



Quelle place pour le gaz dans la transition énergétique ?

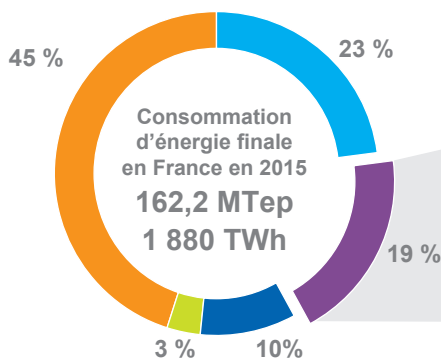
Sortir des énergies fossiles dans la seconde moitié de ce siècle, du moins en réduire très fortement l'usage, constitue une obligation qui découle de l'Accord de Paris. D'où l'option ambitieuse de remplacer progressivement le gaz naturel, extrait du sous-sol, et à l'origine de 20 % environ des émissions de gaz à effet de serre depuis notre territoire, par du gaz « renouvelable » produit par recyclage du carbone déjà présent dans l'atmosphère ou dans les végétaux. Trois technologies sont possibles : la *biométhanisation* utilise les déjections animales et les résidus d'origine agricole pour produire du gaz ; la *pyrogazéification* permet de transformer le bois en gaz ; la *méthanation* consiste à synthétiser du gaz par combinaison de CO₂ et d'hydrogène électrolytique.

Cependant, ces techniques font face à des défis économiques et de disponibilité de la ressource : le surcoût annuel se chiffrerait en dizaines de milliards d'euros si tout le gaz d'origine fossile était aujourd'hui verdi. Pour préparer l'avenir, il convient de poursuivre le développement du biométhane issu de l'agriculture en abaissant les coûts et d'amplifier les efforts de R & D et les expérimentations pour rendre la pyrogazéification et la méthanation beaucoup moins onéreuses.

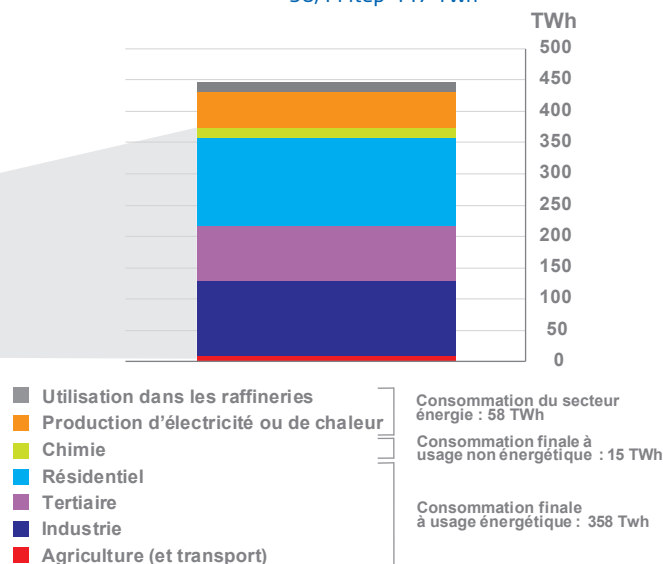
Pour permettre un véritable débat sur le devenir du gaz dans notre mix énergétique, il faudrait documenter plus avant les coûts associés aux différents scénarios de pénétration du gaz renouvelable ainsi que leurs conséquences sur l'ensemble du système énergétique. S'il n'est pas envisageable à court terme de se passer du gaz pour le chauffage – d'autant que la priorité consiste à rénover les plus de trois millions de logements encore chauffés au fuel –, il convient de songer à des scénarios où sa place se réduirait. À cet égard, dans un contexte où le gaz se trouve en compétition avec l'électricité et la biomasse pour la production de chaleur, la réglementation thermique des bâtiments doit être modifiée pour encourager les solutions les moins émettrices de CO₂.

Le remplacement du gaz fossile par du gaz renouvelable relève encore largement du pari. Si celui-ci réussit, il ne sera pas difficile de trouver des débouchés. Dans le cas contraire, si on ne réduit pas suffisamment à temps les usages du gaz fossile, la neutralité carbone ne pourra pas être atteinte en 2050.

La place du gaz dans le mix énergétique en France en 2015 et ses usages



Les usages du gaz naturel en France en 2015 par secteur
38,4 Mtep-447 TWh



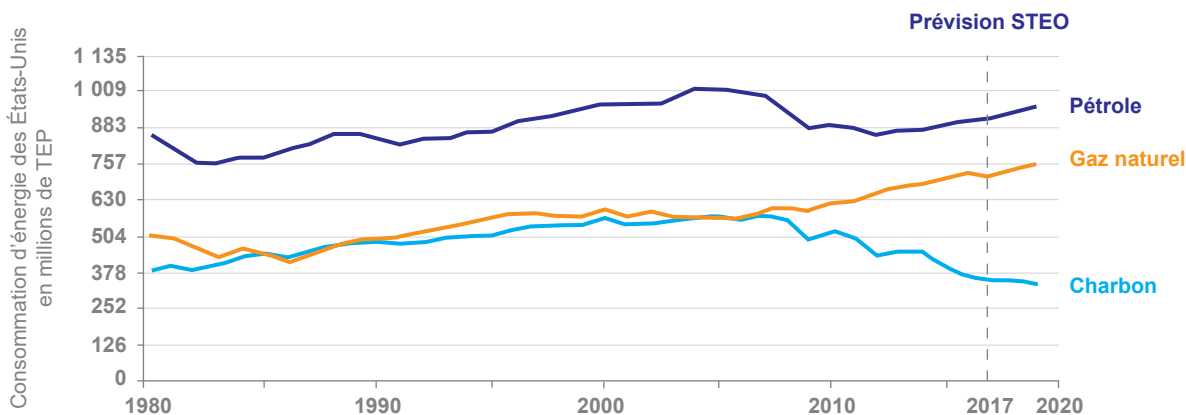
INTRODUCTION

Faisant suite à l'Accord de Paris de 2015 sur la lutte contre le changement climatique, le Premier ministre, dans son discours de politique générale de juillet 2017¹, a déclaré que la France se fixait pour objectif de parvenir à la neutralité carbone d'ici 2050. Cette décision conduit, avant cette date butoir, sinon à abandonner, du moins à réduire très fortement l'utilisation du charbon, du pétrole et du gaz d'origine fossile² dans notre pays. À l'issue de cette transition, notre système énergétique reposerait ainsi sur trois piliers : l'électricité décarbonée, la biomasse et la chaleur renouvelable. Compte tenu des délais incompressibles³ – de plusieurs décennies – pour parvenir à installer cette véritable révolution énergétique, il nous faut dès maintenant nous préoccuper de la place à attribuer au pétrole et au gaz dans notre mix énergétique d'ici à 2050. Le scénario de référence de la dernière programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), adoptée en octobre 2016 avant que le cap de la neutralité carbone en 2050 soit fixé, prévoit déjà que la consommation de gaz baisse de 16 % de 2012 à 2023⁴. Les nouvelles versions de la PPE et de la stratégie nationale bas carbone actuellement en débat doivent fixer fin 2018 les orientations de long terme de l'ensemble de notre système énergétique.

