

METTRE EN ŒUVRE UN DÉPLOIEMENT SOUTENABLE DES BIOÉNERGIES

ÉNERGIE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



Dans le cadre de la transformation bas-carbone de notre économie, le secteur agricole est à la croisée de multiples enjeux. Il consomme certes de l'énergie et émet des gaz à effet de serre (voir nos chantiers azote et élevage), mais il stocke également du carbone (voir notre chantier puits naturels) et fournit de la biomasse³⁴⁹ à vocation énergétique, contribuant ainsi à la décarbonation de différents usages : chauffage, transports ou encore industrie. Cette dimension est partagée avec le secteur forestier, ayant également la capacité à fournir des ressources renouvelables et bas carbone (bois, chaleur renouvelable) à différentes industries, ainsi que de séquestrer du carbone dans les sols et la biomasse forestière. C'est d'ailleurs la forêt qui porte la première filière de bioénergie du pays, le bois-énergie, tant en termes de biomasse mobilisée que d'énergie produite. Aujourd'hui en France, **environ 10% des ressources totales en biomasse [308], soit 36 MtMS³⁵⁰, sont utilisées pour produire des bioénergies** (biogaz, biocarburants liquides, bois énergie).

La combustion de bioénergies émet du CO₂, à l'instar des carburants fossiles. En revanche ce CO₂ a préalablement été extrait de l'atmosphère par la biomasse à l'occasion de sa croissance, au travers du processus de photosynthèse, si bien que l'opération est **neutre au premier ordre**. Ce n'est bien sûr pas le cas avec du carbone fossile (issu du pétrole, gaz naturel ou charbon), stocké sous terre depuis des millions d'années. Comme nous allons le voir, le gain climatique des bioénergies est toutefois à nuancer au cas par cas, à l'aune de leurs **conditions concrètes de production**.

Dans un contexte où de nombreux secteurs comptent sur la biomasse pour décarboner l'énergie qu'ils consomment, où les gisements en question sont limités, et où les contreparties agroécologiques peuvent être significatives, nous allons ici nous demander **quel niveau de déploiement soutenable est possible et souhaitable, pour le biogaz, les biocarburants routiers (bioéthanol et biogazole), et le bois-énergie**. Le sujet des carburants durables pour l'aérien est quant à lui traité dans notre chantier aérien³⁵¹.

Quel déploiement soutenable du biogaz ?

La méthanisation : voie privilégiée pour produire du gaz bas carbone

La méthanisation est un processus biologique permettant de produire une énergie renouvelable, le biogaz, par la dégradation de matières organiques par des bactéries dans un milieu sans oxygène (digestion anaérobie). Si ce phénomène peut s'opérer dans certains milieux naturels (marais), l'analyse portera ici sur sa mise en œuvre en environnement contrôlé, dans des **méthaniseurs**. Après avoir été alimentés en biomasse, ces derniers génèrent deux composantes : du **biogaz**, qualifié de biométhane après épuration, et du **digestat**, qui contient de l'azote utilisable pour fertiliser les cultures en substitution d'engrais azotés de synthèse³⁵², dont l'impact climatique et environnemental est considérablement plus élevé (voir notre chantier azote). Bien que d'autres technologies soient également en

³⁴⁹ La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques d'origine animale ou végétale (cultures végétales, coproduits agricoles, arbres, déchets bois...) certaines pouvant être converties en énergie.

³⁵⁰ Millions de tonnes de matière sèche

³⁵¹ La question des carburants durables se pose également pour le secteur maritime et fluvial, non étudié dans le présent document.

³⁵² Il est toutefois important de préciser que la méthanisation ne crée pas d'azote, mais participe au recyclage de l'azote contenu dans les matières agricoles méthanisées. Celui-ci est alors disponible sous la forme d'un digestat et restitué aux agriculteurs afin qu'ils puissent fertiliser leurs parcelles.

développement (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, power-to-methane) – lire plus bas, **la méthanisation constitue actuellement la voie privilégiée pour produire du gaz bas carbone.**

Le biogaz utilisé en substitution de gaz fossile permet de diviser par 5 à 10 les émissions de GES en analyse de cycle de vie [309]. Toutefois, le potentiel d'atténuation dépend fortement du type de méthanisation déployée, des intrants choisis³⁵³ ainsi que de la capacité à bien valoriser les digestats et à maîtriser les émissions fugitives³⁵⁴.

