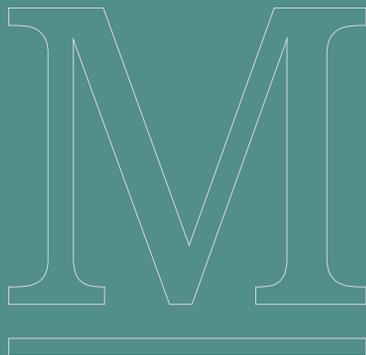


Énergie : des atouts à valoriser

Le biogaz

NOTE D'ÉCLAIRAGE - FÉVRIER 2024



Think tank de référence en France et en Europe, l'Institut Montaigne est un espace de réflexion indépendant au service de l'intérêt général. Ses travaux prennent en compte les grands déterminants économiques, sociétaux, technologiques, environnementaux et géopolitiques afin de proposer des études et des débats sur les politiques publiques françaises et européennes. Il se situe à la confluence de la réflexion et de l'action, des idées et de la décision.

NOTE D'ÉCLAIRAGE - Février 2024

Énergie : des atouts à valoriser

Le biogaz



Les notes d'éclairage de l'Institut Montaigne permettent de se situer et de rendre intelligible l'environnement dans lequel nous évoluons.

Note d'éclairage

Se situer et rendre intelligible notre environnement

Note d'enjeux

Poser des constats et identifier des problématiques

Note d'action

Formuler des recommandations opérationnelles

Opération spéciale

Sonder, chiffrer, expérimenter

Rapport

Analyser et proposer collégalement des solutions de long terme

Avant-propos 7

Introduction 8

1 La place du biogaz dans la décarbonation 9

2 Les procédés de fabrication du biogaz 12

3 Les avantages du développement du biogaz 16

4 Une progression freinée par plusieurs contraintes... 19

5 ... masquant une problématique de fond qui nécessite un arbitrage 20

Remerciements 22

Hugues Bernard

Hugues Bernard est chargé de projets sur les questions climatiques et environnementales à l'Institut Montaigne depuis 2022. Il est particulièrement intéressé par le financement de la transition énergétique, l'atténuation et l'adaptation du dérèglement climatique et la communication des politiques climatiques. Avant de rejoindre l'Institut Montaigne, Hugues a eu plusieurs expériences professionnelles en administration publique en France et à l'étranger. Il a notamment travaillé sur la dépollution du Gange au sein du ministère de l'Environnement Indien à New Delhi. Hugues est diplômé de la Blavatnik School of Government de l'Université d'Oxford et de l'École d'Affaires Publiques de Sciences Po Paris.

Raphaël Tavanti-Geuzimian

Raphaël Tavanti-Geuzimian est chargé de projets sur les questions économiques à l'Institut Montaigne depuis 2023. Son parcours compte plusieurs expériences en administration publique en France et à l'étranger, à l'issue desquelles il s'est spécialisé dans les sujets macroéconomiques et de politique industrielle. Il s'intéresse particulièrement aux enjeux de compétitivité des entreprises et d'autonomie stratégique. Raphaël est diplômé de l'École du Management et de l'Innovation de Sciences Po Paris.

Cette série de « Notes d'Éclairage » aborde cinq filières critiques de notre transition énergétique : l'hydroélectricité, le traitement-recyclage des combustibles usés du nucléaire, l'hydrogène bas-carbone, le biogaz et le recyclage des batteries électriques.

Ces cinq filières se situent à des degrés de maturité différents mais concourent toutes avec la même intensité à assurer notre souveraineté énergétique décarbonée. Pour certaines, il s'agit de conserver et de moderniser un atout existant, pour d'autres, de se positionner comme compétitives et viables sur la scène internationale. Pour chacune d'entre elles, un désinvestissement ou un manque d'anticipation feraient peser une menace sur la viabilité d'une politique énergétique française souveraine et ambitieuse. Les cinq filières identifiées se situent dans la même fenêtre d'opportunité : celle des décisions et de l'action politique. Considérant que certaines filières aujourd'hui critiques ont échappé hier à la vigilance des décideurs, l'ambition de ces notes d'éclairage n'est pas de formuler des recommandations mais bien d'attirer l'attention sur des arbitrages qui se présentent aujourd'hui afin de ne pas avoir à décider sous la contrainte demain.