DANS LES PAYS FORTEMENT CHARBONNIERS, LE GAZ NATUREL EST UNE ÉNERGIE DE TRANSITION PERMETTANT DE DIMINUER LES ÉMISSIONS DE CO₂

Le gaz a, d'un point de vue environnemental, une bonne image auprès du public : sa combustion émet peu de particules et de polluants, et moins de CO₂ que le pétrole et que le charbon. En particulier, là où les centrales à charbon les plus modernes émettent environ 800 g de CO₂ par kWh⁵, une centrale à gaz actuelle en émet entre 350 g et 400 g⁶. Pour les pays assurant aujourd'hui une grande partie de leur production d'électricité avec du charbon, la substitution par du gaz naturel a donc un sens. Grâce au faible coût de production des gaz de schiste, les États-Unis ont ainsi fait baisser en moins de dix ans, par le seul jeu des marchés, les émissions de CO₂ de leur secteur électrique de près de 30 %, et celles du pays de 13 %, obtenant grâce à ce biais de bien meilleurs résultats que certains pays européens⁷ (graphique 1). Le Royaume-Uni, pays de vieille tradition charbonnière, a fait de même. Dans un premier temps, l'exploitation de ses gisements de gaz de la mer du Nord à partir des années 1980 lui a permis de fermer ses mines et de diminuer de moitié la part à base de charbon

Graphique 1 – Consommation de pétrole, de gaz et de charbon des États-Unis depuis 1980
À partir de 2008, le gaz remplace progressivement le charbon



Source : <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=34872>

- <http://www.gouvernement.fr/partage/9296-declaration-de-politique-generale-du-premier-ministre-edouard-philippe>.
- La prise en compte des puits carbone (et plus généralement d'émissions négatives) pourrait conduire à continuer à utiliser des hydrocarbures, mais dans des proportions beaucoup plus faibles qu'aujourd'hui.
- À titre d'exemple, il faut au minimum quinze à vingt ans pour remplacer entièrement un parc automobile.
- « PPE : Volet relatif à la maîtrise de la demande d'énergie », p. 8-13 <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Volet%20ma%C3%A9trise%20de%20la%20demande%20d%27%C3%A9nergie.pdf>
- Les plus anciennes en émettent plus de 1 kg, en particulier le lignite, un charbon de mauvaise qualité très abondant en Allemagne, dont les émissions dépassent 1,2 kg CO₂/kWh.
- Ces émissions ne concernent que le CO₂. En toute rigueur, il conviendrait également de comptabiliser les émissions de méthane, un puissant gaz à effet de serre, qui ont lieu le long de la chaîne gazière, en particulier au moment de son extraction et de son transport par gazoducs.
- Cette analyse ne tient néanmoins pas compte des autres impacts environnementaux liés à l'extraction des gaz non conventionnels (sur la biodiversité, les écosystèmes et les ressources notamment).



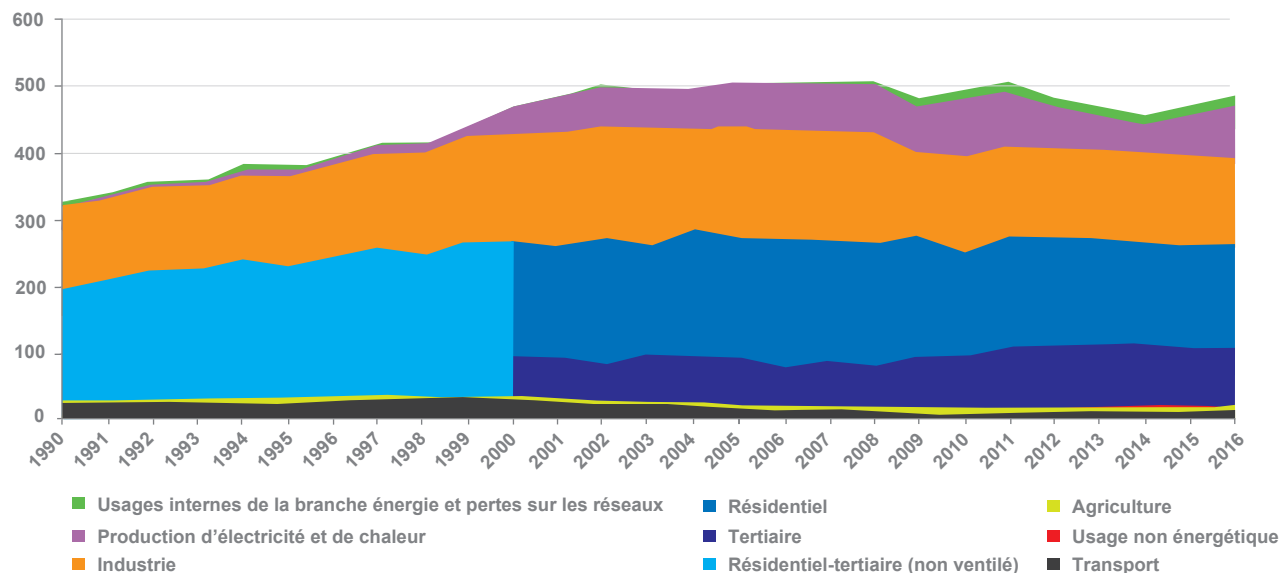
de sa production électrique entre 1990 et 1998 (de 65 % à 35 %)⁸. Plus récemment, depuis 2014, cette part du charbon est passée de 32 % à 7 % et a été quasiment entièrement compensée par une consommation supplémentaire de gaz. De fait, en 2017, le gaz y représente près de 40 % de la production d'électricité, devant les renouvelables (29 %) et le nucléaire (21 %)⁹. L'Allemagne, qui produit toujours près de 40 % de son électricité grâce à la houille et au lignite (une variété de charbon très polluante), a l'ambition, dans un premier temps, de faire évoluer son mix électrique vers les énergies renouvelables et le gaz naturel. Cela nécessite qu'elle sécurise ses approvisionnements, *via* en particulier le projet de doublement du gazoduc Nordstream la reliant directement à la Russie.

Ce mouvement est en fait assez général dans le monde, ce qui a conduit l'agence internationale de l'énergie à parler dès 2012 d'« âge d'or du gaz ». Dans son dernier rapport annuel, le *World Energy Outlook 2017*, elle continue de prévoir à l'échelle mondiale une augmentation de 40 % de l'usage du gaz d'ici à 2040, tirée par les usages industriels des pays en développement, Chine et Inde en tête.

EN FRANCE, LES PARAMÈTRES DE CETTE PHASE DE TRANSITION SONT DIFFÉRENTS

Dans les pays charbonniers, le recours au gaz fait donc sens dans le cadre de la transition énergétique, même s'il ne peut qu'être transitoire si l'on veut *in fine* atteindre la neutralité carbone. Mais la question se pose de façon radicalement différente en France, dont le mix de production d'électricité est aujourd'hui déjà très décarboné, avec un petit nombre de centrales à charbon encore en fonctionnement jusqu'en 2022 et un volant résiduel de centrales au gaz (respectivement 1,8 % et 7,7 % de notre production d'électricité)¹⁰. Pour autant, le gaz est à l'origine de l'ordre de 20 % de nos émissions de gaz à effet de serre. Près de la moitié de la consommation de gaz est imputable au résidentiel et au tertiaire (bureaux, commerce, bâtiments publics, etc.), pour le chauffage des locaux principalement, mais aussi de l'eau chaude sanitaire et de la cuisson (graphique 2). Pour ces usages, le gaz est en concurrence dès aujourd'hui avec d'autres formes d'énergie : électricité sous forme de pompes à chaleur et de chauffe-eau thermodynamiques, biomasse (bois), géothermie ou solaire thermique.

Graphique 2 – Consommation totale (hors pertes) de gaz naturel par secteur en 2016
Périmètre GRT gaz



En TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur), données corrigées des variations climatiques. L'énergie exprimée sous forme de pouvoir calorifique supérieur correspond à l'énergie dégagée par la combustion du charbon, du bois, du gaz, du fioul, du pétrole, en récupérant la chaleur latente de la vapeur d'eau produite par la combustion.

Note : En 2016, la consommation totale de gaz naturel s'est élevée à 489 TWh¹¹, dont 375 TWh de consommation finale à usage énergétique (soit 21 % de la consommation finale d'énergie). Les émissions de CO₂eq associées à cette consommation de gaz étaient de 88 MtCO₂eq sur un total d'émissions de GES de 458 MtCO₂eq¹².

