs supplémentaires en France représente un objectif ambitieux mais théoriquement atteignable, à condition de respecter un ensemble de conditions structurelles, territoriales et économiques strictes. D'un point de vue purement quantitatif, cet ordre de grandeur n'est pas hors norme : la France compte déjà plus de 1 700 unités de méthanisation (injection et cogénération confondues), et les scénarios de la PPE ainsi que de l'ADEME envisagent une montée en puissance significative du biométhane à l'horizon 2030–2050. Toutefois, la faisabilité réelle ne dépend pas uniquement du nombre d'installations, mais de leur taille, de leur localisation et de la disponibilité durable des intrants. (Yadav et al.)

3.2.2. Possibilité technique et disponibilité de la biomasse

Sur le plan technique, produire 400 à 600 méthaniseurs est envisageable si ces unités sont majoritairement de taille moyenne à grande (20 à 100 GWh/an). En revanche, un déploiement massif de petites unités agricoles poserait rapidement des limites liées à la rentabilité, à la performance énergétique et à la complexité de gestion. Les grandes unités centralisées permettent des rendements supérieurs, une meilleure maîtrise des émissions (notamment des fuites de méthane) et une optimisation des procédés d'épuration et d'injection. Cependant, elles nécessitent des infrastructures lourdes, des réseaux de collecte d'intrants étendus et une logistique plus intensive, ce qui peut dégrader le bilan carbone si les distances deviennent excessives. (Yadav et al.)

La disponibilité de la biomasse constitue l'un des principaux facteurs limitants. Les gisements mobilisables (effluents d'élevage, résidus agricoles, déchets agroalimentaires, biodéchets, CIVE) sont déjà en partie valorisés par d'autres usages : fertilisation organique, alimentation animale, compostage, bois-énergie ou industries de transformation. Une multiplication rapide des méthaniseurs pourrait donc entraîner des conflits d'usage, une pression accrue sur les sols et une dépendance croissante aux CIVE, dont l'extension reste encadrée pour éviter toute concurrence avec l'alimentation. Ainsi, produire 400 à 600 méthaniseurs

supplémentaires n'est soutenable que si la mobilisation de la biomasse repose prioritairement sur des résidus et déchets, avec une planification territoriale fine. (O'Connor et al., 2021)

3.2.3. Durée de construction d'une unité de méthanisation

La mise en place d'une unité de méthanisation implique une série d'étapes longues et souvent complexes, qui s'étendent bien au-delà de la simple construction des infrastructures. Dans la littérature technique et les guides de projet, il est couramment observé que le développement complet d'un projet de méthanisation (depuis la conception jusqu'à la mise en service) prend généralement entre deux et plus de quatre ans, avec des variations selon l'échelle du projet, la nature des matières entrantes et les contraintes administratives et réglementaires. Cette durée intègre les phases d'études préalables, les démarches d'autorisation (permis de construire, dossier ICPE, autorisation d'exploiter), le dimensionnement technique, le financement, ainsi que la construction et le raccordement des installations. (MéthaFrance, 2019)

À ces durées s'ajoutent souvent des délais administratifs et de raccordement au réseau de gaz ou d'électricité, qui peuvent allonger le calendrier total. Dans des projets plus complexes (unités territoriales ou industrielles), ou lorsqu'une coordination importante avec les gestionnaires de réseaux est nécessaire, les phases de construction et de mise en service peuvent représenter une part substantielle de la durée totale du projet. L'ensemble de ces facteurs explique pourquoi les porteurs de projets méthanisant planifient généralement des horizons de 3 à 4 ans, voire plus, entre l'idée initiale et le début de production effective de biogaz ou de biométhane. (MéthaFrance, 2019)

3.2.4. Stabilité réglementaire et visibilité pour les acteurs

La durée moyenne de développement des projets de méthanisation est de 3 à 4 ans. L'incertitude réglementaire et la complexité administrative peuvent ralentir les investissements et la réalisation des unités (Assemblée Nationale). Une visibilité et une stabilité réglementaire accrues sont donc nécessaires pour encourager les porteurs de projets et atteindre des objectifs ambitieux.

L'acceptabilité sociale constitue un verrou majeur. La multiplication des projets peut accentuer les oppositions locales liées aux nuisances perçues (odeurs, trafic, risques industriels), surtout lorsque les projets sont mal intégrés au territoire ou perçus comme excessivement industriels. Sans concertation locale, transparence sur les flux de matière et retombées économiques pour les agriculteurs et les collectivités, un déploiement de 400 à 600 méthaniseurs pourrait rencontrer un fort rejet social, ralentissant voire bloquant les projets. (Farrukh et al. 2024)

3.2.5. Dispositifs de soutien économique

La France a mis en place des mécanismes pour sécuriser les revenus des producteurs de biométhane, tels que les contrats d'achat garantis sur 15 ans pour le biométhane injecté ou valorisé, financés via appels d'offres ou guichets ouverts, et encadrés par la Commission de régulation de l'énergie. Ces dispositifs permettent d'assurer une visibilité financière aux investisseurs et de stimuler la production. (CRE, 2023)

De plus, de nouveaux mécanismes, comme les certificats de production de biogaz (CPB) obligatoires pour les fournisseurs de gaz, créent une demande stable pour le biométhane. Ces mesures renforcent l'attractivité du secteur et constituent un levier important pour atteindre des objectifs ambitieux. Cependant, la dépendance à ces dispositifs expose la filière aux fluctuations politiques et réglementaires, ce qui peut freiner certains projets. (CRE, 2023)

Le coût d'investissement d'un méthaniseur injectant du biométhane varie généralement entre 4 et 10 millions d'euros selon la taille et la technologie. Déployer 400 à 600 unités représenterait donc plusieurs milliards d'euros d'investissement. Cette dynamique n'est possible que si les dispositifs de soutien (tarifs d'achat, certificats de production de biogaz, stabilité réglementaire) restent suffisamment attractifs et lisibles sur le long terme. Toute instabilité des mécanismes de soutien freine immédiatement les projets, compte tenu de durées de développement longues (3 à 5 ans entre l'idée et la mise en service). (Yadav et al.)

3.2.6. Conformité avec les règles de durabilité (Directive RED)

Le biométhane doit respecter les critères de durabilité imposés par la directive RED II et RED III, notamment la réduction minimale des émissions de gaz à effet de serre comparé aux carburants fossiles, la traçabilité des intrants, et d'autres exigences environnementales (Ministère de la Transition Écologique). Ces critères sont essentiels pour que la production compte dans les objectifs de renouvelables de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE).

Toutefois, ces exigences peuvent ralentir le déploiement rapide de nouvelles unités, car elles imposent un suivi strict des intrants et une limitation des cultures dédiées alimentaires à 15 % du tonnage brut annuel (Assemblée Nationale). La mise en conformité avec ces critères constitue donc un défi majeur pour l'expansion rapide du biométhane.

En conclusion, la production de 400 à 600 méthaniseurs en France est possible d'un point de vue technique et industriel, mais non garantie dans les conditions actuelles. Elle suppose une stratégie cohérente combinant une montée en taille moyenne des installations plutôt qu'une prolifération de petites unités, une mobilisation raisonnée et territorialisée de la biomasse, une stabilité réglementaire et économique sur le long terme et une forte attention à l'acceptabilité sociale. Sans ces conditions, cet objectif deviendrait non

seulement difficile à atteindre, mais risquerait de dégrader le bilan environnemental et la légitimité sociale de la filière biométhane.

4. Synthèse comparative des deux filières

4.1. Bilan carbone des agrocarburants de 1G

Dans les analyses de cycle de vie (ACV), les biocarburants, qu'ils soient de première ou de seconde génération, permettent généralement de réduire les émissions de GES par rapport aux carburants fossiles. Par exemple, des évaluations européennes montrent que l'utilisation d'éthanol lignocellulosique pourrait permettre des réductions d'émissions de l'ordre de 78 % ou plus par rapport aux carburants fossiles selon les hypothèses de référence "puits à la roue" (well-to-wheel).

Les principes méthodologiques des ACV confirment que le CO₂ émis lors de la combustion de biomasse n'est pas comptabilisé dans le bilan du fait qu'il a été capté préalablement pendant la croissance de la plante (« carbone biogénique »), ce qui améliore encore le bilan comparatif avec les carburants fossiles. (Mathis P, 2014)

La production des agrocarburant de 1G mobilise des intrants agricoles et de l'énergie fossile, et peut entraîner des changements d'affectation des terres. D'abord les agriculteurs utilisent des fertilisants azotés. Les engrais azotés émettent du protoxyde d'azote (N₂O), un gaz à effet de serre 265 fois plus puissant que le CO₂. (Gallejones et al., 2015) En France, les émissions liées aux engrais azotés représentent 30 à 40 % des émissions agricoles, soit environ 20 MtCO₂e/an pour toute l'agriculture. Pour les agrocarburants, si on considère qu'environ 20 % des surfaces agricoles sont mobilisées pour ces cultures, la part des engrais représenterait environ 4 à 8 MtCO₂e/an. Pour les pesticides et les herbicides, leur fabrication et application sont moins émissives que les engrais, il est estimé à 0.5 à 1MtCO₂e/an. (Harish et al., 2020) Le travail du sol, la récolte, le transport des intrants et des produits utilisant du gasoil agricole. Soit une estimation de 60 à 90kg tCO₂e/ha/an. Pour environ 2 millions d'hectares dédiés aux agrocarburants en France, on estime alors 0.12 à 0.18 Mt CO₂e/ha/an. (Valin et al., 2015).

En France, le changement d'affectation des terres (LUC) lié à la production d'agrocarburants de première génération est moins problématique que dans des pays comme le Brésil (avec la déforestation pour les cultures de soja ou de canne à sucre). Cependant, il y a toujours des impacts environnementaux associés à la conversion de terres agricoles en cultures énergétiques. En moyenne en Europe, le LUC pour les agrocarburants de première génération est estimé à 15 à 40 gCO₂e/MJ, selon la culture. (Witcover et al, 2013) Rapporté aux volumes français (environ 2,5 Mtep/an soit 105 PJ/an d'agrocarburants), cela représente 1,6 à 4,2 MtCO₂e/an. Soit un total de 6.2 à 13.4 MtCO₂e/an. (Soleymani Angili and al.; 2021)

En plus de cela, il faut considérer le transport des cultures vers les unités de transformation, une estimation de 1.2 à 1.5 MtCO₂e/an. La conversion de l'amidon ou du sucre en bioéthanol (par fermentation) ou des huiles en biodiesel (transestérification) peut rejeter 2 à 3 MtCO₂e/an. Ce sont des procédés industriels intensifs, parfois alimentés par des énergies fossiles. (Dunn et al., 2017)

Figure n°6 : Détail du bilan carbone des agrocarburants de 1G

Poste	MtCO ₂ e/an
Fertilisants azotés	4-8
Pesticides et Herbicides	0.5-1
Mécanisation agricole	0.12-0.18
ILUC	1.6-4.2
Collecte et transport	1.2-1.5
Transformation	2-3
Total	9.4-17.9

4.2. Bilan carbone des agrocarburants de 2G

Etant donné que les agrocarburants de 2G ne sont pas encore une filière développée, le bilan carbone est calculé selon l'hypothèse que 3.8% de bioéthanol est produit en France.