Une grande diversité de ressources méthanisables, une spécificité française

La France se distingue par la présence d'une grande variété de gisements se prêtant à la méthanisation : effluents d'élevage, CIVE (couverts intermédiaires à vocation énergétique³⁵⁵), résidus de culture, cultures alimentaires, surplus d'herbe de prairies, déchets issus des industries agroalimentaires, biodéchets... Le recours aux cultures alimentaires est encadré par un seuil maximum de prélèvement, fixé à 15% de la biomasse incorporée au méthaniseur³⁵⁶, afin de prévenir les conflits avec l'alimentation humaine et animale, et de garantir le retour au sol de la matière organique. A l'heure actuelle, **l'effort se porte majoritairement sur les effluents d'élevage (51% des volumes méthanisés en 2025), suivis par les déchets issus des industries agroalimentaires (17%) et les CIVE (14%)** [310]. Si cette répartition laisse entrevoir une certaine marge de diversification, la disponibilité des gisements reste étroitement liée aux spécialisations agricoles des territoires. A titre d'exemple, les unités valorisant les déjections animales émergent plutôt dans les bassins d'élevage (Bretagne, Pays de la Loire), tandis que les projets articulés autour des biodéchets se déploient surtout au cœur des bassins métropolitains.

D'ici 2050, le mix de gisements méthanisés pourrait évoluer vers une sollicitation croissante des CIVE, dotées d'un potentiel d'expansion important, **et dans une moindre mesure, des surplus d'herbe de prairies et des effluents d'élevage**³⁵⁷. En effet, bien qu'une diminution des cheptels soit anticipée dans les scénarios de référence³⁵⁸, il est possible d'intensifier le taux de collecte des effluents. L'un des freins potentiels est l'exigence d'hygiénisation des intrants (chauffage à plus de 70°C), une contrainte thermique et économique s'appliquant aux déjections animales dans le cas de projets collectifs³⁵⁹, ainsi qu'à certains biodéchets lorsqu'ils sont introduits en mélange³⁶⁰. A l'inverse, le potentiel semble plus limité pour les boues de stations d'épuration et les coproduits agroalimentaires.

³⁵³ A titre d'exemple, la méthanisation de lisier ou de fumier présente en général un meilleur bilan GES que celle de couverts intermédiaires (CIVE), car elle évite une partie importante des émissions liées à la gestion et au stockage des effluents d'élevage, tandis que les CIVE ajoutent des émissions en amont liées à leur fertilisation azotée : [470]

³⁵⁴ Entretien avec Hugo Kech (Aile Asso)

³⁵⁵ Cela concerne des cultures à haut potentiel méthanogène tels que le maïs, le sorgho, le tournesol, le triticale, la luzerne ou encore le trèfle. Elles sont cultivées spécifiquement en vue de produire de l'énergie (en l'occurrence du biogaz ici) tout en permettant de restituer de l'azote fertilisant aux agriculteurs lorsqu'ils récupèrent le digestat.

³⁵⁶ Le décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 pris pour l'application de cet article prévoit pour les cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre de culture principale, un seuil maximal de 15 % en tonnage brut total des intrants pour l'approvisionnement des installations de méthanisation.

³⁵⁷ C'est la perspective remontée par les spécialistes ainsi que par des travaux prospectifs récents : scénarios ADEME Transitions 2050 [339], scénario négaWatt 2022 [471] ou encore une publication de Solagro dédiée aux potentiels de biomasse énergie [472].

³⁵⁸ Cela vaut notamment pour le cheptel bovin, projeté à la baisse d'ici 2050 dans les scénarios Afterres2050, Tyfa ou encore dans les travaux du Shift sur l'agriculture (baisse de 27% du troupeau bovin dans le scénario de conciliation du Shift à horizon 2050)

³⁵⁹ Cela s'applique aux projets de méthanisation de déjections animales lorsqu'ils associent plus d'une dizaine d'élevages ap-porteurs ou plus de 30 000 tonnes de lisier entrant : <https://info.agriculture.gouv.fr/boagri/instruction-2020-41>

³⁶⁰ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000036830969>

Différentes échelles de méthanisation avec des enjeux spécifiques

La méthanisation se déploie à différentes échelles selon qu'elle a été pensée pour les besoins d'un agriculteur (*méthanisation à la ferme*), d'un collectif d'exploitations agricoles (*méthanisation collective*) ou sous l'impulsion d'industriels (*méthanisation industrielle*). Ces trois schémas peuvent répondre à des motivations multiples : générer un revenu supplémentaire pour l'agriculteur, réduire la dépendance aux engrais azotés de synthèse par la valorisation des digestats, améliorer la gestion des effluents à l'échelle locale, satisfaire à l'obligation de couverture des sols, ou encore sécuriser un approvisionnement en biométhane pour des industriels ou des énergéticiens.