Issu de la biomasse (principalement de déchets agricoles), le biogaz est en capacité de réduire les émissions de gaz à effet de serre de notre consommation de gaz. Produit sur le territoire français, il permet de réduire notre dépendance aux importations de gaz fossile (issu de la décomposition de matière organique en souterrain). Si la France dispose du deuxième gisement de biogaz en Europe, et du premier à horizon 2050, la part de biogaz injecté dans les réseaux de gaz (appelé « biométhane ») ne représente qu'1,5 % du gaz injecté. Ce chiffre, en croissance, révèle la jeunesse de la filière en France. Le développement à grande échelle du biogaz nécessite de veiller à une gestion équilibrée des ressources en biomasse mobilisables tout en maintenant une logique de remplacement du gaz fossile par du biogaz, dans un contexte de décroissance tendancielle de la molécule gaz dans le bouquet énergétique. Ainsi, un arbitrage portant sur la répartition des ressources en biomasse entre les acteurs et ses différents usages doit permettre au biogaz de prendre toute sa part dans la transition énergétique.

1 La place du biogaz dans la décarbonation

Aujourd'hui, le secteur gazier représente 16 % de la consommation énergétique en France, soit 463 TWh¹ et s'appuie quasi-exclusivement sur du gaz naturel d'origine fossile. Cette consommation est émettrice de gaz à effet de serre (dioxyde de carbone et méthane²) et fragilise notre souveraineté énergétique puisqu'elle rend la France dépendante aux importations de gaz de pays tiers, en l'absence de ressources gazières significatives sous son sol.

À horizon 2050, toutes les projections de neutralité carbone font état d'une baisse significative de la consommation de gaz naturel. Cela se justifie par la nécessité de substituer la consommation d'énergies fossiles par des énergies bas-carbone, notamment en électrifiant les usages. Mais l'entièreté des usages ne sont pas électrifiables et une part de gaz (bas-carbone) dans notre bouquet énergétique reste incompressible. Le **Graphique 1** illustre la décroissance projetée de la part de gaz dans le bouquet énergétique à horizon 2050. L'ADEME évalue le niveau de demande finale en 2050 en gaz de réseau autour de 300 TWh contre 460 TWh aujourd'hui³, soit une diminution de l'ordre de 35 % en 30 ans. Ces 300 TWh restant en 2050 devront de surcroît être bas-carbones : biogaz, hydrogène ou gaz de synthèse.

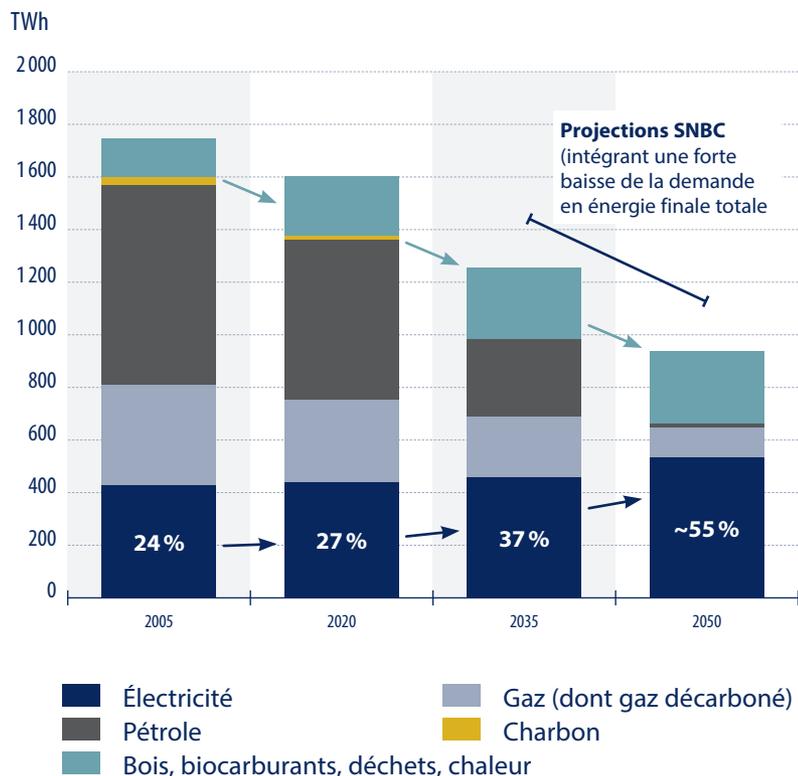
C'est là un enjeu majeur pour la filière gaz : développer la production de gaz renouvelables et bas-carbones pour qu'ils se substituent au gaz fossile, alors même que la demande de gaz est amenée à décroître.