Contrairement aux agrocarburants de 1ère génération, la majorité des intrants sont des résidus, donc pas d'engrais ni de pesticides supplémentaires nécessaires donc peu ou pas d'émissions liées aux fertilisants et aux pesticides. Les émissions liées aux transports et à la logistique sont estimées à 0.2 à 0.5 MtCO₂e/an selon les distances, les volumes et le mode de transport. (Ministère de la transition énergétique, 2022) Lorsqu'on transporte de la biomasse sur de longues distances, l'énergie nécessaire pour la collecte, le chargement et le transport (souvent via des camions diesel) peut dépasser l'énergie réellement obtenue lors de la valorisation finale. Dans ce cas, le bilan énergétique net devient négatif, c'est-à-dire que l'on dépense plus d'énergie qu'on n'en produit, ce qui réduit fortement l'intérêt énergétique de la filière. De plus, les émissions de CO₂ issues du transport (combustibles fossiles) s'ajoutent directement au bilan global, ce qui dégrade le bilan carbone de la biomasse valorisée. (Zhang et al, 2018, Cherubini, 2010)

Les procédés de transformation rejettent des émissions à travers le prétraitement, l'hydrolyse, la fermentation et la distillation, elles sont estimées entre 1 à 2 MtCO₂e/an dépendant du rendement et de la technologie. Des émissions sont produites aussi à travers la construction des bioraffineries liées au béton, à l'acier, aux équipements industriels et aux réseaux de chaleur. (Jiahao et al, 2026) Soit un ordre de grandeur

de 0.3-0.6 MtCO₂e/usine amortie sur 20-30 ans. Pour 40 usines, les émissions de carbone sont de 0.4-1 MtCO₂e/an pour la construction. (Yuguang and al., 2016)

Il existe aussi une consommation d'énergie auxiliaire même avec la cogénération qui atteint 0.3 à 0.8 MtCO₂e/an, cela dépend du mix électrique et du niveau d'intégration énergétique. (Varling et al., 2023)

La production des enzymes génère des émissions. Effectivement à travers la fabrication industrielle liée à la fermentation, la purification et du transport, la contribution est de 10 à 25g CO₂e/MJ d'éthanol soit 0.2-0.4 MtCO₂e/an pour 40 usines. (Olofsson et al, 2017) Indirectement le changement d'usage indirect des sols rejette des émissions de CO₂, soit un total de 2.1-4.7MtCO₂e/an. (Poritosh, 2014)

Figure n°6 : Détail du bilan carbone des agrocarburants de 2G

Poste	MtCO ₂ e/an
Transports et logistiques	0.2-0.5
Procédés industriels	1-2
Energie auxiliaire	0.3-0.8
Enzymes	0.2-0.4
Construction (amorties)	0.4-1
Total	2.1-4.7

4.3. Bilan carbone de la méthanisation

Les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) associées au biométhane sont significativement plus faibles que celles du gaz naturel fossile, ce qui en fait une énergie bas-carbone particulièrement intéressante dans le contexte de la transition énergétique.

Selon une analyse de cycle de vie (ACV) de la filière biométhane en France, le biométhane injecté dans le réseau gazier présente un contenu carbone d'environ 23,4 g CO₂eq par kWh (pouvoir calorifique inférieur), un niveau environ 10 fois inférieur à celui du gaz naturel fossile. Cette estimation intègre les émissions liées à la production, à l'épuration, à l'injection et à l'usage final du gaz, ainsi que les réductions d'émissions permises par la valorisation des déchets organiques.

Cette performance place le biométhane parmi les sources d'énergie renouvelables les plus bas carbone, comparable ou parfois inférieur à certaines énergies renouvelables électriques lorsqu'on considère l'ensemble du cycle de vie. Pour le gaz naturel fossile, les émissions standards de combustion et de cycle de vie sont généralement estimées autour de 227 g CO₂eq/kWh (PCI), ce qui correspond à l'ordre de grandeur relevé par plusieurs bases de données françaises d'émissions.

De même, la production d'électricité à partir de biogaz (biométhane utilisé en cogénération) affiche des émissions très faibles comparées aux énergies fossiles. Par exemple, des données récentes montrent que l'électricité issue de biogaz peut être associée à des émissions très inférieures à celles du charbon ou du gaz fossile (plusieurs centaines de g CO₂eq/kWh pour ces derniers), analogues aux niveaux bas carbones des renouvelables électriques. (Walczak et al., 2023)

III. Perspectives, innovations & rôle futur de la biomasse dans un mix 2050

1. Limites fondamentales des filières actuelles

1.1. Limites et conditions réelles des agrocarburants

Les biocarburants présentent généralement un bilan carbone favorable lorsqu'ils sont consommés, car ils émettent moins de CO₂ par rapport aux carburants fossiles. Le biodiesel réduit les émissions de CO₂ de 60% à 90% par rapport au diesel fossile mais son utilisation entraîne des risques de déforestation importée, notamment lorsque l'huile de palme est utilisée comme matière première. Selon une étude de la Commission européenne, un litre de biodiesel issu de l'huile de palme peut émettre jusqu'à trois fois plus de GES qu'un litre de gazole fossile, principalement en raison de la déforestation associée à la culture de la palme. Le bioéthanol réduit les émissions de CO₂ de 50 à 70% par rapport à l'essence. Cependant la fermentation et la distillation nécessitent beaucoup d'énergie. Pour produire 1 litre d'éthanol à partir de maïs, il faut 12 MJ d'énergie. A titre de comparaison, un litre d'essence contient environ 34 MJ d'énergie. Et la production de 1 litre de biodiesel nécessite environ 8 MJ d'énergie, soit environ 30 % de l'énergie qu'il contient. Cela signifie que 30 à 40 % de l'énergie contenue dans l'éthanol est déjà consommée pour le produire. C'est ce qu'on appelle le "bilan à la consommation", où les biocarburants peuvent effectivement remplacer une partie de l'énergie fossile tout en émettant moins de CO₂. (Ro et al, 2023)

En conséquence, des préoccupations sont soulevées quant à l'efficacité réelle de ces carburants en matière de réduction des émissions de CO₂. La production de ces biocarburants nécessite également de l'énergie provenant de sources fossiles, notamment pour les activités agricoles telles que le labour, la fertilisation et la récolte, entraînant des émissions résiduelles une fois ces carburants utilisés.

1.2. Limites et conditions réelles de la méthanisation

Dans les scénarios européens et français, l'usage du biométhane, notamment sous forme de bioGNV dans les transports, permet de réduire jusqu'à 80 % les émissions de GES par rapport aux carburants fossiles équivalents « du puits à la roue ». Cette diminution dépend fortement des intrants utilisés, de l'efficacité de la méthanisation et de la gestion des émissions tout au long de la chaîne. (IFP, 2017)

Un des principaux avantages de la méthanisation est sa capacité à capter le méthane issu de la décomposition anaérobie de matières organiques, un gaz dont le potentiel de réchauffement climatique est environ 25 à 28 fois supérieur à celui du CO₂ sur une période de 100 ans. La combustion du biométhane libère essentiellement du CO₂ biogénique, déjà capté par les plantes au cours de leur croissance, ce qui rend le bilan climatique du biogaz plus neutre. (INRAE, 2024)

Cependant, pour que cet avantage soit pleinement réalisé, il est crucial de maîtriser les fuites de méthane tout au long de la chaîne d'approvisionnement (captage, transport, stockage, épuration). Les fuites de méthane peuvent fortement réduire les bénéfices climatiques, car la libération accidentelle de CH₄ non brûlé dans l'atmosphère a un effet de forçage radiatif très élevé. (INRAE, 2024)

L'impact environnemental total de la méthanisation ne dépend pas uniquement de la combustion du biométhane. Les émissions associées à la collecte et au transport des intrants organiques (déchets, effluents), à la construction des installations et à la gestion des digestats peuvent ajouter des émissions supplémentaires, même si celles-ci restent généralement inférieures aux émissions évitées par substitution du gaz fossile. (Ministère de la transition écologique)

2. Les pressions

2.1. Pression hydrique

La production d'agrocarburants, qu'ils soient de première ou de deuxième génération (2G), exerce une pression hydrique significative sur les ressources en eau, principalement via la culture des biomasses utilisées comme intrants. Dans de nombreuses régions, l'irrigation agricole représente la majeure partie de la consommation d'eau globale de ces filières : des études d'analyse du cycle de vie indiquent que c'est surtout la phase de croissance des cultures énergétiques qui détermine l'empreinte en eau, parfois de loin devant les étapes industrielles de transformation. Par exemple, pour la production d'éthanol à partir de maïs ou de betterave sucrière, des évaluations montrent des empreintes en eau qui varient considérablement selon les conditions climatiques, les pratiques agricoles et l'irrigation, soulignant que la disponibilité locale d'eau devient un facteur limitant de la durabilité de ces filières. (Zhu et al., 2019)

Dans le cas des agrocarburants 2G, bien que l'usage de résidus agricoles ou de biomasse non alimentaire réduise la compétition directe avec les cultures alimentaires, l'eau nécessaire à la culture de la biomasse demeure un facteur de pression sur les ressources hydriques locales, particulièrement dans les zones où l'irrigation est requise pour compenser le manque de précipitations. Des ACV montrent que les besoins en eau, mesurés en termes de consommation totale (eau verte, bleue et grise), pour produire de la biomasse utilisée dans les biocarburants peuvent être beaucoup plus élevés que pour les énergies fossiles, du fait de l'énorme quantité d'eau nécessaire à l'agriculture en amont. Par exemple, l'empreinte est souvent mesurée en milliers de litres d'eau par gigajoule d'énergie produite, et dépend fortement du type de culture et de l'intensité d'irrigation. (Zhu et al., 2019)

Pour la méthanisation, la pression hydrique liée à l'eau de culture est indirectement liée à l'eau requise pour produire les intrants agricoles (cultures dédiées ou CIVE) lorsqu'ils sont mobilisés. Une étude comparant les potentiels de biogaz et leurs empreintes en eau dans l'Union européenne et en Chine montre que, même si la conversion elle-même consomme relativement peu d'eau par rapport à la culture des biomasses, la disponibilité d'eau pour la production de ces matières premières influence directement l'échelle à laquelle la méthanisation peut être déployée de manière durable. En effet, l'utilisation de résidus agricoles pour produire du biogaz ne diminue pas l'empreinte hydrique globale du système si les cultures d'origine mobilisent déjà des volumes importants d'eau ; l'eau "embarquée" dans ces résidus reste allouée à l'ensemble de la filière énergétique. (Yuan et al, 2021)

La littérature scientifique met donc en évidence un nexus eau-énergie fort : augmenter massivement la part des bioénergies (agrocarburants ou biométhane) sans une planification réfléchie du recours à l'eau peut intensifier la pression sur des bassins hydriques locaux déjà stressés, en particulier dans les régions semi-arides ou méditerranéennes. Cela pose un défi majeur en termes de durabilité, surtout dans un contexte de changement climatique où la disponibilité en eau douce devient plus variable et souvent plus limitée. (Yuan et al, 2021)

2.2. Acceptabilité sociale des agrocarburants et de la méthanisation

L'acceptabilité sociale constitue un facteur clé pour le développement des filières de biométhane et d'agrocarburants. Même si ces technologies présentent des avantages environnementaux et énergétiques, leur déploiement à grande échelle peut rencontrer des résistances locales liées à plusieurs dimensions. Pour la méthanisation, les inquiétudes concernent souvent les nuisances olfactives, le trafic accru de camions pour la collecte des intrants, le bruit ou les risques sanitaires perçus. Des études menées en Europe montrent que la proximité d'unités de méthanisation peut générer des oppositions des riverains lorsque les bénéfices perçus (emploi local, énergie renouvelable) sont mal communiqués ou jugés insuffisants par rapport aux nuisances potentielles (Zhang et al., 2018)

Pour les agrocarburants, la contestation sociale peut être liée à la concurrence pour les terres agricoles, à la crainte de hausse des prix alimentaires, ou aux impacts environnementaux indirects, comme la déforestation importée dans le cas de certaines huiles végétales. Les communautés locales et les organisations de la société civile s'inquiètent également des effets sur la sécurité alimentaire et l'usage durable des sols, ce qui peut freiner l'acceptation de nouvelles plantations dédiées à la bioénergie. (Fritsche et al., 2017)

L'acceptabilité sociale est donc fortement conditionnée par la transparence, la participation citoyenne et la co-conception des projets. Les initiatives qui associent les acteurs locaux dès la conception

des installations, qui communiquent clairement sur les bénéfices environnementaux et économiques, et qui mettent en place des mesures de mitigation des nuisances (traitement des odeurs, optimisation de la logistique) tendent à rencontrer moins de résistances et à obtenir un soutien plus durable. (Ladenbourg, 2010)