Ces échelles différenciées affectent à la fois l'ampleur des rayons de collecte des intrants, de 7 km en moyenne pour les méthanisations collectives à 50 km pour des projets d'ampleur industrielle, et **le rythme de déploiement des projets**, compris en moyenne entre 3 et 8 ans. Ces **délais** semblent difficiles à compresser, compte-tenu du temps nécessaire pour l'instruction des dossiers, le chantier et le raccordement au réseau des installations. L'**acceptabilité** locale constitue également un défi majeur : les élus et les riverains manifestent souvent des craintes quant aux nuisances olfactives, aux risques sanitaires (fuite de digestats, risque d'explosion des méthaniseurs) ou au trafic routier, une unité de 25 GWh/an (méthanisation industrielle)³⁶¹ pouvant générer le passage d'une dizaine de camions par jour. En outre, l'accès au **foncier** peut constituer un goulet d'étranglement, dans la mesure où les méthanisations d'ampleur territoriale ou industrielle, considérées comme des activités non agricoles, sont soumises aux exigences de la trajectoire ZAN (zéro artificialisation nette).

Une filière à la croisée des chemins ?

La filière se trouve aujourd'hui à la confluence de deux mutations : l'une technique, à savoir **l'abandon progressif de la cogénération au profit de l'injection directe dans le réseau gazier**, l'autre économique et réglementaire, consistant en **l'adoption d'un nouveau mécanisme de financement** mettant à contribution les fournisseurs de gaz privés.

C'est en effet autour de la cogénération, c'est-à-dire la production locale d'électricité et de chaleur, que se structure la filière au milieu des années 2010, mais ce schéma révèle rapidement certaines limites, incluant par exemple le faible rendement électrique de la cogénération et la difficulté à valoriser la chaleur produite en zone rurale. Un virage s'opère alors à partir de 2019 vers l'injection directe de biométhane dans le réseau gazier. Cette solution permet cette fois de valoriser une part plus importante de l'énergie produite tout en étant portée par des tarifs d'achat incitatifs garantis par l'Etat. Cette bascule vers l'injection est devenue définitive avec l'abrogation du tarif d'achat BG16 en septembre 2025 : il n'est désormais plus possible pour un nouveau projet de développer une unité de cogénération.

Si ces différentes phases ont permis une croissance soutenue de la méthanisation, la filière traverse désormais une **phase de ralentissement liée à l'adoption d'un nouveau mécanisme de financement : les certificats de production de biogaz (CPB)**. Ces derniers viennent se substituer aux tarifs d'achat publics (financés par l'Etat) pour les grands projets, avec plusieurs différences notables. Ils consacrent un transfert de responsabilité de l'Etat vers des clients résidentiels et tertiaires, ayant désormais l'obligation légale d'acheter ces certificats

³⁶¹ Les méthanisations à la ferme et à l'échelle d'un collectif d'exploitations agricoles affichent plutôt une production moyenne respective de 8 GWh/an et 15 GWh/an.

pour décarboner leur mix. Les CPB réduisent cependant à court terme la visibilité financière des porteurs de projet, puisqu'à la différence de tarifs d'achat garantis sur 15 ans par l'Etat (soit la durée d'exploitation moyenne d'un méthaniseur), la trajectoire d'obligation des CPB n'est définie à ce stade que pour 3 ans³⁶². Ainsi, au regard de leur complexité et des risques financiers à prendre, les CPB pourraient favoriser les installations de grande ampleur ; un effet déjà perceptible, puisque 40% des analyses préliminaires menées actuellement concernent des unités de plus de 25 GWh/an³⁶³. Si cette dynamique répond à une logique d'industrialisation, dans un contexte de montée en puissance de la filière, elle embarque toutefois des enjeux d'acceptabilité locale et de bonne insertion dans les contextes agricoles locaux.

La France compte actuellement **803 unités de méthanisation ayant injecté 13,6 TWh dans les réseaux en 2025**. Bien qu'étant en croissance, **ce volume de biométhane injecté ne correspond qu'à 3,9% de la consommation actuelle de gaz (350 TWh en 2025)** [311]. La PPE 3 vise 44 TWh injectés au réseau d'ici 2030 (contre 15,6 TWh de capacité installée actuellement) [312].

Quel potentiel de biogaz issu de la méthanisation d'ici 2050 ?

Les estimations de production potentielle de biogaz oscillent entre 70 et 140 TWh d'ici 2050, selon les arbitrages industriels (dimensionnement des méthaniseurs, densification du réseau...) et le niveau de soutien économique apporté à la filière. Toutefois, des désaccords s'expriment quant à la capacité à atteindre de tels niveaux de production sans compromettre le caractère agroécologique des futurs projets. Certains spécialistes pointent notamment un risque de dérives dans l'approvisionnement des unités (fertilisation intensive des CIVE, mobilisation excessive de cultures principales) et quant à la capacité à restituer les digestats, c'est-à-dire l'azote, aux agriculteurs comme fertilisant.

