

Les nouveaux gaz, l'énergie des territoires, piliers d'une transition énergétique réussie

Les enjeux de la neutralité carbone induisent des défis immenses pour le système énergétique dans son ensemble auquel les solutions gazières contribueront à répondre.

L'atteinte de la neutralité carbone induit des défis immenses sur le système énergétique, habitué à évoluer sur des temps longs. La France s'engage avec des atouts importants dans cette transition, en particulier l'excellente performance de son système énergétique. Ce point de départ favorable ne doit pas masquer l'ampleur des transformations à entreprendre sans délai. Pour atteindre les objectifs intermédiaires de réduction des émissions de gaz à effet de serre en 2030 prévus par le paquet européen « *Fit for 55* », l'effort restant d'ici la fin de la décennie est du même ordre de grandeur que celui réalisé au cours des 30 dernières années.

Une condition nécessaire à la réussite de cette transition est la réduction de nos consommations énergétiques, ce qui nécessitera une accélération des programmes d'efficacité énergétique mais aussi des efforts en matière de sobriété. Des transformations importantes attendent également le secteur électrique, dont la part relative dans le mix énergétique est amené à croître. Elles demanderont d'importants investissements dans les capacités de production décarbonées, les infrastructures de réseaux et pour en favoriser l'accès aux consommateurs. Rappelons toutefois que l'électricité ne représente aujourd'hui qu'un quart de la consommation énergétique française, et qu'elle restera inférieure à la moitié. Il est donc impératif de travailler sur les modalités de transition des différentes énergies et d'exploiter au mieux les complémentarités du mix énergétique.

Les nouveaux gaz renouvelables et bas-carbone, méthane et hydrogène, constituent un des piliers sur lesquels fonder la transition et garantir la résilience du système énergétique. Ils s'appuient sur des gisements importants, valorisables grâce à de nombreuses innovations technologiques, contribuant ainsi à la réindustrialisation du pays et au renforcement de son indépendance énergétique. Ancrées au cœur de nos territoires, ces filières participent à l'économie circulaire et à la création d'emplois non délocalisables. Elles viennent en soutien d'une agriculture durable et contribuent au développement de solutions innovantes pour le traitement des déchets. Cette troisième révolution gazière, repose sur les gaz renouvelables ainsi que sur un héritage industriel et humain vieux de deux siècles qui a permis d'améliorer le confort et la vie de millions de Français et permettra demain de conserver ces acquis de manière plus durable pour tous. Pour la mettre en œuvre rapidement, il nous faut accélérer dès aujourd'hui.

Les gaz renouvelables présentent un potentiel important valorisable grâce aux innovations technologiques

De nombreuses études de références¹ ont récemment confirmé l'important potentiel de biomasse et d'intrants mobilisables pour la production de gaz renouvelables et bas carbone. Quatre filières technologiques permettront de valoriser ce potentiel :

¹ Solagro/ADEME, Comité de prospective de la CRE, ADEME 2021, France Stratégie, négaWatt, Imperial College, EC JRC, Trinomics, Prospective gaz 2020, Enea, Fraunhofer

- **Méthanisation** : processus de digestion anaérobie de matière organique, elle permet de valoriser les déchets agricoles, municipaux et les résidus de l'industrie agro-alimentaire,
- **Pyrogazéification** : technologie combinant les procédés de pyrolyse et de gazéification en chauffant de la matière carbonée relativement sèche à haute température (400 à 1 500°C) en absence ou défaut d'oxygène, elle valorise des intrants secs, soit une grande variété de ressources difficilement valorisables (résidus de bois, bois non dangereux de démolition et combustibles solides de récupération),
- **Gazéification hydrothermale** : procédé de conversion thermo-chimique à haute pression (210 à 350 bars) et haute température (360 à 700 °C), elle est une solution de traitement des déchets humides,
- **Méthane de synthèse (e-méthane)** : combinaison d'hydrogène électrolytique renouvelable ou bas-carbone avec du CO₂ qui permet de valoriser le CO₂ produit dans le processus de méthanisation ou par les industries.

