

PERSPECTIVES GAZ

2018



RAPPORT

PERSPECTIVES GAZ

ÉDITION 2018

PERSPECTIVES GAZ NATUREL & RENOUVELABLES SUR L'HORIZON 2018-2035

- RAPPORT -

CHAPITRE 01

04. AVANT-PROPOS & RÉTROSPECTIVE

CHAPITRE 02

10. SYNTHÈSE

CHAPITRE 03 / ANALYSE SECTORIELLE

22. RÉSIDENTIEL

40. TERTIAIRE

56. INDUSTRIE

68. MOBILITÉ

88. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

CHAPITRE 04

98. GAZ RENOUVELABLES

CHAPITRE 05

118. ANALYSES

CHAPITRE 06

126. ANNEXES

AVANT-PROPOS

Conformément à l'article L. 141-10 du Code de l'énergie, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz ont la responsabilité d'établir, tous les deux ans, des prévisions d'évolution de la demande et de la production de gaz renouvelables en France. Ce document de référence donne un éclairage sur la consommation de gaz et la production de gaz renouvelables en France à l'horizon 2035.

Ce document 2018 constitue la deuxième édition de cet exercice de prévisions gaz. Cette année, l'ensemble des hypothèses a été réévalué à partir des données de la dernière année de consommation et de production disponibles. Les hypothèses des scénarios ont été revues par rapport à l'édition 2016.

UNE COLLABORATION DE QUATRE ACTEURS GAZIERS

Les opérateurs d'infrastructures gazières, en l'occurrence GRDF, GRTgaz, Teréga en coordination avec le SPEGNN, ont fait le choix de réaliser ces prévisions en commun afin d'apporter une plus grande lisibilité à l'exercice. Les travaux sur les secteurs résidentiel et tertiaire ont été menés par GRDF en coordination avec le SPEGNN ; GRTgaz et Teréga ont réalisé les travaux sur l'industrie et la production d'électricité centralisée, les hypothèses pour cette dernière étant en ligne avec les perspectives établies par RTE dans son Bilan Prévisionnel

2017. Enfin, les travaux sur la cogénération, la mobilité et la production de gaz renouvelables ont été menés par l'ensemble des acteurs. Les prévisions sont établies sur la base d'hypothèses d'évolution d'un ensemble de paramètres. Ces hypothèses allient connaissance des données historiques (en particulier des consommations corrigées du climat en France métropolitaine) et appréciation des perspectives de court, moyen et long termes.

UN DOCUMENT DE RÉFÉRENCE ÉTABLI EN CONCERTATION

Ces prévisions ont pour vocation de permettre à chacun, public averti ou non, de disposer d'une vision pluriannuelle des évolutions possibles de la demande de gaz, de son rôle et de son avenir dans le contexte de la transition énergétique. Elles ont été finalisées à l'issue d'une démarche de concertation. Afin de les partager avec le plus grand nombre d'acteurs, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution ont organisé le 9 juillet 2018 une réunion de concertation en présence des parties prenantes, de représentants de l'Administration, de la société civile et des acteurs de l'énergie en France pour échanger sur les principales hypothèses impactant les consommations de gaz naturel par secteur et des gaz renouvelables en France à l'horizon 2035. Une seconde réunion de concertation a

été organisée le 8 novembre 2018 au cours de laquelle les principaux résultats ont été présentés et discutés. Ces concertations régulières permettent d'assoir les hypothèses et les résultats des Perspectives Gaz, mais également d'enrichir l'exercice au fil des éditions. Accessible au plus grand nombre, ce document constitue un outil de transparence qui a vocation à éclairer le dialogue sur les enjeux stratégiques liés au système énergétique de demain, tel qu'initié par exemple dans le cadre de la révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Cette édition des Perspectives Gaz ne tient pas compte de la révision de la PPE, dont le projet de texte officiel n'est pas encore publié à la date de rédaction.

NOTE AUX LECTEURS

Cet exercice, réalisé à titre indicatif, repose sur des hypothèses d'évolution de la demande de gaz et de la production de gaz renouvelables qui ne prétendent pas à être exhaustives en matière de scénarios envisagés.

La responsabilité de GRDF, GRTgaz, Teréga et du SPEGNN ne peut être engagée pour les dommages éventuels de toute nature qui résulteraient de l'utilisation, de l'exploitation ou de la diffusion des données et informations contenues dans le présent document.



MÉTHODOLOGIE

UNE APPROCHE ASCENDANTE

L'approche de modélisation adoptée pour la construction des scénarios est celle d'une modélisation ascendante (ou « bottom-up ») de chaque secteur de consommation et de la production de gaz renouvelables.

Elle repose sur l'utilisation et l'exploitation de données émanant de

nombreuses études. Notamment, l'édition 2018 intègre les guidelines communes de l'ENTSOG et de l'ENTSOE de 2018. Les hypothèses retenues prennent en compte, quant à elles, différents exercices prospectifs de sources nombreuses et variées (INSEE, SDES, CEREN, ADEME, RTE, AFG, DGEC, etc.).

QUATRE SCÉNARIOS TRADUISANT AUTANT DE FUTURS CONTRASTÉS

Dans un contexte où les systèmes énergétiques sont en pleine mutation et où la neutralité carbone est posée en cible¹, les années 2018-2019 revêtent un caractère singulier. En effet, la prochaine PPE, qui s'appliquera de 2019 à 2028, doit être adoptée en cohérence avec la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) en cours d'actualisation à l'aune d'un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050.

Les différents ateliers d'échanges organisés dans ce cadre, ainsi que le débat public, ont mis en lumière qu'il n'existe pas qu'une seule trajectoire pour le mix énergétique de la France à moyen et long termes pour atteindre les objectifs climatiques du pays. Les trajectoires possibles dépendent de choix stratégiques et individuels, mais aussi de l'évolution des technologies énergétiques existantes et à venir.

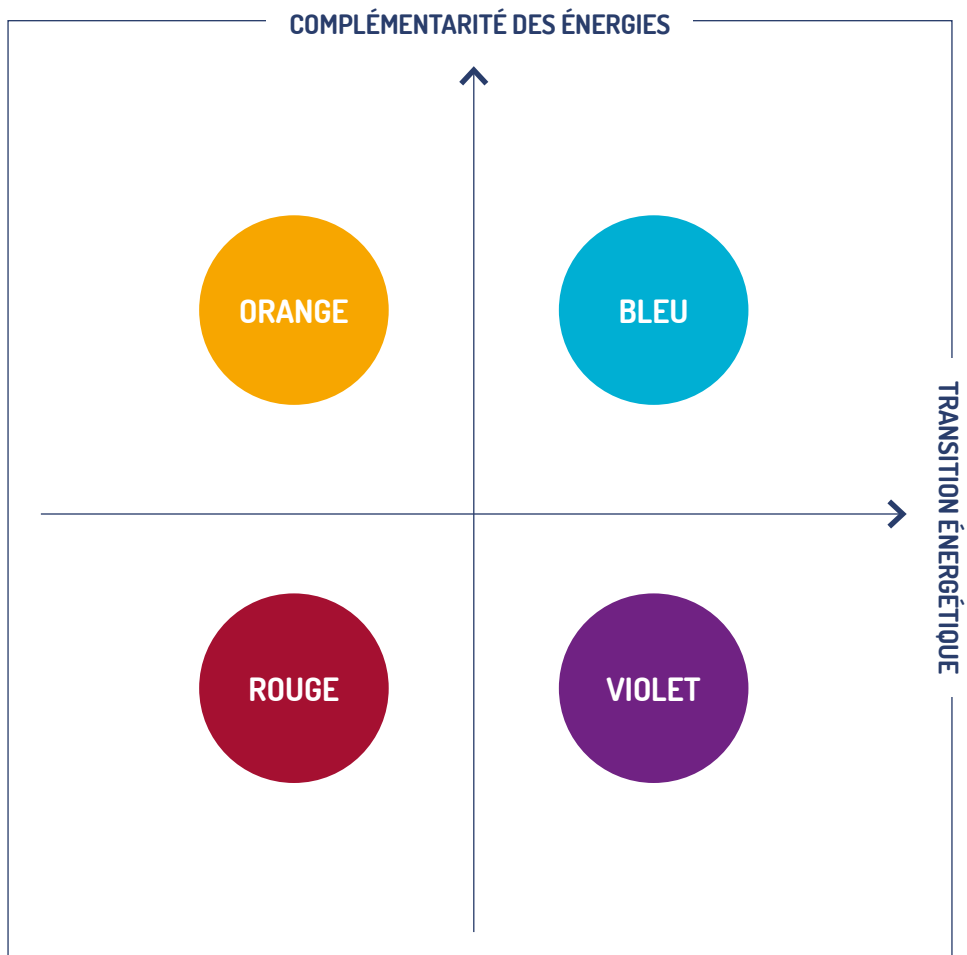
Cette année, les gestionnaires d'infrastructures gaz ont choisi de présenter quatre scénarios, réalistes et contrastés, représentant autant de futurs envisageables à court et moyen termes.

Ces quatre scénarios traduisent différentes évolutions de la demande de gaz et de production de gaz renouvelables à l'horizon 2035, dans un contexte de transition énergétique et de complémentarité des énergies plus ou moins marquées.

¹« Plan Climat », ministère de la Transition écologique et solidaire, juillet 2017.

UNE ANALYSE DES ÉMISSIONS ÉVITÉES DE GAZ À EFFET DE SERRE

Nouveauté cette année, les Perspectives Gaz présentent également une analyse détaillée des émissions évitées de gaz à effet de serre (GES) par l'utilisation de solutions gaz naturel et renouvelables dans chacun des quatre scénarios.



ÉTAT DES LIEUX

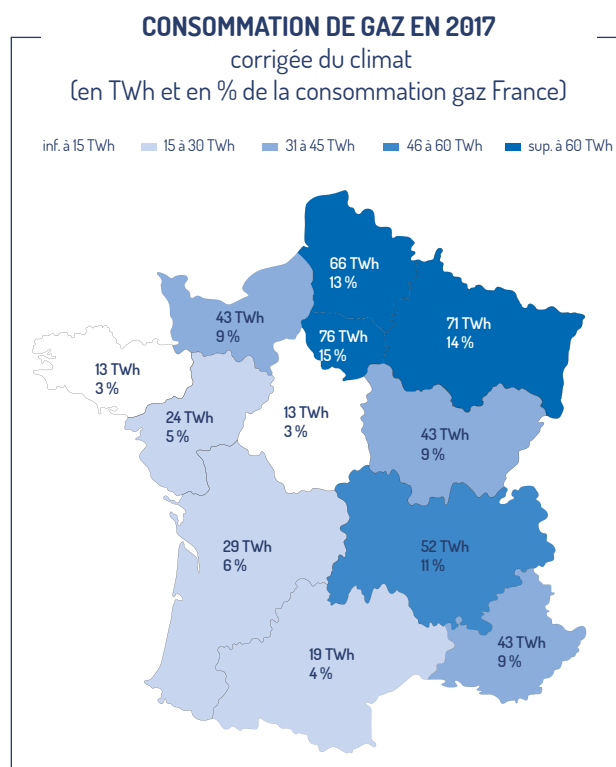
1. CONSOMMATION DE GAZ

En 2017, la consommation de gaz en France a atteint 494 TWh à climat normal, en hausse de 1,4 % par rapport à 2016. Si la consommation gazière française s'inscrit de façon durable dans une tendance continue à la baisse depuis une décennie, les années 2016 et 2017 ont été caractérisées par une augmentation de la demande de gaz. Cette hausse s'explique notamment par un recours accru au gaz pour la production d'électricité pendant les périodes de pointe de froid,

du fait notamment de la disponibilité limitée des parcs nucléaire et hydraulique français ces années-là et par un dynamisme de la demande industrielle de gaz, tirée par la croissance économique. Ces deux facteurs cumulés représentent 31 TWh de consommation de gaz supplémentaire. Hors production électrique, la consommation de gaz a diminué de 10 TWh depuis 2012.

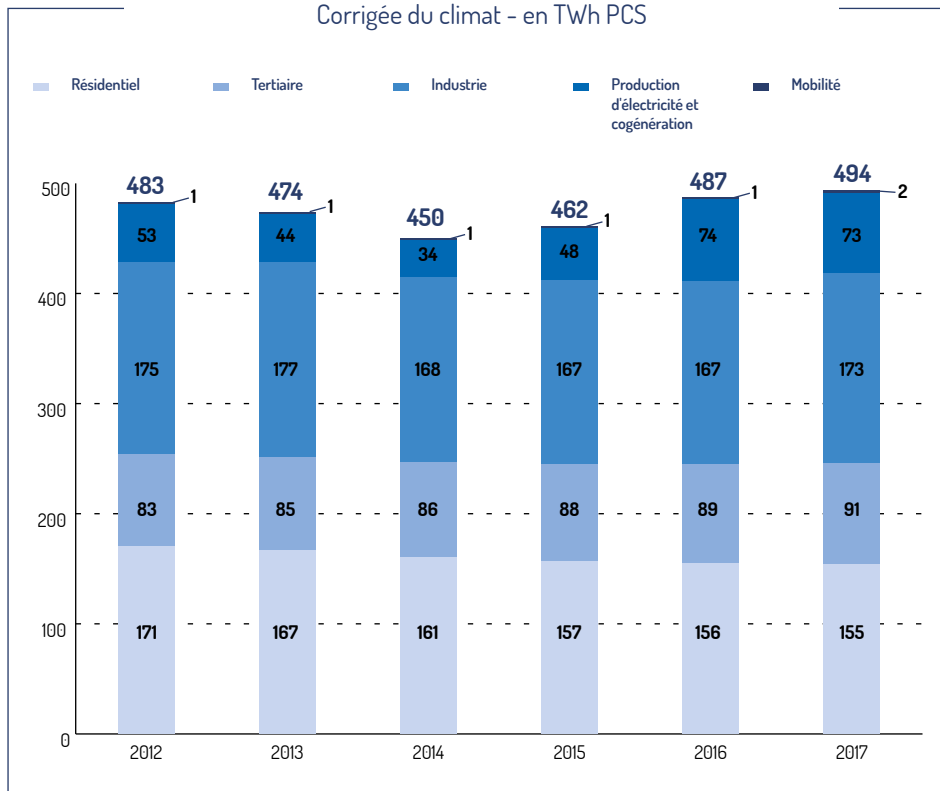
2. UNE CONSOMMATION DE GAZ À FORTE SENSIBILITÉ RÉGIONALE

Les régions les plus fortement consommatrices de gaz sont les régions Île-de-France, Hauts-de-France, Grand-Est et Auvergne-Rhône-Alpes. Si la consommation en Île-de-France et en Auvergne-Rhône-Alpes s'explique par des dynamiques démographiques et économiques supérieures à celles des autres régions, la consommation dans les régions du nord et de l'est de la France s'explique par des facteurs historiques (taux élevé de bâtiments résidentiels et tertiaires chauffés au gaz) et climatiques (un besoin thermique relativement plus élevé du fait du climat plus froid).



DEMANDE TOTALE DE GAZ EN FRANCE MÉTROPOLITAINE

Corrigée du climat - en TWh PCS



L'analyse des données historiques de la consommation totale de gaz montre certains écarts avec les données remontées par le SDES (entre 10 et 15 TWh). Ces écarts sont dus à une correction climatique différente réalisée par le SDES et les opérateurs de réseaux.





SYNTHÈSE

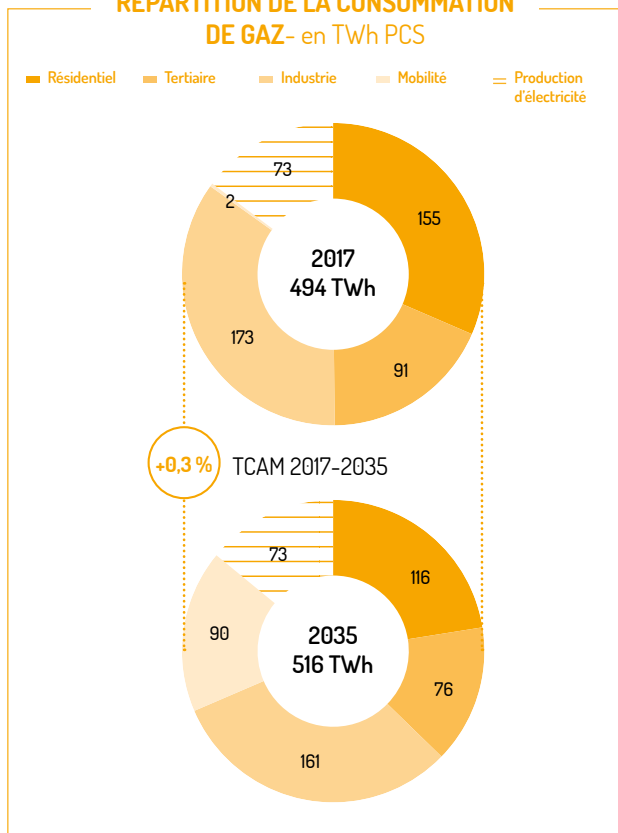


01.	RÉSUMÉ DES QUATRE SCÉNARIOS	12
02.	SYNTHÈSE	16

SCÉNARIO ORANGE

UN RYTHME DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE LIMITÉ PAR LES MOYENS MOBILISÉS POUR SA CONCRÉTISATION.

RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION DE GAZ - en TWh PCS



MOBILITÉ GAZ EN 2035



90 TWh

43 %



part des poids lourds GNV dans le parc poids lourds

CONSOMMATION DE GAZ EN 2035



116 TWh

450 000

rénovations du bâti



76 TWh

8 M de m²

de rénovations du bâti

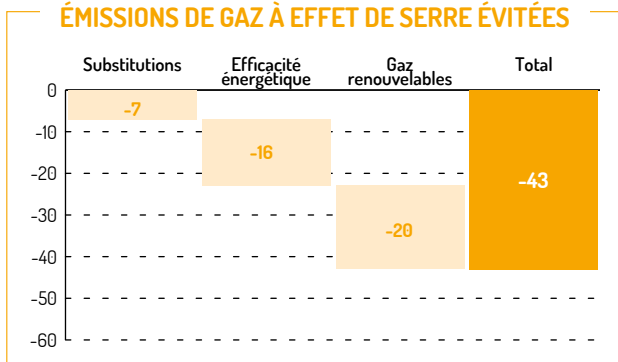


161 TWh

32 %

de parts de marché

ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE ÉVITÉES

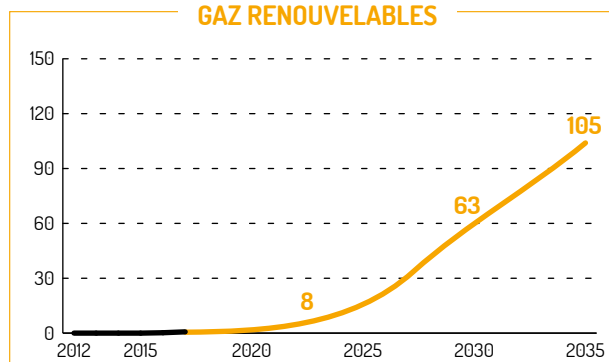


Émissions évitées grâce au système gaz en 2035 - en MtCO₂eq

En 2035,

43 MTCO₂eq sont évitées grâce au système gaz

GAZ RENOUVELABLES



Production de gaz renouvelables - en TWh PCS

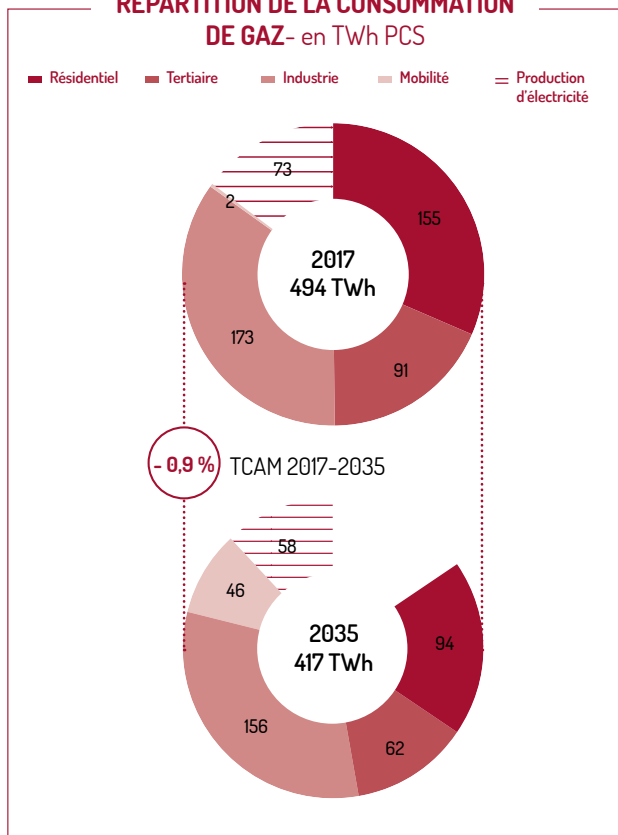
En 2035,

24 % de la consommation finale de gaz est renouvelable

SCÉNARIO ROUGE

UN RYTHME DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE FREINÉ PAR UN DÉVELOPPEMENT MOINS RAPIDE QUE PRÉVU DES NOUVELLES TECHNOLOGIES ET DES ÉNERGIES RENOUVELABLES.

RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION DE GAZ - en TWh PCS



MOBILITÉ GAZ EN 2035



46 TWh

30 % 

part des poids lourds GNV dans le parc poids lourds

CONSOMMATION DE GAZ EN 2035



94 TWh

450 000 rénovations du bâti



62 TWh

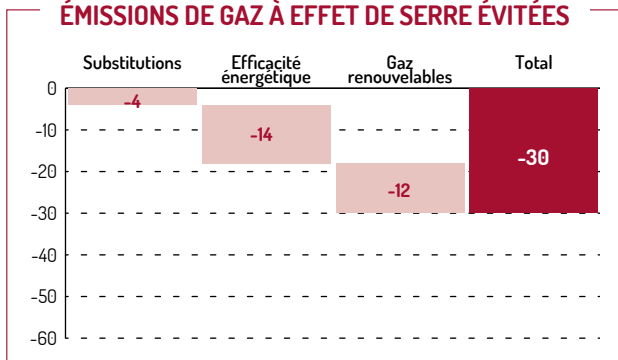
8 M de m² de rénovations du bâti



156 TWh

31 % de parts de marché

ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE ÉVITÉES

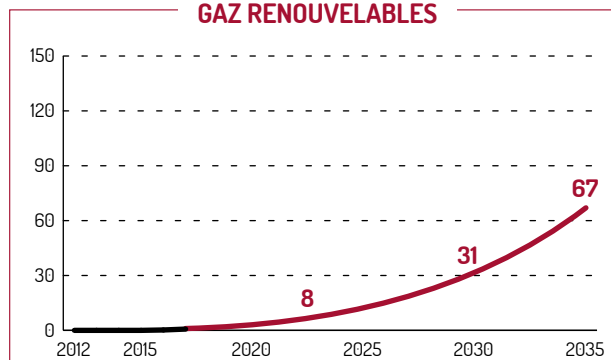


Émissions évitées grâce au système gaz en 2035 - en MTCO₂eq

En 2035,

30 MTCO₂eq sont évitées grâce au système gaz

GAZ RENOUVELABLES



Production de gaz renouvelables - TWh PCS

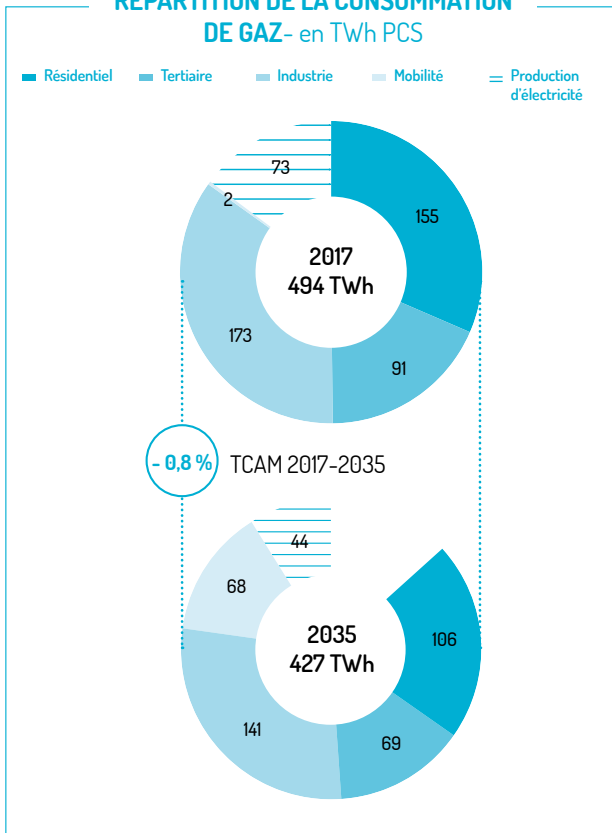
En 2035,

19 % de la consommation finale de gaz est renouvelable

SCÉNARIO BLEU

UN MONDE DÉCARBONÉ GRÂCE AU DÉVELOPPEMENT VOLONTARISTE DES RÉNOVATIONS ET DE LA FILIÈRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE COMPLÉMENTARITÉ DES ÉNERGIES.

RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION DE GAZ - en TWh PCS



MOBILITÉ GAZ EN 2035



68 TWh

38 %
part des poids lourds GNV dans le parc poids lourds

CONSOMMATION DE GAZ EN 2035



106 TWh

600 000
rénovations du bâti



69 TWh

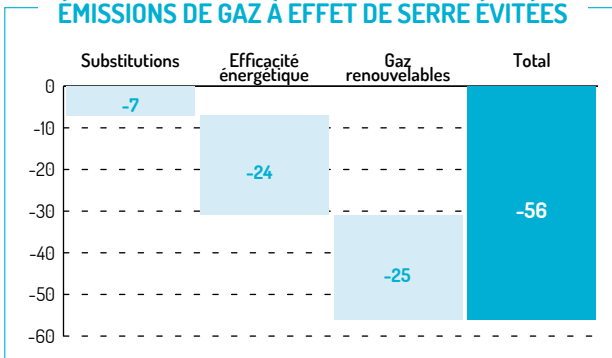
12 M de m²
de rénovations du bâti



141 TWh

33 %
de parts de marché

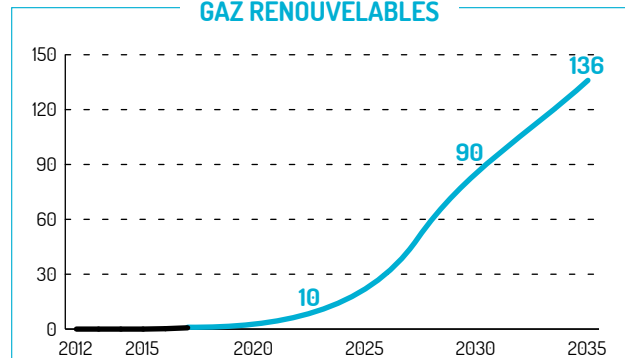
ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE ÉVITÉES



Émissions évitées grâce au système gaz en 2035 - en MTCO₂eq

En 2035,
56 MTCO₂eq sont évitées grâce au système gaz

GAZ RENOUVELABLES



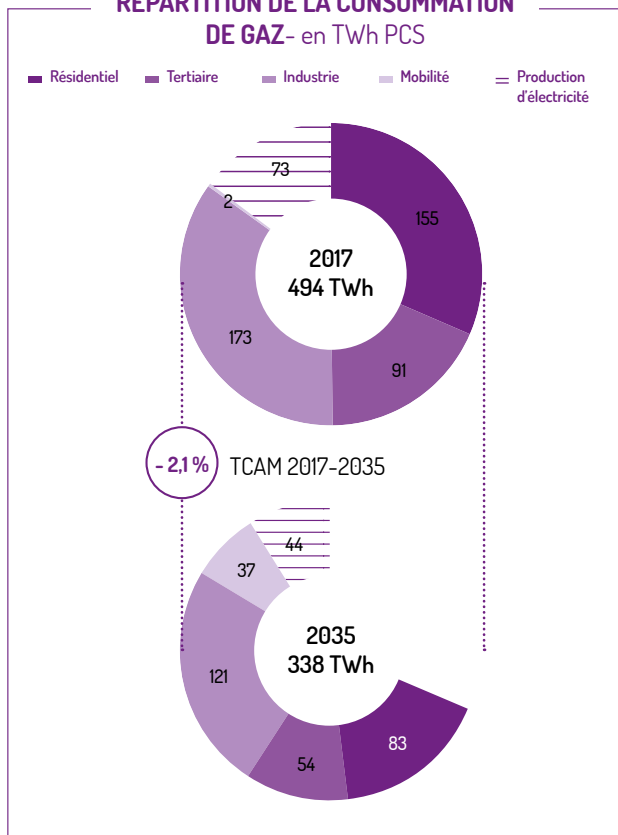
Production de gaz renouvelables - TWh PCS

En 2035,
36 % de la consommation finale de gaz est renouvelable

SCÉNARIO VIOLET

UN RYTHME DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUSSÉ S'APPUYANT SUR UNE SEULE ÉNERGIE.

RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION DE GAZ - en TWh PCS



MOBILITÉ GAZ EN 2035



37 TWh

28 %



part des poids lourds GNV dans le parc poids lourds

CONSOMMATION DE GAZ EN 2035



83 TWh

600 000

rénovations du bâti



54 TWh

12 M de m²

de rénovations du bâti

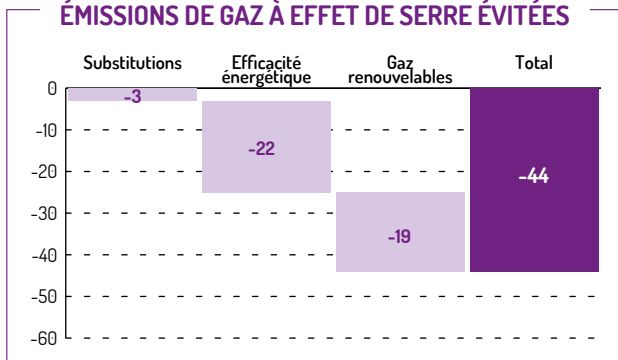


121 TWh

25 %

de parts de marché

ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE ÉVITÉES

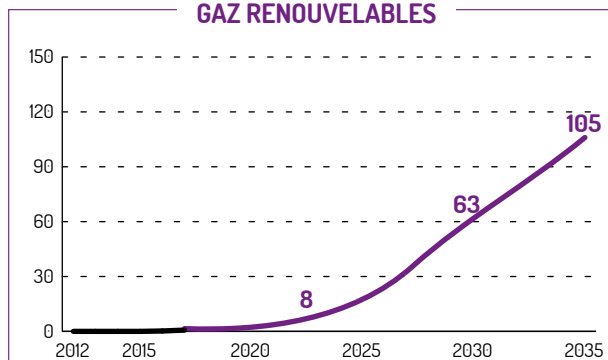


Émissions évitées grâce au système gaz en 2035 - en MtCO₂eq

En 2035,

44 MtCO₂eq sont évitées grâce au système gaz

GAZ RENOUVELABLES



Production de gaz renouvelables - TWh PCS

En 2035,

36 % de la consommation finale de gaz est renouvelable

SYNTHÈSE



Ce document a pour ambition d'éclairer les parties prenantes, dont les pouvoirs publics, sur les évolutions raisonnablement envisageables de la consommation de gaz et de la production de gaz renouvelables en France métropolitaine à l'horizon 2035. Cet exercice est destiné également à alimenter les bilans gaziers sur les risques de défaillance du système.

Ces nouvelles prévisions de consommations de gaz et de production de gaz renouvelables s'inscrivent clairement dans un contexte de **transition énergétique** visant une neutralité carbone à terme. Tous les leviers offerts par le secteur gazier sont, à divers degrés selon les scénarios, sollicités dans cette perspective : sobriété et efficacité énergétique, substitution des énergies fortement carbonées par du gaz naturel et développement de gaz renouvelables.

DES PRÉVISIONS DE CONSOMMATIONS MAJORITAIREMENT ORIENTÉES À LA BAISSE

L'ambition de lutte contre le réchauffement climatique affirmée avec force par les pouvoirs publics ces derniers mois amène à retenir globalement des hypothèses d'isolation des bâtiments et d'efficacité des équipements thermiques au gaz plus volontaristes qu'il y a deux ans. Il en résulte des projections de consommations revues globalement à la baisse sur les usages traditionnels (résidentiel, tertiaire et industrie). Trois scénarios sur quatre envisagent d'ailleurs

un renforcement de l'ambition en matière d'économies d'énergie (augmentation forte des rénovations dans le tertiaire et des logements neufs dans le résidentiel par exemple).

Seuls les usages nouveaux, comme la mobilité, ou potentiellement en hausse, comme la production d'électricité à partir de gaz, permettent d'envisager une très légère hausse des consommations de gaz à horizon 2035.

UNE INCERTITUDE GRANDISSANTE SUR LES TRAJECTOIRES

Dans ce contexte de forte volonté de décarbonation du mix énergétique, les projections de consommations de gaz deviennent incertaines et le champ des trajectoires « raisonnables » s'élargit par rapport aux prévisions précédentes. Les scénarios retenus conduisent à des consommations qui oscillent entre 338 TWh et 516 TWh en 2035. Les consommations de gaz dépendent en effet de nombreux paramètres :

- les scénarios et dispositifs de production d'électricité : en 2016 et 2017, le recours au gaz a été accru pour la production d'électricité du fait de l'indisponibilité d'autres moyens de production (nucléaire, hydraulique) ;
- le gaz, lorsqu'il est naturel, émet des émissions qui nécessitent des dispositifs de capture et stockage de CO₂, mais, s'inscrit pleinement dans la transition énergétique lorsqu'il se substitue au diesel, au fioul ou au charbon, énergies plus émettrices de CO₂. Il devient, lorsqu'il

est renouvelable (biométhane, méthane de synthèse), un atout majeur pour la lutte contre le réchauffement climatique ;

- la rapidité de la transition énergétique dépend grandement des décisions des pouvoirs publics en matière de dispositifs incitatifs et réglementations (taxe CO₂, rénovations, réglementation environnementale, etc.) ;
- la place du gaz dans le mix énergétique résultera également de l'évolution technico-économique d'équipements de production, de stockage ou d'usages liés au gaz mais également à d'autres énergies, le gaz étant en concurrence sur la majeure partie de ses utilisations.

Ces incertitudes ont conduit les gestionnaires d'infrastructures de gaz à ajouter un scénario par rapport à l'exercice précédent pour couvrir une combinaison d'hypothèses plus large.

UNE PRISE EN COMPTE DES ÉVOLUTIONS RÉCENTES

Outre l'ambition grandissante de décarbonation du mix énergétique, plusieurs éléments récents ont également été pris en compte dans la dynamique de certaines hypothèses.

Les gaz renouvelables semblent clairement entrer dans une phase d'accélération de leur développement. Ainsi le raccordement de 18 nouvelles installations de méthanisation en 2017 et de 32 supplémentaires en 2018, l'inscription au registre de capacités de plus de 650 projets, les conclusions du groupe de travail Méthanisation mobilisé par les pouvoirs publics, mais également le Plan Hydrogène, ont amené à retenir des trajectoires plus ambitieuses que l'objectif de la loi dans trois scénarios sur quatre.