Des besoins critiques en matière d'emplois et de formation

Une croissance soutenue de la méthanisation dans les prochaines décennies soulève également des enjeux de main d'œuvre et de compétences. Les spécialistes consultés évoquent une **certaine difficulté à recruter du personnel qualifié pour la construction et la maintenance des méthaniseurs**, en particulier pour les interventions techniques sur les cuves. Cette situation s'explique par la relative jeunesse de la filière française par rapport à nos voisins européens (Allemagne, Danemark, Pays-Bas), mais également par le besoin de gérer une forte diversité d'intrants, ce qui suppose de **concevoir des installations capables de s'ajuster à une biomasse hétérogène et évolutive**. De plus, l'émergence de la méthanisation dessine un **nouveau métier d'agriculteur-méthaniseur**, consistant soit en la gestion d'un atelier supplémentaire au sein de l'exploitation, avec une astreinte quotidienne, soit en la maîtrise d'une logistique complexe dans le cas de projets collectifs ou industriels. Dans ce contexte, il serait précieux que les compétences relatives à la méthanisation (conduite de CIVE, conception de plans d'épandages adaptés...) soient davantage intégrées dans la formation initiale et continue des agriculteurs.

³⁶² La trajectoire d'obligation des CPB n'est à ce stade fixée que pour 2026-2028. Toutefois, la PPE 3 prévoit son prolongement jusqu'en 2035, sous réserve de sa traduction réglementaire.

³⁶³ Entretien avec GRDF

Assurer une planification territoriale et un pilotage réel de la filière

Le déploiement à grande échelle de la méthanisation implique un travail de planification, tant à l'échelle de la filière que des territoires. Cet effort pourrait passer par la consolidation des **cellules biomasse régionales** et de leurs capacités de suivi, afin de s'assurer notamment que la biomasse méthanisée ne compromette pas d'autres usages prioritaires des ressources agricoles, tels que l'alimentation humaine et animale ou le retour au sol³⁶⁴. **A cela s'ajoute la nécessité d'une planification spatiale dans le déploiement de nouvelles unités**, afin d'éviter notamment une surconcentration dans certains territoires (nord de la Loire par exemple). En la matière, certaines administrations déconcentrées peuvent jouer un rôle clef, en particulier les DREAL et les DDT-M, impliquées respectivement dans l'instruction des projets de méthanisation et leur bonne intégration au sein des territoires.

En outre, le pilotage de la filière pourrait être facilité par une simplification de la remontée d'informations quant aux matières méthanisées. A l'heure actuelle, un agriculteur-méthaniseur doit renseigner près de 350 indicateurs auprès de 6 organismes distincts (préfecture, ADEME, Agence de l'eau...), ce qui génère des surcharges administratives et une qualité de suivi très hétérogène selon les départements. Il apparaît ainsi opportun de **mettre en place des remontées uniques et transparentes** afin d'éviter les asymétries d'information entre administrations et d'assurer un suivi homogène et plus rigoureux des biomasses mobilisées à l'échelle nationale.

Une contribution incertaine des technologies alternatives à la méthanisation d'ici 2050

La production de gaz bas carbone pourrait également s'appuyer sur l'émergence de nouvelles technologies d'ici 2050. Trois procédés sont envisagés : la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et le power-to-methane. La **pyrogazéification** consiste à porter à très haute température (entre 800 et 1500°C) des matières sèches ligneuses (bois, déchets bois, miscanthus, biomasses agricoles ligneuses³⁶⁵) ou solides (CSR³⁶⁶) en présence d'une faible quantité d'oxygène, ce qui produit un gaz de synthèse, le « syngas », mêlé à d'autres coproduits (huiles, biochar³⁶⁷, vitrifiats inertes...). Ce syngas passe ensuite par une étape de méthanation visant à convertir le monoxyde de carbone (CO) et l'hydrogène (H₂) en méthane de synthèse (CH₄) injectable au réseau gazier. Bien que la technologie soit relativement mature (TRL³⁶⁸ compris entre 6 (démonstrateur) et 8 (qualifié prêt pour production)), il subsiste de forts enjeux quant à l'épuration du « syngas » produit, à la disponibilité en matières ligneuses³⁶⁹ et à l'établissement d'un modèle économique solide pour que la filière puisse monter en puissance. Un élément clef est la valorisation des co-produits, en particulier le biochar, qui serait susceptible d'améliorer le bilan environnemental tout comme l'équation

³⁶⁴ Toutefois, la méthanisation permet le retour au sol d'une partie significative du carbone (50%) et des nutriments (95 % du phosphore, 100 % du potassium et, pour l'azote entre 58 à 76%) contenus dans les matières agricoles méthanisées au travers du digestat restitué aux agriculteurs : [470]

³⁶⁵ Cela inclut notamment les anas de lin, les pailles de céréales et de chanvre.

³⁶⁶ Les combustibles solides de récupération (CSR) sont préparés à partir de déchets solides triés non dangereux de façon à permettre une valorisation énergétique performante en chaleur et/ou en électricité pour substituer l'énergie fossile.