La convergence des différentes études est relativement forte pour la filière méthanisation, avec un potentiel estimé entre 100 et 150 TWh. Les chiffres sont plus hétérogènes pour les autres filières qui ont des niveaux de maturité moins avancés – bien que de nombreux projets soient proches de l'industrialisation. Les études situent le potentiel de pyrogazéification dans une fourchette allant jusqu'à 200 TWh et la gazéification hydrothermale autour de 140 TWh. Leur potentiel sera fortement augmenté par les obligations réglementaires relatives à la gestion des déchets.

Le potentiel total de production de gaz renouvelables et bas-carbone est très supérieur à la consommation de gaz anticipée en 2050. Il se décompose de la manière suivante :

	Potentiels de production 2050 (en TWh PCS énergie finale)
Méthanisation	142 TWh (étude ADEME SOLAGRO 2018) avec mobilisation des CIVE à 50% 192 TWh en intégrant des CIVE sur toute la SAU
Pyrogazéification	180 TWh (réévaluation croisée des études 2018 et 2021 sur les potentiels de biomasse bois et de déchets)
Gazéification hydrothermale	58 TWh (mobilisation de 100% des boues de STEP digérées et non digérées) Potentiel supplémentaire de 100 TWh au moins si gazéification massive des digestats (avec toutefois dans ce cas un impact négatif sur la filière méthanisation par réduction des retours au sol possibles)
E-méthane local	Potentiel total qui dépend de la production d'H ₂ . Valorisation de tout le CO ₂ de méthanisation = 120 TWh

Sur cette base, une trajectoire de production de gaz renouvelables réaliste et atteignable se dégage, compte tenu des perspectives industrielles des différentes technologies. La production atteint déjà plus de 6 TWh en 2021, la trajectoire permet de viser une production domestique de 60 TWh en 2030 et une cible à 335 TWh en 2050, ventilée de la manière suivante :

	2030	2040	2050
Méthanisation	49 TWh	100 TWh	135 TWh
Pyrogazéification	6 TWh	30 TWh	90 TWh
Gazéification hydrothermale	2 TWh	25 TWh	50 TWh
E-méthane local	3 TWh	30 TWh	60 TWh
Total	60 TWh	185 TWh	335 TWh

La réalisation de cette trajectoire nécessite une impulsion de l'ensemble des acteurs, pour accélérer le développement de la filière méthanisation et lancer l'industrialisation des autres filières. Pour cela, un ensemble de leviers doit être mis en place :

- engagement d'un soutien massif pour activer les effets d'échelles qui permettront la baisse des coûts de production,
- lancement d'un mécanisme de soutien aux premiers projets de taille industrielle pour les filières pyrogazéification et gazéification hydrothermale,
- incitation des consommateurs à recourir aux offres de gaz vert, via la mise en place d'une fiscalité et/ou de dispositifs adéquates et en leur permettant de valoriser le caractère renouvelable de leur consommation au travers du dispositif de garanties d'origine,
- élargissement du dispositif de certificats de production de biométhane à l'ensemble des filières de gaz renouvelables et bas-carbone,
- intégration des externalités positives des filières gaz renouvelables dans la prise de décision publique,
- accélération des contraintes sur la valorisation des déchets à l'exemple du rehaussement de l'ambition relative à la réduction de l'enfouissement pour accélérer la valorisation des combustibles solides de récupération (CSR),
- mise en place d'un cadre permettant de reconnaître et de valoriser le CO₂ biogénique.

En complément de ce potentiel de production national, des importations de méthane de synthèse produit à partir d'hydrogène renouvelable à faible coût (Europe du Sud, Maghreb, Amériques), sont envisageables techniquement et économiquement. Elles représentent un volume potentiellement important : 25 TWh en 2040 et 200 TWh en 2050, dont une partie importante transitera par la France vers d'autres pays européens. Le potentiel total mobilisable ouvre la possibilité d'optimiser économiquement la décarbonation du système énergétique, en particulier en intégrant les dimensions stratégiques, géopolitiques et commerciales des importations.