8. Source : <http://www.tsp-data-portal.org/Breakdown-of-Electricity-Generation-by-Energy-Source#tspQvChart>

9. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/695626/Press_Notice_March_2018.pdf.

10. Source : <http://bilan-electrique-2017.rte-france.com/production/le-parc-de-production-national/#>.

11. Commissariat général au développement durable (2018), *Bilan physique et monétaire du gaz naturel 2011-2016*, Ministère de la Transition écologique et solidaire, juillet, <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publications/p/2764/1009/bilan-physique-monetaire-gaz-naturel-2011-2016.html>

12. Chiffre calculé au périmètre de Kyoto (en tenant compte de l'outremer) : <https://www.citepa.org/fr/activites/inventaires-des-emissions/ccnuc>.

En projection, il ne fait donc aucun doute que l'utilisation du gaz d'origine fossile doit diminuer, notamment dans le résidentiel tertiaire, pour réduire les émissions de GES. Ce mouvement sera d'ailleurs favorisé par l'augmentation, dans les années à venir, de la taxe carbone, comme le gouvernement s'y est engagé. À cet égard, la réglementation thermique actuelle applicable aux bâtiments neufs, fixée en 2012, est contreproductive : parce qu'elle vise avant tout à réduire la demande d'électricité « à la pointe » – c'est-à-dire lors des périodes d'hiver, où elle est la plus forte – et à baisser la consommation d'énergie, elle a certes conduit à réduire le nombre de chauffages électriques peu performants et à développer les pompes à chaleur, mais elle a aussi renforcé la pénétration du gaz comme vecteur de chauffage des locaux (graphique 3) et de l'eau chaude sanitaire, contribuant ainsi à l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre du secteur résidentiel tertiaire¹³.

Cette réglementation thermique, qui prône la disparition des ballons d'eau chaude, apparaît d'autant plus dommageable que ces ballons constituent un moyen de stockage de l'énergie électrique et de lissage des consommations, très efficace pour profiter des heures creuses de nuit ou pour absorber l'énergie excédentaire produite par les énergies renouvelables (ENR) variables (éolien, solaire). De fait, la conversion d'électricité en chaleur (*power-to-heat*) est un des moyens les plus commodes et les moins coûteux (contrairement au *power-to-gas*, voir *infra*) pour flexibiliser la demande d'électricité.

La refonte de la réglementation, aujourd'hui nécessaire, doit viser deux objectifs : le premier, et principal, est de réduire les émissions de gaz à effet de serre ; le second, qui doit rester subordonné au premier, est de renforcer notre efficacité énergétique en réduisant notre consommation énergétique finale. C'est pourquoi notre réglemen-

tation thermique doit désormais intégrer les émissions de CO₂ dans les critères de certification des logements.

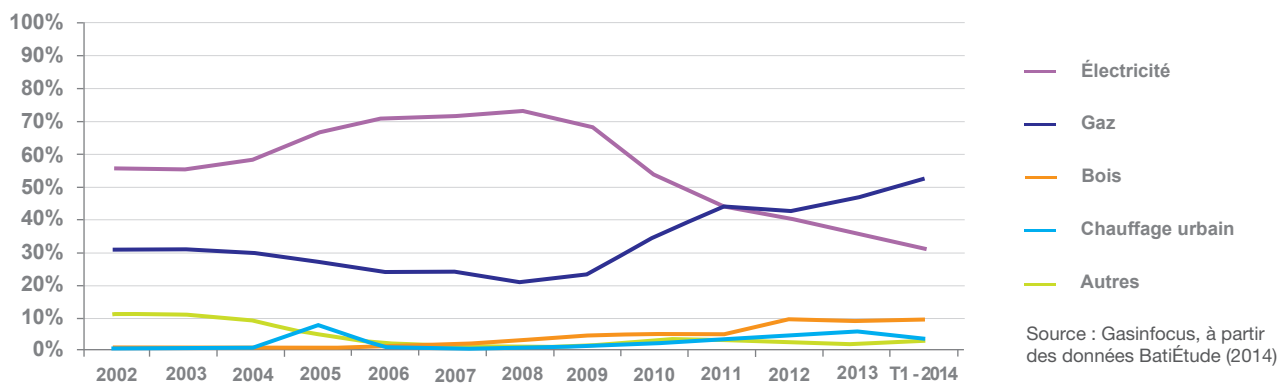
QUELS USAGES POUR LE GAZ EN 2050 ?

Dans une vision de moyen-long terme, l'usage du gaz d'origine fossile a donc vocation à se réduire très fortement. Une solution pourrait néanmoins consister à développer des procédés de capture et de stockage du CO₂ émis par sa combustion : leur mise en œuvre industrielle reste cependant à démontrer. En revanche, l'usage du gaz renouvelable (produit à partir du CO₂ contenu dans l'atmosphère ou du carbone contenu dans les végétaux, et dont la combustion s'inscrit dans le cycle naturel actuel du carbone sans en ajouter) pourrait s'accroître. Pour autant, du fait que cette ressource sera plus coûteuse que le gaz naturel et moins abondante, il serait logique de n'employer à terme le gaz que pour les usages auxquels il est difficile de substituer de l'électricité ou de la biomasse – pour des raisons techniques ou de coût –, ou durant les périodes où le système électrique ne peut répondre.

À l'aune de ces critères, et sans évoquer le cas du chauffage traité dans l'encadré correspondant, trois usages du gaz restent *a priori* envisageables : les transports, la production d'électricité flexible et l'industrie.

Dans le transport de marchandises (camions, trains, navires), le gaz est présenté par ses promoteurs comme un vecteur de décarbonation privilégié au motif que sa technologie, parfaitement éprouvée, peut remplacer avantageusement et à grande échelle le diesel, en émettant moins de CO₂ et, surtout, beaucoup moins de particules fines. Aujourd'hui, la part de la consommation de gaz dévolue au transport est quasiment nulle en France (0,3 %), mais une étude de l'Ademe¹⁴, destinée à explorer les conditions de la faisabilité technico-économique d'un système gazier en 2050

Graphique 3 – Part de marché des différentes énergies dans le logement neuf



13. Les émissions du secteur résidentiel tertiaire ont augmenté de 4 MtCO₂ de 2014 à 2016, soit environ 2,5 % d'augmentation pour le secteur et 1 % des émissions totales en France
14. Scénario énergie-climat ADEME 2035-2050, octobre 2017 - Réf. 010305.



basé à 100 % sur du gaz renouvelable, envisage qu'elle soit portée à un tiers à horizon 2050, *via* un usage intensif pour les bus, les camions et les bennes à ordures. Cependant, l'incertitude sur ce point reste forte. Certes, en France, les sept à huit milliards de litres de diesel destinés aux poids lourds, vendus en 2016, ont été à l'origine de 6 % de nos émissions de GES (soit 28 MtCO₂eq)¹⁵. Mais remplacer ces derniers par des camions roulant au gaz¹⁶, ce qui conduirait à consommer quelques dizaines de TWh de gaz (à comparer avec une consommation totale actuelle de gaz de l'ordre de 500 TWh), ne permettrait de supprimer ces 6 % que si le gaz utilisé est d'origine renouvelable ; si ce gaz reste extrait du sous-sol, la baisse induite d'émission de GES serait négligeable¹⁷.