³⁶⁷ Le « biochar » est une forme de charbon végétal produit par la pyrolyse de matières organiques telles que les sous-produits de la filière bois, résidus agricoles, déjections solides, déchets verts ou déchets alimentaires.

³⁶⁸ L'indice TRL (Technology Readiness Level) évalue le niveau de maturité d'une technologie jusqu'à son intégration dans un système complet et son industrialisation.

³⁶⁹ C'est un enjeu critique au regard du faible rendement de cette technologie (pyrogazéification), et ainsi des quantités importantes de matières ligneuses nécessaires, alors même qu'elles sont déjà sollicitées dans d'autres processus industriels (bois d'industrie pour des produits bois, industrie HT et réseaux de chaleur...)

économique des projets. Dans le cas de la **gazéification hydrothermale**, l'intérêt réside dans la capacité à valoriser des biomasses humides problématiques (déchets contaminés, effluents industriels, boues de station d'épuration, digestats non épandables) en les portant à haute pression (250 à 300 bar) et haute température (entre 400 et 700 °C)³⁷⁰. La technologie n'est cependant pas suffisamment mature (TRL compris entre 5 (pilote laboratoire) et 8 (unité industrielle aux Pays-Bas)) pour jouer un rôle significatif d'ici 2050. Quant au **power-to-methane**, consistant en la synthèse de gaz à partir d'hydrogène et de CO₂ biogénique, l'équilibre économique de la filière reste à construire³⁷¹. Son essor dépendra du niveau du soutien de l'État et de la capacité à disposer d'un hydrogène décarboné, en quantité importante et à bas coûts dans les prochaines décennies.³⁷²

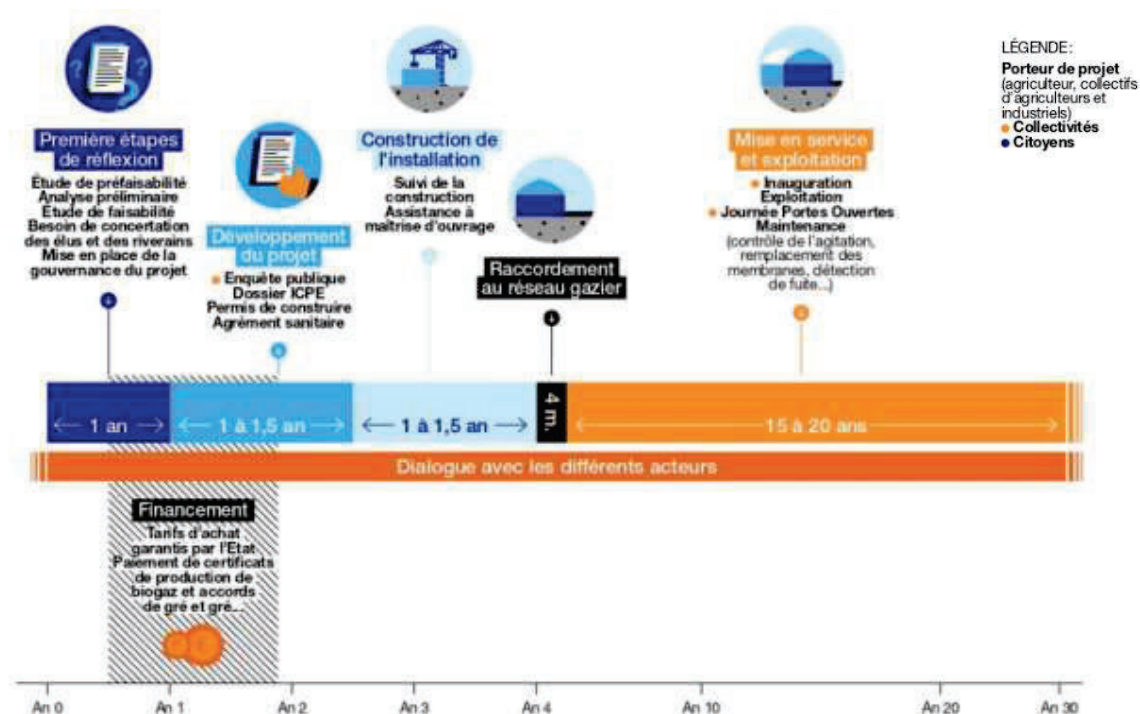


Figure 11 : Les grandes étapes d'un projet de méthanisation – The Shift Project

³⁷⁰ La gazéification hydrothermale présente aussi un intérêt environnemental croissant pour le traitement de polluants émergents, notamment les PFAS, dans un contexte d'exigences sanitaires et réglementaires renforcées.

³⁷¹ Le document « Perspectives Gaz 2022 » accordait des potentiels de production s'élevant à 90 TWh pour la pyrogazéification, 50 TWh pour la gazéification hydrothermale et 50 TWh pour le power-to-methane d'ici 2050 [473].