De même, la dynamique observée dans la filière GNV (18 nouvelles stations de GNV en 2017, 34 en 2018) a été prise en compte dans

l'exercice de prévision via des hypothèses de pénétration du gaz dans la mobilité globalement plus ambitieuses que celles retenues dans le précédent exercice.

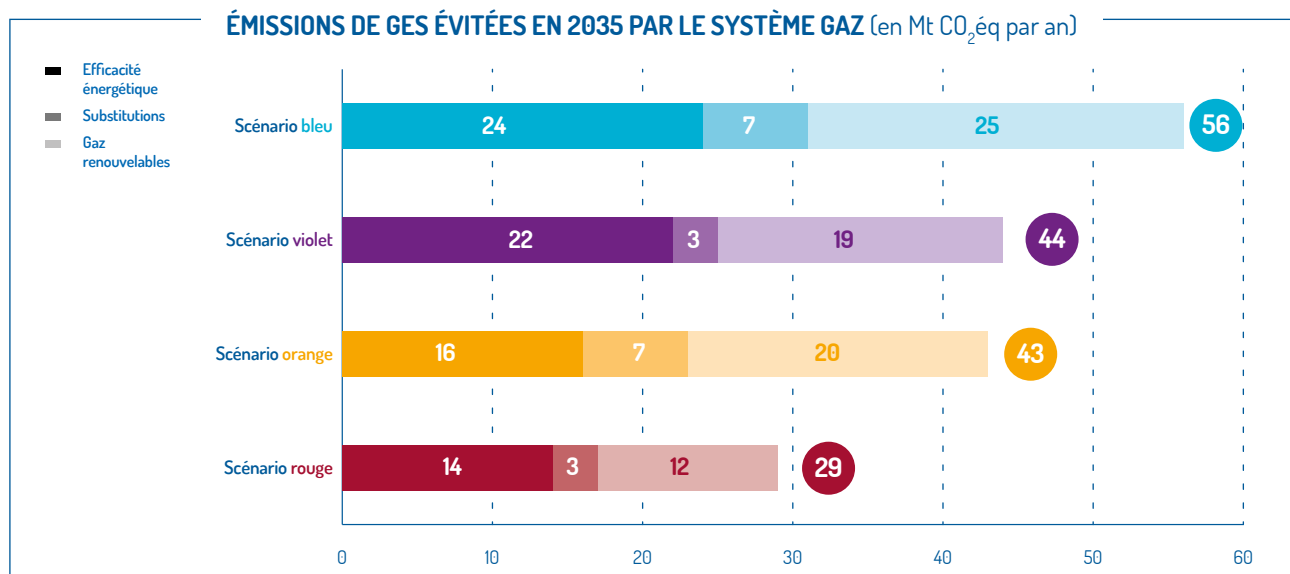
Les hypothèses retenues pour la production d'électricité à partir de gaz ont pu être très largement enrichies par les éléments communiqués par RTE, en particulier via son Bilan Prévisionnel de 2017. Les prévisions de consommations de gaz pour la production d'électricité ont été fondées sur les deux scénarios retenus par les pouvoirs publics à l'horizon 2035 et sur les consommations connues dans un passé très récent (2017 et les cinq dernières années). Ces dernières permettent de matérialiser un usage faible et une utilisation plus forte des centrales actuellement en service, sachant que ce parc n'est pas destiné à varier significativement dans les toutes prochaines années (au-delà de la mise en service de la CCCG de Landvisiau).

DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE ÉVITÉES TRÈS IMPORTANTES

Afin de répondre à une demande forte des parties prenantes, cet exercice a fait l'objet d'un éclairage sur l'impact des prévisions sur les émissions de GES. Cet impact a été apprécié via les émissions évitées par la baisse des consommations de gaz (liée à la sobriété, l'efficacité), par la mise à disposition de gaz renouvelables, mais également par la substitution par le gaz d'autres énergies plus émettrices. Cette analyse montre que tous les scénarios retenus génèrent des émissions évitées de GES très significatives conduisant à une réduction de 30 à près de 60 % des émissions de GES du système énergétique gaz en 2035. Les scénarios les plus ambitieux en matière de transition énergétique permettent ainsi d'éviter entre 45 et 56 Mt de CO₂éq. À l'horizon 2030, cette contribution gaz correspond alors à

près de 35 % de l'objectif de réduction des émissions des GES dans la LTECV.

Cette projection met également en exergue que les usages du gaz peuvent offrir des gains d'efficacité énergétique encore significatifs et que le GNV/bioGNV est un puissant levier pour réduire rapidement et significativement les émissions de GES dans les transports, en particulier pour les poids lourds. Enfin, un scénario envisageant des substitutions limitées entre le gaz et l'électricité mais un développement dynamique des gaz renouvelables (permettant en particulier un usage du gaz dans les transports) induit une réduction des GES aux bornes du système énergétique comparable à un scénario intégrant de fortes substitutions entre ces deux vecteurs.



QUELQUES CONSIDÉRATIONS EN TERMES DE COÛT ET DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Ces trajectoires ont été établies sur la base de scénarios décrivant des contextes réalistes. Ils sont cohérents avec ceux retenus par l'ENTSOE et l'ENTSOE pour leurs plans de développement 2018. Ces contextes ne sauraient cependant décrire ou encadrer toutes les situations possibles. Ainsi, par exemple, le choix a été fait pour le recours au gaz pour la production d'électricité de borner la consommation de gaz par des historiques et les deux scénarios de RTE retenus par les pouvoirs publics dans la nouvelle PPE. Il n'en demeure pas moins que les autres scénarios envisagés par RTE, s'ils se réalisent, nécessiteront le recours massif au gaz pour répondre aux consommations d'électricité.

La complémentarité des énergies a une valeur en termes de flexibilité requise sur l'ensemble du système et de sécurité d'approvisionnement qui n'est pas analysée explicitement dans le présent exercice, même si, pour ces deux indicateurs, un mix énergétique équilibré faisant appel à un vecteur stockable est un atout indéniable. Il convient également de noter qu'à l'horizon 2035, selon le développement envisagé des gaz renouvelables dans les différents scénarios, la dépendance énergétique liée aux approvisionnements gaz est réduite de 20 % à 35 % par rapport à aujourd'hui.

Les prévisions n'ont pas été dessinées à partir d'analyses explicites de paramètres de coût. Cependant, les nombreuses hypothèses retenues sur le rythme des rénovations, sur le taux de pénétration des équipements gaz à haute performance énergétique ou sur les substitutions au bénéfice ou au détriment du gaz intègrent implicitement des éléments de coût (CO₂, prix de gros des énergies, production du gaz renouvelable...). Ces derniers soulèvent notamment la question de la compétitivité des solutions gaz qui doit être mesurée au regard de solutions alternatives pour chaque usage, qui dépasse le simple cadre des présentes Perspectives Gaz.

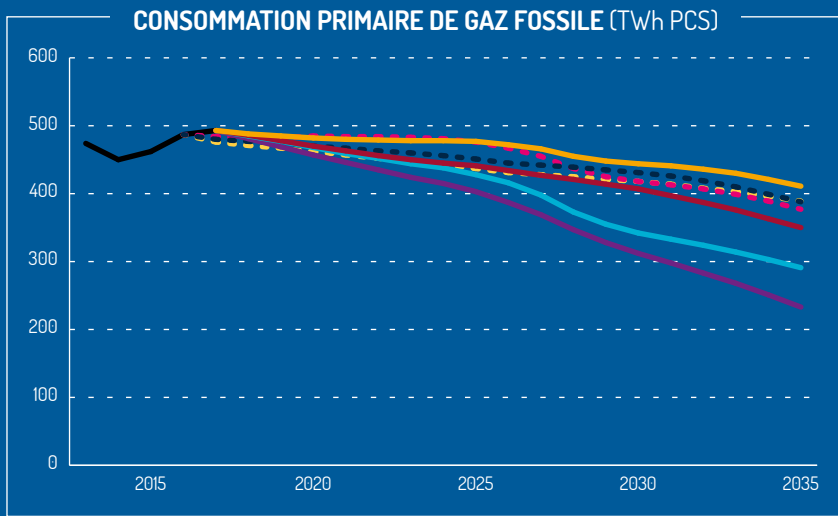
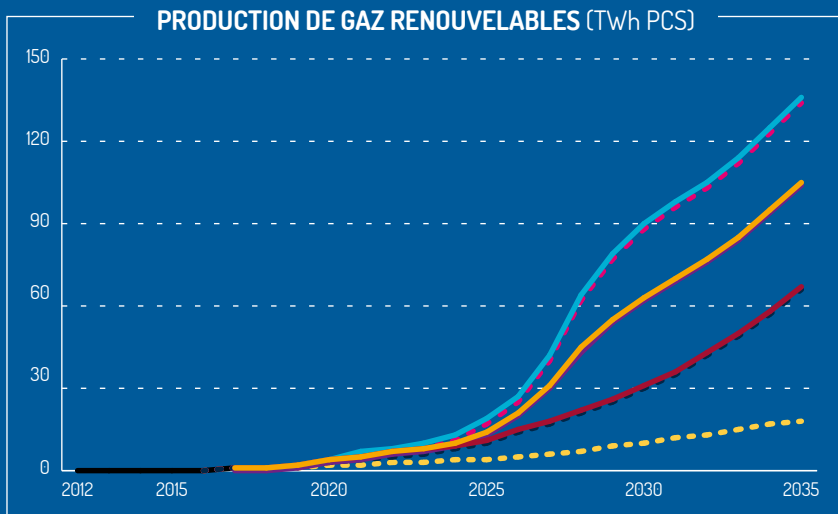
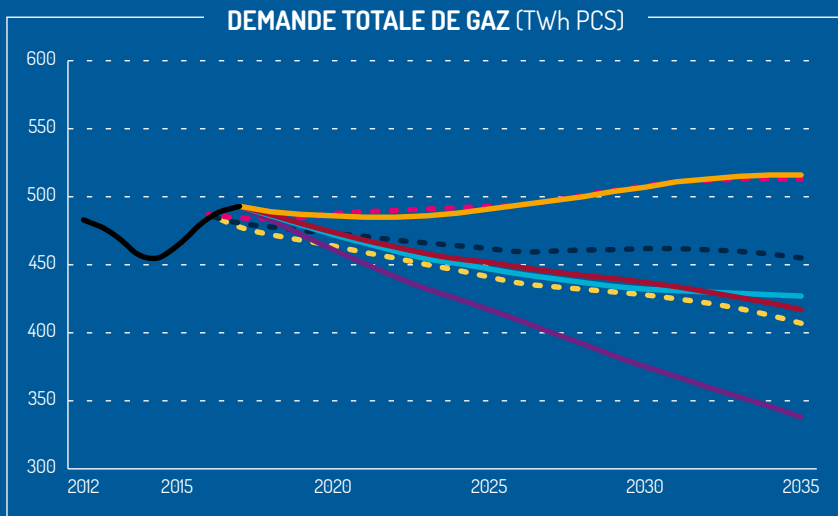
Il n'a pas été fait dans cet exercice d'hypothèse sur la possibilité d'importation de gaz renouvelables à coût économique. Dans une telle configuration, il conviendrait de revoir probablement assez largement à la hausse les parts de marché du gaz dans certains segments.

Ces trajectoires n'ont pas donné lieu à une analyse des externalités liées à l'usage du gaz, telles que les émissions de particules fines évitées, les impacts économiques sur la balance commerciale ou sur le soutien à l'agriculture en France métropolitaine.

PERSPECTIVES GAZ 2018 VS 2017

Les présentes prévisions de consommations de gaz et de production de gaz renouvelables sont globalement assez proches de celles de l'actualisation 2017 de l'exercice précédent, bien que fondées sur des jeux différents d'hypothèses. Les scénarios retenus déclinent au niveau national les hypothèses prises dans les scénarios établis par l'ENTSOE et l'ENTSOE.





Scénarios Scénarios 2017 Historique





RÉSIDENTIEL

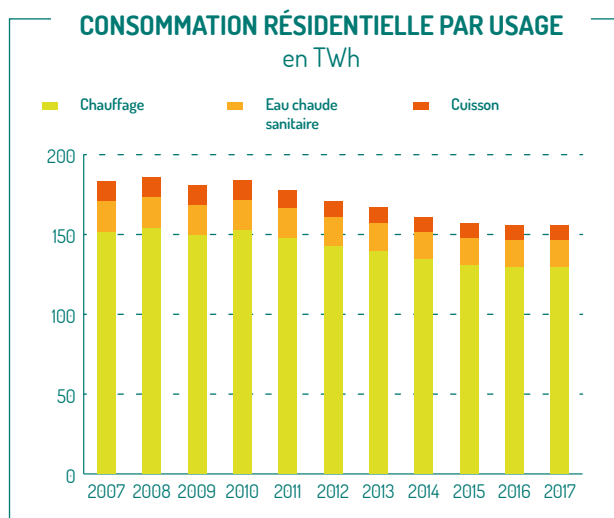
01.	ÉTAT DES LIEUX	24
02.	HYPOTHÈSES	26
03.	RÉSULTATS & PERSPECTIVES	32



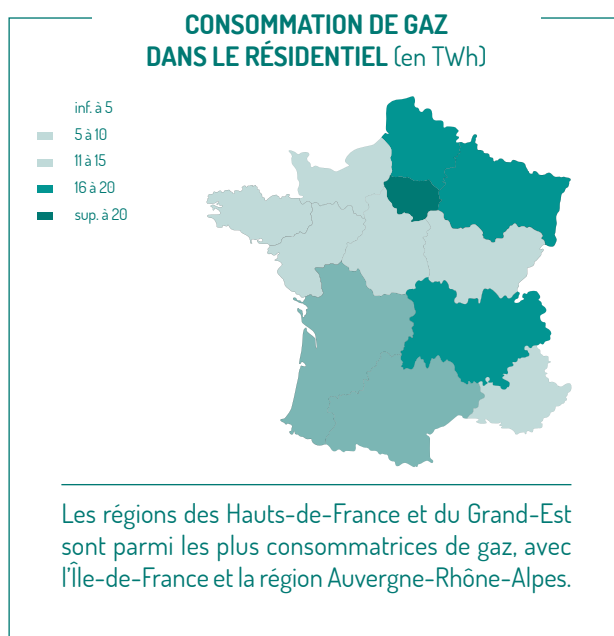
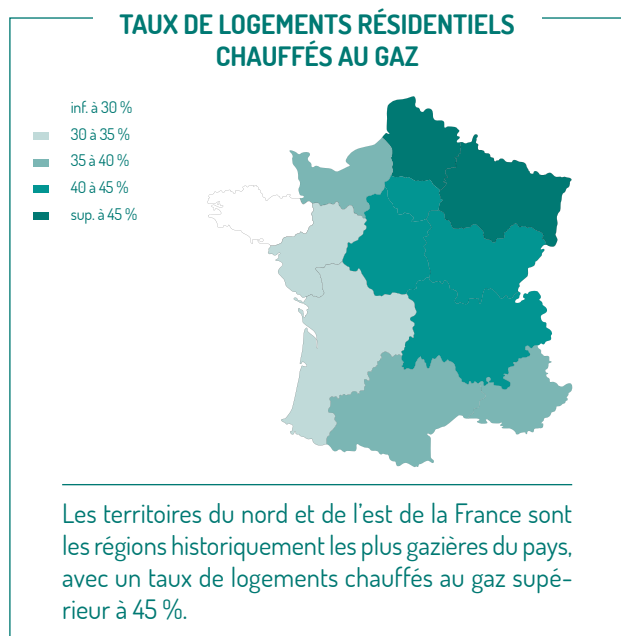
ÉTAT DES LIEUX

CHAUFFAGE › L'USAGE MAJORITAIRE

La consommation du secteur résidentiel s'élève à 155 TWh en 2017, en baisse de 1 % par rapport à 2016. La diminution de la demande de gaz observée depuis 2012 est liée au progrès des dispositifs d'efficacité énergétique comme le remplacement des chaudières traditionnelles par des chaudières à condensation, permettant de réduire de 30 % les consommations unitaires. Le chauffage des logements représente plus de 80 % des volumes de gaz acheminés pour le secteur résidentiel. En 2017, les chaudières à condensation représentent un peu plus de 20 % du parc de chaudières installées, en deçà des taux d'équipement d'autres pays européens, comme l'Allemagne, la Grande-Bretagne ou les Pays-Bas par exemple. Dans ce dernier pays, les chaudières haute performance énergétique (HPE) représentent plus de 95 % du parc de chaudières gaz. Le taux d'équipement en chaudières à condensation en France est à mettre en regard de celui de la moyenne européenne estimée à 40 % actuellement pour les systèmes individuels.



CONSOMMATION › LE GAZ, PLUS PRÉSENT DANS LE NORD ET L'EST DE LA FRANCE



POINT SUR LES TECHNOLOGIES GAZ À HAUTE PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE

LES CHAUDIÈRES À CONDENSATION

En 2017, les chaudières à condensation représentent un peu plus de 20 % des équipements dans le parc de logements chauffés au gaz. Leur pénétration dans les logements a progressé avec la mise en œuvre de la RT 2012 en construction neuve et sous l'effet des incitations maintenues dans l'existant. Par rapport aux anciennes chaudières standards, ces chaudières à haute performance énergétique permettent une baisse de la consommation unitaire de l'ordre de 30 %. La recherche et l'innovation permettent d'optimiser ces performances, notamment en mode de production d'eau chaude sanitaire ou encore sur l'hygiène de combustion des chaudières, mais aussi de développer de nouveaux équipements gaz dont l'installation conduira à renforcer encore l'efficacité énergétique et ainsi à réduire la consommation unitaire.