En fait, la concurrence de l'électricité sur ce créneau du transport apparaît forte : le développement d'usines de fabrication de bus électriques en Europe et à ses portes pourrait répondre à la demande des agglomérations d'un transport propre en centre-ville, et le développement de poids lourds électriques d'une vingtaine de tonnes¹⁸ dotés d'une autonomie de cent ou deux cents kilomètres permettrait de répondre à une partie des transports de marchandises, que ne peut capter le rail. Il reste que, sur de plus longues distances, le gaz, qui permet de réduire la pollution atmosphérique, peut trouver sa place, même si d'autres technologies (hydrogène, biocarburants)¹⁹ sont également envisageables.

Deuxième usage possible pour le gaz : assurer l'équilibre offre-demande d'électricité lors des périodes insuffisamment ensoleillées ou ventées. Tant que le développement de moyens de stockage de masse et de longue durée²⁰ de l'électricité produite par les ENR intermittentes (éolien et solaire) sera compliqué, les turbines à gaz, souples d'usage et d'un investissement modéré, apparaissent comme leur complément idéal. C'est la solution vers laquelle cherche à s'orienter l'Allemagne. En France, compte tenu de la place actuelle des ENR dans la production électrique, les quantités additionnelles en jeu sont faibles, même si elles

peuvent varier du simple au double d'une année à l'autre en fonction des conditions météorologiques, des apports hydrauliques dans les barrages et de la disponibilité des centrales nucléaires. Pour autant, même si la part des ENR augmente à terme dans la production électrique française, il faut compter dans le futur sur les progrès technologiques en matière de batteries et le développement des véhicules électriques ainsi que sur les *smart grids* pour apporter au système électrique une grande partie de la flexibilité dont il aura besoin.

Enfin, dans l'industrie, le gaz naturel est utilisé comme matière première notamment pour la fabrication d'hydrogène (à plus de 95 %, en particulier dans les raffineries) et d'ammoniac, dont le secteur de la fabrication d'engrais est le principal client²¹. Il est également utilisé pour celle du méthanol, conduisant à la fabrication des colles, adhésifs et plastiques thermodurcissables, ou pour la fabrication de l'acide cyanhydrique, lui-même à la base des résines acryliques et du plexiglas. Au final, dans les procédés où la chimie du méthane et de ses dérivés est indispensable, son usage devrait se maintenir, voire s'amplifier si l'activité des segments industriels concernés est dynamique.

LA DEMANDE POUR LES USAGES SPÉCIFIQUES DU GAZ PEUT-ELLE ÊTRE SATISFAITE PAR DU « GAZ VERT » ?

Afin d'abandonner l'exploitation des gaz d'origine fossile, trois productions de gaz peuvent être considérées, en première approximation (encadré 1), comme un recyclage du dioxyde de carbone contenu dans l'atmosphère ou du carbone contenu dans les végétaux, qui ne conduit donc pas à de nouvelles émissions de CO₂ :

- le biogaz, issu de la décomposition de la matière organique contenue notamment dans les déjections animales, dans les résidus d'origine agricole ou dans les cultures intermédiaires (et éventuellement dédiées)²² sous l'action de micro-organismes et en l'absence

15. Source : Comptes transport de la nation, site du MTES.

16. Il s'agit là de gaz d'origine fossile : le gaz d'origine renouvelable n'est pas aujourd'hui compétitif sur ce segment.

17. Le gaz remplace avantageusement le charbon dans la production d'électricité en raison du rendement des centrales à gaz (technologie des cycles combinés), nettement supérieur à celui des centrales à charbon (environ 55 % contre 35 %), et d'une quantité de CO₂ émise moins importante pour une même quantité d'énergie dégagée. Dans un moteur thermique, le rendement du diesel est meilleur en raison des taux de compression élevés permis par cette technologie, ce qui réduit le gain en CO₂ des moteurs à gaz à presque rien.

18. Le Global EV Outlook 2018 de l'AIE (<https://webstore.iea.org/global-ev-outlook-2018>) précise que pour un coût de batteries de 120 US\$/kWh, les poids lourds de plus de 15 tonnes deviennent compétitifs en Europe par rapport au diesel pour une durée de possession de dix ans avec une autonomie électrique pouvant aller jusqu'à 500 km.

19. Le rapport prévisionnel des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution (GRDF, GRTgaz et TIGF) publié en novembre 2017 (<http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/2017/Perspectives-Gaz-2017-2035.pdf>) projette entre 300 000 et un million de véhicules roulant au gaz en 2035, soit au mieux 3 % du parc automobile total. Le secteur de la mobilité représenterait alors 12 % de la demande finale de gaz. À l'inverse, le rapport de l'Energy Transitions Commission sur le transport routier de marchandises (<http://energy-transitions.org/content/decarbonizing-heavy-duty-transport>) prévoit, sous l'hypothèse d'une baisse des prix de l'électricité, que le coût global d'achat et d'exploitation des poids lourds à énergie électrique (batteries, piles à combustibles, voire caténaïres) deviendra inférieur à celui des poids lourds à moteur thermique classique, même si le basculement vers l'électrique sera beaucoup plus rapide pour les bus et les véhicules utilitaires légers.

20. Aujourd'hui, celui-ci est assuré par les STEP, stations de pompage hydrauliques, mais il n'existe plus, ou très peu, de sites alpins pouvant accueillir de telles installations.

21. La transition agroécologique devrait réduire à terme la demande d'engrais chimiques.

22. Les articles D543-291 et suivants du code de l'environnement limitent à 15 % du tonnage brut total de produits de l'exploitation par année civile (moyennée sur trois ans) le seuil maximal des cultures alimentaires et énergétiques cultivées à titre principal et incorporées dans les méthaniseurs, étant entendu que les coupes de prairies et les cultures intermédiaires ne sont pas comptabilisées.

d'oxygène²³. Il doit ensuite être épuré – et transformé en biométhane – avant d'être injecté dans le réseau²⁴. Ces opérations de méthanisation, bien connues des agriculteurs, ont fourni au réseau 406 GWh de gaz en 2017, soit 0,08 % de la consommation française de gaz²⁵ ;

- la pyrogazéification, autrement dit la transformation en gaz, sous l'effet de la chaleur et en l'absence d'oxygène, du bois et de ses dérivés²⁶ : c'est un procédé similaire qui a longtemps été utilisé pour produire le gaz de ville à partir du charbon (« gazogène ») et qui n'a été abandonné qu'avec l'apparition du gaz naturel ;
- la production de gaz naturel de synthèse, qui consiste, dans un premier temps, à fabriquer de l'hydrogène par électrolyse de l'eau grâce à l'électricité excédentaire des ENR puis, dans un second temps, à lui adjoindre du CO₂ dans une réaction dite de Sabatier²⁷.

Encadré 1 – Gaz renouvelable et neutralité carbone

L'affirmation, valable dans une première approche, selon laquelle la production et l'utilisation d'un gaz renouvelable seraient neutres en carbone mériterait des études complémentaires.

A) Le biométhane. *Dans le cas de la méthanisation, il faut étudier l'évolution du carbone stocké dans le sol, qui aurait pu être accru si les cultures n'avaient pas été prélevées. Dans son étude²⁸, l'Ademe indique (en soulignant cependant les incertitudes qui existent) que, dans la mesure où le digestat (qui correspond aux résidus de la méthanisation) est réutilisé comme engrais, la quantité de carbone (stable et labile) présente dans le sol ne serait pas réduite significativement. Ainsi, à l'issue de ce processus, la quantité de carbone présente dans l'atmosphère ne serait pas sensiblement modifiée.*

B) La pyrogazéification. *Le bois utilisé à des fins énergétiques correspond aujourd'hui à un sous-produit du bois d'œuvre (pour la construction et l'industrie) qui serait*

vraisemblablement inutilisé et qui, en se décomposant, relâcherait son carbone pour partie dans l'atmosphère et pour partie dans le sol. Des prélèvements importants de bois à des fins énergétiques (entraînant éventuellement une augmentation parallèle de la consommation de bois d'œuvre) pourraient conduire cependant à une baisse du carbone stocké chaque année dans la forêt. Dans les scénarios réalisés par l'Institut national de la recherche agronomique (Inra) et l'Institut national de l'information géographique et forestière (IGN) en juin 2017 pour le ministère de l'Agriculture²⁹, la différence dans le stockage du carbone entre une exploitation beaucoup plus forte de la forêt (correspondant par exemple à un scénario 100 % gaz renouvelable et au développement de la pyrogazéification) et une extensification de celle-ci couplée à de moindres prélèvements s'élève à plusieurs dizaines de MtCO₂eq/an en faveur de cette dernière. À titre de comparaison, la consommation de gaz naturel en France émet aux environs de 88 MtCO₂eq/an.