³⁷² Voir notre [chantier sur l'hydrogène](#)

Quelle place pour les biocarburants routiers ?

Qu'est-ce qu'un biocarburant routier ?

Il est tout d'abord envisageable de faire rouler des véhicules au biogaz ou au **bioGNV** (déclinaison renouvelable du « Gaz Naturel pour Véhicule ») : c'est notamment le cas d'une partie du parc français de bus et de poids-lourds. Toutefois, comme nous venons de le voir, les gisements de biométhane sont fortement contraints³⁷³, le recours à cette option sera donc limité, et ne sera pas développé ici. Nous ne traiterons pas non plus ici des SAF (Sustainable Aviation Fuel), qui sont abordés dans notre chantier sur l'aérien.

Nous centrerons notre propos sur deux catégories principales de biocarburants routiers : les **bioessences**, et notamment le **bioéthanol**, destinées aux véhicules essence, et les **biogazoles**, destinés aux véhicules diesel. Les premiers concerneront principalement les voitures, tandis que les seconds concerneront voitures, utilitaire et camions³⁷⁴. Les bioessences consommées en France sont principalement produites à partir de **maïs** (environ 40 % du total), de blé, de betteraves et de canne à sucre, mais aussi de coproduits sucriers, de graisses animales ou encore d'huiles alimentaires usagées. Le biogazole consommé en France est très majoritairement produit à partir d'**huile de colza** (près de 75 % du total) et de résidus de l'agro-industrie³⁷⁵. Les biocarburants peuvent se retrouver incorporés à un pourcentage limité dans des carburants majoritairement fossiles : il y a par exemple 10 % de bioéthanol dans le **SP95-E10** et 7 % de biodiesel dans le gazole **B7**. Ils peuvent aussi prendre la forme de carburants principalement voire exclusivement issus de la biomasse : c'est le cas du **E85** pour le bioéthanol et du **B100** pour le biogazole.

Les pratiques de production françaises actuelles assurent aux biocarburants leur caractère bas carbone, mais cela n'est pas le cas à l'échelle mondiale

L'intérêt climatique des biocarburants dépend de leurs conditions concrètes de production. D'une part car l'activité agricole sous-jacente peut être plus ou moins émettrice de GES suivant les pratiques utilisées, et d'autre part car ces terres agricoles peuvent ou non être issues de la déforestation. Le bilan climatique réel des biocarburants dépend ainsi très fortement des pratiques du pays d'origine et de la culture sollicitée³⁷⁶. Si son **intérêt au niveau mondial peut être discuté** en l'état actuel des choses [313], il est en revanche indéniable au niveau français. Utiliser du **bioéthanol français** en lieu et place de l'essence fossile divise ainsi *a minima* d'un **facteur 3** voire 4 les émissions de GES, en analyse de cycle de vie³⁷⁷. Une réduction d'environ **60 %** est estimée pour du biogazole B100, comparé à du gazole fossile³⁷⁸.

³⁷³ Au-delà du gisement, les infrastructures de stockage et de distribution limitent également le déploiement du bioGNV, tout comme son utilisation dans des flottes captives, avec motorisations adaptées.

³⁷⁴ En effet le parc roulant de voitures est globalement équilibré entre essence et diesel, tandis que les parcs utilitaires et camions sont principalement diesel.

³⁷⁵ Base CarbuRe

³⁷⁶ Il y a de plus des enjeux de fraude pour une partie non négligeable du biodiesel importé depuis la Chine.

³⁷⁷ [314], Entretien STROB Bioéthanol France, IFPEN et T&E.

³⁷⁸ La durabilité des biocarburants est contrôlée chaque année, tout au long de la chaîne de production, conformément aux exigences fixées par la réglementation européenne.

Les biocarburants routiers, des énergies de transition à conserver le temps que l'électrification se massifie

Les biocarburants liquides représentaient **39 TWh** d'énergie en France en **2024**, à comparer aux plus de 500 TWh de carburants consommés par l'ensemble des transports [13], ce n'est donc pas négligeable, mais reste largement minoritaire. Seuls 7 % de la consommation d'essence et 2 % de la consommation de gazole sont produits en France sous forme de biocarburants [314]. Pourtant, cette production limitée nécessite d'ores et déjà **2 à 3,5 %** de la Superficie Agricole Utilisée (SAU) totale [314]³⁷⁹. **Alimenter l'ensemble de nos transports par des biocarburants n'est donc pas envisageable** : il faudrait mobiliser plusieurs dizaines de % de notre SAU pour les produire.

La décarbonation des mobilités routières viendra ainsi principalement du **report modal** de la route vers le rail, les transports en commun et les mobilités actives, ainsi que de l'**électrification** massive et rapide du parc de voitures, utilitaires et poids-lourds³⁸⁰. Les biocarburants routiers peuvent jouer un **rôle transitoire et complémentaire**, notamment en aidant à la **décarbonation du parc** de véhicules thermiques qui n'aura pas encore été électrifié.