Enfin, les solutions de capture et stockage du carbone (CCS), permettent, selon l'origine du CO₂, de diminuer l'empreinte carbone de l'utilisation de gaz naturel voire de créer des puits de carbone technologiques si les solutions de CCS sont couplées à du gaz renouvelable (BECCS - bioénergie avec captage et stockage de carbone). Le potentiel total dépend au premier ordre de l'accès aux gisements déplétés et aux configurations de sous-sol pertinentes, principalement en Mer du Nord. La SNBC prévoit d'ores et déjà une cible de 15 Mt de CO₂ stockées, dont 10 Mt CO₂ en BECCS et 5 Mt CO₂ en CCS.

L'hydrogène décarboné sera également un des futurs piliers du mix énergétique

L'hydrogène décarboné – renouvelable ou bas-carbone – apparaît de plus en plus comme un outil important à mobiliser, en complémentarité avec les autres gaz renouvelables, pour réussir la transition des secteurs d'activité les plus difficiles à décarboner (industrie lourde, transport). À plus long terme, la filière hydrogène permettra également de répondre aux enjeux d'un système électrique reposant fortement sur des énergies renouvelables intermittentes, en contribuant aux besoins de flexibilité mais surtout en offrant une solution de stockage massive d'énergie inter-saisonnière. L'hydrogène peut aussi être valorisé sous forme d'un ensemble de combustibles et carburants de synthèse pouvant répondre aux enjeux de décarbonation du secteur des transports maritimes et aériens.

L'industrie de l'hydrogène fait face à un défi de taille : augmenter la production d'hydrogène pour répondre à une demande pouvant atteindre 100 TWh en 2050. Pour cela, toutes les technologies de production d'hydrogène décarboné doivent être développées : production par électrolyse à partir d'électricité renouvelable ou bas-carbone, mais aussi vaporeformage de gaz naturel couplé à des solutions de CCS et pyrogazéification de la biomasse.

Les usages de l'hydrogène se concentreront dans un premier temps dans quelques bassins correspondants aux grands pôles industriels et de mobilité (métropoles, ports et aéroports, centres

logistiques, etc.), représentant 85% de la consommation d'hydrogène décarboné en France en 2030. Au sein de ces bassins, la mise en place de premières infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène permettra de sécuriser l'approvisionnement et d'optimiser les débouchés.

À moyen terme, différentes études ont démontré l'intérêt de la mise en place d'un système d'infrastructures dédié à l'hydrogène. Ainsi, l'étude menée par le comité stratégique de filière « Nouveaux systèmes énergétiques » a conclu qu'un système à grande échelle et intégré, basé sur des infrastructures hydrogène nationales et interconnectées, permet une optimisation économique du coût de l'hydrogène livré de l'ordre de 30 % en 2040. La consultation des acteurs lancée par GRTgaz et Teréga en 2021 a confirmé cette vision : les industriels envisagent d'ores et déjà un transport d'hydrogène du lieu de production au lieu de consommation par l'intermédiaire de canalisations. Enfin, à plus long terme, un réseau connecté au niveau européen permettra l'intégration des différents marchés nationaux et les échanges transfrontaliers : la vision de la dorsale européenne de l'hydrogène projette ainsi de constituer à horizon 2050 un réseau de transport de 40 000 km connectant 21 pays. Les utilisations de l'hydrogène en distribution resteront quant à elles sans doute marginales.

Le développement de ce système dédié à l'hydrogène pourra s'appuyer sur les infrastructures gazières : en effet, la conversion d'infrastructures existantes représente l'option la plus intéressante d'un point de vue économique, avec un coût de conversion d'une canalisation existante qui ne représente qu'entre 10 et 25 % du coût de construction d'ouvrages neufs.