C) La méthanation *consiste à recréer du méthane avec de l'hydrogène et du CO₂ récupéré dans l'atmosphère ou à l'aval d'un procédé industriel. Par la suite, la combustion du méthane rejette le CO₂ prélevé. La neutralité carbone est donc respectée, pourvu naturellement que les réactions³⁰, coûteuses en énergie, de production d'hydrogène et d'adjonction de celui-ci à la molécule de carbone ne conduisent pas à des émissions induites de GES, ce qui suppose l'emploi d'une électricité décarbonée.*

L'Ademe, conjointement avec GRDF et GRTgaz, a publié en février 2018 une étude³¹ explorant les conditions de la faisabilité technico-économique d'un système gazier en 2050, basé à 100 % sur du gaz renouvelable. Elle a ainsi cherché à évaluer la faisabilité économique d'une solution permettant de satisfaire, grâce à ces trois ressources renouvelables, une consommation de gaz de 300 TWh, c'est-à-dire réduite de près de 40 % par rapport à la consommation actuelle (490 TWh en 2016) grâce à des actions d'efficacité énergétique (baisse de la consommation de 151 TWh à 49 TWh dans le résidentiel et de 85 à 13 TWh dans le tertiaire).

23. Au contraire, le compostage s'effectue en présence d'oxygène et va rejeter du CO₂.

24. Le biogaz brut est composé de 50 % à 65 % de méthane (le reste est composé essentiellement de CO₂, H₂S, d'eau et d'impuretés diverses). À l'état brut, ou après un léger traitement, il peut être valorisé sur le site de production sous forme d'électricité ou de chaleur, voire les deux lors de la cogénération. Mais, en l'état, il ne peut être injecté dans le réseau de gaz : dans ce but, le biogaz devra subir une épuration poussée grâce à laquelle il atteint le même niveau de qualité que le gaz naturel, ce qui nécessite une installation particulière, coûteuse lorsque la production est faible.

25. Pour une consommation totale en 2017 de 491 TWh.

Source : <http://www.grtgaz.com/fileadmin/medias/communiques/2018/FR/Presentation-bilan-gaz-2017.pdf>

26. La pyrolyse produit non seulement du gaz directement utilisable, mais aussi du charbon qui se gazéifie lorsque l'on ajoute un peu d'oxygène ou de vapeur d'eau.

27. La réaction découverte par le chimiste français Paul Sabatier consiste à transformer le CO₂ en gaz naturel à l'aide d'un catalyseur suivant la formule CO₂ + 4 H₂ → CH₄ + 2 H₂O

28. <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/france-independante-mix-gaz-renouvelable-010503a.pdf>, p. 194 et suivantes.

29. <https://inventaire-forestier.ign.fr/IMG/pdf/407483-dd06c-resource-etude-forets-bois-et-changement-climatique-resume.pdf>.

30. La réaction de Sabatier suppose de plus que l'on puisse au préalable capter du CO₂ à un coût modéré et que sa transformation en méthane soit plus « efficace » qu'un stockage direct.

31. <http://presse.ademe.fr/2018/01/etude-un-mix-de-gaz-100-renouvelable-en-2050.html>.

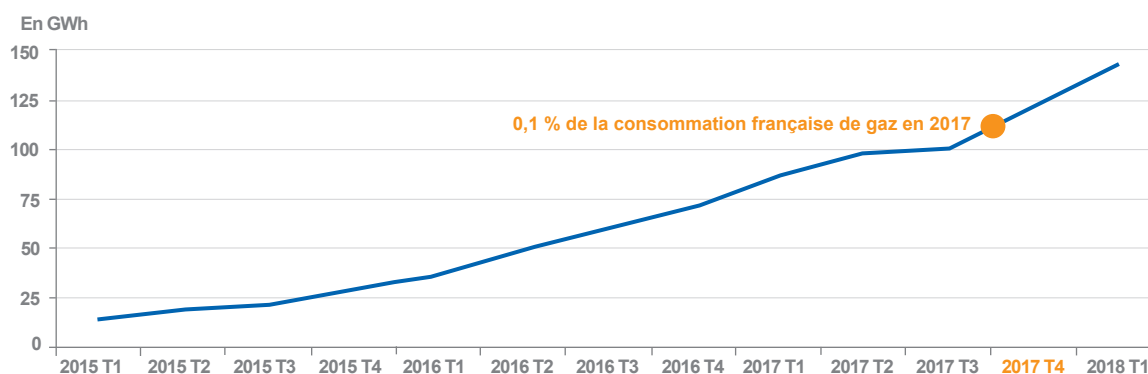


Cette étude soulève cependant nombre d'interrogations sur le plan économique mais aussi technique. Le coût de production du gaz serait multiplié par un facteur compris entre 2,5 et 4, ce qui devrait peser sur le pouvoir d'achat des particuliers qui continueraient à en consommer à titre domestique³² (encadré 2), mais aussi sur la compétitivité de ses entreprises industrielles si la France s'engageait seule sur cette voie. L'Ademe souligne d'ailleurs que cette étude ne correspond pas à une optimisation globale du système énergétique, qui reste à mener³³.

La méthanisation permet à un agriculteur tout à la fois de produire du gaz, de traiter ses déchets et de diminuer fortement sa consommation d'engrais chimiques, en utilisant les digestats riches en azote et en phosphore issus du traitement (et dans la mesure où ils respectent les obligations réglementaires relatives à leur valorisation³⁴). Elle peut donc lui assurer un complément de revenu. Elle suppose cependant de sa part l'acquisition de nouvelles compétences, plus proches de l'industrie que de l'agriculture, et une dépense initiale relativement importante, de l'ordre de 200 à 800 k€³⁵, notamment pour épurer le biogaz avant de l'injecter dans le réseau, et ne garder que le méthane. En comparaison du prix du gaz sur le marché européen (environ 20 €/MWh), son coût de production, voisin de 85 à 100 €/MWh, et son tarif de rachat restent aujourd'hui élevés pour la collectivité³⁶. On peut néanmoins espérer que ce coût pour les finances publiques soit amoindri par l'effet d'échelle associé au

déploiement en grand nombre de ce type d'installations, ainsi que par de moindres subventions agricoles permises par l'augmentation des bénéfices agricoles (liés à la moindre consommation d'engrais). L'association France Nature Environnement souligne par ailleurs qu'il faut absolument adapter la taille des unités de méthanisation à celle des installations agricoles pour ne pas aboutir, comme en Allemagne, à des cultures dédiées au détriment de l'alimentation³⁷. À défaut, le bilan carbone de l'opération deviendrait nettement plus mauvais, puisque d'autres surfaces devraient être dégagées (déforestation) pour les besoins alimentaires. Il faut également veiller à ce que les cultures intermédiaires, voire dédiées, destinées à la méthanisation soient produites de manière durable et n'engendrent pas d'externalités négatives sur l'environnement (*via* une augmentation de l'utilisation de produits phytosanitaires, notamment). En France, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte retient un objectif de 10 % de gaz d'origine renouvelable à 2030 (soit environ 30 TWh) : si celle-ci provenait principalement de la méthanisation, il faudrait multiplier la production actuelle de méthane injectée dans le réseau (0,406 TWh en 2017 pour une quarantaine d'installations) par un facteur supérieur à 70, donc créer 1 000 à 2 000 installations supplémentaires raccordées au réseau (graphique 4). Fin 2017, 361 projets étaient en cours permettant d'espérer une production de 8 TWh en 2023³⁸, comme prévu par la PPE, ce qui correspondrait à une multiplication par un facteur 20 de la production de 2017.