3. Innovations et technologies émergentes

3.1. Power-to-Gas

Le Power-to-Gas (PtG) représente l'une des solutions technologiques les plus prometteuses pour le stockage d'énergie renouvelable à grande échelle et pour l'intégration des énergies intermittentes (comme l'éolien ou le solaire) dans les systèmes énergétiques futurs. Ce procédé consiste à convertir de l'électricité excédentaire en vecteurs énergétiques gazeux stockables, principalement hydrogène (H_2) et méthane synthétique (CH_4), qui peuvent être stockés sur le long terme ou injectés dans les infrastructures gazières existantes. (Van Leeuwen et al., 2018)

La chaîne PtG commence par l'électrolyse de l'eau, utilisant l'électricité — idéalement issue de sources renouvelables — pour produire de l'hydrogène. L'hydrogène ainsi généré peut être stocké tel quel (Power-to-Hydrogen) ou servir de matière première pour la production de méthane synthétique par un procédé catalytique appelé méthanation, qui combine l'hydrogène avec du dioxyde de carbone (CO_2). Cette étape permet de produire un gaz de synthèse (SNG) compatible avec les réseaux gaziers traditionnels. (Götz et al., 2016) Trois principales technologies d'électrolyse sont aujourd'hui examinées pour optimiser le rendement énergétique et la flexibilité des installations PtG. La première est l'électrolyse alcaline, actuellement la plus mature et la moins coûteuse. Ensuite il y a aussi l'électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEM), offrant une meilleure réactivité et enfin l'électrolyse à oxyde solide (SOEC), prometteuse pour de futures installations à haute efficacité si la chaleur résiduelle est valorisée. (Götz et al., 2016)

Les innovations technologiques en PtG ne concernent pas uniquement l'électrolyse mais aussi les procédés de méthanation et l'intégration globale des différents composants de la chaîne. Des concepts de réacteurs novateurs, tels que des micro-réacteurs ou des systèmes à trois phases, sont actuellement développés pour améliorer la conversion du CO_2 et l'efficacité énergétique globale. Parallèlement, différentes configurations de méthanation, catalytique ou biochimique, sont explorées pour optimiser les performances opérationnelles et la dynamique de réponse des systèmes PtG. (Götz et al., 2016)

Le PtG offre un avantage majeur pour les systèmes énergétiques futurs en permettant une flexibilité importante : il peut stocker de grandes quantités d'énergie sur des périodes saisonnières et réduire le besoin d'infrastructures coûteuses de transport électrique, en particulier lorsque la production renouvelable est éloignée des centres de consommation. De plus, le méthane synthétique produit peut être injecté dans les

réseaux gaziers existants, ce qui facilite l'adoption de cette technologie dans les systèmes énergétiques actuels. ((Van Leeuwen et al., 2018)

Cependant, des défis subsistent, notamment en termes de coûts de production, d'efficacité énergétique et de disponibilité de CO₂ bas carbone pour la méthanation. L'optimisation des procédés, la réduction des coûts des électrolyseurs et l'intégration intelligente des différents acteurs de la chaîne sont des sujets actifs de recherche pour permettre une adoption industrielle plus large. (Van Leeuwen et al., 2018)

3.2. Gazéification

La gazéification est une technologie thermochimique de conversion énergétique consistant à transformer une matière carbonée (biomasse ou les déchets solides) en un gaz combustible riche en énergie, appelé syngas (synthesis gas), composé principalement d'hydrogène, de monoxyde de carbone, de méthane et de dioxyde de carbone. Ce procédé se déroule à hautes températures (souvent supérieures à 700 °C) en présence d'un agent gazéifiant (air, vapeur d'eau, oxygène) qui permet l'oxydation partielle de la matière première. (Tezer et al., 2022)

La gazéification se distingue de la combustion complète par une oxydation contrôlée qui ne consomme pas tout le carbone sous forme de CO₂, mais produit un mélange gazeux énergétique. La composition du syngas dépend fortement de la température opératoire, du type d'agent gazéifiant et du design du gazéifieur (fixe, fluidisé, entraîné). En particulier, l'usage de vapeur d'eau comme agent favorise la production d'un syngas riche en hydrogène, ce qui est recherché pour des applications énergétiques ou chimiques. (Valizadeh et al., 2022)

La gazéification présente un fort potentiel pour répondre aux besoins énergétiques futurs car elle permet non seulement la production de chaleur et d'électricité, mais aussi la valorisation du syngas en produits plus élaborés : carburants synthétiques (via Fischer-Tropsch), produits chimiques industriels ou encore hydrogène pour usages énergétiques propres. (Pereira et al., 2012)

En produisant un syngas à haute teneur en H₂, ce procédé contribue à la création d'un carburant propre ou à l'alimentation de piles à combustible, favorisant ainsi l'intégration de solutions à faible empreinte carbone dans les systèmes énergétiques. (Valizadeh et al., 2022)

3.3. Pyrolyse

La pyrolyse est un procédé thermochimique par lequel la biomasse est décomposée à haute température en l'absence d'oxygène, donnant naissance à une diversité de produits valorisables : biochar (résidu solide riche en carbone), bio-huile (liquide condensable) et syngas (gaz non condensable). Ce

traitement se déroule généralement entre 300 °C et 700 °C, et constitue une voie majeure de valorisation des résidus organiques dans les transitions énergétique et environnementale. (Amalina et al., 2022)

Dans un environnement dépourvu d'oxygène, la biomasse subit d'abord un séchage, puis des réactions de décomposition thermique, appelé la pyrolyse primaire ensuite est suivie de réactions secondaires, qui libèrent des composés volatils et laissent un solide carboné résiduel. La durée de résidence, la température et la vitesse de chauffage sont des paramètres critiques qui influencent la répartition entre biochar, bio-huile et syngas. Par exemple, une pyrolyse lente avec faible vitesse de chauffage favorise une production élevée de biochar, tandis qu'une pyrolyse rapide génère davantage de bio-huile. (Amalina et al., 2022)

Le biochar est le produit solide principal de la pyrolyse, caractérisé par une structure poreuse, une forte teneur en carbone stable, et une grande surface spécifique. Ces propriétés en font un matériau particulièrement intéressant pour des applications agronomiques et environnementales : amélioration de la capacité de rétention d'eau et de nutriments des sols, adsorption de polluants, et séquestration durable du carbone via des liaisons carbonées résistant à la décomposition. (Rangasbhashiyam et Balasubramanian, 2019)

Parmi les innovations en cours dans le domaine, on observe l'apparition de méthodes de pyrolyse avancées comme la pyrolyse flash, la pyrolyse assistée par micro-ondes ou la pyrolyse sous vide, qui visent à moduler les conditions thermiques pour optimiser la qualité des produits (biochar, bio-huile, syngas) selon les usages ciblés.

Néanmoins, des défis subsistent, notamment la standardisation des procédés à l'échelle industrielle, l'optimisation des bilans énergétiques, ainsi que la garantie de qualité et de performance du biochar pour des applications spécifiques. Ces enjeux font actuellement l'objet de recherches intensives. (Sun Mhiegzen et al., 2025)

3.4. SAF (kérosène synthétique)

Le Sustainable Aviation Fuel (SAF), ou kérosène synthétique durable, constitue aujourd'hui l'un des leviers technologiques majeurs pour la décarbonation du transport aérien, secteur difficilement électrifiable. Le SAF regroupe l'ensemble des carburants aéronautiques produits à partir de ressources non fossiles (biomasse, déchets, CO₂ recyclé, hydrogène vert) et compatibles avec les moteurs et infrastructures actuels. Ces carburants permettent une réduction significative des émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie, sans modification majeure des avions existants. (Staples et al., 2018)

Les analyses de cycle de vie montrent que le SAF peut réduire les émissions de CO₂ de 60 à plus de 80 % par rapport au kérosène fossile, selon la filière et la matière première utilisée. Cette réduction est

cruciale pour atteindre les objectifs climatiques du secteur aérien, qui ne dispose pas d'alternative technologique immédiate équivalente. De plus, le SAF permet une transition progressive, car il est utilisable dans les flottes existantes, évitant une rupture technologique brutale dans l'aviation civile mondiale. (De Jong et al., 2017)

3.5. HVO : hydroprocessed vegetable oil

Les HVO (Hydroprocessed Vegetable Oil), également appelés HEFA (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids), constituent aujourd'hui l'une des filières les plus matures de biocarburants avancés pour les secteurs routier et aéronautique. Ces carburants sont produits par hydrotraitement d'huiles végétales, de graisses animales ou d'huiles usagées, permettant de convertir les acides gras en hydrocarbures paraffiniques de haute qualité, chimiquement proches des carburants fossiles. (Kandaramath et al., 2015)

4. Quelle place réaliste pour la biomasse dans la neutralité carbone ?

4.1. Apports réels

D'ici 2050, de nouvelles ressources agricoles émergeront et pourront être mobilisées sans concurrencer directement la production alimentaire. Celles-ci figurent dans l'annexe IX-A de la directive REDII comme des ressources capables de produire des biocarburants avancés. Cela inclut la biomasse cultivée en cultures de couverture, les cultures vivaces lignocellulosiques (comme le miscanthe ou le taillis à courte rotation) principalement produites sur des terres non arables (sites de friches industrielles, bandes de protection de l'environnement, etc.), ainsi que les résidus de récolte excédentaires (provenant des céréales et des oléagineux) et les tailles provenant de vergers et de vignobles. (Götz et al., 2025)

Une trajectoire unique pour les déchets organiques industriels pouvant être récupérés par les centrales bioénergétiques a été définie jusqu'en 2050. Il s'agit notamment d'huiles et de graisses végétales et animales utilisées, de sous-produits du raffinage d'huiles végétales (huiles acides et autres effluents de moulins à huile), des résidus de sucrerie (sucres non extradables ou eaux usées de mauvaise qualité), la production de vin (alcool résiduel) et la production d'amidon (amidon résiduel), la partie organique des combustibles solides récupérés (SRF), des déchets fermentescibles pour la digestion anaérobie (effluents d'élevage, boues WWTP, déchets biologiques municipaux). (Götz et al., 2025)

4.2. Complémentarité avec autres ENR

Le biométhane et les agrocarburants présentent une complémentarité importante avec d'autres énergies renouvelables, notamment l'éolien, le solaire photovoltaïque et l'hydroélectricité, en raison de leur stockabilité et flexibilité. Contrairement à l'électricité renouvelable intermittente, dont la production dépend du vent ou de l'ensoleillement, le biométhane peut être stocké et injecté dans le réseau gazier ou utilisé

comme carburant (bioGNV), permettant un ajustement de l'offre d'énergie en fonction de la demande. Cette capacité de stockage contribue à la stabilisation du système énergétique et à la flexibilité du mix renouvelable (IEA, 2020)

De plus, le biométhane peut servir de complément aux centrales électriques à biomasse pour produire de l'électricité lors des périodes de faible production solaire ou éolienne, ou être converti en chaleur pour des réseaux de chaleur urbains, ce qui augmente le rendement énergétique global du système (Lund et al., 2015)

Les agrocarburants contribuent également à la diversification des sources d'énergie dans le secteur des transports, permettant de réduire la dépendance aux carburants fossiles lorsque l'électricité renouvelable pour la mobilité électrique n'est pas suffisante ou disponible. Leur utilisation combinée avec d'autres ENR permet ainsi d'optimiser le mix énergétique, de réduire les pointes de consommation et de limiter les besoins en infrastructures de stockage d'électricité ou en réseaux de transport renforcés.