LES CHAUDIÈRES HYBRIDES

Une chaudière hybride associe une chaudière gaz à condensation avec une pompe à chaleur électrique, réversible ou non, de faible puissance (de 2 à 5 kWth). Ce système assure le chauffage et la production d'eau chaude en donnant la priorité de fonctionnement à l'équipement présentant la meilleure efficacité selon le climat : la pompe à chaleur électrique assure la base du chauffage et parfois le préchauffage de l'eau chaude, tandis que la chaudière assure l'appoint, voire la totalité du chauffage, en particulier lors des pointes de froid hivernales.

Elle est tout particulièrement adaptée aux logements individuels mais des modèles hybrides de plus forte puissance, réversibles, sont en test pour des applications en tertiaire.

COUPLAGES SOLAIRE/GAZ ET AÉROTHERMIE/GAZ

Avec le chauffe-eau solaire à appoint gaz, les panneaux solaires thermiques permettent de couvrir plus de 50 % des besoins d'eau chaude sanitaire des logements. Ce système s'adapte aussi bien aux logements individuels (CESI) que collectifs (CESC). Sur le même principe, le système solaire

combiné (SSC) permet de couvrir une partie des besoins en chauffage et en eau chaude grâce à l'énergie solaire. Un couplage avec une chaudière à condensation en relais permet de conserver le même confort en réalisant des économies d'énergie de l'ordre de 20 à 50 %. En production d'eau chaude, les nouveaux chauffe-eau thermodynamiques hybrides disposent d'un appoint gaz qui leur permet d'être sensiblement plus compacts que les modèles classiques.

LES POMPES À CHALEUR GAZ

Les pompes à chaleur gaz assurent le chauffage, la production d'eau chaude sanitaire et la production d'eau glacée pour la climatisation dans le cas des modèles réversibles. Comme les pompes à chaleur électriques, elles reposent sur un cycle thermodynamique, la compression thermique du fluide utilisé se substituant au moteur électrique dans le cas du gaz. De moyenne ou grande puissance, elles sont idéales pour les logements collectifs et les bâtiments tertiaires. La gamme de produits disponibles tend à s'étoffer vers de plus fortes puissances, mais aussi vers des modèles destinés à l'habitat individuel. Ainsi, la commercialisation prochaine d'une « chaudière thermodynamique » présentant un rendement deux fois supérieur à celui d'une chaudière à condensation ouvre des perspectives notamment pour les rénovations performantes.

LA PILE À COMBUSTIBLE

La technologie de la pile à combustible est commercialisée en France depuis 2017. Elle permet la production combinée de chaleur et d'électricité à haut rendement à domicile, en association avec une chaudière à condensation pour le complément de puissance en chauffage. Des expérimentations sont en cours en conditions réelles pour vérifier les performances prometteuses de ces équipements qui permettent de soulager le réseau électrique, en particulier lors des pointes de froid hivernales.

HYPOTHÈSES

1. DÉMOGRAPHIE

DÉMOGRAPHIE › CROISSANCE DE LA POPULATION, BAISSÉ DE LA TAILLE DES MÉNAGES

L'évolution de la démographie impacte directement la consommation finale du secteur résidentiel. Les données exploitées se basent sur les trajectoires centrales des projections long terme élaborées par l'INSEE et le SDES. Le nombre de personnes par ménage est en décroissance, ce qui s'explique essentiellement par l'augmentation de la décohabitation, le nombre des familles monoparentales et la durée de vie.

La population totale continue d'augmenter malgré un ralentissement par rapport à des années plus dynamiques.

Dans le cadre de cet exercice, le choix a été fait de ne retenir qu'une seule trajectoire pour l'évolution de la population et le nombre de personnes par ménage. En effet, l'analyse de l'historique de l'évolution de la démographie montre une faible corrélation entre le contexte économique et l'évolution de la population.

2. CONSTRUCTIONS NEUVES

DES OBJECTIFS › AMBITIEUX

L'augmentation de la population combinée à la baisse du nombre de personnes par ménage entraîne de facto une augmentation des constructions neuves par an. Si l'objectif de constructions neuves pour répondre à ces évolutions démographiques est de 500 000 nouveaux logements construits par an, on constate sur les 15 dernières années une moyenne annuelle proche de 400 000 constructions neuves, avec un pic d'environ 450 000 logements en 2008.

Les Perspectives Gaz 2018 intègre deux trajectoires pour le rythme de la construction neuve. La première, 300 000 en moyenne

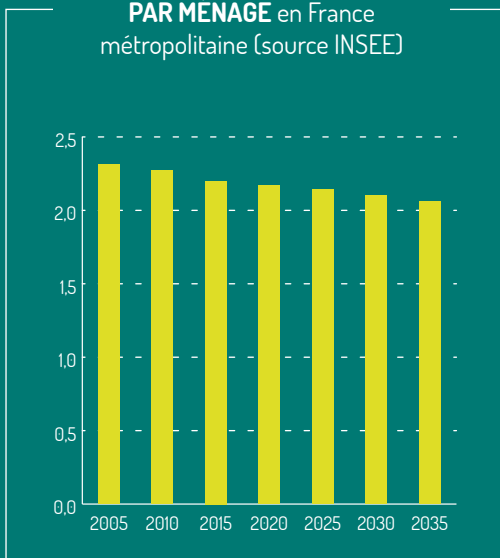
annuelle, soit 1% du parc total de logements, considère un léger recul de la tendance actuelle alors que la seconde, 450 000 en moyenne annuelle, soit 1,5 % du parc total de logement, mise sur un changement de rythme du fait d'un contexte économique plus favorable.

Les trajectoires retenues sont cohérentes avec celles des principaux acteurs¹ en matière de prospective énergétique.

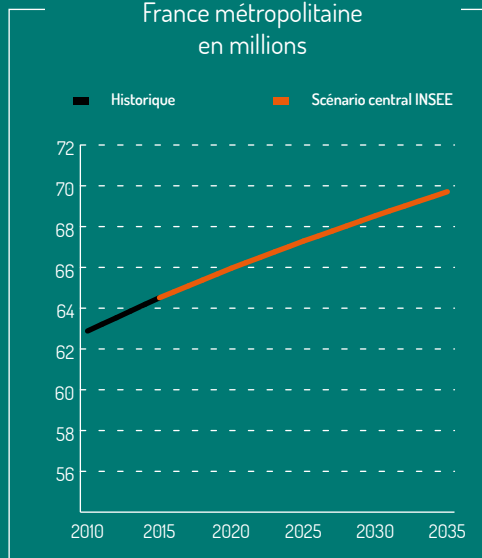
¹ Hypothèses retenues pour la construction neuve en 2035 : 240 000 et 440 000 pour RTE, 317 000 pour l'ADEME.

SNBC : une évolution de 300 000 aujourd'hui à 200 000 en 2050.

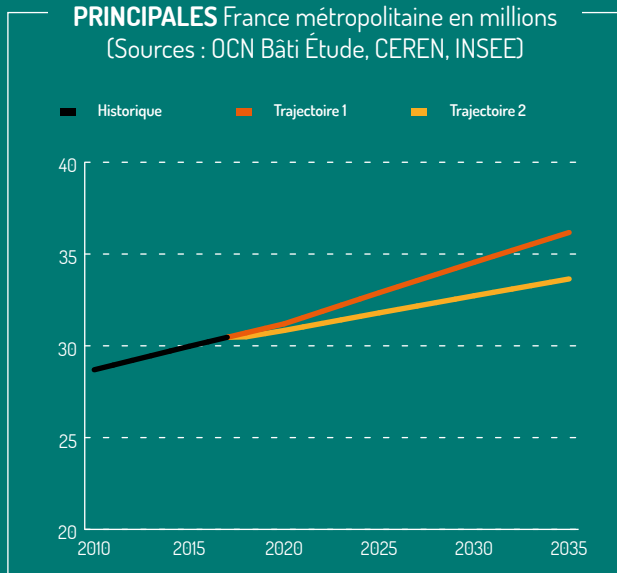
NOMBRE DE PERSONNES PAR MÉNAGE en France métropolitaine (source INSEE)



ÉVOLUTION DE LA POPULATION, France métropolitaine en millions



ÉVOLUTION DU NOMBRE DE RÉSIDENCES PRINCIPALES France métropolitaine en millions (Sources : OCN Bâti Étude, CEREN, INSEE)



CONSTRUCTIONS NEUVES PAR AN

2017	Trajectoire 1	Trajectoire 2
340 000	450 000	300 000

3. LOGEMENTS EXISTANTS

UN TAUX DE DESTRUCTION ANNUEL › DE 0,1 %

Fusions, désaffectations, séparations, réaffectations... Évaluer le taux de destruction annuel des logements en France est complexe. Sur la base des données historiques du CEREN sur les flux de logements détruits annuellement - compte tenu du lancement du Nouveau

Programme National de Rénovation Urbaine (NPNRU) en 2016, le taux de destruction annuel moyen est estimé à 0,1 %. C'est le taux retenu dans cet exercice, maintenu constant sur la période de modélisation pour l'ensemble des scénarios.

RÉNOVATION DU BÂTI › DES OBJECTIFS GOUVERNEMENTAUX AMBITIEUX

Présenté en avril 2018, le Plan de rénovation énergétique des bâtiments (PREB) fait de la rénovation énergétique une priorité nationale. Deux objectifs principaux sont visés : la neutralité carbone et l'atteinte du niveau BBC pour l'ensemble du parc d'ici 2050. Pour y parvenir, le Gouvernement se fixe l'objectif de 500 000 logements à rénover chaque année dès 2018. Cela concerne pour moitié les ménages aux revenus modestes, dont 100 000 logements sociaux, et pour l'autre moitié les propriétaires, occupants ou bailleurs modestes ou non modestes. À court et moyen termes, le Gouvernement concentre ses efforts pour éradiquer les passoires thermiques des ménages propriétaires à faibles revenus en s'inscrivant dans l'objectif prioritaire de disparition à terme 2025 des huit millions de passoires thermiques qui existent à ce jour.

L'historique de l'étude OPEN de l'ADEME, qui mesure les évolutions du marché de la rénovation thermique des logements privés en ne prenant en compte que les rénovations ayant un impact énergétique significatif sur la consommation du logement, permet d'évaluer qu'au maximum 300 000 logements privés ont été rénovés annuellement en France ces dix dernières années. D'autre part, environ 54 000 rénovations de logements sociaux ont été engagées en 2015, soit un peu moins de la moitié de l'objectif gouvernemental (120 000 par an).

Dans le cadre de cet exercice, le choix a été fait de retenir deux trajectoires de rénovation énergétique des bâtiments : 450 000 et 600 000 logements rénovés en moyenne annuelle. Ces trajectoires tiennent compte à la fois de la tendance observée mais également des objectifs fixés par l'État. Dans les deux cas, elles nécessitent une inflexion rapide du rythme actuel des rénovations énergétiques.

NOMBRE DE RÉNOVATIONS* DU BÂTI PAR AN		
2017	Trajectoire 1	Trajectoire 2
350 000	600 000	450 000

Hypothèses retenues sur la rénovation du bâti

*gain énergétique estimé : 30 %, effet rebond compris. On parle d'effet rebond lorsqu'une part des gains énergétiques réalisés suite à une opération de rénovation est compensée en partie du fait d'un changement de comportement. Ce niveau de gain est cohérent avec les valeurs estimées dans d'autres exercices prospectifs, tels que les Bilans Prévisionnels de RTE ou les Visions de l'ADEME.

RENOUVELLEMENT DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE , LEVIER D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Outre les rénovations thermiques des logements, les changements de systèmes de chauffage ont un impact significatif sur l'évolution de la consommation des logements. Ces changements concernent le remplacement des systèmes de chauffage au gaz par des technologies plus performantes. À bâti identique, les chaudières à condensation permettent une baisse de 30 % de la consommation unitaire de gaz par rapport aux chaudières traditionnelles. Ces changements de systèmes incluent également le transfert des systèmes d'une autre énergie en général plus émettrice de CO₂ vers le gaz, comme le fioul et le GPL en maisons individuelles, mais également en immeubles collectifs.

HYPOTHÈSES RETENUES SUR LE RENOUVELLEMENT DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE

	Trajectoire 1	Trajectoire 2
Systèmes individuels	7 % par an	5,3 % par an
Systèmes collectifs	6 % par an	5 % par an

Les mécanismes d'aide comme le crédit d'impôt CITE et les certificats CEE contribuent à la diffusion progressive des technologies gaz à haute performance énergétique (HPE) dans l'existant. Le remplacement des chaudières traditionnelles s'est accéléré depuis l'entrée en vigueur de la RT 2012, les chaudières à condensation atteignant 85 % de part de marché des solutions gaz dans le neuf en 2017.

Dans l'ensemble des scénarios étudiés, il est considéré que la montée en puissance des solutions gaz HPE dans l'existant se fait suivant la même configuration que dans le neuf, mais avec un rythme de diffusion plus faible, en raison du taux de fidélité généralement plus fort des technologies existantes et d'une réglementation plus souple.

La recherche et l'innovation en matière de solutions gaz à haut rendement porteront le développement des pompes à chaleur gaz et de la pile à combustible. À horizon 2035, la diffusion de ces technologies HPE devrait ramener la part de la condensation aux alentours de 80 % sur l'ensemble du parc, sous réserve des évolutions des réglementations à venir et du maintien des aides financières dévolues à ce type de matériel. Entre 2017 et 2035, le nombre de pompes à chaleur gaz et de piles à combustible installées dans le neuf pourrait varier d'un facteur 6 selon la trajectoire étudiée.



4. EAU CHAUDE SANITAIRE ET CUISSON

TENDANCE BAISSIÈRE › POUR L'ENSEMBLE DES SCÉNARIOS RETENUS

PRODUCTION D'EAU CHAUDE SANITAIRE

La principale hypothèse retenue sur la production d'eau chaude sanitaire concerne l'émergence des chauffe-eau thermodynamiques (CET) électriques dans les immeubles collectifs et en très grande majorité dans les maisons individuelles, au détriment du gaz. Cette tendance serait plus marquée dans le parc neuf que dans le parc existant car la RT 2012 permet de valoriser la part d'énergie renouvelable produite par ces systèmes. Le parc neuf pourrait également voir l'émergence des solutions solaires thermiques et de la PAC électrique double service. Ainsi en 2035, la part du gaz pourrait évoluer sensiblement à la baisse sur le marché des appareils indépendants. Les trajectoires modélisées concernant les parts de marché des solutions gaz pour la production d'eau chaude sanitaire, sur l'ensemble du parc de logements, évoluent entre 10 et 30 % en 2035, contre un peu moins de 40 % en 2017.

ÉQUIPEMENTS DE CUISSON

La tendance à la baisse des parts de marché du gaz se vérifie ici aussi. Il est considéré dans toutes les trajectoires retenues une forte diffusion des plaques à induction comme principal système de cuisson d'ici 2035, au détriment du gaz et du GPL.





RÉSULTATS & PERSPECTIVES

SYNTHÈSE › RÉSIDENTIEL

SCÉNARIO ORANGE

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE
modérée

—
DÉPLOIEMENT
timide
DES ENR

—
300 000
NOUVEAUX LOGEMENTS
CONSTRUITS / AN

—
450 000
RÉNOVATIONS LOURDES / AN

—
léger repli

DE LA PART DE MARCHÉ DU GAZ NATUREL
DANS LE NEUF EN RAISON D'UNE
ÉVOLUTION DE LA RÉGLEMENTATION UN
PEU PLUS DÉFAVORABLE AU GAZ

SCÉNARIO ROUGE

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE
modérée

—
DÉPLOIEMENT
faible
DES ENR

—
300 000
NOUVEAUX LOGEMENTS
CONSTRUITS / AN

—
450 000
RÉNOVATIONS LOURDES / AN

—
net recul

DE LA PART DE MARCHÉ DU GAZ
NATUREL DANS LE NEUF EN RAISON
D'UNE RÉGLEMENTATION DE PLUS
EN PLUS CONTRAIGNANTE NOTAMMENT
EN TERMES DE CO₂

SCÉNARIO BLEU

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE
dynamique

—
DÉPLOIEMENT
progressif
DES ENR

—
450 000
NOUVEAUX LOGEMENTS
CONSTRUITS / AN

—
600 000
RÉNOVATIONS LOURDES / AN

—
fort retrait

DE LA PART DE MARCHÉ DU GAZ NATUREL
DANS LE PARC NEUF DU FAIT D'UNE
RÉGLEMENTATION ORIENTÉE VERS UNE
IMPORTANTÉ INTÉGRATION DES ENR

SCÉNARIO VIOLET

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE
dynamique

—
DÉPLOIEMENT
massif
DES ENR

—
450 000
NOUVEAUX LOGEMENTS
CONSTRUITS / AN

—
600 000
RÉNOVATIONS LOURDES / AN

—
net recul

DE LA PART DE MARCHÉ DU GAZ
NATUREL, LES ENR DEVIENNENT
LA NORME DANS LE PARC NEUF

Ainsi, l'ensemble des hypothèses considérées supra pourrait conduire à une évolution des parts de marché du gaz dans le secteur résidentiel par scénario :

PARTS DE MARCHÉ DU GAZ en %



Scénarios Historique

● ● ● ● ●

1. DYNAMIQUE DES LOGEMENTS

PARTS DE MARCHÉ GAZ, AU MIEUX EN STAGNATION DANS TOUS LES CAS DE FIGURE

Sur l'ensemble du parc, la part des logements chauffés au gaz diminue dans trois scénarios sur quatre à l'horizon 2035, ne restant stable que dans le scénario **ORANGE**.

SCÉNARIO ORANGE

Les chaudières gaz HPE remplacent progressivement une partie du parc chauffé au fioul ou au GPL, énergies plus émettrices de CO₂ que le gaz, en particulier sur les zones desservies en gaz. Ces substitutions en faveur du gaz compensent la perte de logements gaz qui se tournent vers les solutions électriques ou biomasse, en particulier dans les maisons individuelles. Ainsi, dans ce scénario, la part des logements gaz se maintient en 2035 au même niveau que 2017.