Graphique 4 – Évolution de la production nationale de biométhane



Source : Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz, premier trimestre 2018, Service de la donnée et des études statistiques (SDES) – MTEs - <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/100>

32. À l'inverse, une contribution climat-énergie, si elle est redistribuée, peut être globalement neutre sur le pouvoir d'achat des ménages.
33. L'Ademe précise que les quantités de gaz renouvelable consommées dans les différents secteurs sont une donnée d'entrée de l'étude. Une optimisation globale du système énergétique reste donc à effectuer pour déterminer, secteur par secteur, la part du gaz renouvelable optimale techniquement et économiquement sur la base d'objectifs climatiques ou environnementaux fixés.
34. L'arrêté du 13 juin 2017 approuvant le cahier des charges pour la mise sur le marché et l'utilisation de digestats agricoles en tant que matières fertilisantes en fixe le cadre d'utilisation. La méthanisation contient des critères microbiologiques, mais la principale contrainte porte sur les métaux lourds.
35. Ce chiffre dépend bien sûr des installations et ne représente donc qu'un ordre de grandeur.
Source : <http://methanisation.insa-rennes.fr/contraintes-installations/>.
36. En fonction de la taille de l'installation, le tarif d'achat du gaz issu de la méthanisation agricole est compris entre 65 et 125 euros par MWh.
37. Dans ce pays, la production d'électricité à partir de biomasse a atteint un pic de production de 47 TWh (8,5 % de la production totale) après 2014, date à laquelle de nouvelles cultures dédiées ont été interdites, l'Allemagne étant redevenue importatrice de céréales.
38. Panorama du gaz renouvelable en 2017, <http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/2018/Panorama-du-gaz-renouvelable-2017.pdf>.

La pyrogazéification du charbon et du bois est une technique ancienne bien connue : le gazogène est vieux de plus de deux cents ans et le gaz de ville nous a éclairés pendant tout le XIX^e siècle et le début du XX^e. Pourtant, elle s'apparente aujourd'hui davantage à une technologie innovante car elle doit, pour s'imposer, s'adapter aux conditions technologiques actuelles pour espérer devenir compétitive sur le marché³⁹. Réutilisée depuis une vingtaine d'années pour traiter les déchets, cette technologie peut également « brûler » de la biomasse comme par le passé. Mais, à court terme, comme le rapport du groupe de travail du Conseil national de l'industrie sur le pyrogaz le souligne, des opérations de démonstration sont nécessaires. Ce n'est que dans un second temps que le développement d'installations de moyenne taille proches des gisements pourrait conduire à un abaissement des coûts. Les conséquences sur la gestion de la forêt ainsi que sur la préservation du puits carbone et de la biodiversité qui lui sont associés mériteraient, là encore, d'être étudiées de plus près : une production de 100 TWh de gaz par pyrogazéification nécessiterait de doubler quasiment les prélèvements de bois destinés à la production d'énergie, et de réserver l'exploitation supplémentaire de ce bois énergie à cet unique usage (au détriment d'une utilisation plus performante du bois énergie pour produire de la chaleur soit en cogénération avec de l'électricité pour des réseaux urbains, soit dans des chaudières à bois individuelles modernes). En particulier, le gaz renouvelable produit par cette technique ne devrait pas servir pour le chauffage, puisque l'utilisation directe du bois pour cela est de meilleur rendement.

Le *power-to-gas* consiste à transformer l'énergie électrique en gaz de synthèse par production d'hydrogène puis par combinaison avec du CO₂ par méthanation (voir ci-dessus). L'électrolyse de l'eau, au cœur de ce processus, est une vieille technique, connue depuis le XIX^e siècle, dont les rendements faibles s'améliorent lentement et dont les coûts d'investissement restent à ce jour très élevés⁴⁰. Le procédé de méthanation est aussi bien connu, mais cette étape nécessite des investissements supplémentaires et dégrade encore les rendements. Deux projets de démonstration sont en cours : JUPITER 1000 mené par GRT Gaz à Fos-sur-Mer et démarré en 2018 pour la production et l'injection dans le réseau de transport de gaz naturel de méthane de synthèse (environ 25 m³/h pour un coût annoncé total de 30 millions d'euros) et GRHYD à Dunkerque, lancé

par GRdF en 2018 également, qui doit injecter directement dans le réseau de distribution des quantités limitées d'hydrogène (d'au plus 10 m³/h avec 5 kg de capacité de stockage⁴¹ pour un coût de 15 millions d'euros). Les valeurs annoncées, qui comprennent des dépenses d'investissement, mais aussi d'exploitation et de recherche, correspondent pour le moment à des coûts de production extrêmement élevés⁴², même s'ils devraient baisser par effet de série. Le développement du *power-to-gas* dépendra ainsi de la faculté des chercheurs à mettre au point des technologies disruptives, nettement moins coûteuses.

La disponibilité de la ressource se pose également. L'Ademe recense dans son étude « 100 % de gaz renouvelable » un potentiel de 205 TWh d'électricité renouvelable excédentaire qui permettrait de produire 135 TWh de méthane de synthèse⁴³. Ce volume représente 40 % de la consommation actuelle d'électricité et correspondrait à la production de 100 GW d'éoliennes, soit dix fois la puissance actuelle installée, ou encore de 200 GW de panneaux solaires PV, soit vingt-cinq fois plus qu'aujourd'hui. Encore s'agit-il là d'un minorant, car cette production d'électricité – excédentaire donc – devrait s'effectuer en dehors des heures où le gaz sert à produire de l'électricité (sous peine d'utiliser de l'électricité pour produire du gaz, qui servirait au même moment à produire de l'électricité !) et viendrait s'ajouter aux usages usuels, mais aussi aux nouveaux usages potentiels qui pourraient profiter d'une énergie électrique produite à bas coût. Les conséquences de ce scénario sur le dimensionnement du système électrique doivent donc être étudiées très précisément.

La DENA, l'agence de l'énergie allemande, a de son côté évalué, dans une étude parue en août 2018, que jusqu'à 900 TWh d'électricité renouvelable supplémentaire pouvait être nécessaire pour électrifier les usages et fabriquer des hydrocarbures de synthèse pour décarboner l'économie du pays avant 2050.

Il convient enfin de souligner que la méthanation peut rentrer en compétition avec une utilisation directe de l'hydrogène pour certains usages, notamment dans le cas des transports (*via* des piles à combustible par exemple). Si une filière hydrogène voyait le jour, avec ses propres infrastructures, il n'est pas certain que la fabrication de méthane de synthèse trouve un espace économique.

39. Groupe de Travail PyroGaz (2015), *Pyrolyse et gazéification, une filière complémentaire pour la transition énergétique et le développement de l'économie circulaire*, note stratégique sur le développement de la filière pyrogazéification, Comité stratégique des filières Éco-Industries VID, juin, http://green-news-techno.net/fichiers/201602021004_GNT_588.pdf.

40. Voir Beeker É. (2014), « Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique », *La note d'analyse*, n° 15, France Stratégie, août. L'hydrogène produit par électrolyse de l'eau peut également être utilisé directement dans une pile à combustible pour produire de l'électricité.