Enfin, la complémentarité s'exprime aussi au niveau environnemental : en valorisant les résidus agricoles ou organiques pour le biométhane ou les bioénergies, ces filières réduisent les pertes et gaspillages de biomasse, créant un cercle vertueux avec les autres énergies renouvelables intermittentes. Cette approche intégrée est essentielle pour atteindre les objectifs de neutralité carbone et pour sécuriser un approvisionnement énergétique stable dans un contexte de transition énergétique (Scarlat et al., 2018)

4.3. Le futur des algues

Il est intéressant de voir si les agrocarburants à l'avenir peuvent être une alternative aux énergies fossiles même si en France peu de données sont présentes. La culture d'algues se fait principalement dans des bassins marins ou des zones côtières, mais aussi dans des installations terrestres en eau douce (par exemple, dans des photobioréacteurs). En France, plusieurs projets sont en cours sur les côtes, notamment en Bretagne, où les conditions de température et de salinité sont propices à la culture des algues. En 2021, la France dispose d'environ 10 000 hectares de cultures d'algues marines. La surface cultivée reste faible comparée aux vastes étendues d'eau disponibles pour une production potentielle. Le rendement de culture des algues dépend de plusieurs facteurs, dont l'espèce d'algues cultivée, les conditions environnementales, et la méthode de culture. En moyenne, les rendements des algues marines peuvent varier. Des études estiment un rendement de 10 à 30 tonnes de biomasse par hectare par an pour les algues marines comme le kelp ou la laminaire. (Energiein, 2023) Pour certaines algues cultivées dans des photobioréacteurs terrestres, les rendements peuvent atteindre jusqu'à 100 tonnes par hectare par an.

En supposant un rendement moyen de 15 tonnes d'algues marines par hectare et par an, une estimation souvent citée dans la littérature scientifique, ce chiffre peut varier en fonction de nombreux

facteurs, tels que l'espèce d'algue cultivée, les conditions environnementales (température, salinité), et la méthode de culture utilisée. (Planète énergie, 2025)

Par exemple, des études sur la culture de kelp en zones maritimes de l'Atlantique indiquent des rendements compris entre 10 et 30 tonnes par hectare par an, tandis que des systèmes plus intensifs comme les photobioréacteurs terrestres peuvent atteindre des rendements supérieurs à 100 tonnes par hectare par an. (CORDIS, 2013) Si la France décidait de développer la culture d'algues sur une surface de 10 000 hectares, on pourrait obtenir : $10000 \text{ hectares} \times 15 \text{ tonnes/ha/an} = 150000 \text{ tonnes d'algues par an}$. Si ces algues étaient utilisées pour produire du biocarburant, environ 30 à 50 % de la biomasse d'algues peut être convertie en biocarburant, selon la méthode choisie (fermentation ou transférisation). En prenant une conversion de 40 % de la biomasse en biocarburant, la production annuelle de biocarburant à partir des algues pourrait être : $150000 \text{ tonnes} \times 0,40 = 60000 \text{ tonnes de biocarburant par an}$. Cela reste inférieur aux 60 milliards de litres qu'il faudrait pour éliminer les 14 Mtep consommés. (Laillier, 2025)

Cependant la côte marine française s'étend sur 5 500km. Et à titre d'exemple, la Bretagne prévoit le développement de parcs d'algues marins d'une superficie d'environ 100000 à 300000 hectares dans les prochaines décennies pour la production d'algues destinées aux biocarburants, à l'alimentation ou à la chimie verte. Donc si elle l'étend à 300000 hectares. La Bretagne pourrait produire 1 800 000 tonnes de biocarburants. Donc je pense qu'il serait intéressant dans quelques années de refaire ce modèle de calcul avec l'augmentation des surfaces destinées aux algues. (Falfushynska, 2024)

Conclusion

En conclusion, cette étude démontre que la valorisation de la biomasse via la méthanisation et les agrocarburants de deuxième génération (2G) offre un potentiel de décarbonation significatif, bien que son déploiement massif se heurte à des réalités industrielles et écologiques complexes. Si les modèles mathématiques confirment la faisabilité théorique d'une grande partie des objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), la transition vers un système énergétique durable repose sur une intégration ciblée et territorialisée de ces ressources. Son déploiement massif se heurte à des verrous industriels, logistiques et écologiques qui limitent sa capacité à remplacer intégralement les énergies fossiles

Via les modèles précédents, l'objectif d'atteindre 3.8% de bioéthanol est 100% atteignables grâce à la mobilisation de 9 millions de tonnes de déchets et résidus (pailles, résidus forestiers, déchets de brasserie et biodéchets), tandis que le but de produire 3.2% de biodiesel est atteint à 9% parce qu'il est encore compliqué de mobiliser des huiles avec des agrocarburants de 2G. Parallèlement, la filière méthanisation pourrait couvrir 85% de sa cible (32TWh/an) via un mix optimisé d'effluents et de cultures intermédiaires. Pour atteindre ce volume de 2,35 Mtep, la mobilisation de 90 millions de tonnes d'effluents d'élevage est nécessaire, un volume jugé disponible parmi les 120 millions de tonnes produites annuellement en France. Mais aussi 7.3 millions de tonnes de CIVE, 7 millions de tonnes de IAA et 13 millions de tonnes d'autres déchets comme des boues d'épuration ou des déchets verts. Il faudrait donc près de 120 millions de tonnes de déchets.

Cependant, cette faisabilité brute masque une réalité industrielle complexe : l'atteinte de ces volumes nécessiterait la construction de 20 à 40 bioraffineries 2G et de 400 à 600 nouvelles unités de méthanisation, un défi jugé irréaliste à court terme au vu des délais de développement et des investissements colossaux requis. Le temps de développement d'une unité 2G est long (10 à 15 ans), rendant l'échéance de 2028 irréaliste. Les coûts estimés s'élèvent entre 8 et 16 milliards d'euros pour le parc de raffineries 2G.

De plus, la mobilisation réelle des gisements est contrainte par la concurrence entre les usages (alimentation, fertilité des sols, autres filières bioénergétiques) et par une logistique coûteuse due à la faible densité énergétique de la biomasse. La faible densité énergétique de la biomasse limite son transport ; au-delà d'un certain rayon (environ 100 km), le bilan énergétique et carbone se dégrade fortement

Les agrocarburants 2G affichent des émissions bien moindres (2,1 à 4,7 MtCO₂e/an) que ceux de 1ère génération (9,4 à 17,9 MtCO₂e/an). La méthanisation affiche un bilan carbone 10 fois inférieur à celui des énergies fossiles. La méthanisation joue un rôle climatique double en produisant de l'énergie et en

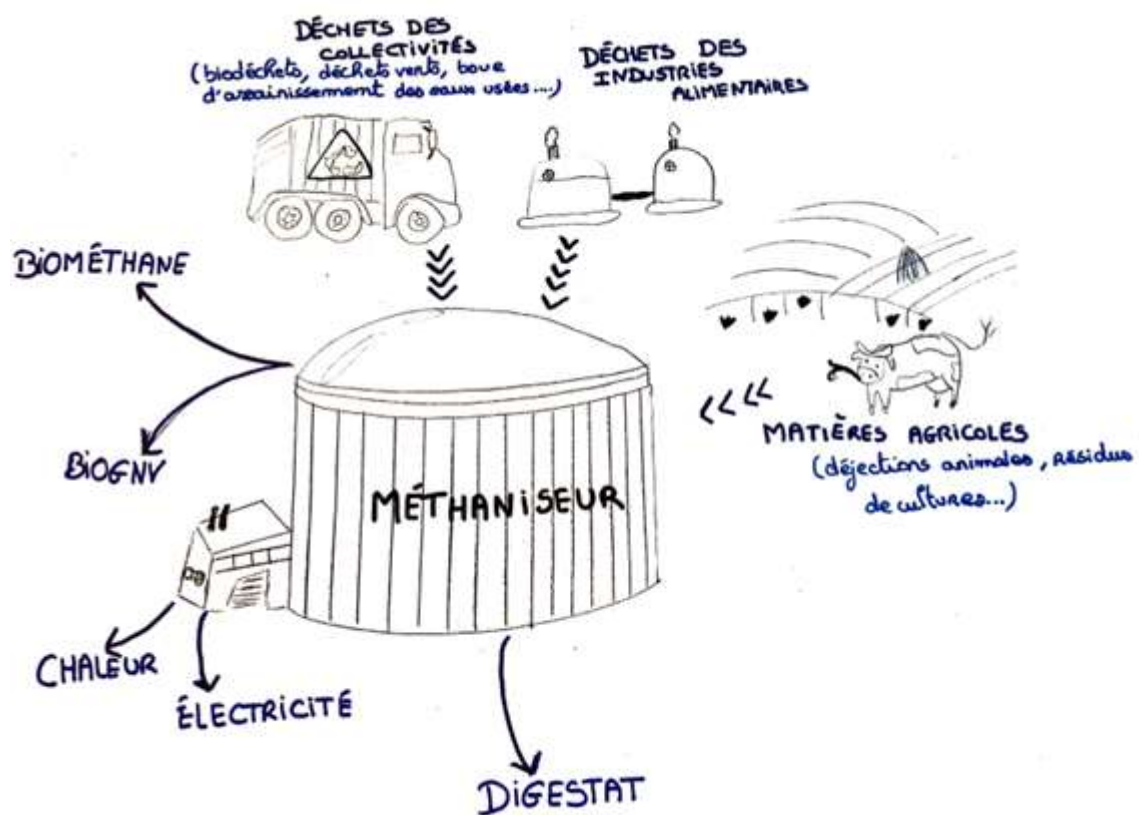
captant le méthane issu de la décomposition des matières organiques, un gaz au pouvoir de réchauffement 25 à 28 fois supérieur au CO₂. La durabilité repose sur une maîtrise stricte des fuites de méthane et une gestion territorialisée rigoureuse.

Une expansion massive pourrait engendrer une pression sur les ressources, notamment une pression hydrique locale, l'agriculture étant le principal consommateur d'eau de ces filières. Le développement de ces infrastructures dépend de la transparence et de la concertation locale pour éviter les oppositions liées aux nuisances perçues (odeurs, trafic, risques industriels).

La biomasse ne doit pas être envisagée comme la solution unique pour remplacer les fossiles, mais comme un complément stratégique. Elle doit s'insérer dans un mix énergétique diversifié où dominant la sobriété et l'électrification. L'avenir de la filière pourrait également passer par des innovations comme le Power-to-Gas, permettant de stocker les énergies intermittentes, ou le développement de la culture d'algues, dont le potentiel en Bretagne pourrait atteindre 1,8 million de tonnes de carburant par an à terme.

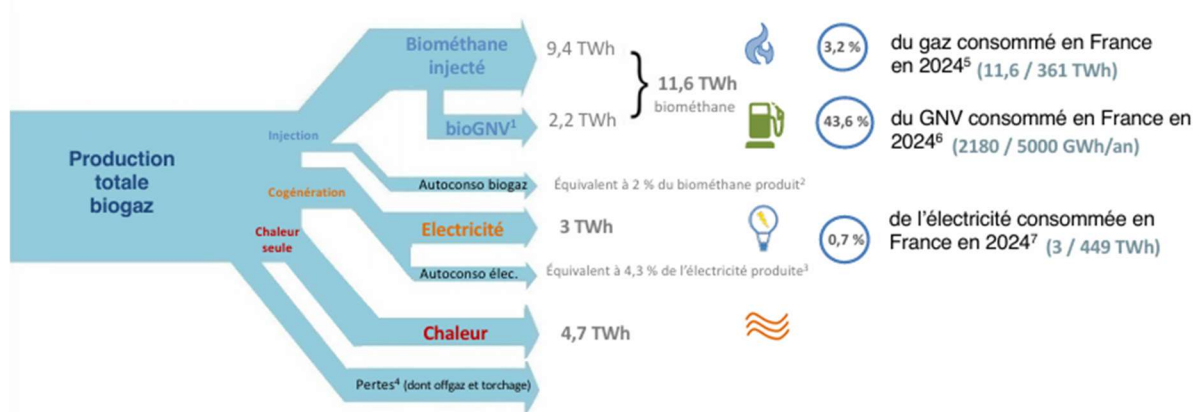
Annexes

Annexe n° 1 : Schéma explicatif de la valorisation du biogaz produit par un méthaniseur



Annexe n°2 : Bilan énergétique de la filière biogaz en 2024

Bilan énergétique de la filière biogaz en 2024



¹ Commercialisée en Garantie d'Origine (GO) biométhane

² D'après expertise CRE

³ Rapport PRODIGE 2, ADEME (2022)