SCÉNARIO ROUGE

La part du gaz naturel est orientée à la baisse : l'effet baissier dû aux réglementations pour privilégier les solutions électriques existantes prend le pas sur l'effet haussier dû au gain de part de marché sur

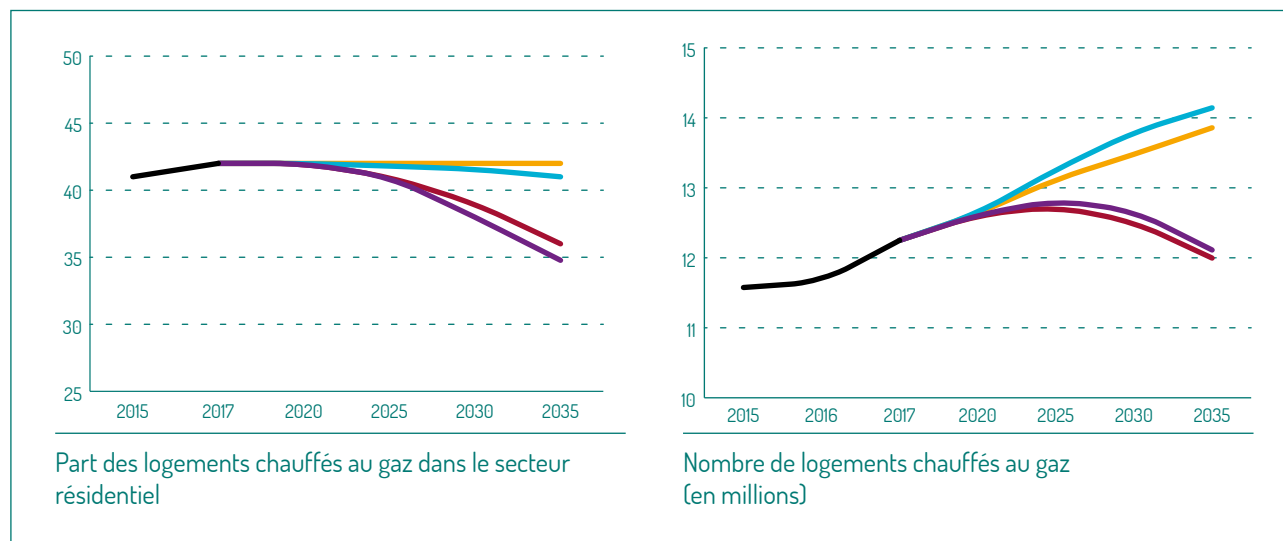
les logements fiouls et GPL existants. Dans ce scénario, l'érosion des parts de marché des solutions gaz naturel est particulièrement visible dans les maisons individuelles.

SCÉNARIO BLEU

Les solutions gaz maintiennent leur part de marché dans le secteur résidentiel, profitant du verdissement progressif du mix gazier (cf. chapitre "gaz renouvelables") et s'appuyant sur le remplacement des chaudières traditionnelles vers des systèmes de plus en plus performants. Les parts de marché dans les maisons individuelles commencent à s'éroder à partir de 2025.

SCÉNARIO VIOLET

Dans ce scénario où le choix de la transition énergétique est résolument tourné vers l'électricité, les parts de marché des solutions gaz décrochent sensiblement dans le secteur résidentiel, disparaissant presque des maisons individuelles neuves à l'horizon 2035.



Scénarios
● Orange ● Rouge ● Bleu ● Violet
Historique
●

2. INSTALLATIONS DES SYSTÈMES PERFORMANTS GAZ

INSTALLATIONS DES SYSTÈMES PERFORMANTS GAZ DANS LE PARC TOTAL DE LOGEMENTS
(en milliers de logements 2017-2035)

	●	●	●	●
Condensation/couplage EnR&Gaz/Hybride	9 400	7 600	9 000	6 700
Pile à combustible	135	110	720	880
PAC gaz	100	56	305	405

À l'horizon 2035, les systèmes gaz HPE se généralisent dans le parc de logements, quel que soit le scénario, représentant au moins 80 % des équipements installés. Par ailleurs, dans les scénarios **BLEU** et **VIOLET**, les pompes à chaleur gaz et les piles à combustible se développent et représentent une part significative des équipements gaz.

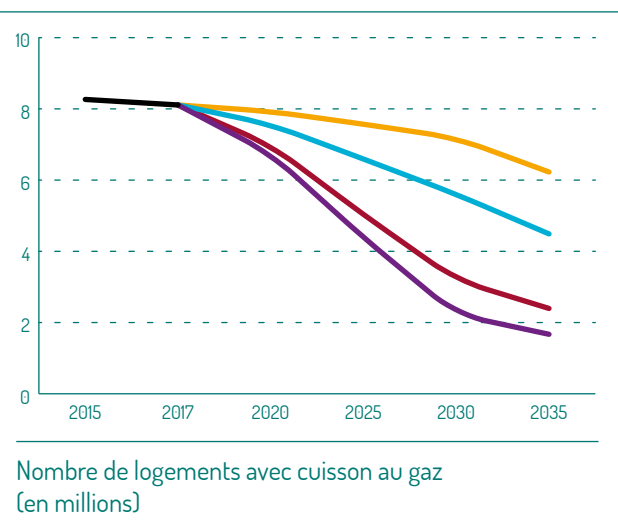
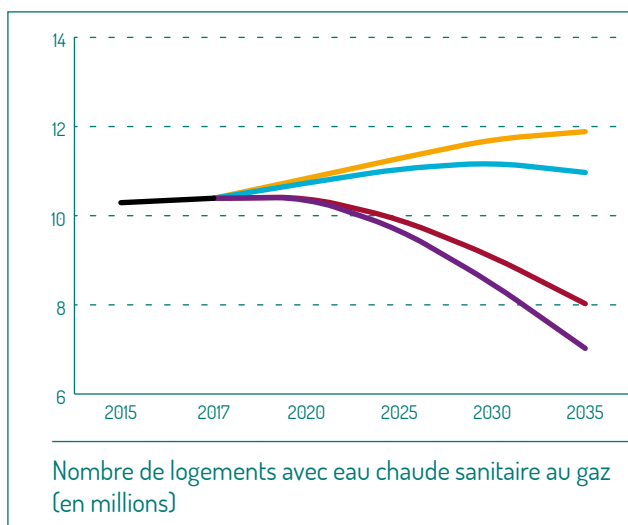
3. EAU CHAUDE SANITAIRE ET CUISSON

UNE NETTE BAISSE › À LONG TERME

La baisse du nombre de logements utilisant l'eau chaude sanitaire au gaz résulte de deux effets :

- une décroissance des logements utilisant l'eau chaude sanitaire centralisée,
- un repli des logements utilisant des appareils indépendants d'eau chaude sanitaire.

En cuisson, le recul tendanciel du gaz s'accroît dans le temps quel que soit le scénario. Un recul majoritairement imputable au nombre progressivement décroissant de clients utilisant le gaz uniquement pour la cuisson.



Scénarios Historique

● ● ● ● ●

4. ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL

CONSOMMATION UNITAIRE › EN BAISSÉ GRÂCE AUX RÉNOVATIONS DU BÂTI ET À LA PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE DES ÉQUIPEMENTS GAZ

À horizon 2035, la consommation unitaire de chauffage pourrait baisser de 30 % à 40 % par rapport à celle de 2017. Dans tous les scénarios étudiés, la consommation unitaire se contracte sous les effets conjugués de la rénovation du bâti et de l'utilisation de systèmes gaz plus performants.

Cela est en cohérence avec les objectifs de l'État en matière d'efficacité énergétique qui visent à terme la division par deux des consommations finales à l'horizon 2050. Cet effet est d'autant plus marqué sur les scénarios **BLEU** et **VIOLET** qui reposent sur une pénétration importante de systèmes très performants.

Dans tous les cas de figure, la consommation totale de gaz en France sur le secteur résidentiel est appelée à baisser durablement, et ce

malgré la croissance du nombre de logements. En effet, comme indiqué plus haut, la forte réduction des consommations unitaires devrait prendre le pas sur l'effet volume imputable à l'augmentation du parc de logements.

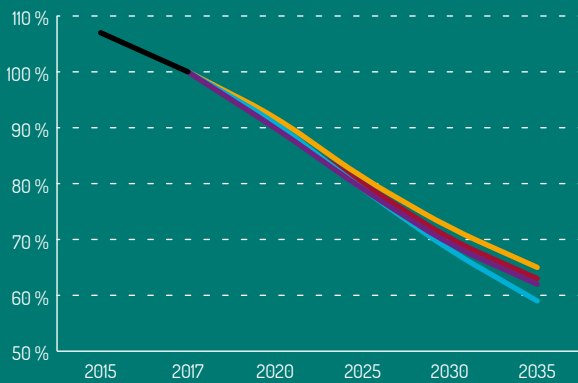
Cette baisse de volume libère une capacité d'acheminement substantielle sur les réseaux au profit de nouveaux usages gaz comme le GNV.

Tirée par cette réduction des consommations unitaires, la demande totale de gaz dans le secteur résidentiel se contracte dans tous les scénarios, pour atteindre entre 83 et 116 TWh en 2035, représentant une baisse de 25 à 40 % par rapport à 2017.



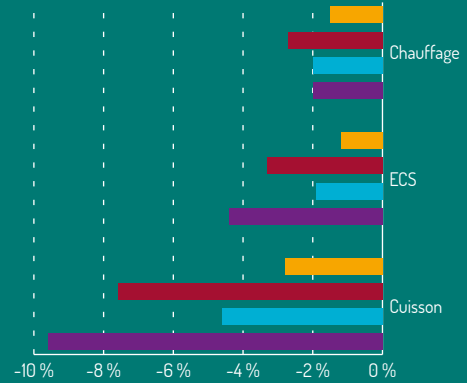
CONSOMMATION UNITAIRE DE CHAUFFAGE

Base 100 en 2017



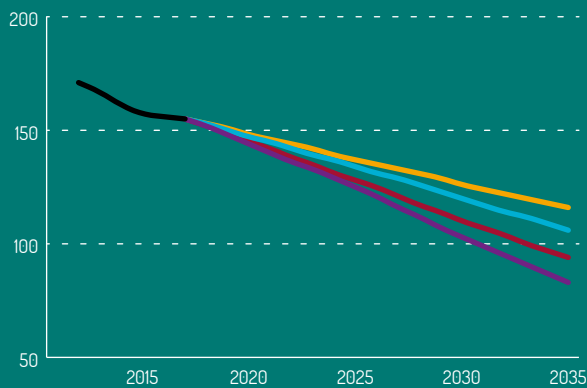
ÉVOLUTION DES CONSOMMATIONS PAR USAGE

TCAM 2017-2035



VOLUME DE GAZ ACHÉMINÉ

(en TWh PCS)



CONSOMMATION DE GAZ EN 2035

	● (Yellow)	● (Red)	● (Blue)	● (Purple)
Consommation 2035	116 TWh	84 TWh	106 TWh	63 TWh
TCAM 2017-2035	-1.6%	-2.8%	-2.1%	-3.4%

Scénarios



Historique



5. ANALYSE D'IMPACT SUR LA CONSOMMATION DE GAZ DANS LE RÉSIDENTIEL

L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION RÉSIDENTIELLE DE GAZ PEUT ÊTRE DÉCOMPOSÉE SELON TROIS EFFETS

UN EFFET « VOLUME ET TRANSFERTS »

qui évalue l'impact sur la consommation de gaz de la construction de logements neufs et des transferts des autres formes d'énergie vers le gaz et vice versa. La construction de logements neufs a un effet faiblement haussier sur la consommation tandis que les transferts entre formes d'énergie, en ce qui concerne le gaz, impactent négativement la consommation.

UN EFFET « EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE »

qui évalue l'impact des mesures d'efficacité énergétique – l'application des réglementations successives, la rénovation du bâti et l'amélioration de l'efficacité des systèmes énergétiques – sur la consommation de gaz. Ces mesures tirent la consommation à la baisse.

UN EFFET « AUTRES »

qui mesure l'impact sur la consommation de gaz de la destruction des anciens logements et de la corrélation qui existe entre les différents effets, qu'ils concourent à la baisse ou à la hausse de la consommation finale.

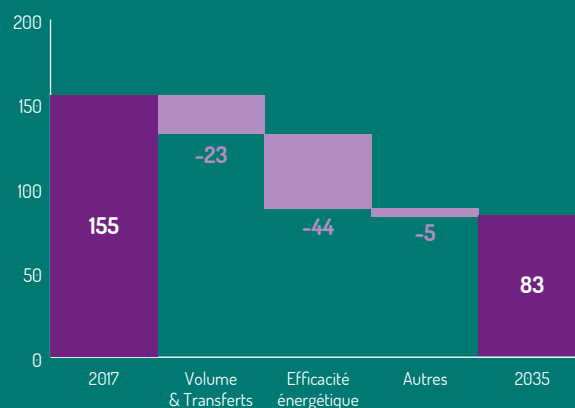
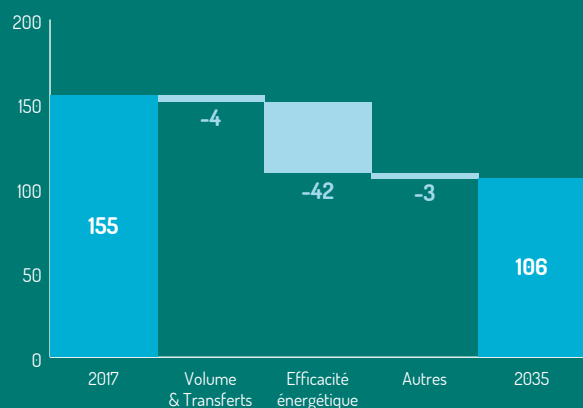
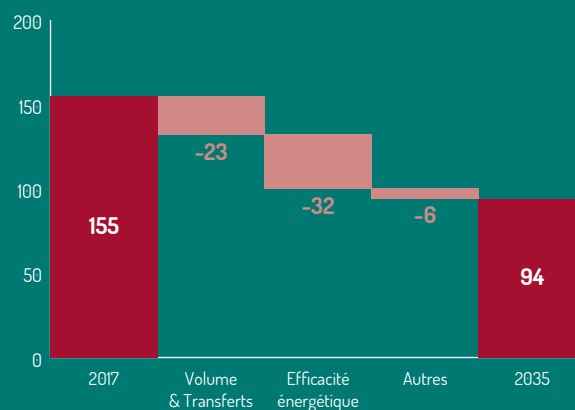
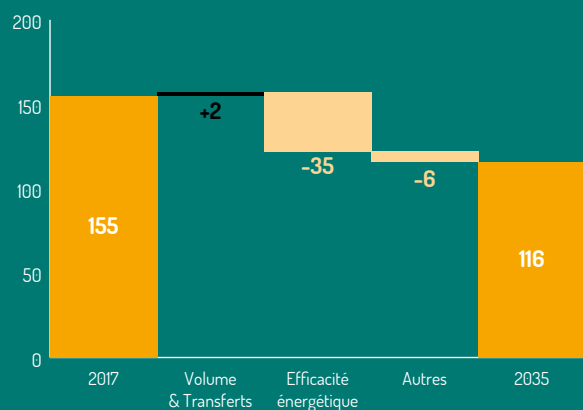
EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE , MOTEUR DE LA BAISSÉ DE LA CONSOMMATION DE GAZ

Les transferts d'usage entre formes d'énergie et les mesures d'efficacité énergétique sont deux des principaux leviers de baisse de la consommation d'énergie. L'analyse des quatre scénarios étudiés montre que l'efficacité énergétique permet des économies d'énergie plus importantes que les transferts d'usage.

ÉQUIPEMENTS GAZ PERFORMANTS , PRINCIPAUX CONTRIBUTEURS AUX ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Les économies d'énergie reposent donc en premier lieu sur le déploiement des technologies gaz performantes. La part des chaudières à condensation représente en 2017 un peu plus de 20 % des systèmes installés. Il existe un gisement substantiel d'économies d'énergie à capter en remplaçant les systèmes existants par des systèmes plus performants.