41. L'étanchéité du réseau, y compris chez le client, doit naturellement être compatible avec cet usage. Le comportement de l'hydrogène dans les stockages souterrains de gaz doit également être étudié. Barbaux A. (2018), « Les 7 chiffres clés du démonstrateur power-to-gas Grhyd d'Engie à Dunkerque », *L'Usine nouvelle*, 11 juin.

42. Un rapide calcul montre qu'avec un facteur de charge de 2 000 heures par an (celui d'une éolienne par exemple), le coût du gaz produit est de près de 8 000 euros/MWh, soit plus de 400 fois celui du gaz fossile importé. Ce coût devrait baisser dans le cas d'une série.

43. Avec un rendement – conforme à celui envisagé par l'Ademe – de 66 % correspondant au ratio entre l'énergie du méthane injectable (PCS) et celle de l'électricité consommée.



Encadré 2 – L'utilisation de gaz renouvelable augmenterait nettement la facture des consommateurs et serait plus coûteuse que le recours à une pompe à chaleur pour les logements anciens

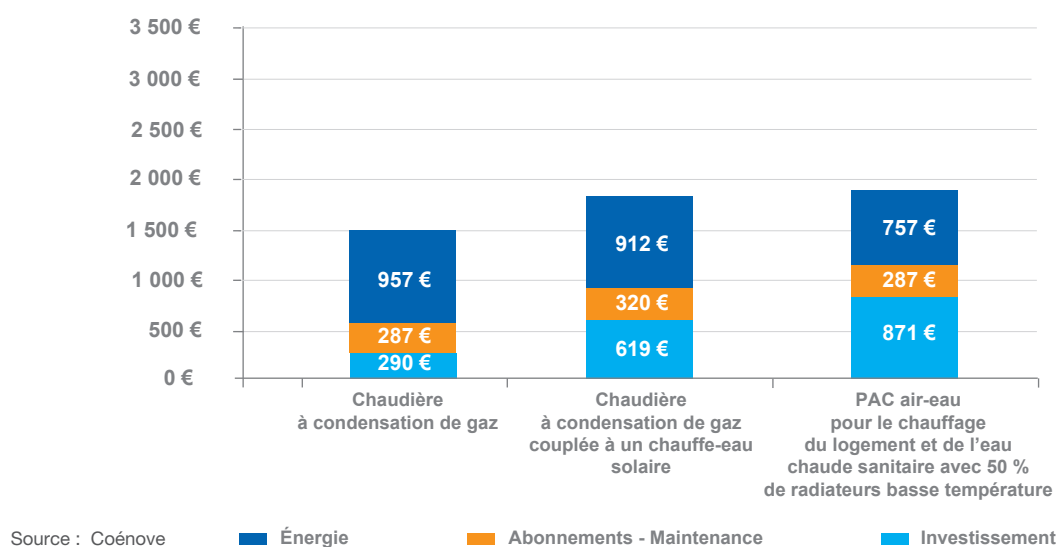
Si l'on se base sur l'étude COENOVE⁴⁴ de 2016, analysant le cas d'une maison individuelle de 100 m² en zone H1⁴⁵ (la plus froide) et munie d'une chaudière performante à condensation, la consommation moyenne est de 20 Mwh/an pour les besoins de chauffage, ce qui occasionne une dépense annuelle (hors taxes) liée à l'achat du gaz de 957 euros (graphique 5) pour une dépense totale d'un peu plus de 1 500 euros. La solution PAC (pompe à chaleur) présentée en comparaison représente une dépense annuelle de 1 850 euros, le coût de l'électricité comptant pour 757 euros.

Selon les scénarios retenus par l'Ademe⁴⁶, le coût du gaz renouvelable serait entre 2,3 et 3 fois supérieur, soit une dépense supplémentaire (toujours hors taxes) pour le consommateur de 1 300 à 2 000 euros par an. Cela rendrait les solutions de chauffage au gaz près de deux fois plus chères que celles avec pompe à chaleur (PAC) électrique⁴⁷.

S'il paraît souhaitable, pour les besoins du réseau électrique, d'éviter une consommation d'électricité trop importante durant les périodes prolongées de grand froid, la solution pour les logements existants peut consister à gérer intelligemment la demande suivant les heures de la journée (ou par un changement de comportement lors des périodes de prix de kWh élevé) ou à hybrider la PAC avec une autre source d'énergie⁴⁸.

Cette logique économique d'hybridation est en revanche moins adaptée aux habitations très bien isolées, en particulier à celles construites suivant la RT 2012, pour lesquelles la consommation pour le chauffage, y compris à la pointe, étant faible, le gaz reste une énergie performante. Dans ce cas, il est cependant préférable de rechercher des systèmes pouvant assurer à la fois le chauffage de l'habitat et de l'eau chaude sanitaire ainsi que la climatisation, ce qui permet une meilleure optimisation⁴⁹. Pour s'inscrire dans l'Accord de Paris, les solutions les moins émettrices de CO₂ doivent être recherchées. La puissance publique doit donc encourager plus fortement le développement des réseaux de chaleur, des pompes à chaleur, de la biomasse et de la géothermie profonde⁵⁰ (qui ne nécessite pas de recourir à une pompe à chaleur) dans les immeubles collectifs.

Graphique 5 – Coûts comparés des solutions de chauffage pour une maison individuelle sur quinze ans



44. <http://www.coenove.fr/content/etude-r%C3%A9novation-%C3%A9nerg%C3%A9tique-comp%C3%A9titiv%C3%A9-des-solutions>.

45. La France a été découpée en plusieurs zones climatiques. H1 correspond au nord et à l'est de la France.

46. Comprenant les coûts de production, les coûts de distribution et transport et les coûts de stockage.

47. Rappelons au passage que la géothermie de surface (qui puise l'eau dans le sol à une température indépendante de celle de l'air extérieur et en extrait, grâce à des pompes à chaleur, des calories qui vont permettre de chauffer la maison, à l'aide d'un fluide intermédiaire dont la condensation dégage de la chaleur) est bien adaptée à des températures froides. Soulignons également que certaines PAC air-eau conservent un très bon rendement, autrement dit un très bon rapport entre l'énergie fournie pour le chauffage et l'énergie électrique consommée, même à des températures extérieures très froides (COP de 2,7 °C à -10 °C avec des températures de 35 °C pour les radiateurs). Plus de 50 % des maisons individuelles suédoises sont ainsi équipées de PAC. La Suède, qui dispose depuis les années 1990 d'une production électrique décarbonée, a d'ailleurs quasiment entièrement supprimé les hydrocarbures du chauffage de bâtiments.

48. La notion de PAC hybride est de plus en plus courante : elle associe une PAC, soit à une résistance électrique classique (ce qui permet d'avoir un chauffage garanti jusque -10 °C voire -15 °C), soit, si l'on veut limiter la consommation à la pointe, à une chaudière à condensation (gaz ou fuel) ou à bois.

49. <http://www.ademe.fr/modes-chauffage-lhabitat-individuel>.

50. En région parisienne, la température de la nappe phréatique présente dans le Dogger (environ -1 600 à -1 800 mètres) est comprise entre environ 55 °C et 80 °C : son exploitation ne nécessite donc pas de pompe à chaleur, contrairement à une opération de géothermie de surface.