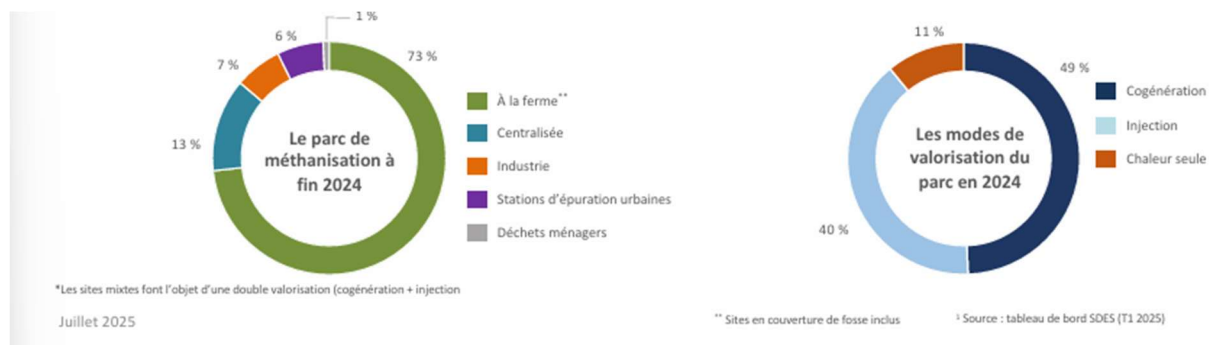
⁴ Calculs ADEME d'après PRODIGE2 en considérant efficacité énergétique biométhane 89%, cogénération 85% et chaudière 90%

⁵ Calcul Observ'ER d'après Bilan gaz 2024 et transition énergétique, NaTran (2025)

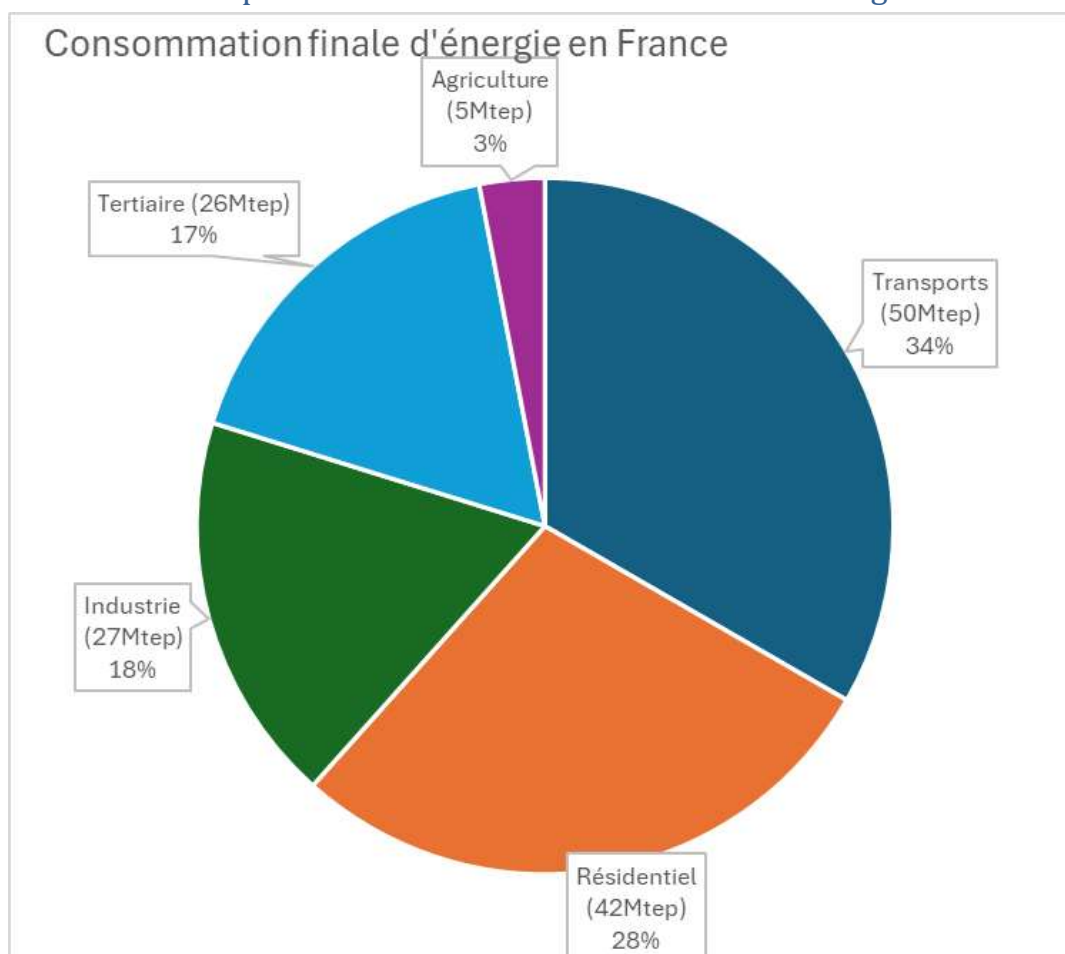
⁶ Calcul Observ'ER d'après Observatoire du (bio)GNV, ODRÉ (2025)

⁷ Calcul Observ'ER d'après Bilan électrique France 2024, RTE (2025)

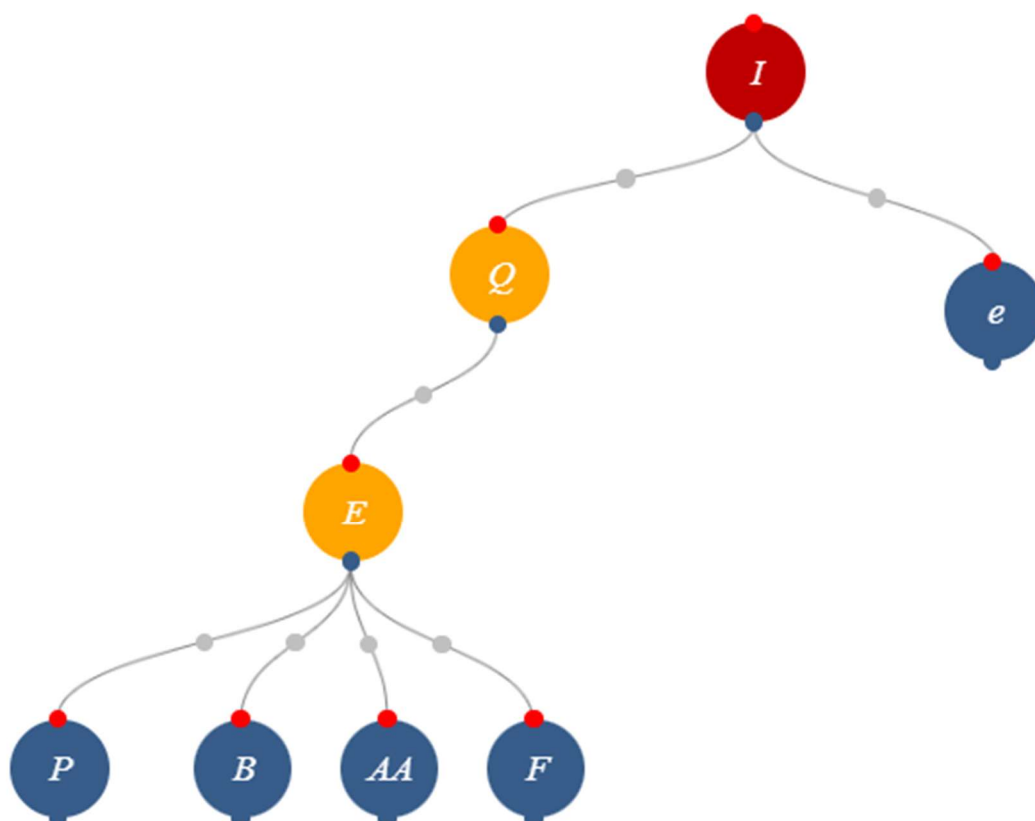
Annexe n°3 : Décomposition des sites par mode de valorisation à la fin 2024 (source d'ADEME, Observ'ER et le ministère de la transition écologique)



Annexe n° 4 : La répartition de la consommation finale d'énergie en France



Annexe n°5 : Modèle de calcul pour vérifier l'hypothèse établie sur le PPE d'atteindre la production de 3.8% de bioéthanol avec les agrocarburants de deuxième génération en 2028. (Logiciel de Mindjid Maïzia)



Détails des variables	
Déchets récupérables en France	Valeur
P (paille) $\eta=150\text{L/t}$ de bioéthanol	=4.1 millions de tonnes =10.5 millions d'hectares (betteraves, blé, maïs) * 1.3 tonne de paille par hectare * 0.3 (paille pour la fertilité du sol)
B (brasseries) $\eta=300\text{L/t}$ de bioéthanol	=0.38 millions de tonnes =1.5 millions de t de déchets * 25% de matière sèche
AA (Alimentaire et agricoles) $\eta=150\text{L/t}$ de bioéthanol	=3.6 millions de tonnes =10 millions de tonnes de déchets alimentaires et 2 dues à l'agriculture or 30% récupérables
F (résidus forestier) $\eta=300\text{L/t}$ de bioéthanol	=0.75 millions de tonnes =25 millions de m3 de bois * 50% de matière sèche * 0.3t/m3 * 0.2 (des résidus pour nourrir le sol)
e (objectif de production de bioéthanol du PPE)	=14Mtep * 3.8% = 0.532Mtep
Q : Quantité de bioéthanol possible de créer avec les 2G	= E * 0.63=0.55Mtep Car 1L de bioéthanol $\approx 0.00063\text{Tep}$
E: Estimation de la quantité de bioéthanol possible de produire	1L diesel $\approx 1.70\text{L}$ d'éthanol =0.88milliard de litres
I	=100%

Annexe n°6 : Type d'intrants utilisables pour la méthanisation

Type d'intrant	Commentaire
Effluents d'élevage (fumiers, lisiers)	Principal gisement ; souvent faible pouvoir méthanogène mais gros volume disponible.
Résidus de cultures + CIVE	Très important ; CIVE spécialement cultivées pour l'énergie.
Déchets agro- alimentaires (IAA)	Moins volumineux mais très méthanogènes et précieux en co-digestion.
Biodéchets et déchets verts	Mobilisables mais moins denses en énergie.
Boues d'épuration (STEP)	Potentiel existant mais quantitativement faible comparé à l'agriculture.