¹ Ministère de la Transition Écologique (2023). *Chiffres clés de l'Énergie – Édition 2023*.

² Jean-Marc Jancovici (2000). *Le gaz est-il une énergie miracle ?*

³ ADEME (2022). *Mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?*

Graphique 1 : évolution de la consommation d'énergie finale et de la part de l'électricité en France métropolitaine
(historique et projections SNBC)



Source : RTE⁴.

Le développement du gaz bas-carbone permet l'*alliance de la molécule et de l'électricité* (i.e. du gaz bas-carbone et de l'électricité bas-carbone), nécessaire à l'atteinte de la neutralité carbone. D'une part, le biogaz apporte une solution énergétique à de nombreux usages qui ne sont physiquement pas électrifiables (procédés industriels ou carburants pour la mobilité lourde par exemple). D'autre part, son développement permet de soulager la pression sur le réseau électrique en laissant certains usages non électrifiés (besoins en chaleur renouvelable, indirectement via des réseaux de chaleur ou directement). En effet, la multiplication des besoins en électricité risque de mettre en tension le réseau électrique, avec une demande potentiellement supérieure à l'offre.

Placer le bon curseur entre gaz et électricité, c'est-à-dire trouver le juste équilibre dans cette alliance, est un enjeu majeur de la transition énergétique. Un surdimensionnement des besoins en gaz décarboné avec une filière incapable d'y répondre en quantité suffisante est une éventualité crainte par les décideurs. Toujours dépendante au gaz, cet « *effet de verrouillage* » imposerait à la France de conserver du gaz naturel fossile dans son bouquet pour pallier ce déficit de production. Cela l'éloignerait de ses objectifs de neutralité carbone.

⁴ RTE (2021). *Futurs énergétiques. Chapitre 3. La Consommation.*

2 Les procédés de fabrication du biogaz

Le biogaz est principalement issu de la méthanisation⁵ des déchets organiques (biomasse). Ce processus désigne la transformation de la biomasse en biogaz et en digestat (engrais renouvelable) par l'action de micro-organismes. Aujourd'hui, la filière biogaz est structurée en trois sous-filières, selon l'origine des intrants utilisés (voir **Graphique 2** pour un résumé général) :

- 1. La méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes :** ce sont à 90 % des déchets agricoles et de l'agroalimentaire, sinon de l'industrie ou de la partie biodégradable des déchets ménagers.
- 2. La méthanisation de boues de stations d'épuration des eaux usées :** ce sont des déchets organiques (et quelquefois minéraux) dont la méthanisation permet de produire un biogaz particulièrement riche en méthane.
- 3. Le biogaz des installations de stockage de déchets organiques non dangereux :** le biogaz est produit naturellement puis capté. Ce biogaz est communément appelé « gaz de décharge ».

⁵ La méthanisation est un processus naturel de dégradation biologique de la matière organique dans un milieu sans oxygène due à l'action de multiples micro-organismes (bactéries).

Graphique 2 : schéma de fabrication et de valorisation du biogaz



Source : ADEME⁶.

⁶ Ademe (2016). Cobiogaz, innover pour la méthanisation à la ferme.

Une fois produit, le biogaz peut être valorisé de plusieurs manières.

Un premier usage consiste en la production de chaleur renouvelable, par cogénération⁷. Cette chaleur peut être valorisée par la mise en place d'un réseau de chaleur associé et des débouchés à proximité de l'installation, notamment des sites industriels. Cet usage représente 37 % de l'énergie aujourd'hui produite à partir de biogaz, consommée localement et parfois non commercialisée.