Les infrastructures gazières, un patrimoine important sur lequel capitaliser

Les infrastructures gazières – réseaux de transport et distribution, terminaux méthaniers et installations de stockages – présentent de nombreux avantages. Denses et interconnectées au réseau européen, elles sont bien intégrées dans l'environnement, peu visibles et résilientes aux aléas climatiques.

Leurs atouts reposent aussi sur leurs caractéristiques techniques et leurs performances économiques. Ainsi, une canalisation de gaz naturel peut transporter plus de dix fois l'énergie d'une ligne 400 kV. À quantité d'énergie égale, le transport de gaz naturel est dix fois moins cher que celui de l'électricité. Les infrastructures de stockage de gaz représentent une solution massive de stockage d'énergie de longue durée ; elles permettent de stocker 138 TWh de gaz chaque année, à comparer aux 180 GWh de stockage d'électricité dans les STEP. Ces infrastructures permettent de répondre aux besoins de pointe l'hiver ; un jour froid d'hiver, le réseau de gaz livre aux clients entre 1,3 et 1,5 fois la puissance de tout le réseau électrique. La complémentarité des énergies est particulièrement intéressante pendant ces périodes.

L'ensemble des infrastructures gazières peut accueillir sans adaptation tous les gaz renouvelables. L'intégration de cette production dans nos territoires se fait par ailleurs de manière particulièrement économique, compte tenu du maillage du réseau existant. Dans le cadre du dispositif de « droit à l'injection », le coût de raccordement des nouvelles installations ne ressort qu'à 3,5 €/MWh. Enfin, ces infrastructures peuvent être converties pour accueillir de l'hydrogène à des coûts modérés, tout en continuant d'assurer l'approvisionnement des consommateurs de gaz.

Les gaz renouvelables et bas-carbone au service de multiples usages

Les gaz renouvelables et bas-carbone permettront de répondre aux besoins énergétiques et aux enjeux de décarbonation de quatre secteurs clés de l'économie, tout en optimisant les coûts : le bâtiment, l'industrie, le transport et la production d'électricité.

Dans le **bâtiment** – résidentiel et tertiaire – la réussite de la transition énergétique passe par le développement de solutions diversifiées, correspondant à la multiplicité des configurations. À l'heure actuelle, le gaz est l'énergie de chauffage d'une maison individuelle sur trois, d'un appartement sur deux et de près de 50 % des surfaces des bâtiments du secteur tertiaire en France. Une électrification trop massive des usages thermiques, parfois envisagée, se révélerait risquée du point de vue de son impact sur la pointe électrique, non pertinente économiquement et parfois même impossible en raison des contraintes techniques.

La pompe à chaleur hybride (PAC hybride), association d'une pompe à chaleur électrique et d'une chaudière gaz à très haute performance énergétique (THPE), est à privilégier car elle permet de bénéficier à la fois de la performance énergétique élevée de la PAC sur la majeure partie de l'hiver et de la flexibilité du gaz lors des vagues de froid. De l'ordre de 3 à 4 millions de logements pourraient être équipés sans difficulté technico-économique majeure. Dans les logements collectifs chauffés individuellement au gaz, la généralisation de la chaudière THPE, en association à une isolation performante du bâti, doit être visée compte tenu des contraintes techniques s'opposant à l'installation de pompes à chaleur. Ces équipements, compatibles avec une alimentation en nouveaux gaz, permettent une réduction immédiate des consommations énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre de 25 %.