Annexe n°7 : Détails des calculs et résultats pour déterminer la quantité d'effluents d'élevage nécessaire pour atteindre l'objectif du PPE

	PPE	Effluents d'élevage	Bovins		Porcins		Volailles	
Objectifs TWh/an	32	17.6	11.44		2.64		3.52	
Objectifs TWh/an selon lisier et fumier			Lisier : 30% : 3.4TWh/an	Fumier : 70% : 8.01TWh/an	Lisier : 80% : 2.11TWh/an	Fumier : 20% : 0.53TWh/an	Fumier /fientes : 95% : 3.34TWh/an	Effluents liquides : 5% : 0.18TWh/an
Energie totale à produire *10 ⁶ GJ/an	115,2	63.36	37.8		12.67		12.67	
Lisier/Fumier 10 ⁶ GJ/an			12.4	28.8	7.6	1.9	12	0.67
Pouvoir méthanogène (m3/t)	/	/	13-20	40	13	47-70	60-160	
GJ/t	/	/	0.47-0.72	1.44	0.47	1.69-2.52	2.12-5.76	
Mt/an			3.8-25	29	24.25	1.13-1.67	0.16-8.32	

Détail des formules :

Pour chaque lisier.

$$1 \text{ TWh} = 3.6 * 10^6 \text{ GJ}$$

$$1 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4 \approx 36 \text{ MJ} = 0.036 \text{ GJ}$$

$$\text{Donc Énergie (GJ/t)} = \text{pouvoir méthanogène (m}^3 \text{ CH}_4 \text{ /t)} * 0.036$$

$$\text{Quantité (t/an)} = \frac{\text{Énergie (GJ/an)}}{\text{rendement énergétique (GJ/t)} * \text{ratio de co-digestion}}$$

$$\text{Énergie (GJ/t brute)} = \text{BMP} * \text{PCI CH}_4 * \text{MS} * \text{rendement}$$

Où

$$\text{BMP : Nm}^3 \text{ CH}_4 \text{ /t MS}$$

$$\text{PCI CH}_4 : 0.036 \text{ GJ/ Nm}^3$$

$$\text{MS : t MS/t brute}$$

Annexe n°8 : Détails du calcul de la quantité de déchets agro-alimentaire nécessaire

On a $1\text{Nm}^3 \text{CH}_4 \approx 10 \text{ kWh}$ car PCI méthane $\approx 35,8 \text{ MJ/Nm}^3$ et $1\text{kwh}=3.6\text{Mj}$

Et $1\text{Mtep} \approx 11,63 \text{ TWh}$

$1 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4 \rightarrow 0,00000086 \text{ Mtep}$

Donc $\text{Mtep} = \text{Masse (t)} * \text{B0 (Nm}^3\text{CH}_4/\text{t)} * 0.00000086$

	Pulpe de fruit	Marc de café	Déchets de brasserie	Déchets de boulangerie	Déchets agroalim entaires	Total
Masse (Mt)	2.5	0.06	0.375	0.5	3.5	6.935
Potentiel méthanogène moyen ($\text{Nm}^3 \text{CH}_4/\text{t}$ MS)	350	400	400	400	350	
Mtep	0.75	0.02	0.13	0.17	1.05	2.13

Annexe n°9 : Détails du calcul de la quantité de déchets CIVE

	Paille	Maïs	Pulpe betterave	Total
Mt	4.1	1.6	1.6	7.4
Rendement CH ₄	220	250	100	
Mtep	0.77572	0.344	0.1376	1.25732

Annexe n°10 : Détails du calcul de la quantité des autres déchets

	Boues	Déchets verts	Herbes de prairie	Total
MtMs/an	1.4	0.3	11	12.7
Nm ³ CH ₄ / tMS	120	220	220	
Mtep	0.14448	0.05676	2.0812	2.28244

Annexe n°11 : Formules pour déterminer la production maximale de biométhane avec la quantité de biomasse estimée précédemment

$$\begin{aligned}
 \text{Production totale max} = \min & \left(\frac{\text{Potentiel maximum des effluents d'élevage}}{\text{Reffluents}} \right. \\
 & + \frac{\text{Potentiel maximum des CIVE}}{\text{RCIVE}} + \frac{\text{Potentiel maximum des IAA}}{\text{RIAA}} \\
 & \left. + \frac{\text{Potentiel maximum des autres déchets}}{\text{RAutres déchets}} \right)
 \end{aligned}$$

Le potentiel est en Mtep

R en % et représente le ratio

Sources bibliographiques :

Dépendances aux énergies fossiles :

KINCHY, Angela. Not your grandpa's energy system? Fossil fuel inheritances and the politics of emerging energy systems. *Energy Research & Social Science*, vol. 127, 2025. Consultable sur :

[Ce n'est pas le système énergétique de votre grand-père ? L'héritage des énergies fossiles dans la décarbonation des géographies industrielles - ScienceDirect](#)

Service des données et études statistiques (SDES) Bilan énergétique de la France 2023 Ministère de la transition écologique Consultable sur [Chiffres clés de l'énergie - Édition 2022](#)

Zimmermann et al. State or market : Investments in new nuclear power plants in France and their domestic and cross-border effects, *Energy Policy*, Vol 173, Feb 2023 113403 Consultable sur : [State or market: Investments in new nuclear power plants in France and their domestic and cross-border effects - ScienceDirect](#)

Commissariat général au développement durable — Service des données et études statistiques (SDES). (2025). *Biométhane | Chiffres clés des énergies renouvelables 2025*. Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires. Consulté en ligne : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energies-renouvelables/fr/21-biomethane->

Courteau and al. 2020. "L'agriculture face au défi de la production d'énergie." Rapport n° 646 (2019-2020) de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Courteau, Roland, et Jean-Luc Fugit. Déposé le 16 juillet 2020. Consultable sur : <https://www.senat.fr/rap/r19-646/r19-64622.html>.

Statista. 2023. "Consommation d'énergie du secteur des transports en France, par source d'énergie." Consulté à l'adresse : <https://fr.statista.com/statistiques/1347213/consommation-energie-secteur-transports-france-par-source-energie/>

Développement aux bioénergies :

ZHANG, Rui, et al. Integrating food system limits into bioenergy policy: Understanding trade-offs for sustainable transitions. *Journal of Environmental Management*, 2025. Consultable sur : [Fiscal instruments and fossil fuel consumption in OECD countries: Do renewable energy R&D expenditures and environmental taxes effective? - ScienceDirect](#)

Assemblée nationale *Rapport d'information n° 2068 : Enjeux énergétiques et filières renouvelables (biocarburants, biométhane, etc.)* (15^e législature). 2021 Disponible en ligne : <https://www.assemblee-nationale.fr/15/pdf/rap-info/i2068-tl.pdf>

Défis de l'énergie et lois :

Académie des sciences – Comité de prospective en énergie. La recherche scientifique face aux défis de l'énergie. Paris : EDP Sciences, 2012. Disponible en ligne : [La recherche scientifique face aux défis de l'énergie](#)

Assemblée nationale, Commission des affaires économiques. Rapport n° 2409 : « De la dépendance aux énergies fossiles », 16^e législature, enregistré le 27 mars 2024. Consultable sur : https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/16/rapports/cion-eco/116b2409_rapport-fond.pdf

Ministère de la transition écologique Biogaz-Politiques publiques. Ministères chargés de l'aménagement du territoire, de la transition écologique de l'énergie, 2026 Consultable sur : [Biogaz | Ministères Aménagement du territoire Transition écologique](#)

IEA Bioenergy Cité dans La politique de développement des biocarburants (Cour des comptes). 2020 [Cour des Comptes](#)

Haut-commissariat à la Stratégie et au Plan. (2025). *France Stratégie – Analyses, évaluations et propositions pour l'action publique*. Gouvernement français. Consultable sur strategie.gouv.fr

Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires / Ministère de la Transition écologique, de la Biodiversité et de l'Énergie. (2025). *Consultations publiques : portail des consultations du public sur les projets de textes normatifs et décisions ayant une incidence sur l'environnement*. Gouvernement français. Consultable sur : <http://consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr>

Émissions de gaz à effet de serre et déchets de la méthanisation et les agrocarburants :

Yuguang et al. Analyse de l'inventaire de l'empreinte carbone sur les émissions de gaz à effet de serre des grandes centrales de biogaz. Zhou Yuguang, Zhang Zongxi, Zhang Yixiang, Zhou Jie, Chen Li, Yin Xuefeng, Dong Renjie. Vol 9 n°4 2016 dans international Journal of agricultural and biological engineering (IJABE) Consultable sur <https://ijabe.org/index.php/ijabe/article/view/2076>

Varling et al. Life cycle assessment of alternative biogas utilisations, including carbon capture and storage or utilisation. Anna S. Varling, Thomas H. Christensen, Valentina Bisinella. Dans Waste Management, 2023 Consultable sur : [Évaluation du cycle de vie des utilisations alternatives du biogaz, y compris la capture et le stockage ou l'utilisation du carbone - ScienceDirect](#)

L. Loyon, Overview of manure treatment in France, Waste Management Vol 61, 2017 p516-520 Consultable sur <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0956053X16307358>

Roue et al. Assessing the impacts of net-zéro transports scenarios in France on biomass resources,, hydrogen and electricity consumption Robin Roue,Pascal Gastineau,Daphné Lorne,Guillaume Boissonnet,Jack Legrand,Monique Axelos Consultable sur : [Évaluation des impacts des scénarios de transport à zéro émission nette en France sur les ressources en biomasse, l'hydrogène et la consommation d'électricité - ScienceDirect](#)

Bacenetti et al. Assessment of the influence of energy density and feedstock transport distance on the environmental performance of methane from maize silages. Bioresource Technology, Bacenetti, J., Lovarelli, D., Ingrao, C., Tricase, C., Negri, M., & Fiala, M. (2016). 193, 256-265. Consultable sur : <https://air.unimi.it/handle/2434/285871>

Mercado-Cordova, J. A.. *Biofuel technologies and global decarbonization by 2050: The role of technological learning, spillovers effects and feedstock constraints*. Energy Strategy Reviews, 2025, 62, 101932. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101932>

Bilan Carbone :

Gallejones et al. Life cycle assessment of first-generation biofuels using a nitrogen crop model dans science of the total environment P. Gallejones, G. Pardo, A. Aizpurua, A. del Prado. Vol 505, 2015 p 1191-1201
Consultable sur : <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S004896971401506X>

Harish et al., 2020 Environmental sustainability of biofuels : a review Harish K. Jeswani; Andrew Chilvers; Adisa Azapagic Consultable sur : [Environmental sustainability of biofuels: a review | Proceedings A | The Royal Society](#)

Valin et al. The land use change impact of biofuels consumed in the UE Quantification of area and greenhouse gas impacts Hugo Valin (IIASA), Daan Peters (Ecofys), Maarten van den Berg (E4tech), Stefan Frank, Petr Havlik, Nicklas Forsell (IIASA) and Carlo Hamelinck (Ecofys), with further contributions from: Johannes Pirker, Aline Mosnier, Juraj Balkovic, Erwin Schmid, Martina, 2015 Consultable sur : https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/12310/1/Final%20Report_GLOBIOM_publication.pdf

Witcover et al., Policy options to address global land use change from biofuels, Julie Witcover, Sonia Yeh, Daniel Sperling, 2013 Consultable sur : [Rightslink® by Copyright Clearance Center](#)

Soleymani Angili and al. Life Cycle Assessment of Bioethanol Production: A Review of Feedstock, Technology and Methodology Tahereh Soleymani Angili, Katarzyna Grzesik, Anne Rödl and Martin Kaltschmitt, 2021 Consultable sur : <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/10/293>

Dunn et al., Biofuel Life-Cycle Analysis Jennifer B Dunn, Jeongwoo Han, Joaquim E.A. Seabra, Michael Wang Consultable sur : [Biofuel Life-Cycle Analysis | Request PDF](#)

Walczak et al., 2023 Effet de la co-digestion et de la désintégration hydrodynamique sur le potentiel méthanique des boues d'épuration et de la fraction organique des déchets solides municipaux, en tenant compte de l'empreinte carbone Justyna Walczak, Beata Karolinczak, Monika Zubrowska-Sudol, Vol 282, 2023 Consultable sur : [Effet de la co-digestion et de la désintégration hydrodynamique sur le potentiel méthanique des boues d'épuration et de la fraction organique des déchets solides municipaux, en tenant compte de l'empreinte carbone - ScienceDirect](#)

INRAE La méthanisation, pour un gaz non fossile, 2024, Consultable sur : <https://www.inrae.fr/dossiers/agriculture-forets-sources-denergie/methanisation-gaz-non-fossile>

Ro et al, Élaboration de lignes directrices pour la désignation des déchets des matières premières pour biocarburants dans l'évaluation de l'empreinte carbone et de l'évaluation du cycle de vie, Jin Wook Ro, Yizhen Zhang, Alissa Kendall, Vol 37, 2023
Consultable sur : [Élaboration de lignes directrices pour la désignation des déchets des matières premières pour biocarburants dans l'empreinte carbone et l'évaluation du cycle de vie - ScienceDirect](#)

Le futur de l'énergie :

Agence de la transition écologique (ADEME) , GRDF & GRTgaz (2024) Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? (ref 010503) Consultable sur : [Mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?](#)

Rémond, B. (2021). Vers une génération plus “verte” de biodiesels. Oilseeds and fats, Crops and Lipids (OCL). Consultable sur [Vers une génération plus « verte » de biodiesels | OCL - Oilseeds and fats, Crops and Lipids](#)