ANALYSE D'IMPACT SUR LA CONSOMMATION DE GAZ (en TWh, sur la période 2017-2035)







TERTIAIRE



01.	ÉTAT DES LIEUX	42
02.	HYPOTHÈSES	46
03.	RÉSULTATS & PERSPECTIVES	48

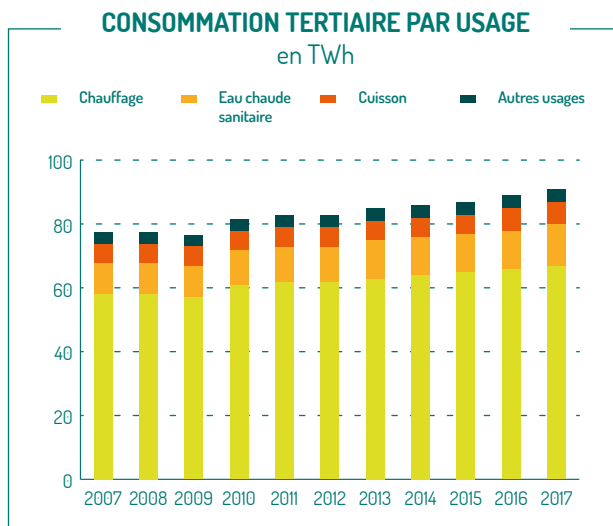
ÉTAT DES LIEUX

CHAUFFAGE › PRINCIPAL POSTE DE CONSOMMATION DE GAZ

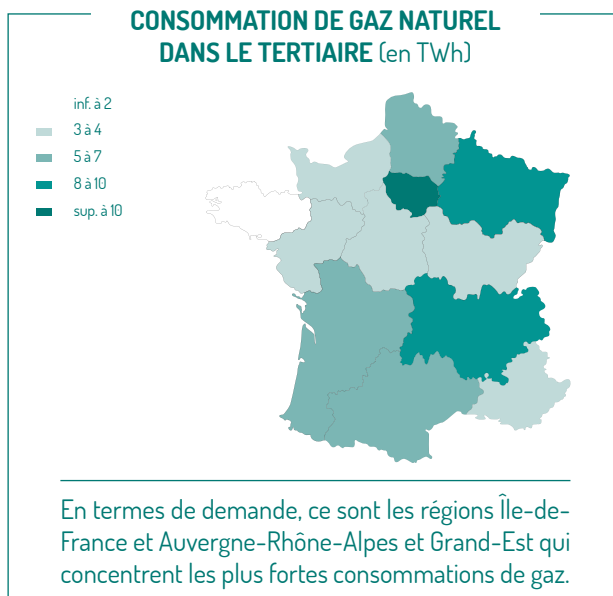
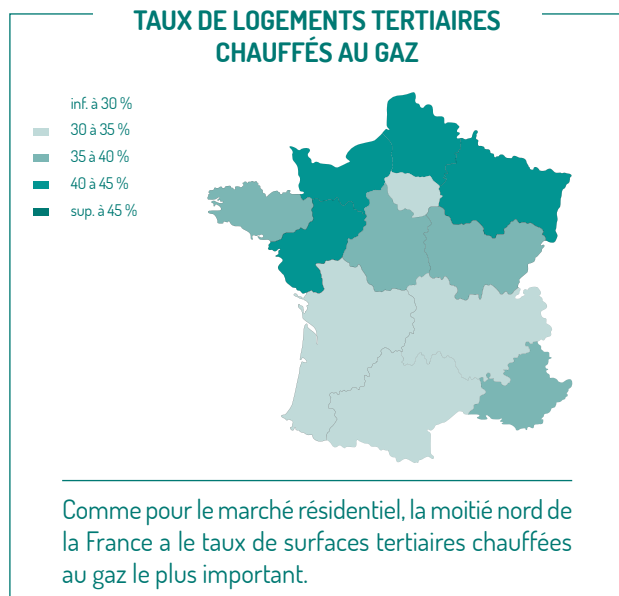
La consommation de gaz dans le secteur tertiaire s'est élevée à 91 TWh en 2017, en hausse de 2 % par rapport à 2016, prolongeant la tendance légèrement haussière constatée depuis une dizaine d'années. Depuis 2007, la consommation a augmenté de 17 %.

Cette hausse s'explique par l'augmentation des surfaces tertiaires sur la période (+12 %). Une progression due au développement des solutions gaz dans le neuf et au gain de parts de marché dans les flux de renouvellement du parc existant. Ces impacts haussiers ont compensé l'impact baissier lié au remplacement de chaudières traditionnelles vers des systèmes plus performants.

Tout comme pour le résidentiel, le chauffage représente une très grande part des consommations de gaz dans le tertiaire. Avec une part de plus de 20 %, l'eau chaude sanitaire et la cuisson constituent les deux autres postes de consommation importants.



CONSOMMATION › UNE DEMANDE TERTIAIRE IMPORTANTE DANS LE NORD ET L'EST





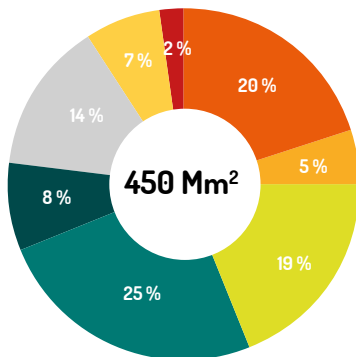
BUREAUX, COMMERCE ET ENSEIGNEMENT › PLUS DE LA MOITIÉ DES CONSOMMATIONS DE GAZ

Même s'ils représentent une part importante des consommations de gaz, les bureaux utilisant cette énergie pour se chauffer restent malgré tout minoritaires avec moins d'un tiers des consommations totales de cette branche.

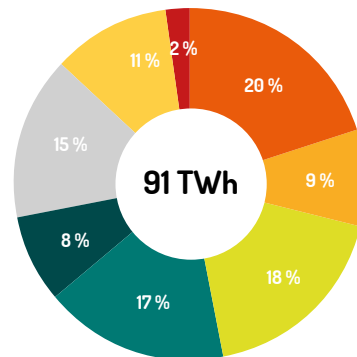
Les bâtiments publics – notamment ceux de la branche Enseignement-Recherche – et les bâtiments ayant un fort besoin en eau chaude sanitaire – en l'occurrence ceux des branches Santé et Habitats communautaires – affichent un fort taux de chauffage au gaz.

RÉPARTITION PAR BRANCHE

■ Bureaux ■ Cafés-Hôtel-Restaurants ■ Commerce ■ Enseignement-Recherche ■ Habitats communautaires ■ Santé ■ Sport ■ Transport



Surfaces tertiaires chauffées au gaz, en 2017



Consommation tertiaire, en 2017

PRÉSENTATION DES DIFFÉRENTES BRANCHES DU TERTIAIRE

BUREAUX

Première branche du tertiaire sur le plan de la consommation de gaz en 2017, les bureaux représentent 20 % de la consommation totale de gaz, soit 18 TWh, et 20 % des surfaces chauffées au gaz. La branche Bureaux concerne les locaux où sont exercées les activités bancaires, financières et d'assurances, les activités immobilières (agences), celles de postes et télécommunications (bureaux de postes, centres d'appels...), mais également l'ensemble des locaux à usage de bureaux des sociétés d'activités diverses.

COMMERCE

La consommation de la branche Commerce s'élève à 16 TWh en 2017, soit 18 % de la consommation de gaz du secteur tertiaire pour environ 19 % des surfaces chauffées. Il s'agit des locaux destinés au commerce de gros, de détail, de location de biens de consommation et de services, etc.

ENSEIGNEMENT-RECHERCHE

La branche Enseignement-Recherche compte pour 17 % de la consommation de gaz en 2017 (15 TWh) contre 25 % des surfaces chauffées au gaz. Cette branche regroupe les bâtiments destinés à des activités d'enseignement, de formation pour adultes, de recherche et développement, etc.

SANTÉ

Tout comme dans la branche Enseignement-Recherche, le gaz y est majoritaire en énergie de chauffage. La consommation de la branche Santé a été de 14 TWh en 2017, soit 14 % de la consommation totale de gaz avec environ 14 % des surfaces chauffées au gaz. Il s'agit des locaux où sont exercées des activités médicales, hébergements médicalisés pour personnes âgées, pour enfants et adultes handicapés, écoles d'infirmières, crèches, etc.

CAFÉS-HÔTELS-RESTAURANTS

Avec 5 % des surfaces chauffées en 2017 pour une consommation de 8 TWh à cette même date, la branche Cafés-Hôtels-Restaurants est la branche la plus intensive en gaz en termes de consommation par surface chauffée. Sont concernés : cafés, hôtels touristiques, restaurants, cantines, etc.

SPORT

La consommation de la branche Sport est estimée à 10 TWh en 2017 pour une surface totale chauffée de 32 millions de m², soit 7 % des surfaces totales chauffées au gaz. Ce qui fait de cette branche la deuxième branche la plus intensive en gaz. Il s'agit des installations sportives, salles de remise en forme, piscines, patinoires, gymnases, etc.

HABITATS COMMUNAUTAIRES

En 2017, cette branche a affiché une consommation de 7 TWh pour une surface totale chauffée estimée à 8 % des surfaces totales chauffées au gaz.

Il s'agit des internats, résidences d'étudiants, foyers pour travailleurs, auberges de jeunesse, maisons de retraite, bâtiments de communauté religieuse avec hébergements, établissements pénitentiaires, etc.

TRANSPORT

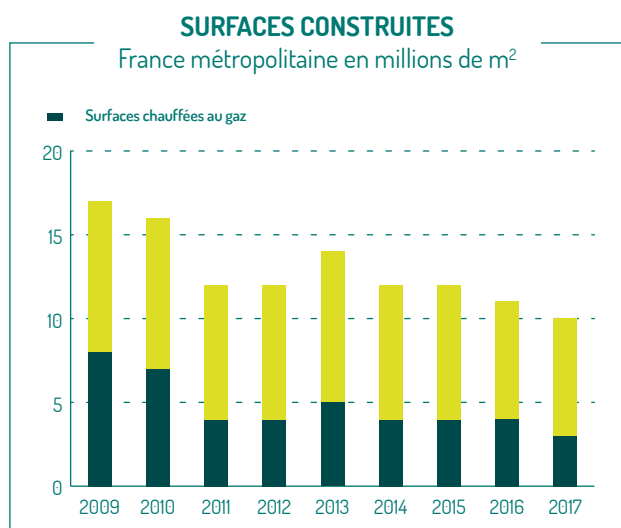
La consommation de la branche Transport s'élève à 2 TWh en 2017, soit 2 % de la consommation totale de gaz, pour une surface totale chauffée représentant 2 % des surfaces totales chauffées au gaz. Il est à noter que cette branche n'inclut pas les consommations liées au GNV.

HYPOTHÈSES

1. CONSTRUCTIONS NEUVES

POURSUITE DE LA BAISSÉ TENDANCIELLE

L'historique de construction de surfaces tertiaires des dernières années montre une décroissance continue depuis 2013 : le nombre de surfaces tertiaires neuves s'élève à environ 10 millions de m² en 2017, en baisse de 41 % par rapport à 2009.



Il a été considéré deux trajectoires de constructions neuves dans le cadre de ces Perspectives Gaz 2018.

- La première, 15 millions de m² en moyenne annuelle, correspond au rythme moyen de constructions des années les plus dynamiques entre 2008 et 2013.
- La seconde, 12 millions de m² en moyenne annuelle, repose quant à elle sur un maintien du nombre moyen de constructions neuves de la dernière décennie.

Malgré la baisse tendancielle des surfaces neuves tertiaires, ces trajectoires considèrent un regain des constructions neuves d'ici 2035, et ce, en cohérence avec les hypothèses retenues par d'autres acteurs¹.

¹ RTE dans son Bilan Prévisionnel retient entre 8 et 16 millions de m² de surfaces construites par an d'ici 2035.

SURFACES CONSTRUITES PAR AN (en millions de m²)

2017	Trajectoire 1	Trajectoire 2
10	15	12

2. SURFACES EXISTANTES

DESTRUCTION DE SURFACES

2,5 MILLIONS DE M² DÉTRUITS CHAQUE ANNÉE

Comme indiqué dans le secteur résidentiel, les flux de fusions, désaffectations, séparations et réaffectations de bâtiments rendent complexe l'évaluation du taux de destruction annuel des surfaces. Toutefois, sur la base des données historiques du CEREN relatives aux flux de surfaces tertiaires détruites annuellement, le taux de destruction annuel de surfaces tertiaire est estimé à 2,5 millions de m² environ sur la période 2017-2035, avec 1 million de m² de surfaces chauffées au gaz. Ces destructions concernent pour la plupart les bâtiments anciens et énergivores, notamment les classes F et G.

DES OBJECTIFS GOUVERNEMENTAUX AMBITIEUX SUR LA RÉNOVATION

Paru en mai 2017, le décret relatif aux obligations d'amélioration de la performance énergétique dans les bâtiments du secteur tertiaire fixait un objectif de réduction de la consommation totale des bâtiments tertiaires de 25 % d'ici 2020, puis 40 % d'ici 2030, par rapport à la dernière consommation connue. Ce décret a été d'abord suspendu en juillet 2017, puis annulé en juin 2018 par le Conseil d'État en raison notamment d'une incompatibilité entre la première échéance fixée par le texte réglementaire (le 1^{er} juillet 2020) avec le délai minimal de mise en œuvre de l'obligation imposée par la loi. L'article 55 de la loi sur l'évolution du logement, de l'aménagement

et du numérique (ELAN) a repris les objectifs mentionnés ci-dessus, à l'exception de celui que le décret fixait pour l'année 2020. Ainsi, il a été retenu par rapport à l'année de référence 2010, une réduction des consommations globales du secteur tertiaire de 40 % en 2030, 50 % en 2040 et 60 % en 2050. Un nouveau décret précisera les modulations éventuelles de ces objectifs, en fonction notamment de la surface ou de la destination des bâtiments. Ainsi, deux trajectoires ont été considérées dans cet exercice en termes de volume de rénovations effectives :

- 10 millions de m² par an : une tendance légèrement au-dessus de la tendance actuelle pour tenir compte du fait que les obligations de rénovation ne s'appliquent qu'à une partie du parc tertiaire ;
- 12 millions de m² : une tendance en nette hausse par rapport à la tendance actuelle.

NOMBRE DE RÉNOVATIONS DU BÂTI (en millions de m ² par an)		
2017	Trajectoire 1	Trajectoire 2
8	10	12

RENOUVELLEMENT DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE › UN FORT POTENTIEL D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Avec les rénovations du bâti, les changements de systèmes de chauffage ont un impact important sur l'évolution de la consommation des bâtiments tertiaires. Il s'agit du remplacement des systèmes de chauffage au gaz par des technologies plus performantes, mais aussi des transferts d'usage vers le gaz. Ces transferts concernent pour la plupart le fioul et dans une moindre mesure le GPL. L'évolution des systèmes de chauffage dans l'existant se fait suivant la même configuration que dans le neuf mais avec un rythme de diffusion plus faible. Cela s'explique principalement par un taux de fidélité observé plus élevé pour les technologies existantes.

HYPOTHÈSES RETENUES SUR LE RENOUELEMENT DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE (par an)		
	Trajectoire 1	Trajectoire 2
Système de chauffage	5 %	7 %

3. EAU CHAUDE SANITAIRE ET CUISSON

Contrairement au résidentiel, la production d'eau chaude sanitaire dans le tertiaire est majoritairement réalisée par les systèmes double service (chauffage et eau chaude sanitaire), et ce, aussi bien dans l'existant que dans le neuf. Sont particulièrement concernées les branches Santé, Cafés-Hôtels-Restaurants, Enseignement-Recherche et Habitats communautaires. Concernant le besoin en eau chaude sanitaire, l'hypothèse retenue est celle d'une légère baisse au cours de la période.

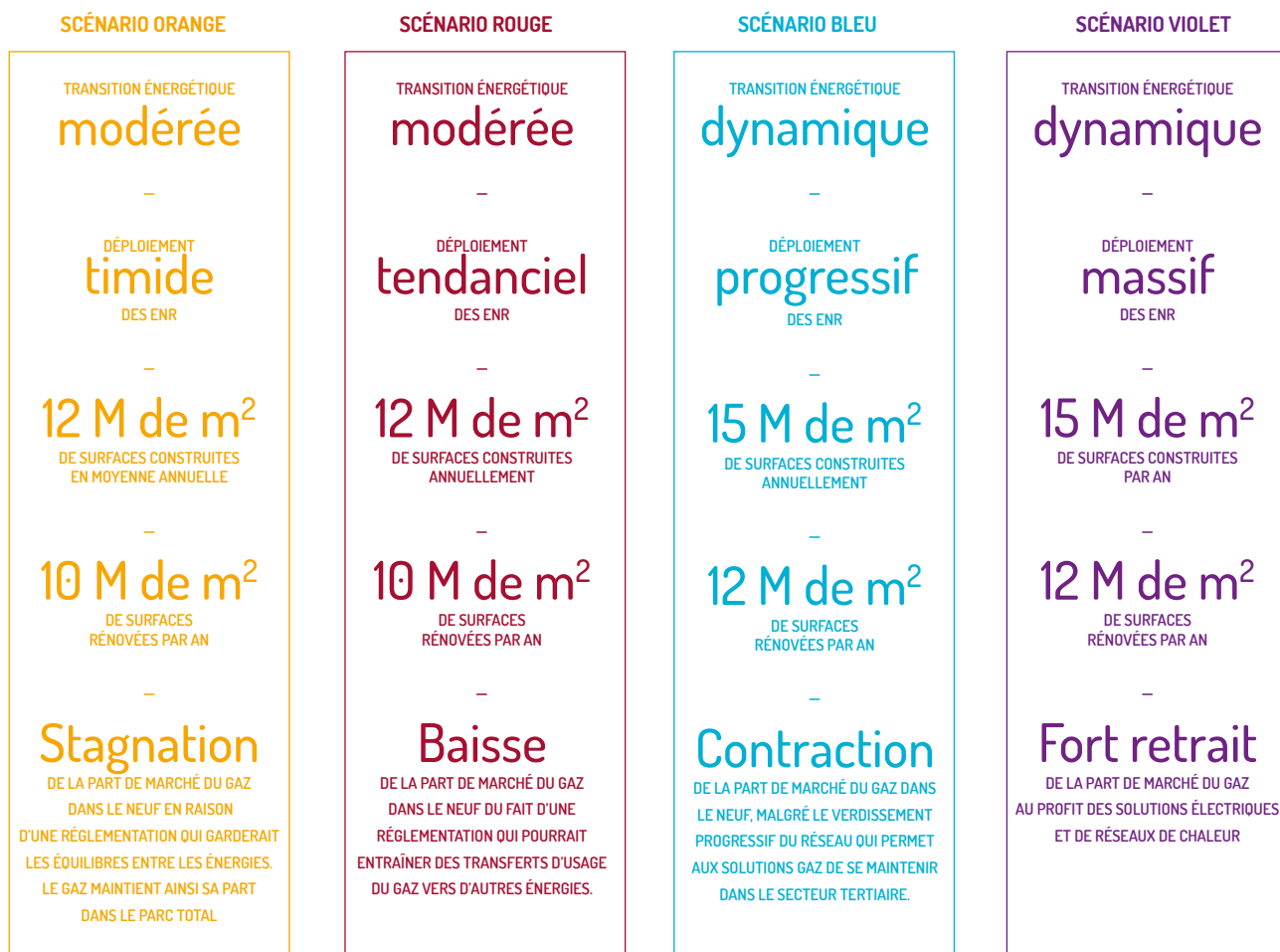
L'usage cuisson est quant à lui beaucoup plus présent dans la branche Cafés-Hôtels-Restaurants et dans une moindre mesure dans les branches Habitats communautaires, Enseignement-Recherche et Commerce. À l'image du secteur résidentiel mais à un rythme plus faible, il a été considéré une montée en puissance des solutions électriques au détriment du GPL et du gaz. Le gaz pourrait également bénéficier des substitutions de systèmes GPL, mais sur des volumes relativement faibles.