Également par cogénération, le biogaz peut servir à produire de l'électricité. Ce débouché est toutefois en décroissance : s'il représentait 60 % de la production d'énergie à partir de biogaz en 2011, il n'en constitue plus que 27 % en 2021. En effet, en raison du gisement limité de biogaz sur le territoire français, la Stratégie Nationale Bas Carbone⁸ (SNBC) privilégie l'utilisation du biogaz en France pour d'autres usages que la production d'électricité, comme sa transformation en biométhane et son injection dans le réseau. La SNBC prévoit néanmoins qu'un faible volume de biométhane, de l'ordre de 25 TWh PCS, puisse être utilisé pour la production d'électricité, sans pour autant préciser le type de centrale associée.

Un troisième débouché est la transformation du biogaz en biométhane (par épuration de biogaz), afin d'être ensuite injecté dans les réseaux de gaz naturel. Cet usage constitue un secteur en forte croissance depuis quelques années puisqu'il permet de réduire le bilan carbone des usages existants du gaz. Il s'agit d'une des solutions les plus économiques pour la production du méthane avec un bilan carbone neutre ou faible à l'échelle du cycle de vie. En 2023, 8,6 TWh de biométhane (obtenu par

⁷ La cogénération consiste à produire en même temps et dans la même installation de l'énergie thermique à flamme et de l'énergie mécanique. La chaleur est utilisée pour le chauffage et la production d'eau chaude à l'aide d'un échangeur. L'énergie mécanique est transformée en énergie électrique grâce à un alternateur. Pour en savoir plus : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/jeunes-enseignants/pour-les-jeunes/lenergie-de-a-a-z/produire-de-lelectricite/la-cogeneration>.

⁸ Stratégie Nationale Bas Carbone (2020). La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone.

épuration de biogaz) ont été injectés dans les réseaux de gaz naturel⁹, soit une hausse de 96 % par rapport à 2020 (voir **Graphique 3**). En 2023, 615 installations d'une capacité totale de 11 TWh/an sont en service, tandis que 847 projets¹⁰ supplémentaires sont en cours de développement, représentant une capacité de 14,6 TWh/an.

Graphique 3 : évolution de la production d'énergie à partir de biogaz



Électricité :
 Seule
 Cogénération
Chaleur commercialisée :
 Seule
 Cogénération
 Chaleur non commercialisée
 Injections

Source : ADEME¹¹.

⁹ StatInfo (2023). Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz – 3^e trimestre 2023.

¹⁰ StatInfo (2023). Ibid.

¹¹ ADEME (2018). Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?

Le biogaz peut également être utilisé comme biocarburant pour les véhicules (bioGNV ou biométhane carburant) en remplacement du pétrole. Cet usage est particulièrement pertinent pour les véhicules lourds (rouliers et maritimes) dont l'électrification pose des difficultés.

Par ailleurs, le processus de méthanisation, en complément du biométhane, produit un digestat, recherché par les agriculteurs pour son utilisation comme fertilisant naturel. Pour l'instant, son usage reste marginal pour le secteur agricole en comparaison des engrais chimiques, principalement pour des raisons de disponibilité. Toutefois, l'usage des digestats en fertilisation est appelé à croître dans les années à venir compte tenu de la nécessaire décarbonation du secteur agricole.

3 Les avantages du développement du biogaz

En France, la production d'énergie à partir de biogaz est en croissance : + 61 % pour la seule année 2021-2022¹². Le biogaz est par ailleurs l'une des rares énergies renouvelables à avoir dépassé l'objectif intermédiaire fixé par la France¹³ (6 TWh/an) avec un an d'avance – la production effective en 2023 s'établit à 8,6 TWh (avec une capacité totale installée de 11 TWh). Pour 2030, la France s'est fixée pour objectif que le gaz renouvelable atteigne 7 à 10% de la consommation de gaz en 2030. Plus récemment, la Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) projette pour 2030¹⁴ une production de biométhane injecté à 44 TWh et 6 TWh en cogénération¹⁵. La France se positionne ainsi comme l'un des acteurs majeurs du biogaz en Europe.

¹² GRDF (2023). *Panorama du gaz renouvelable 2022*.

¹³ Objectifs inscrits dans sa programmation pluriannuelle de l'énergie 2016-2023.

¹⁴ OFATE (2019). *Regards croisés sur le biogaz en Allemagne et en France*.