Rendement méthanisation et agrocarburants :

Chavanne et al. Energy Yield for the Production of Ethanol from Corn. de Chavanne, Xavier, et Jean-Pierre Frangi. Comptes rendus. Géoscience, vol. 340, no. 5, 2008, pp. 263–287 Consultable sur : [Le rendement énergétique de la production d'éthanol à partir de maïs - ScienceDirect](#)

Holliger et al. Methane Production of Full-scale anaerobic Digestion Plants calculated from substrate's Biomethane Potentials compares Well with the One Measured On-site 2017, Christof Holliger, Hélène Fruteau de Laclos, Gabrielle Hack Consultable sur : [Methane Production of Full-Scale Anaerobic Digestion Plants Calculated from Substrate's Biomethane Potentials Compares Well with the One Measured On-Site](#)

Palani Vignesh et al. Biodiesel and green diesel generation: an overview Palani Vignesh, Arockiyasamy Remigious Pradeep Kumar, Narayanan Shankar Ganesh, Veerasundaram Jayaseelan, and Kumarasamy Sudhakar 2020 Consultable sur : <https://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2021/01/ogst200243.pdf>

Zhu et al. Utilisation de l'eau d'un système de production d'électricité à combustion directe à biomasse en Chine : une combinaison d'évaluation du cycle de vie et d'analyse de l'empreinte hydrique, Yuli Zhu, Ji Liang, Qing Yang, Hewen Zhou, Kun Peng, 2019 Consultable sur : <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032119306045>

Yuan et al. Potentiels de matières premières pour biogaz et empreintes hydriques associées à partir de résidus en Chine et dans l'Union européenne Z.L Yuan, P.W Gerbens-Leenes Vol 793, 2021 Consultable sur : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969721034112>

Biomasse et déchets alimentaires :

Mathis Paul. La biomasse énergétique. Sauvons Le Climat, 20 févr. 2014 Consultable sur www.sauvonsleclimat.org/fr/ressources/base-doc/la-biomasse-energetique.

Conseil général de l'économie (CGE), IGEDD & CGAAER. (2023). Évaluation du potentiel de production d'énergies renouvelables à partir de la biomasse agricole et forestière française à l'horizon 2050 (Rapport PDF). Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et énergétique. Consultable sur https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/biomasse.pdf

Service statistique du ministère chargé de l'Environnement (SDES), Déchets alimentaires en France et dans l'Union européenne en 2023, Données et études statistiques, publié le 30 octobre 2025, Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires. Consultable sur : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/dechets-alimentaires-en-france-et-dans-lunion-europeenne-en-2023>

Masson et al.” Food waste in French Households” de Marine Masson et Séverine Gojard Vol54, Pages 240-246 2019 Consultable sur [Le gaspillage alimentaire dans les foyers français - ScienceDirect](#)

Agence de la transition écologique (ADEME), Éviter le gaspillage alimentaire dans les collectivités et les entreprises, page “Gaspillage alimentaire”, site Economie circulaire ADEME, Consultable sur : economie-circulaire.ademe.fr

Ministère de la Transition écologique, Gaspillage alimentaire, Ministère de la Transition écologique et de l’Aménagement du territoire, publié le 3 avril 2018, mis à jour le 10 novembre 2025 Consultable sur <https://www.ecologie.gouv.fr/gaspillage-alimentaire>

Ministère de la Transition écologique Feuille de route –. (2025) biocarburants avancés : bilan des offres de biomasse. Consultable sur <https://temis.documentation.developpement-durable.gouv.fr/docs/Temis/0078/Temis-0078611/20772.pdf>

Ministère de la Transition écologique. Projet de stratégie nationale de mobilisation de la biomasse durable.(2025). Consultable sur consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr

ADEME / CIBE. Mobilisation de la biomasse agricole : quantités disponibles, mobilisables et réellement mobilisées. 2023 consultable sur : https://cibe.fr/wp-content/uploads/2023/07/2016_-_ADEME_Mobilisation-biomasse-agricole_RAPPORT-FINAL020817.pdf

FranceAgriMer & Chambres d’agriculture – CIVE. *Ressources en biomasse et méthanisation agricole : quelles disponibilités pour quels besoins ?* Analyse des données théoriques de l’Observatoire national des ressources en biomasse (ONRB).2022 FranceAgriMer / Chambres d’agriculture. Consultable sur : https://cive.chambres-agriculture.fr/fileadmin/user_upload/211_Eve-cive/PDF/RESSOURCES_EN_BIOMASSE_ET_METHANISATION.pdf?

Vandepoosele et al. *Le marc de café : nouvel or brun des chimistes ?* Vandepoosele, A., Draye, M., & Chatel, G., 2020 L’Actualité Chimique, (451), 29-33. Société Chimique de France Consultable sur : <https://new.societechimiquedefrance.fr/wp-content/uploads/2020/10/2020-451-mai-chatel-p29.pdf>

FranceAgriMer FranceAgriMer – Établissement national des produits de l’agriculture et de la mer. 2025 Consultable sur : <https://www.franceagrimer.fr/>

Comité des Organisations Professionnelles Agricoles — CGB. (2024). *Faits et chiffres 2024. Rapport annuel complet (RACGB2024)*. CGB — Chiffres de la filière gaz renouvelable. (Betterave) Consultable sur : https://cgb%E2%80%91france.fr/wp%E2%80%91content/uploads/2024/12/RACGB2024%E2%80%91Complet_vf.pdf

AGPM – Maiz’Europ’. *Chiffres clés de la filière maïs en France* : surfaces de maïs grain et maïs fourrage (campagne 2023). AGPM – Association Générale des Producteurs de Maïs 2025 Consultable sur : <https://www.maizeurop.com/structure/agpm/chiffres/>

Boudra et al. Presence of mycotoxins in sugar beet pulp silage collected in France, Animal Feed Science and technology H. Boudra,B. Rouillé,B. Lyan,D.P. Morgavi 2015 consultable sur : [Presence of mycotoxins in sugar beet pulp silage collected in France - ScienceDirect](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921569115001111)

Lee et al. Biogas digestate as a renewable fertilizer: effects of digestate application on crop growth and nutrient composition”, Renewable Agriculture and Food Systems, Cambridge University Press.2020

CMaxwell E. Lee, Matthew W. Steiman et Sarah K. St. Angelo Consultable sur :

<https://www.cambridge.org/core/journals/renewable-agriculture-and-food-systems/article/biogas-digestate-as-a-renewable-fertilizer-effects-of-digestate-application-on-crop-growth-and-nutrient-composition/B2541B3926B692C1D53BE16F753CA011>

Barry La production de déchets non dangereux dans les industries agroalimentaires : Des déchets organiques largement réutilisés Barry Catherine, 2020 Consultable sur :

<https://www.agreste.agriculture.gouv.fr/agreste-web/disaron/Pri2002/detail/>

Solagro, études : Quelles biomasses pour la transition énergétique ? 2024 Consultable sur :

https://solagro.org/images/imagesCK/files/focus/Fiches_Ressources_2024.pdf

Valorisation énergétique :

Heumann, A. (2023). Brewery's Spent Grain: market situation and example of valorisation. Innov'Alliance. Consultable sur

<https://pole-innovalliance.com/wp-content/uploads/2023/05/Brewerys-Spent-Grain-Market-situation-and-example-of-valorisation-1.pdf>

Zhai et al., Analyse de la consommation d'énergie et des émissions de GES au cycle de vie d'une bioraffinerie d'éthanol cellulosique : une étude basée sur des scénarios sur les stratégies de valorisation des déchets de procédé Jiahao Zhai, Peng Liu, Qiang Xlong, Jinsong Liu, Chao Qu, Tingzhou Lei, Huimin Yun Volume 440 de "Bioresource technology janvier 2026 Consultable sur [Analyse de la consommation d'énergie au cycle de vie et des émissions de GES d'une bioraffinerie d'éthanol cellulosique : une étude basée sur des scénarios sur les stratégies de valorisation des déchets de procédé - ScienceDirect](#)

Elguerche et al. *Déchets agro-alimentaires et valorisation* (PDF). Université Hassan II de Casablanca, Faculté des Sciences Ain Chock — Master spécialisé Énergies Renouvelables et Systèmes Énergétiques. Elguerche, A., & Jniyah, C. 2022 Consultable sur : <https://fr.scribd.com/document/581414526/IAA-2022-Copie>

Khan et al. Renewable and sustainable Energy Reviews, Khan, Muhammad Usman ; Lee, Jonathan Tian En ; Bashir, Muhammad Aamir ; Dissanayake, Pavani Dulanja ; Ok, Yong Sik ; Tong, Yen Wah ; Shariati, Mohammad Ali ; Wu, Sarah ; Ahring, Birgitte Kiaer : Vol149, 2021 Consultable sur : <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032121006298>

Enjeux environnementaux, économiques et logistiques :

INRAE. Enjeux agronomiques, techniques et économiques d'une mobilisation accrue 2024 Consultable sur https://www.inrae.fr/sites/default/files/pdf/20240402_Rapport%20GT%20INRAE%20Bioe%CC%81nergies%20SNBC-3_0.pdf

Ko et al. Securing the feedstock procurement for bioenergy products: A literature review on the biomass transportation and logistics, Journal of Cleaner Production, Ko S., Lautala P., Handler R. M. Volume 201, 2018, Pages 710–725, Consultable sur : <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.241>.

Markepa et al. Barriers to commercial deployment of biorefineries: A multi-faceted review of obstacles across the innovation chain. Heliyon, Denzel Christopher Makepa, Chido Hermès Chihobo. (2024). e32649. Consultable sur : <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e32649>

Secrétariat général à la planification écologique. Biocarburants – limites et facteurs limitants.(2025) Consultable sur : <http://info.gouv.fr>

Denzel et al. Une revue systématique de l'évaluation techno-économique et des incertitudes sur la chaîne d'approvisionnement en biomasse concernant la production de biocarburants issue de la pyrolyse rapide de la biomasse lignocellulosique" Denzel C. Makepa, Chido H. Chihobo, Walter R. Ruziwa, Downmore Musademba Vol14 , mars 2023 Consultable sur

[Une revue systématique de l'évaluation techno-économique et des incertitudes sur la chaîne d'approvisionnement en biomasse liée à la production de biocarburants issue de la pyrolyse rapide de la biomasse lignocellulosique - ScienceDirect](#)

Olofsson et al. Integrating enzyme fermentation in lignocellulosic ethanol production: life-cycle assessment and techno-economic analysis. Olofsson, J., Barta, Z., Börjesson, P., et al. 2017 Biotechnology for Biofuels and Bioproducts, 10, 51. Consultable sur

<https://biotechnologyforbiofuels.biomedcentral.com/articles/10.1186/s13068-017-0733-0>

Poritosh Roy Life Cycle Assessment of Ethanol produced from Lignocellulosic Biomass: Techno-economic and Environmental Evaluation 2014 Consultable sur

<https://atrium.lib.uoguelph.ca/server/api/core/bitstreams/d8c726ad-1fbc-4d95-9828-0fd83db290a6/content>

Coordination Rurale. (2023, 30 mars). *L'encadrement de la méthanisation*. Coordination Rurale —

Réglementation et contrôles agricoles. Consultable sur : <https://www.coordinationrurale.fr/lactualite/infos-et-aides-agricoles/reglementation-et-controles/lencadrement-de-la-methanisation/>

Biocarburants :

Ministère de la Transition énergétique. Panorama des biocarburants incorporés en France 2020–2021.

<https://www.senat.fr/rap/r22-825/r22-8256.html>

Novaes et al. M. L., Moreira, M. M. R., Arantes, S. M., Bachion, L. C., & Hernandes, T. A. D. (2026). *Gestion du risque ILUC lié à la production de biocarburants pour la transition énergétique*. Novaes, R. Politique énergétique, 210, Article 115035. Elsevier. Consultable sur : <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2026.115035>

Baudry et al. *The challenge of measuring biofuel sustainability: A stakeholder-driven approach applied to the French case*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 69, 933–947. Baudry, G., Delrue, F., Legrand, J., Pruvost, J., & Vallée, T. (2017). Consultable sur <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.022>

López, R. (2024, 17 mars). *Understanding first, second, third, and fourth generation biofuels*. JORD

Consulable sur : <https://www.jord.one/blogs/understanding-first-second-third-and-fourth-generation-biofuels>

IFP Énergies nouvelles. (2015). *Biocarburants de deuxième génération : une nouvelle étape est franchie*.