4. AUTRES USAGES DU GAZ

La dynamique des surfaces correspondant aux autres usages est principalement portée par le développement de l'usage climatisation. Dans l'ensemble, la part des surfaces tertiaires utilisant le gaz pour la climatisation évolue peu sur la période.

RÉSULTATS & PERSPECTIVES

SYNTHÈSE RÉSULTATS › TERTIAIRE



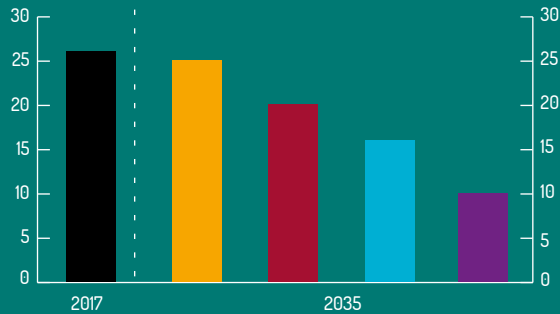
1. INSTALLATIONS DES SYSTÈMES PERFORMANTS GAZ

Si les chaudières à condensation représentent un peu moins de 25 % du parc de chaudières en 2017, leur part pourrait varier entre 60 % et 90 % d'ici à 2035. Les investissements en matière R&D et innovation ont vocation à permettre le développement et le déploiement sur la

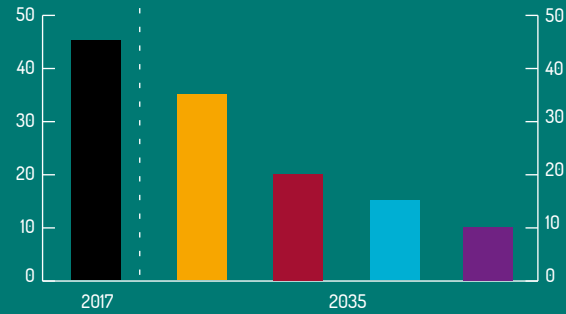
période de systèmes plus performants à l'image de la PAC gaz, de la cogénération et de la pile à combustible avec une part comprise entre 10 % et 30 % du parc d'équipements gaz.

PARTS DE MARCHÉ GAZ

Sur la base des hypothèses indiquées plus haut, les parts de marché du gaz pourraient évoluer suivant les scénarios envisagés :



Neuf



Flux de renouvellement - Existant

Scénarios



Historique



INSTALLATIONS DES SYSTÈMES PERFORMANTS GAZ DANS LE PARC TOTAL DE BÂTIMENTS TERTIAIRES (en millions de m²) entre 2017-2035

	●	●	●	●
Condensation/ couplage EnR&- Gaz/Hybride	352	307	316	168
Pile à combustible	22	8	32	70
PAC gaz	22	7	30	56

2. DYNAMIQUE DES SURFACES TERTIAIRES

ÉVOLUTION DES SURFACES CHAUFFÉES AU GAZ, UNE CROISSANCE IDENTIQUE À CELLE DU PARC TOTAL DANS LE MEILLEUR DES CAS

Sur l'ensemble des scénarios étudiés, seul le scénario **ORANGE** affiche une part du gaz en stagnation dans le parc total tertiaire. Les trois autres (**ROUGE**, **BLEU** et **VIOLET**) montrent des parts de gaz orientées à la baisse. Dans ces trois derniers scénarios, les nouvelles consommations provenant des solutions gaz dans le neuf ne compensent pas les flux liés aux transferts d'usage dans l'existant.

SCÉNARIO ORANGE

Ce scénario dépeint une situation où le gaz maintient sa part dans le neuf grâce à une réglementation qui chercherait à garder les équilibres entre les différentes énergies. Dans l'existant, le gaz pourrait enregistrer un léger retrait. Sur l'ensemble du parc, la pénétration des systèmes gaz ralentit mais continue de se placer dans ses branches traditionnelles (Santé, Enseignement-Recherche, Habitats communautaires, Sport-Loisirs-Culture et Transport) tout en accusant un net repli dans celles où l'électricité est majoritaire. Par ailleurs, ce scénario repose sur une forte pénétration des chaudières à condensation, une solution présentant un excellent ratio entre coût et efficacité énergétique. Les PAC gaz et les cogénérations se développent également mais modérément. La part du gaz dans le parc tertiaire demeure relativement stable au cours de la période.

SCÉNARIO ROUGE

Ce scénario décrit un contexte énergétique marqué par la volonté de réduire la part des énergies fossiles dans le mix en s'appuyant essentiellement sur les technologies décarbonées existantes, aussi bien dans le neuf que dans l'existant. Cela se traduit par d'importants transferts d'usage au détriment des énergies fossiles. Il en résulte une contraction généralisée de la part du gaz sur l'ensemble des branches tertiaires à l'exception des branches Santé et Habitats communautaires. Cette situation fait de la chaudière à condensation la principale solution gaz avec près de 90 % du parc de chaudières en 2035, mais limite le développement des systèmes performants (PAC gaz, pile à combustible, cogénération). Au total, sur la période 2017-2035, le gaz perd près de 10 points pour ne représenter que 37 % du parc à l'horizon 2035.

SCÉNARIO BLEU

Mettant en exergue une transition énergétique soutenue et dynamique, ce scénario table sur la complémentarité des énergies et une montée en puissance des EnR, notamment dans le neuf. Une tendance qui pourrait se répercuter dans l'existant mais à un degré moindre. Ainsi, l'énergie gaz pourrait voir sa part de marché décroître à la fois dans le neuf et dans l'existant du fait de :

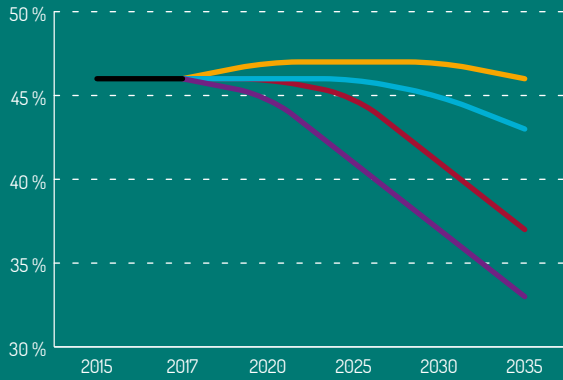
- sa capacité à se verdir au rythme a minima de placement du gaz dans le neuf ;
- la concurrence des autres énergies, notamment les réseaux de chaleur urbains et l'électricité.

Outre les chaudières à condensation, les systèmes performants gaz, tirés par les PAC gaz progressent avec une part totale qui pourrait s'élever à 12 % du parc de chaudières en 2035. Stable sur la première moitié de la période, la part du gaz est finalement tirée à la baisse dans la seconde moitié pour s'établir à 43 % en 2035. Il est à noter que dans ce scénario, le parc gaz croît à un rythme légèrement en deçà de celui du parc total tertiaire.

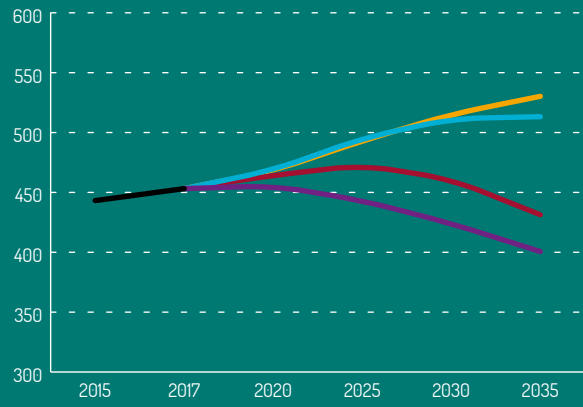
SCÉNARIO VIOLET

Ce scénario traduit une volonté marquée de réduire la part des énergies fossiles en s'appuyant sur une électrification des usages. Le gaz est en net recul sur l'ensemble des branches à l'exception de la branche Habitats communautaires. Cette baisse est particulièrement marquée sur les branches Bureaux et Commerces du fait d'un transfert d'usage important vers l'électricité dans certains cas impulsé par le développement de la climatisation. Ce scénario favorise également le développement des systèmes réversibles ou intégrant une part de EnR dont les PAC gaz, pile à combustible et cogénération qui pourraient représenter au total 30 % du parc de chaudières gaz en 2035. Au total, l'énergie gaz perd un peu moins de 15 points pour s'établir à 33 % du parc total tertiaire en 2035.

SYNTHÈSE DES SCÉNARIOS



Part des logements chauffés au gaz en % de la surface tertiaire totale (Sources : OCN Bâti Étude, CEREN)



Surfaces totales chauffées au gaz naturel en millions de m²

	●	●	●	●
TCAM 2017-2035	1%	-0,3%	0,7%	-1%

Évolution des surfaces tertiaires chauffées au gaz

	●	●	●	●
Surfaces rénovées*	5	4,5	6,5	6
Transferts vers le gaz	4	1	2,5	0
Transferts des systèmes gaz vers technologies gaz plus performantes	33	31	36	32

en millions de m² par an

*gain énergétique estimé : 20 %, effet rebond compris. On parle d'effet rebond lorsqu'une part des gains énergétiques réalisés suite à une opération de rénovation est annulée du fait d'un changement de comportement.

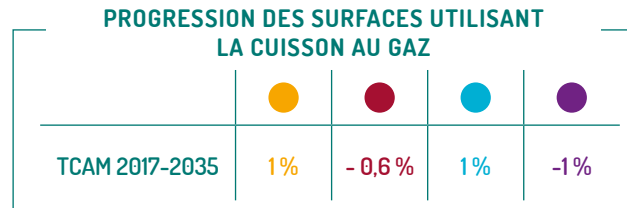
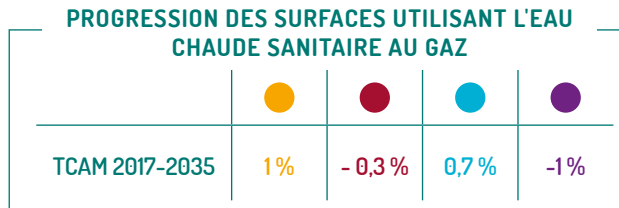
Scénarios ● ● ● ● Historique ●

3. EAU CHAUDE ET CUISSON

UNE ÉVOLUTION QUASIMENT IDENTIQUE À CELLE DU CHAUFFAGE POUR L'EAU CHAUDE SANITAIRE ET UNE LÉGÈRE DÉCORRÉLATION POUR LA CUISSON

Les surfaces tertiaires utilisant le gaz pour la production d'eau chaude

sanitaire évoluent à un rythme identique à celles chauffées au gaz car dans la plupart du temps, il s'agit du même système de production. Pour ce qui est de l'usage cuisson, le léger décrochage observé dans le scénario **ROUGE** s'explique par un fort recul du gaz au profit de l'électricité.



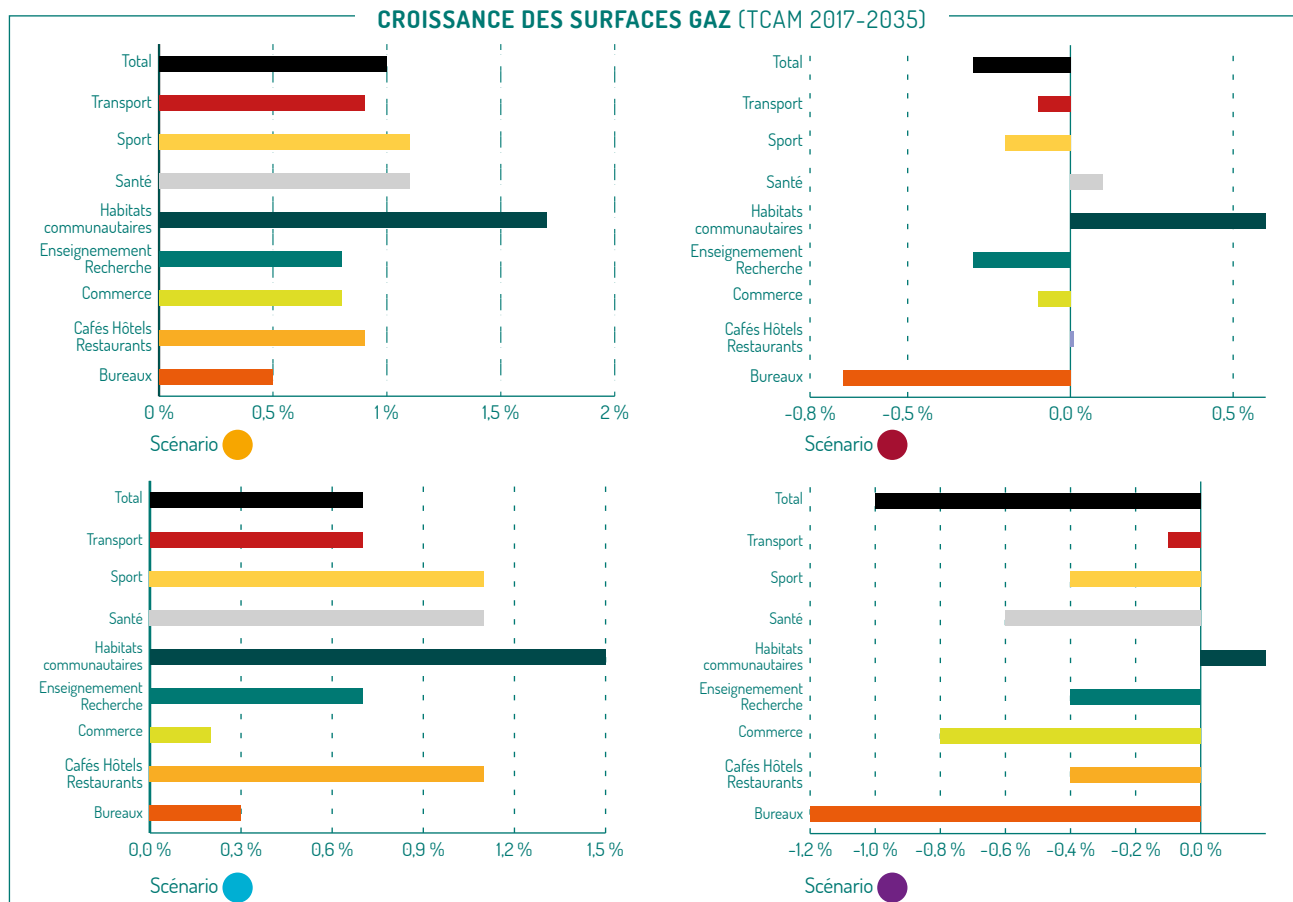
4. LA CROISSANCE DU PARC AU GAZ

DES DISPARITÉS ENTRE LES BRANCHES DU TERTIAIRE

Deux tendances générales se dégagent :

- à la hausse, le gaz croît davantage dans ses branches traditionnelles ;

- à la baisse, le gaz se contracte quasiment sur l'ensemble des branches tertiaires avec un repli accentué sur les branches où l'électricité est majoritaire.



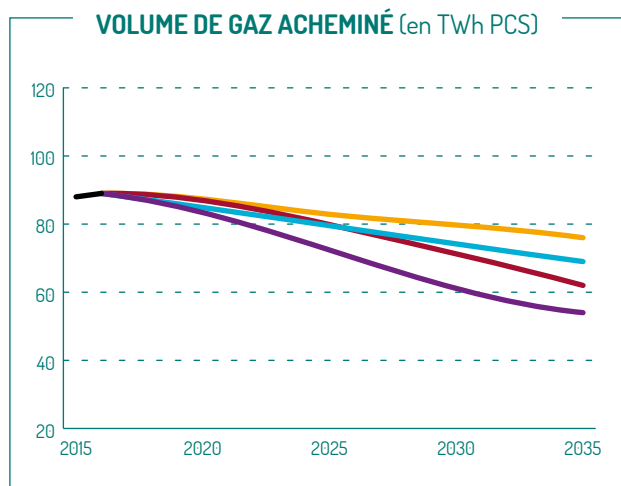
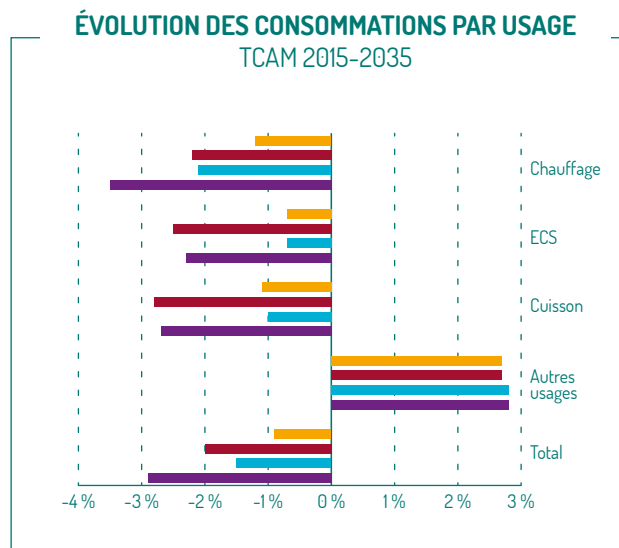
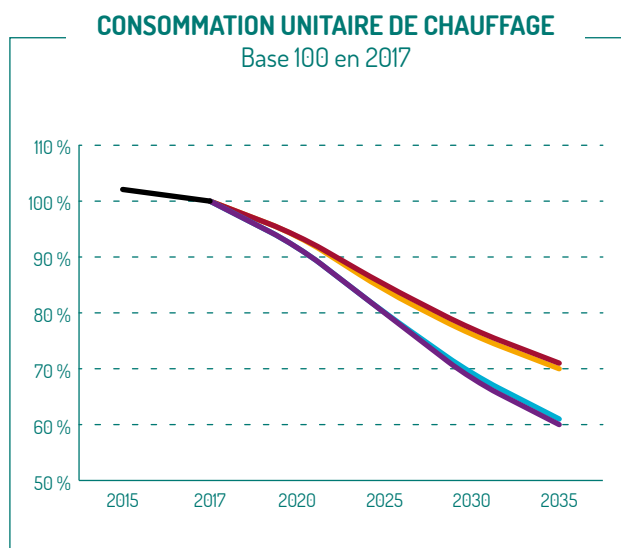
5. ÉVOLUTION DES CONSOMMATIONS DE GAZ DANS LE SECTEUR TERTIAIRE

CONSOMMATION UNITAIRE, EN BAISSÉ DANS TOUS LES SCÉNARIOS GRÂCE À L'EFFICACITÉ DES SYSTÈMES ET AUX RÉNOVATIONS DU BÂTI

Avec les nouveaux objectifs fixés par la loi, la rénovation du parc tertiaire pourrait s'accélérer d'ici 2035. Ainsi, la consommation unitaire de chauffage pourrait baisser de 30 à 40 % par rapport à celle de 2017. En premier lieu grâce aux rénovations du bâti et au développement des systèmes performants, et ce malgré la croissance du parc tertiaire gaz dans les scénarios **ORANGE** et **BLEU**.