¹⁵ Ministère de la Transition Énergétique (2023). *Stratégie française pour l'énergie et le climat*.

À raison, l'utilisation de biogaz présente de nombreux avantages.

En premier lieu, son potentiel de développement en France est significatif même s'il est rarement mis en avant. Alors que la France dispose actuellement du deuxième gisement potentiel de biogaz en Europe, derrière l'Allemagne, des projections¹⁶ estiment que ce gisement sera le premier européen à l'horizon 2050. Un travail de l'ADEME¹⁷ de 2018 évalué à 140 TWh le potentiel théorique de biogaz en France, soit près de la moitié des objectifs de consommation de gaz à horizon 2050 – évalués autour de 300 TWh.

Ce potentiel est d'autant plus valorisable que le biométhane présente un intérêt technique : il est entièrement substituable au gaz d'origine fossile. L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz est réalisable sans aucun aménagement. Le biométhane se mélange ainsi au gaz naturel (les deux gaz sont constitués de la même molécule CH₄) permettant de capitaliser sur les infrastructures gazières déjà existantes. Par incidence, le biogaz peut techniquement répondre à l'ensemble des usages du gaz fossile : chauffage, production d'électricité, transports...

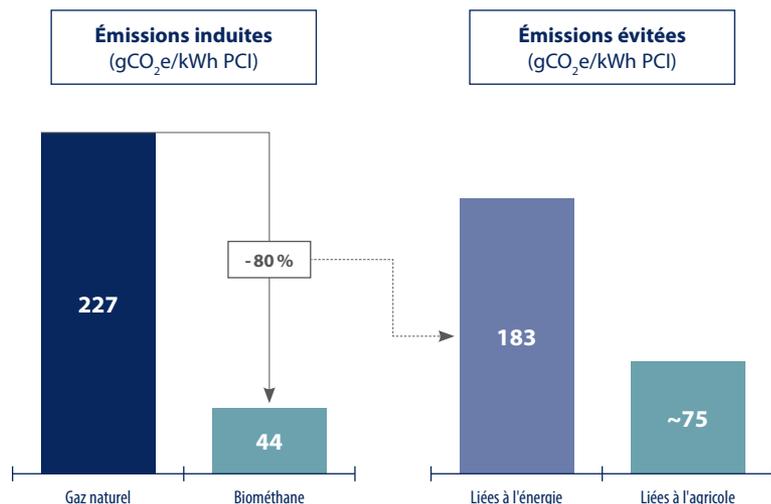
Ensuite, la fabrication de biométhane en France permet la réduction des émissions de gaz à effet de serre de la filière gaz. L'ADEME montre que sur l'ensemble du cycle de vie son utilisation réduit par 80 % les émissions induites par la production de gaz naturel¹⁸. De plus, le développement de biogaz permet la revalorisation des déchets agricoles, évitant de fait certaines émissions dégagées par les intrants stockés habituellement en plein air (voir **Graphique 4**).

¹⁶ Gas for Climate (2022). *Biomethane production potentials in the EU*.

¹⁷ ADEME (2018). *Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?*

¹⁸ ADEME (2018). *Ibid.*

Graphique 4 : bilan carbone du biométhane
(émissions induites et évitées)



Source : ADEME¹⁹.

Également, la production de biogaz constitue un vecteur de souveraineté énergétique intéressant, dans la mesure où elle s'appuie sur des intrants naturels disponibles sur le territoire et ne dépend pas de variables exogènes sensibles aux aléas géopolitiques. Elle peut ainsi permettre la diminution du gaz fossile importé de notre bouquet énergétique.

Enfin, le développement du biogaz favorise l'économie circulaire et les interconnexions entre secteurs agricole et énergétique sur un territoire donné. De façon générale, le biogaz est une énergie locale, créatrice d'emplois non délocalisables. Le développement de cette filière favorise

¹⁹ ADEME (2018). *Ibid.*

la valorisation de déchets et dégage un revenu supplémentaire pour les agriculteurs. Le secteur agricole fournit presque 90 % des intrants des méthaniseurs. En retour, le secteur énergétique peut proposer à l'agriculteur son digestat, lequel peut se substituer aux engrais chimiques²⁰. Ces interconnexions dynamisent de fait l'économie territoriale en France.