Consultable sur : https://www.connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pdf-pt-vue/ifpen_biocarburant2emegeneration.pdf.

Kiran et al. (2024). Recent advances and future prospects of third-generation biofuels from microalgae.

Industrial Crops and Products, Kiran, N., Bouaid, A., Martinez, M., & Aracil, J. 213, 116960. Consultable sur : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0926669024013177>

Méthanisation :

France Biométhane & Sia Partners. *Observatoire du biométhane – Avril 2018.* Observatoire annuel de la filière biométhane en France. France Biométhane. Consultable sur : https://france-biomethane.fr/wp-content/uploads/2018/04/201804_Observatoire_Biomethane_vf.pdf?

Collectif National Vigilance Méthanisation canal historique (CNVMch). (s.d.). *Fiche 02 : Le pouvoir méthanogène des intrants de méthanisation* Consultable sur <https://www.cnvmch.fr/fiche02-csnm>

Espagnol et al. *Gestion territorialisée des effluents d'élevage.* IFIP – Institut du Porc (Bilan d'activité 2023, p. 55) Espagnol, S., & Levasseur, P. Consultable sur : <https://ifip.asso.fr/documentations/46054-gestion-territorialisee-des-effluents-delevage/>

France Biométhane & Sia Partners. *Observatoire du biométhane – Avril 2018.* France Biométhane. Consultable sur : https://france-biomethane.fr/wp-content/uploads/2018/04/201804_Observatoire_Biomethane_vf.pdf

Biogaz-AURA. (2025). État des lieux du parc d'installations de méthanisation au 1^{er} janvier 2025. Observatoire national de la méthanisation (données Observ'ER / SDES / ADEME). Consultable sur : https://www.biogaz-aura.fr/api/fileadmin/mediatheque_methanisation/Images/Publications/Etat_des_lieux_du_parc_d_installations_de_methanisation_au_1er_janvier_2025.pdf

Collet et al. Techno-economic and life cycle assessment of methane production via biogas upgrading and Power-to-Gas technology. *Applied Energy*, Collet, P., Flottes, E., Favre, A., Raynal, L., Pierre, H., Capela, S., & Peregrina, C, 2017 192, 282-295. Consultable sur : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0956053X16307358>

Chambres d'agriculture. *Les données de la méthanisation en France.* Chambres d'agriculture France. 4 avril 2025 Consultable sur : <https://chambres%E2%80%91agriculture.fr/actualites/actualite/les%E2%80%91donnees%E2%80%91de%E2%80%91la%E2%80%91methanisation%E2%80%91en%E2%80%91france>

MéthaFrance Portail *national de la méthanisation* (informations générales sur la méthanisation en France) 2026 Consultable sur : <http://methafrance.fr>

Tawanda et al. A review on anaerobic digestion with focus on the role of biomass co-digestion, modelling and optimisation on biogas production and enhancement *Bioresource Technology* Tawanda kunatsa, Xiaohua Xia Vol 344, Jan 2022 126311 Consultable sur : [Une revue sur la digestion anaérobie avec un accent sur le rôle de la co-digestion de la biomasse, la modélisation et l'optimisation de la production et de l'amélioration du biogaz - ScienceDirect](#)

McGovern et al. : Évaluation de la production de méthane et de l'efficacité alimentaire chez les animaux ovins en croissance et matures dans six pays d'Europe, d'Amérique du Sud et d'Océanie, Fiona.M. McGovern, Patricia L. Johnson, Noirin McHugh, Flavie Tortereau, Christel Marie-Etancelin, Elly A. Navajas, Ignacio De Barbieri, Bente Aspehølen Åby, Suzanne J. Rowe, Joanne Conington, Gabriel Ciappesoni, Ingjerd Dønnem, Mehmet Kizilaslan, Kevin McDermott, Nicola R. Lambe Vol 255, fév 2026 107677 Consultable sur :

[Évaluation de la production de méthane et de l'efficacité alimentaire chez les animaux ovins en croissance et matures dans six pays d'Europe, d'Amérique du Sud et d'Océanie - ScienceDirect](#)

Meena et al. (2024). Conversion thermochimique des résidus agricoles pour la production d'hydrogène, de méthane et de biocarburants : un aperçu complet. Meena, P. K., Awale, S. D., Kumar, S., Kumar, D., & Kumar, N Consultable sur :

https://www.researchgate.net/publication/382871141_Thermochemical_conversion_of_agricultural_residue_for_the_production_of_hydrogen_methane_and_biofuels_A_comprehensive_overview

Chareyron et al. 2021. "Concepts et chiffres de l'énergie : La méthanisation agricole." Chareyron, Delphine, Hélène Horsin-Molinaro et Bernard Multon. Consulté à l'adresse : <https://culturesciencesphysique.ens-lyon.fr/ressource/chiffres-energie-methanisation.xml>

Power to gas et autres technologies :

Van leeuwen et al., Power-to-gas in electricity markets dominated by renewables in Applied Energy Vol 232, 2018, p258-272 Charlotte van Leeuwen et Machiel Mulder consultable sur :

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918315319>

Götz et al. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. Renewable Energy, 85, 1371–1390 Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R., & Kolb, T. 2016 Consultable sur [Énergie renouvelable sur conversion en gaz : une revue technologique et économique - ScienceDirect](#)

Peu et al. Fumier de bovins, un gisement à fort potentiel pour le secteur de la méthanisation en France Pascal Peu, J. Capdeville, Axelle Degueurce, C. Perrot , Thierry Bioteau 2020

Valizadeh et al. Valorization of biomass through gasification for green hydrogen generation: A comprehensive review. Bioresource Technology, 365, 128143. Valizadeh, S., Hakimian, H., Farooq, A., Jeon, B.-H., Chen, W.-H., Lee, S. H., Jung, S.-C., Seo, M. W., & Park, Y.-K, 2022 Consultable sur :

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852422014766>

Pereira et al. Sustainable energy: A review of gasification technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16(7), 4753-4762 Consultable sur :

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112002985>

Tezer et al. Gazéification de la biomasse pour la production d'énergie durable : un bilan, Revue internationale de l'énergie à hydrogène, Özgün Tezer, Nazlıcan Karabağ, Atakan Öngen, Can Özgür Çolpan, Azize Ayol, 2022 Consultable sur : [Gazéification de la biomasse pour une production d'énergie durable : une revue - ScienceDirect](#)

Staples, M. D., et al. (2018). Aviation CO₂ emissions reductions from the use of alternative jet fuels. Dans politique énergétique Energy Policy. Mark D. Staples, Robert Malina, Pooja Suresh, James I. Hileman, Steven R.H. Barrett Consultable sur : [Réduction des émissions de CO2 dans l'aviation grâce à l'utilisation de carburants alternatifs pour avions - ScienceDirect](#)

de Jong, S., et al. (2017). Sustainable aviation fuels: Technical pathways and future prospects. Renewable and Sustainable Energy Reviews Mawhood R., Gazis E, de Jong S, Hoefnagels, R., & Slade, R Consultable sur : [Parcours de production pour le carburant d'avion renouvelable : un examen de l'état de](#)

[commercialisation et des perspectives futures - Mawhood - 2016 - Biocarburants, bioproduits et bioraffinage - Wiley Online Library](#)

Bauen et al. Sustainable Aviation Fuels: Status, challenges and prospects of drop-in liquid fuels, hydrogen and electrification in aviation. Bauen, A., Bitossi, N., German, L., Harris, A., & Leow, K. (2020). Johnson Matthey Technology Review, 64(3), 263–278. Consultable sur : [Sustainable Aviation Fuels | Johnson Matthey Technology Review](#)

Énergiein. (s. d.). *Les algues marines productrices d'huile servant de carburant* (Document PDF). Consultable sur : <https://energiein.e-monsite.com/medias/files/8-les-algues-marines-productrices-d-huile-servant-de-carburant.pdf>

Planète Énergies. (2025, 19 décembre). La transformation de la biomasse des micro-algues : une énergie d'avenir ? Consultable sur : <https://www.planete-energies.com/fr/media/article/transformation-biomasse-micro-algues>

CORDIS – Commission européenne. (2013, mise à jour le 16 décembre 2013). Les grandes réussites en RDT : Libérer le potentiel des algues en tant que biocarburant. Consultable sur : <https://cordis.europa.eu/article/id/90176-rtd-success-stories-unlocking-the-biofuel-potential-of-algae/fr>

Laillier, Biostimulants : le ministère de la Transition écologique veut développer la filière des algues, Paul Laillier, 2025 Nutrition et fertilisation Consultable sur : <https://www.agromatin.com/agrotendances/nutrition-fertilisation/biostimulants-le-ministere-de-la-transition-ecologique-veut-developper-la-filiere-des-algues.html>

Falfushynska, Avancées et perspectives dans la production d'algues biocarburants : un examen complet Halina Falfushynska, Phycology 2024 Consultable sur : <https://www.mdpi.com/2673-9410/4/4/30>

O'Connor et al. Biogas production from small-scale anaerobic digestion plants on European farms, Renewable and Sustainable Energy Reviews S.O'Connor, E.Ehimen, S.C. Pillai, A.Black, D.Tormey, J.Bartlett, 2021 Vol 139 Consultable sur <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032120308649>

Yadav et al., Barriers in biogas production from the organic fraction of municipal solid waste: A circular bioeconomy perspective, Bioresource Technology, Priyanka Yadav,Sudeep Yadav,Dhananjay Singh,Balendu Shekher Giri,P.K. Mishra, 2022 Consultable sur : <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960852422010008>

Farrukh et al. Investigating the barriers and mitigation strategies for biogas adoption in a developing economy: A multi-stakeholder networks perspective, Sécurité des procédés et protection de l'environnement, Amna Farrukh, Salahuddin Ayubi, Aymen Sajjad, Vol 188, 2024, pp 559-572 Consultable sur : <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957582024006281>



Directeur.rice de recherche :
Mindjid Maïzia

Abbygaelle Dumont
PRI/DAE5
UIT/RESEAU
2025-2026

Les agrocarburants et la méthanisation : Les volumes d'énergie, de biomasse et de surfaces nécessaires au déploiement de la méthanisation et des agrocarburants sont-ils compatibles avec les contraintes agricoles, environnementales et climatiques actuelles ?

Résumé : La biomasse, via la méthanisation et les agrocarburants de deuxième génération, représente une contribution potentielle à la neutralité carbone. Les analyses montrent que ces filières offrent des bilans carbone plus favorables que les énergies fossiles, à condition que les émissions liées à la logistique, aux procédés industriels et aux fuites de méthane soient rigoureusement maîtrisées. Toutefois, leur déploiement à grande échelle se heurte à plusieurs limites structurelles. La disponibilité durable de la biomasse constitue le principal facteur contraignant, en raison de la concurrence avec d'autres usages agricoles et forestiers. Les rendements énergétiques réels sont également limités par des pertes tout au long de la chaîne de valeur, tandis que les coûts d'investissement et de fonctionnement restent élevés. De plus, le développement des infrastructures est freiné par des délais longs, une dépendance aux soutiens publics et une acceptabilité sociale parfois conflictuelle. Dans ce contexte, la biomasse ne peut être envisagée comme une solution dominante, mais comme un complément stratégique au sein d'un mix énergétique reposant principalement sur la sobriété, l'électrification et les énergies renouvelables bas carbone. Sa contribution à la neutralité carbone dépendra donc moins de son expansion quantitative que de son intégration ciblée, territorialisée et encadrée.

Mots Clés : agrocarburants, méthanisation, bilan carbone, rendement, Mtep, énergétique, fossile, transports