Dans **l'industrie**, le gaz est utilisé pour de nombreux usages et représente 35 à 40 % de l'énergie utilisée. Les industriels sont attachés au vecteur gazier, en particulier pour les usages non substituables (chaleur haute température, méthane en matière première, etc.). L'intérêt pour les gaz renouvelables est renforcé par le contexte actuel d'augmentation du prix des énergies et du carbone, à un moment où les investissements d'électrification sont freinés par les niveaux de prix. Le CCS sera également une solution pour l'industrie, déjà prise en compte dans les feuilles de route de décarbonation des secteurs de la métallurgie, de la construction et de la chimie. Enfin, l'hydrogène décarboné sera une solution pour de nombreuses industries (ex : sidérurgie), et pourra bénéficier de synergies avec les branchements gaz existants.

Dans le secteur du **transport**, le recours aux motorisations gaz sera un vecteur puissant de décarbonation et de réduction des impacts environnementaux (particules fines, oxydes d'azote, etc.), particulièrement sensibles pour la santé humaine. Le GNV et le bioGNV réduisent les émissions de CO₂ (respectivement de 20 % et 80 % par rapport au diesel) et améliorent la qualité de l'air (tous les véhicules GNV/bioGNV sont Crit'Air 1) ; ils constituent l'alternative la plus crédible au diesel pour le transport routier lourd, tant pour des raisons d'autonomie des véhicules que, dans un contexte de généralisation prochaine des zones à faibles émissions (ZFE). À horizon 2030, la filière anticipe un parc de 71 000 véhicules de plus de 3,5 t fonctionnant au GNV/bioGNV, pour une demande de 20 TWh. Pour le transport maritime, l'adoption du GNL permettra de répondre à court terme aux objectifs de décarbonation du secteur ; les projections de consommation pour 2030 étant comprises entre 5 et 15 TWh. Ceci permettra d'inscrire nos ports dans la transition énergétique et de favoriser la construction d'un écosystème économique dynamique. À plus long terme, un panel de solutions est envisageable, tel que le bioGNL (en 2021, un premier projet de liquéfaction de biométhane a été lancé sur le port de Fos produit à partir des déchets ménagers de la métropole Aix-Marseille-Provence), le e-méthane (méthane de synthèse combinant CO₂ et hydrogène) et les carburants de synthèse dérivés de l'hydrogène renouvelable (ammoniac, méthanol).

Enfin, l'appui des gaz à la **production d'électricité** sera indispensable pour répondre aux besoins de flexibilité croissant du système électrique. Le parc actuel représente 12 GW de puissance installée, dont plus de 6 GW de CCGT. À horizon 2050, RTE évalue le besoin de flexibilité additionnel entre 25 et 70 GW, dans un contexte de fort développement de la production renouvelable intermittente. Le développement de nouvelles CCGT, alimentées aux gaz renouvelables ou à l'hydrogène, sera indispensable pour y répondre. Pour cela, il conviendra de s'assurer que le cadre économique et

réglementaire permette le maintien des capacités existantes et le développement de nouvelles capacités, et que le dimensionnement des infrastructures de gaz et/ou d'hydrogène nécessaires pour couvrir les besoins de pointe soit assuré.

Conclusion : des effets positifs pour l'ensemble de l'économie française

Les gaz renouvelables sont des outils indispensables à mobiliser pour réussir la décarbonation de l'économie et assurer la résilience du système énergétique. Leur production repose sur des filières industrielles qui contribuent à la réindustrialisation et s'appuient sur des efforts d'innovation des industriels et start-up français. Il est donc essentiel pour la réussite de la transition énergétique d'accélérer leur rythme de déploiement pour bénéficier au plus vite de tous leurs avantages.

La filière est génératrice d'emplois non délocalisables dans les territoires ; en plus des 60 000 emplois directs et indirects qui seront créés à horizon 2050 par la filière de production de gaz verts, ce sont environ 200 000 emplois locaux qui seront pérennisés. 75 % de la valeur ajoutée créée par la méthanisation bénéficiera à l'économie française. Enfin, la production de gaz renouvelables renforce notre indépendance énergétique et a un impact positif sur la balance commerciale française : à horizon 2030, la trajectoire de production proposée de 60 TWh permettra une réduction de 4 Md€ des importations de gaz naturel.