4 Une progression freinée par plusieurs contraintes...

Alors que le secteur gaz table sur une part de 20 % de biométhane dans les réseaux en 2030²¹, le biométhane ne représente aujourd'hui qu'1,5 % du gaz injecté²². Les freins au développement de la méthanisation sont principalement de trois ordres.

Le biométhane fait face à un **prix d'achat moins compétitif** que le gaz naturel d'origine fossile, même si ce surcoût se réduit d'une année à l'autre. Aujourd'hui, le prix d'achat du biométhane se situe dans une fourchette comprise entre 90 et 100 €/MWh. Cette fourchette de prix reste tout de même au-dessus du prix de marché du gaz naturel qui se stabilise autour de 50 €/MWh. Ce surcoût s'explique par le prix encore moyennement plus cher des énergies renouvelables par rapport aux fossiles. Également, certains avantages du biométhane par rapport au gaz naturel ne sont pas valorisés (co-production de digestat et CO₂ biogénique). À terme, cette valorisation permettra de réduire davantage encore son coût.

²⁰ Pour la majorité des sites en service, la méthanisation se fait directement sur le site agricole. Ainsi la boucle de retour du digestat se fait au sein du monde agricole.

²¹ La Tribune (2023). *Biogaz : comment la filière française veut décupler la production d'ici à 2030.*

²² SIA Partners (2023). *7^e Benchmark Européen du Biométhane.*

De plus, les **lenteurs administratives** inhérentes à l'établissement d'un projet de méthanisation freinent les investissements dans la filière. En France, la durée de réalisation d'un projet varie entre 3 et 7 ans alors qu'elle n'est que de quelques mois aux États-Unis. La récente loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables²³ ouvre la voie à une réduction de la durée de la procédure, pour les projets situés en zone d'accélération.

Enfin, l'**acceptabilité** des projets de méthanisation est source de contestations au niveau local, à l'instar de la plupart des sources d'énergie (ENR, nucléaire). Certaines mauvaises odeurs générées par les usines ou le passage de camions aux abords des installations constituent de potentielles nuisances pour les riverains²⁴. Une meilleure prise en compte de ces sujets lors des phases « amont » est de nature à améliorer l'appropriation locale des projets de méthanisation.

5 ... masquant une problématique de fond qui nécessite un arbitrage

La principale problématique quant au développement du biogaz porte sur la **répartition des usages de la biomasse**.

Tout d'abord, un équilibre est à préserver entre les productions agricoles à vocation énergétique et celles à vocation alimentaire. Le développement du biométhane, assis sur l'exploitation de la biomasse, reste fortement corrélé à celui du secteur agricole, lequel fournit près de 90 %

²³ Journal officiel (2023). LOI n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables.

²⁴ Site de l'ARIA (2019). Explosion et incendie d'un digesteur dans une installation de méthanisation.

des intrants de la méthanisation. Ainsi, le risque de concurrence entre usages alimentaires et énergétiques de l'agriculture est réel. En France, pour assurer la priorité de l'alimentaire sur l'énergie, un décret de 2016²⁵ plafonne à 15 % les cultures agricoles dédiées, à la différence de l'Allemagne, premier producteur européen de biogaz, qui n'est pas aussi restrictive dans ses limitations (bien qu'elle prévoit quelques limitations sur les intrants) et dont le développement du biogaz s'est largement appuyé sur les cultures dédiées, créant de réelles concurrences entre les besoins alimentaires et énergétiques. Notons toutefois que ce plafond de 15 % en France n'exclut pas les craintes autour de l'expansion du biogaz liées à l'augmentation de l'exploitation de terres agricoles et l'expansion de l'artificialisation des sols.

Aujourd'hui, les acteurs du biogaz pâtissent d'un manque de visibilité sur la répartition des usages de la biomasse. Quels volumes sont réservés aux biocarburants (notamment les SAF pour l'aviation) et quels volumes sont consacrés au biogaz ? **En réalité, derrière les gisements disponibles identifiés, l'offre de biomasse effectivement mobilisable pour la production de biogaz reste à évaluer clairement.** L'ADEME dans son rapport « *Transitions 2050*²⁶ » explique qu'à l'instar des biocarburants le développement du biogaz sera confronté de manière croissante aux quantités limitées de biomasse disponible. Le manque d'arbitrage sur le bon dimensionnement de la production de biogaz au regard d'autres usages énergétiques est donc remarquable pour des acteurs qui naviguent à vue. Toutefois, une éventuelle hiérarchisation des usages devra intervenir après que l'ensemble des données sur l'état de l'art et sur les leviers de mobilisation additionnels de la biomasse aura fait l'objet d'une consultation large des parties prenantes (représentants des consommateurs et des producteurs de biomasse).