Il ne serait ni possible ni souhaitable d'augmenter de manière très significative les volumes de biocarburants routiers produits, l'impact sur la SAU étant vite rédhibitoire. D'un autre côté, il serait dommage de s'en passer au plus vite et intégralement car cela reviendrait – toutes choses égales par ailleurs – à consommer encore un peu plus de carburants fossiles. **Nous tablons donc à court et moyen terme sur des volumes de biocarburants routiers du même ordre de grandeur que ceux actuellement disponibles**³⁸¹.

Cependant, l'intégration de volumes de biocarburants stables dans un volume total de carburants liquides en réduction rapide – en raison de l'électrification et du report modal – conduira à une hausse rapide du taux d'incorporation moyen de ces biocarburants et donc à une **baisse du facteur d'émission moyen des carburants liquides utilisés**. Cela pourra prendre la forme d'une **incorporation dans des carburants majoritairement fossiles**, par exemple via du **SP95-E10**, dont les volumes sont toutefois voués à diminuer rapidement, ou d'une **incorporation dans des carburants majoritairement ou exclusivement issus de la biomasse**, tels que le **B100** pour le biogazole, avant que ceux-ci ne cèdent eux même la place, lorsque le parc tendra vers le 100 % électrique.

Quel rôle pour le bois-énergie ?

Première source d'énergie et de chaleur renouvelables en France, le bois-énergie constitue une filière historique et appelée à jouer un rôle dans l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050. Directement liée à la sylviculture et à l'agroforesterie, elle offre un débouché aux jeunes essences à l'occasion des coupes d'éclaircie nécessaires à l'entretien et à la croissance des peuplements³⁸². La filière permet également de valoriser les bois de crise, de moindre qualité, issus d'aléas climatiques (tempêtes) et sanitaires (épidémies), ce qui est précieux dans le contexte de dérèglement climatique. Le bois ainsi prélevé est valorisé

³⁷⁹ Pour Bioéthanol France on est à 0,66 % de SAU utilisée pour du bioéthanol, en net.

³⁸⁰ Lire nos analyses sur ces chantiers ([voiture électrique sobre](#), [électrifier les poids-lourds](#)).

³⁸¹ Dans la pratique une légère hausse ou une légère baisse peuvent être envisagées, sans que cela vienne changer ce qui suit. Les variantes haute, intermédiaire et basse envisagées sont explicitées dans la seconde partie de ce rapport.

³⁸² Des coproduits bois issus de certaines industries en aval (connexes de scieries, recyclage de bois d'emballage...) alimentent également la filière bois énergie.

sous différentes formes (bois-bûche, granulés, résidus de coupe) pour la production de chaleur (90% des usages en 2024 [315]), et plus marginalement, d'électricité. Il s'agit aujourd'hui de l'énergie renouvelable la plus répandue dans le secteur résidentiel [315].

Toutefois, le bilan climatique et environnemental de la filière fait débat, dans la mesure où le carbone stocké dans le bois est très largement réémis dans l'atmosphère lors de la combustion et que cette valorisation se situe au bas de la « pyramide des usages » de la biomasse³⁸³.

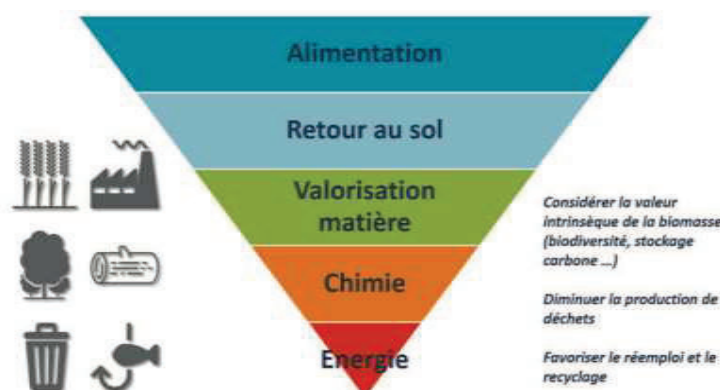


Figure 12 : Hiérarchie des usages de la biomasse (source : Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse [316])

Dès lors, il y a un **enjeu à contenir ce débouché au profit d'usages plus long terme du bois**, tels que le bois d'œuvre et le bois d'industrie. Il faut de plus privilégier des chaînes de valeur locales adaptées aux possibilités physiques des territoires. Cette vigilance est d'autant plus cruciale au regard du déploiement croissant de chaufferies d'ampleur industrielle, susceptibles de créer des déséquilibres locaux dans l'approvisionnement. En outre, certains spécialistes des sols forestiers alertent quant à un **risque de sollicitation excessive des résidus de coupes** (feuillages, branches, souches...) pour la production d'énergie, dans la mesure où ces derniers sont très chargés en nutriments (azote, phosphore), les rendant indispensables à la fertilité comme à la bonne santé des sols forestiers sur le long-terme³⁸⁴. Un prélèvement intense de ces résidus dégrade également le stock de carbone des sols, tout en freinant la croissance des peuplements futurs, venant ainsi affaiblir le puits de carbone forestier [317]. A ce titre, l'ADEME a récemment publié un guide sur la récolte de bois - énergie, qui détaille les bonnes pratiques à adopter afin de préserver la fertilité chimique et l'intégrité physique des sols [318].