CONCLUSION

La neutralité carbone à 2050, qui conduit à se débarrasser totalement, ou presque, de l'usage des énergies fossiles à cet horizon, pose la question de la place que doit prendre le gaz dans notre système énergétique. Il s'intégrera naturellement dans les pays fortement charbonniers comme les États-Unis ou l'Allemagne où, en remplaçant le charbon, il permettra de diminuer les émissions de CO₂ de la production d'électricité⁵¹. En revanche, cela n'est pas vrai en France qui dispose déjà d'une électricité quasiment décarbonée, si bien que l'électrification des usages⁵², notamment le développement du véhicule électrique pour la mobilité ou celui des pompes à chaleur pour le chauffage des locaux, permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Le gaz renouvelable trouvera néanmoins sa place dans le système énergétique français, par exemple pour les poids lourds, si son coût pour le consommateur final devient inférieur à celui d'autres énergies, ce qui suppose très probablement le développement et la mise au point de nouvelles technologies pour la pyrogazéification et la méthanation. La question de la ressource reste posée, qu'il s'agisse des matières fermentescibles, de la biomasse pour la pyrogazéification ou des quantités d'énergie électrique renouvelable excédentaire disponibles pour une transformation du CO₂ en gaz de synthèse.

Pour permettre un véritable débat sur le devenir du gaz dans notre mix énergétique, il faudrait documenter plus avant les coûts associés à différents scénarios – reposant tous uniquement sur du gaz d'origine renouvelable qui viendrait progressivement remplacer dans les trente prochaines années le gaz d'origine fossile –, ainsi que les conséquences de ces scénarios sur l'ensemble du système énergétique français.

Le premier scénario, voisin de celui envisagé par l'Ademe, consisterait à accentuer les efforts d'efficacité énergétique et à viser une consommation proche de 300 TWh, ce qui permettrait de garder le modèle économique actuel associé au transport et à la distribution de gaz. Compte tenu de la difficulté à produire autant de gaz renouvelable, ce scénario conduit à recourir à des productions de gaz à des prix élevés et apparaît aujourd'hui très coûteux pour la collectivité. En outre, il entraînerait vraisemblablement une exploitation soutenue de la forêt et plus généralement des ressources en biomasse.

Un deuxième scénario, proche de celui développé dans le cadre de travaux préparatoires à la Stratégie nationale bas carbone par la Direction générale de l'énergie et du climat, viserait une consommation de gaz de 110 à 200 TWh, essentiellement réservée à la production d'électricité et à l'industrie, avec un usage résiduel de chauffage des locaux. Il présenterait un avantage : il maintiendrait l'usage du gaz dans des secteurs où son rôle est aujourd'hui essentiel. En période de grand froid, le gaz continuerait de répondre à la pointe de demande d'électricité⁵³ et de permettre le chauffage des particuliers. En revanche, une telle consommation de gaz conduirait à un surcroît de prix pour couvrir les dépenses actuelles d'exploitation et de renouvellement des réseaux de transport et de distribution ainsi que des installations de stockage⁵⁴ ; cela impliquerait d'optimiser, sinon de revoir, le modèle économique qui leur est associé. Cette augmentation serait en partie compensée par le recours à une production de gaz plus faible et donc à moindre coût, puisqu'elle n'aurait pas besoin de faire appel aux techniques les plus coûteuses.

51. Notons néanmoins que les autres impacts environnementaux de l'usage du gaz de schiste (biodiversité, ressources) nuancent fortement son intérêt.

52. En juillet 2017, Lord Turner, venu présenter à France Stratégie les conclusions de l'étude qu'il a dirigée avec l'Energy Transitions Commission, un think tank composé d'économistes et de dirigeants internationaux, soulignait que la réduction des émissions de carbone passait par la production d'une électricité propre – ce qui est quasiment le cas de la France, au contraire de ses pays voisins – et par l'électrification des usages, notamment le développement du véhicule électrique pour la mobilité ou celui des pompes à chaleur pour le chauffage des locaux. Une telle orientation conduit naturellement à reposer la question du dimensionnement du système électrique et du passage de la pointe : elle n'est en effet valable que dans la mesure où la baisse de la consommation électrique, la gestion de la demande et la mise en place de nouveaux moyens de production décarbonés à la pointe (STEP, batteries, interconnexions, etc.) seront suffisants. Pour le moment, RTE n'entre voit pas de difficultés particulières jusqu'en 2035.

53. En février 2012, le pic d'électricité a été de 101,6 GW tandis que le pic gazier atteignait 154 GW de gaz sur le réseau de GRTgaz (valeur à laquelle il convient d'ajouter la pointe observée chez Teréga).

54. Dans l'hypothèse où les coûts d'exploitation et de renouvellement des réseaux de transport et de distribution en 2050 sont supposés identiques aux coûts actuels, les coûts (estimés par l'Ademe) des charges de réseau et de stockage sont de 5,7 Mds d'euros. Pour 300 TWh de gaz, cela représente un coût de 19 euros/MWh, ce qui s'ajoute à un coût moyen du gaz renouvelable de 110 à 150 euros/MWh. Pour 100 TWh, le coût du gaz augmenterait de 38 euros/MWh, et on arriverait donc à des coûts moyens du gaz renouvelable d'environ 148 à 188 euros/MWh. Pour mémoire, le coût actuel du gaz est d'un peu moins de 50 euros/MWh (16 euros/MWh pour la production, 5,5 euros/MWh pour le transport, 18 euros/MWh pour la distribution, 5,5 euros/MWh pour les coûts commerciaux et 2,5 euros/MWh pour le stockage).



Un troisième scénario envisagerait une consommation de gaz renouvelable encore plus faible (dans laquelle le gaz ne se développerait pas dans les transports, ne serait plus utilisé pour la production d'hydrogène et verrait sa part très réduite pour le chauffage) et acterait que le coût de maintien en l'état des réseaux de transport et de distribution devient trop élevé. Il conduirait à envisager des productions décentralisées de gaz renouvelables proches de leur lieu de consommation et à redessiner complètement le réseau gazier. Dans ce cas, le réseau n'alimenterait plus que de grands sites pour, en priorité, produire de l'électricité, fournir quelques grandes entreprises industrielles et assurer le chauffage des centres urbains qui ne seraient pas équipés de réseaux de chaleur. Certes, aujourd'hui, le gaz assure le chauffage de plus de 11 millions de logements, ce qui explique en grande partie la pointe de demande de gaz en hiver (158 GW en février 2012). Il n'est donc pas envisageable à court terme de se passer du gaz pour le chauffage, d'autant plus que la priorité consiste d'abord à rénover les trois millions de logements qui sont encore chauffés au fuel. Pour autant, il convient dès à présent de songer à des scénarios dans lesquels sa place se réduirait. En effet, le remplacement du gaz fossile par du gaz renouvelable relève encore du pari. Si celui-ci réussit, il ne sera pas difficile de trouver des débouchés au cas où il se trouverait excédentaire. Mais dans le cas contraire, la neutralité carbone ne pourra pas être atteinte en 2050.

RETROUVEZ LES DERNIÈRES ACTUALITÉS DE FRANCE STRATÉGIE SUR :



www.strategie.gouv.fr



[@Strategie_Gouv](https://twitter.com/Strategie_Gouv)



[france-strategie](https://www.linkedin.com/company/france-strategie)



[FranceStrategie](https://www.facebook.com/FranceStrategie)

Directeur de la publication :

Gilles de Margerie,

commissaire général

Directeur de la rédaction :

Fabrice Lenglard,

commissaire général adjoint

Secrétaire de rédaction :

Valérie Senné

Impression :

France Stratégie,

Dépôt légal

septembre 2018

N° ISSN 2556-6059

Contact presse :

Jean-Michel Roullé,

directeur du service

Édition-Communication-Événements

01 42 75 61 37

jean-michel.roulle@strategie.gouv.fr



FRANCE STRATÉGIE



France Stratégie est un organisme d'études et de prospective, d'évaluation des politiques publiques et de propositions placé auprès du Premier ministre. Lieu de débat et de concertation, France Stratégie s'attache à dialoguer avec les partenaires sociaux et la société civile pour enrichir ses analyses et affiner ses propositions. Elle donne à ses travaux une perspective européenne et internationale et prend en compte leur dimension territoriale.