²⁵ Décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 pris pour l'application de l'article L. 541-39 du Code de l'environnement.

²⁶ Transition(s) 2050 : choisir maintenant agir pour le climat – Rapport.

Les auteurs de cette série, Hugues Bernard et Raphaël Tavanti, remercient l'ensemble de l'équipe de l'Institut Montaigne ayant contribué à sa réalisation, notamment Maxime Sbaihi, Lisa Thomas-Darbois, Martin Finet, ainsi que toutes les personnes auditionnées dans l'élaboration de ce travail.

Liste des personnes auditionnées

- **Pierre-Marie Abadie**, directeur général, Andra
- **Morgane Augé**, directrice des affaires publiques, Orano
- **Antoine-Marie Bethenod**, chargé de missions affaires publiques, Orano
- **Rémi Borel**, chef du pôle « société civile et débats », direction des affaires publiques, EDF
- **Anne Brodu**, responsable du pôle communication technique, Andra
- **Thibault Cantat**, directeur du programme carbone et économie circulaire, CEA
- **Raphaël Danino-Perraud**, officier commissionné à l'État-major des Armées et chercheur associé, IFRI
- **Mathieu De Carvalho**, responsable de la réglementation et des affaires publiques, Gas, LNG & Biogas, TotalEnergies
- **Laurent Dublanquet**, vice-président affaires européennes et internationales, Air Liquide
- **Matthieu Giard**, vice-président, Air Liquide
- **Olivier Guerrini**, directeur BU Biogas, TotalEnergies
- **Pascal Laroche**, conseiller auprès du PDG, TotalEnergies
- **Hoel Le Gallo**, *Senior Strategy Analyst*, ENGIE
- **Armand Laferrere**, *Senior Executive vice President*, Orano USA
- **Bertrand Le Thiec**, directeur des affaires publiques, EDF
- **Roland Marion**, directeur Économie Circulaire, ADEME

- **Pierre Maurin**, directeur de Projet, Veolia
- **Maxime Morand**, directeur de la stratégie et des partenariats, Verkor
- **Gilles Moreau**, co-fondateur et directeur du développement durable, Verkor
- **Jean-Michel Quilichini**, directeur de la Division Combustible Nucléaire, EDF
- **Sylvain Renouf**, directeur adjoint de la communication du site de la Hague, Orano
- **Raphaël Schellenberger**, député et président de la Commission d'enquête parlementaire sur la perte de souveraineté énergétique de la France
- **Sophie Schmidtlin**, *CTO*, The Future is NEUTRAL
- **Nicolas Tcheng**, responsable des relations institutionnelles, Renault
- **Frédéric Terrisse**, directeur général adjoint en charge des affaires publiques, ENGIE Bioz
- **Christophe Thomas**, directeur de la Stratégie et des Relations Externes, ENGIE GBU Renewables France & Europe
- **Emmanuelle Verger**, directrice EDF Hydro, EDF
- **Virginie Wasselin**, cheffe du service stratégie filière, Andra

Relecteurs

- **Benjamin Fremaux**, expert associé, Institut Montaigne
- **Cécile Maisonneuve**, experte associée, Institut Montaigne
- **Maxence Cordiez**, expert associé, Institut Montaigne
- **Joseph Delatte**, expert résident, Institut Montaigne

Les opinions exprimées dans ce rapport n'engagent ni les personnes précédemment citées ni les institutions qu'elles représentent

L'Institut Montaigne vous propose de contribuer à la réflexion sur ces enjeux afin d'élaborer collégalement des propositions au service de l'intérêt général.