Par ailleurs, une planification spatiale apparaît essentielle pour que le bois énergie ne compromette ni les fonctions écologiques de la forêt (stockage de carbone, régulation et épuration de l'eau...) **ni les bonnes relations entre filières**. Des concurrences s'observent déjà entre le bois énergie et le bois industrie (pâte à papier, panneaux), et pourraient s'accroître en cas d'essor de la production de bioénergies issus de procédés de seconde génération (biométhane obtenu par pyrogazéification de matières ligneuses, biocarburants 2G). Il est

³⁸³ Il est important de préciser que les émissions liées à la combustion du bois sont considérées comme neutres au premier ordre (de la même manière que pour les biocarburants conventionnels), dans la mesure où elles libèrent un carbone biogénique préalablement capté dans l'atmosphère durant la croissance des arbres. Toutefois, le bois-énergie constitue l'usage au cycle le plus court de la ressource : contrairement au bois d'œuvre ou d'industrie, ce débouché ne permet pas de prolonger le stockage physique du carbone dans des produits bois.

³⁸⁴ Entretien avec Laurent Augusto

également important de mettre en regard cette forte demande en bois avec la **trajectoire préoccupante de la forêt française, dont la capacité de puits s'est fortement dégradée sur la décennie passée**³⁸⁵.

Conclusion

Les bioénergies peuvent jouer un rôle précieux dans la transition bas carbone, venant compléter utilement les possibilités d'électrification et de réduction de la consommation d'énergie d'ici 2050. Toutefois, **leur potentiel est contraint par une disponibilité en biomasse limitée, variable et incertaine**³⁸⁶. Ces caractères sont accentués à la fois par les **impacts du changement climatique** (sécheresses, vagues de chaleur, incendies, tempêtes, épidémies...) et par la **nécessité de préserver les usages essentiels de la biomasse** (alimentation, stockage de carbone, fertilisation des sols, fourniture d'un matériau bois renouvelable...) tout comme la résilience des écosystèmes agricoles et forestiers. Ce contexte invite aussi à la prudence quant aux rendements futurs espérés pour les productions végétales ainsi qu'à la possibilité de maintenir les forêts et les surfaces agricoles en bonne santé. A ce titre, deux priorités se dégagent : un **recours parcimonieux aux bioénergies** et le **déploiement massif de stratégies d'adaptation** pour protéger les surfaces agricoles et forestières.

Faute de pouvoir les généraliser, le recours aux bioénergies doit faire l'objet d'une planification cohérente, tant à l'échelle des territoires que des filières. A ce titre, il serait précieux de consolider les capacités d'expertise et de suivi des cellules biomasse régionales et de services déconcentrés de l'État pour s'assurer de la compatibilité des projets avec les ressources locales. **Il s'agit également de flécher les bioénergies produites en priorité vers les usages les plus difficilement électrifiables d'ici 2050.** Cette stratégie d'allocation ciblée amènerait par exemple à réserver le biométhane à certains procédés industriels de haute température (ciment, acier, chimie), les biocarburants liquides aux mobilités lourdes et longues distances (aérien, maritime, engins agricoles...) ou encore les biocombustibles solides à des besoins thermiques spécifiques (chaleur industrielle, réseaux de chaleur urbains). **En l'absence d'arbitrage clairs, de multiples secteurs pourraient se disputer la ressource, sans garantie d'accès aux quantités voulues.**

Plus globalement, le déploiement des bioénergies doit être synchronisé, dans le temps et dans l'espace, avec les trajectoires nationales d'électrification, d'efficacité et de sobriété, qu'il s'agisse de coordonner le démantèlement d'une partie du réseau de gaz avec le déploiement des pompes à chaleur, ou d'ajuster l'offre de biocarburants selon le rythme d'électrification des mobilités routières.

Contact

Thomas Robert

Chef de projet Transition Robuste

thomas.robert@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques

heloise.lesimple@theshiftproject.org

³⁸⁵ Voir Chapitre n°19 : Préserver et étendre les puits de carbone naturels, agricoles et forestiers

³⁸⁶ Sur ce point, il sera crucial de raisonner à une échelle territoriale fine, afin de tenir compte de possibilités différenciées en termes de catégories de biomasse disponibles ou de quantités prélevables d'une année sur l'autre.