Institut Montaigne
59 rue La Boétie, 75008 Paris
Tél. +33 (0)1 53 89 05 60
institutmontaigne.org

Imprimé en France
Dépôt légal : février 2024
ISSN : 1771-6756

ABB France	Crédit Agricole	Kearney	Roche
AbbVie	D'Angelin & Co.Ltd	KPMG S.A.	Rokos Capital
Accenture	Dassault Systèmes	Kyndryl	Management
Accuracy	Deloitte	La Banque Postale	Rothschild & Co
Adeo	De Pardieu Brocas	La Compagnie	RTE
ADIT	Maffei	Fruitière	Safran
Air Liquide	ECL Group	Linedata Services	Sanofi
Airbus	Edenred	Lloyds Europe	SAP France
Allen & Overy	EDF	L'Oréal	Schneider Electric
Allianz	EDHEC Business	Loxam	ServiceNow
Amazon	School	LVMH - Moët-Hennessy	Servier
Amber Capital	Ekimetrics France	- Louis Vuitton	SGS
Amundi	Engie	M.Charraire	SIER Constructeur
Antidox	EQT	MACSF	SNCF
Antin Infrastructure	ESL & Network	Mazars	SNCF Réseau
Partners	Ethique &	Média-Participations	Sodexo
ArchiMed	Développement	Mediobanca	SPVIE
Ardian	Eurogroup Consulting	Mercer	SUEZ
Arqus	FGS Global Europe	Meridiam	Tecnet Participations
AstraZeneca	Fives	Microsoft France	SARL
August Debouzy	Getlink	Mitsubishi France	Teneo
AXA	Gide Loyrette Nouel	S.A.S	The Boston Consulting
Bain & Company	Google	Moelis & Company	Group
France	Groupama	Moody's France	Tilder
Baker & McKenzie	Groupe Bel	Morgan Stanley	Tofane
BearingPoint	Groupe M6	Natixis	TotalEnergies
Bessé	Groupe Orange	Natural Grass	Unicancer
BNP Paribas	Hameur et Cie	Naval Group	Veolia
Bolloré	Henner	Nestlé	Verian
Bouygues	Hitachi Energy France	OCIRP	Verlingue
Bristol Myers Squibb	Howden France	ODDO BHF	VINCI
Brousse Vergez	HSBC Continental	Oliver Wyman	Vivendi
Brunswick	Europe	Ondra Partners	Wakam
Capgemini	IBM France	Onet	Wavestone
Capital Group	IFPASS	Optigestion	Wendel
CAREIT	Incyte Biosciences	Orano	White & Case
Carrefour	France	PAI Partners	Willis Towers Watson
Casino	Inkarn	Pelham Media	France
Chubb	Institut Mérieux	Pergamon	Zurich
CIS	International SOS	Polytane	
Cisco Systems France	Interparfums	Prodware	
Clariane	Intuitive Surgical	Publicis	
Clifford Chance	Ionis Education Group	PwC France & Maghreb	
CNP Assurances	iQo	Raise	
Cohen Amir-Aslani	ISRP	RATP	
Compagnie Plastic	Jantet Associés	RELX Group	
Omnium	Jolt Capital	Renault	
Conseil supérieur du notariat	Katalyse	Ricol Lasteyrie	
	Kea & Partners	Rivoli	

Issu de la biomasse (principalement de déchets agricoles), le biogaz est en capacité de réduire les émissions de gaz à effet de serre de notre consommation de gaz. Produit sur le territoire français, il permet de réduire notre dépendance aux importations de gaz fossile (issu de la décomposition de matière organique en souterrain). Si la France dispose du deuxième gisement de biogaz en Europe, et du premier à horizon 2050, la part de biogaz injecté dans les réseaux de gaz (appelé « biométhane ») ne représente qu'1,5 % du gaz injecté. Ce chiffre, en croissance, révèle la jeunesse de la filière en France. Le développement à grande échelle du biogaz nécessite de veiller à une gestion équilibrée des ressources en biomasse mobilisables tout en maintenant une logique de remplacement du gaz fossile par du biogaz, dans un contexte de décroissance tendancielle de la molécule gaz dans le bouquet énergétique. Ainsi, un arbitrage portant sur la répartition des ressources en biomasse entre les acteurs et ses différents usages doit permettre au biogaz de prendre toute sa part dans la transition énergétique.



10 €

ISSN : 1771-6756

NCL2402-02