Cette baisse de la consommation unitaire dans l'ensemble des scénarios met en évidence le potentiel d'économies d'énergie dont dispose le parc tertiaire gaz.

Tirée par cette réduction des consommations unitaires, la demande totale de gaz dans le secteur tertiaire est en baisse dans tous les scénarios, pour atteindre entre 54 et 76 TWh en 2035, soit une baisse respectivement de 16 à 41 % par rapport à 2017.



CONSOMMATION DE GAZ EN 2035

	Orange	Rouge	Bleu	Violet
Consommation 2035	76 TWh	62 TWh	69 TWh	54 TWh
TCAM 2017-2035	-0,9 %	-2 %	-1,5 %	-2,9 %

Scénarios: Orange, Rouge, Bleu, Violet, Historique (Noir)

6. ANALYSE D'IMPACT SUR LA CONSOMMATION DE GAZ DANS LE TERTIAIRE

L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION DE GAZ DANS LE TERTIAIRE PEUT ÊTRE DÉCOMPOSÉE SELON TROIS EFFETS

UN EFFET « VOLUME ET TRANSFERTS »

qui évalue l'impact sur la consommation de gaz de la construction de bâtiments neufs et des transferts des autres formes d'énergie vers le gaz et vice versa. La construction de bâtiments neufs a un effet haussier sur la consommation tandis que les transferts entre formes d'énergie, en ce qui concerne le gaz, impactent négativement ou positivement la consommation selon les scénarios.

UN EFFET « EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE »

qui évalue l'impact des mesures d'efficacité énergétique – l'application des réglementations successives, la rénovation du bâti et l'amélioration de l'efficacité des systèmes énergétiques – sur la consommation de gaz. Ces mesures tirent la consommation à la baisse.

UN EFFET « AUTRES »

qui mesure l'impact sur la consommation de gaz, de la destruction des anciens bâtiments et de la corrélation qui existe entre les différents effets, qu'ils concourent à la baisse ou à la hausse de la consommation.

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE , FORT LEVIER POUR LA BAISSÉ DE LA CONSOMMATION DE GAZ

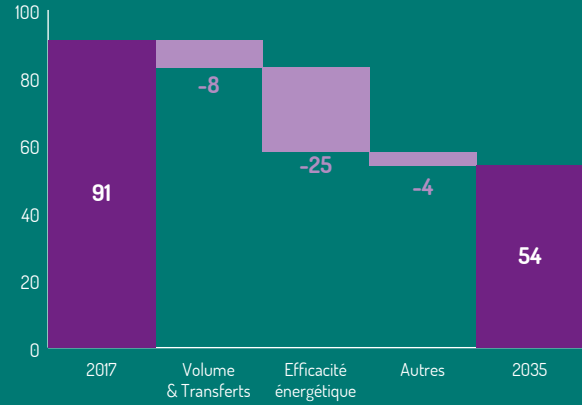
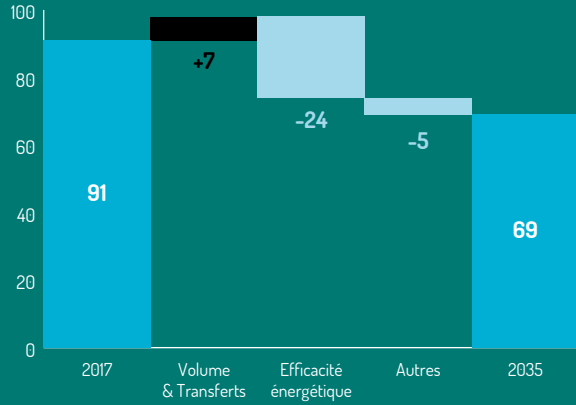
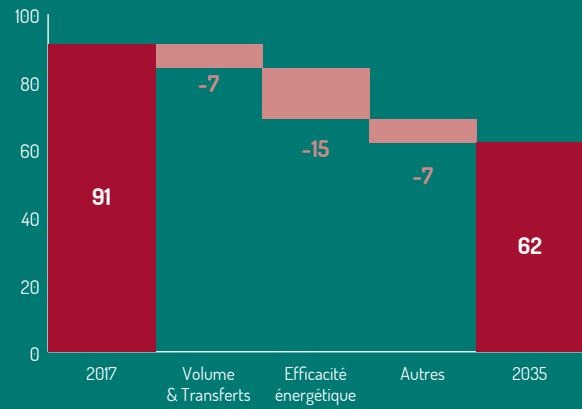
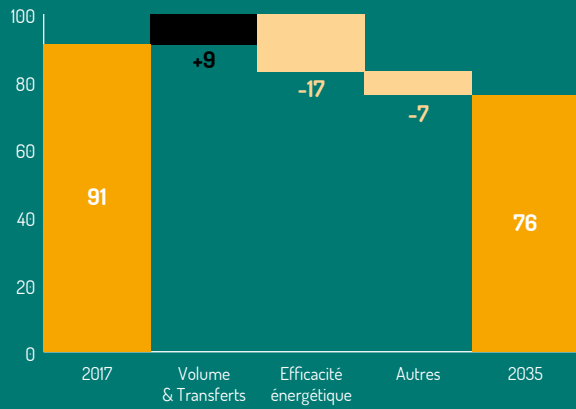
Les transferts d'usage entre formes d'énergie et les mesures d'efficacité énergétique sont deux des principaux leviers de baisse de la consommation d'énergie. L'analyse des quatre scénarios étudiés montre que l'efficacité énergétique permet des économies d'énergie plus importantes que les transferts d'usage.

ÉQUIPEMENTS GAZ PERFORMANTS , PRINCIPAL CONTRIBUTEUR AUX ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Les économies d'énergie reposent en premier lieu sur le déploiement de technologies gaz performantes. La part des chaudières à condensation représente en 2017 un peu moins de 25 % des systèmes installés. Il existe un gisement substantiel d'économies d'énergie à capter sous réserve d'un remplacement massif des technologies existantes par des systèmes plus performants.

ANALYSE D'IMPACT SUR LA CONSOMMATION DE GAZ

(en TWh sur la période 2017-2035)





INDUSTRIE

01.	ÉTAT DES LIEUX	58
02.	HYPOTHÈSES	60
03.	RÉSULTATS & PERSPECTIVES	64



ÉTAT DES LIEUX

Dans cette section, le périmètre industrie étudié correspond à l'industrie manufacturière et le raffinage. La production d'électricité n'est pas incluse.

La consommation de gaz dans l'industrie française est de l'ordre de 170 à 180 TWh depuis sa reprise après la crise de 2009. Plus de la moitié de ces volumes de gaz sont consommés par les secteurs de l'industrie agroalimentaire et de la chimie.

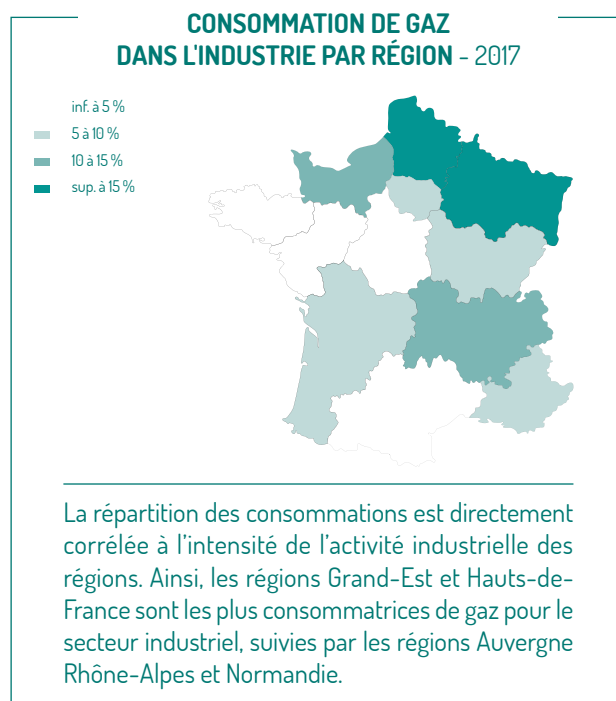
La tendance de la consommation d'énergie suit de près celle de l'activité industrielle. La production manufacturière française a augmenté de 2,7 % sur l'ensemble de l'année 2017, ce qui s'est traduit par une consommation de gaz en hausse de 4 % par rapport à 2016, s'élevant à 173 TWh, contre 167 TWh l'année précédente.

À l'exception du raffinage, dont le contexte est à la baisse depuis plus de cinq ans, la hausse constatée sur la plupart des secteurs industriels s'explique majoritairement par le contexte économique favorable de 2017. En se focalisant sur les deux segments les plus consommateurs de gaz, il apparaît que :

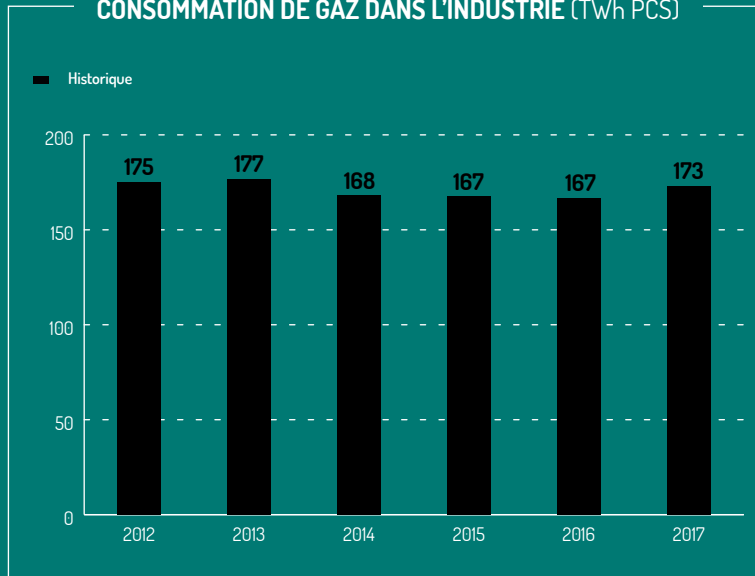
- pour le secteur de la chimie, 2017 a été la meilleure année, à l'exception du rebond de 2015, avec une croissance de la consommation de gaz de +4,6 % ;
- le secteur de l'agroalimentaire enregistre une croissance elle aussi importante de +3,9 % en 2017.

Au niveau des usages industriels, en 2017, les besoins énergétiques des procédés représentent 92 % des usages thermiques, alors que le chauffage correspond à 6 % de ces usages. Le gaz couvre près de 40 % de la consommation des procédés thermiques et près de 75 % des besoins de chauffage.

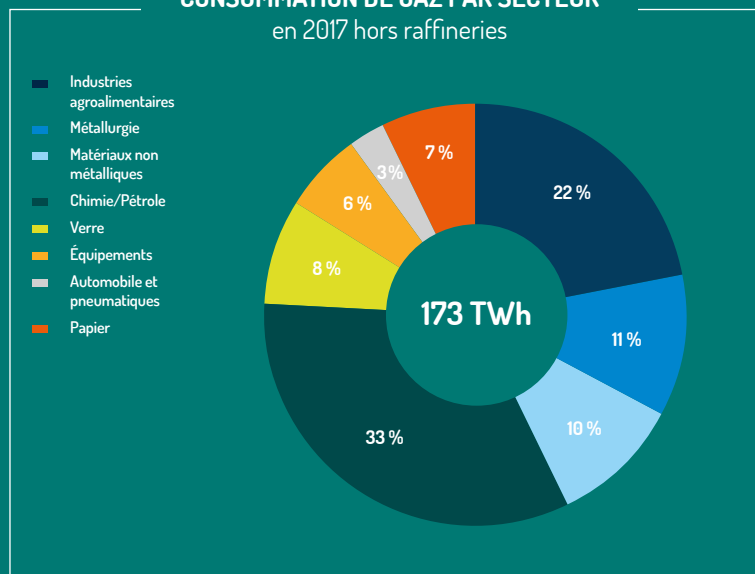
Le prix des énergies est un élément déterminant pour les industriels, le prix du CO₂ influençant directement ces prix. Dans l'industrie, certaines branches bénéficient notamment d'une exemption de TICGN, améliorant ainsi la compétitivité du gaz face aux autres énergies. À l'avenir, l'influence du prix du CO₂ sur la stratégie énergétique des industriels se renforcera. Dans les trajectoires modélisées, le prix du CO₂ a été pris en compte de manière qualitative, se traduisant au travers des hypothèses d'efficacité énergétique et du taux de substitution des systèmes charbon et fioul. Il est également pris en compte dans les hypothèses de taux de gaz renouvelables et des substitutions du gaz par l'électricité.



CONSOMMATION DE GAZ DANS L'INDUSTRIE (TWh PCS)



CONSOMMATION DE GAZ PAR SECTEUR en 2017 hors raffineries



HYPOTHÈSES

1. MÉTHODOLOGIE

L'élaboration des trajectoires de la consommation de gaz de l'industrie à l'horizon 2035 repose sur une méthodologie ascendante (ou « bottom-up »). Le modèle utilisé représente et simule la consommation d'énergie de 36 branches industrielles, ce qui permet de prendre en compte les spécificités de chaque activité.

Pour chaque branche, l'évolution de la consommation de gaz est basée sur l'évolution de trois déterminants :

- **l'activité sectorielle,**
- **l'efficacité énergétique,**
- **les substitutions entre vecteurs énergétiques.**

2. ACTIVITÉ SECTORIELLE

L'activité industrielle se matérialise par deux types d'indicateurs : l'indice de production industrielle (IPI) pour les industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE), dont l'activité est reliée à des productions physiques (comme l'acier, le sucre, le ciment, l'ammoniac), et la valeur ajoutée pour les industries diffuses.

trajectoire suppose également une dématérialisation de l'économie, représentée par une décorrélation entre la valeur ajoutée et la production pour les industries diffuses. Dans cette trajectoire, il est également retenu une stabilité des productions physiques comme pour la trajectoire basse.

Deux trajectoires « Activité » ont été retenues :

1. une trajectoire basse dans laquelle la valeur ajoutée de l'industrie croît au rythme de 0,9 %/an jusqu'en 2035 et la plupart des index de production physique sont stables ;
2. une trajectoire haute reprenant l'hypothèse de croissance industrielle proche de celle proposée par le ministère de la Transition écologique et solidaire lors de la discussion sur la SNBC, soit 1,2 %/an. Cette

Ces deux trajectoires se traduisent par une augmentation plus ou moins soutenue de la valeur ajoutée manufacturière entre 2017 et 2035.

L'hypothèse de décorrélation entre la valeur ajoutée et la production, faite par la DGEC et retenue également ici, est de 1 % en 2020, 5 % en 2025, 10 % en 2030 et 20 % en 2050.

3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

L'efficacité énergétique intègre les gains d'efficacité énergétique dans les process thermiques et les usages transverses (froid, chauffage, moteur, éclairage). Deux trajectoires ont été retenues :

1. une trajectoire s'appuyant sur les hypothèses volontaristes intégrées dans l'exercice SNBC de la DGEC (AMS18) ;

2. une trajectoire moins ambitieuse dans laquelle 60 % des gisements d'économies d'énergie identifiés dans les « Visions 2035 » de l'ADEME¹ sont mis en œuvre.

¹ ADEME, 2017, Actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050.

INDUSTRIES AGROALIMENTAIRES

Lait | Sucrerie | Amylacés | Autres

MÉTALLURGIE

Sidérurgie (filière fonte) | Sidérurgie (filière électrique) | Fonderie (travail des métaux) | Fonderie (produits finis)

MATÉRIAUX NON MÉTALLIQUES

Non ferreux | Minéraux divers | Ciments | Chaux et plâtre | Éléments en plâtre | Tuiles et briques | Autres industries céramiques

CHIMIE

Engrais | Chimie minérale | Plastiques | Chimie organique | Parachimie |

Autres produits en caoutchouc | Transformation des plastiques

VERRE

Verre creux | Verre plat | Autre verre

ÉQUIPEMENTS

Construction mécanique | Construction électronique | Autres transports terrestres | Construction aéronautique

AUTOMOBILE

Automobile Pneumatiques

PAPIER

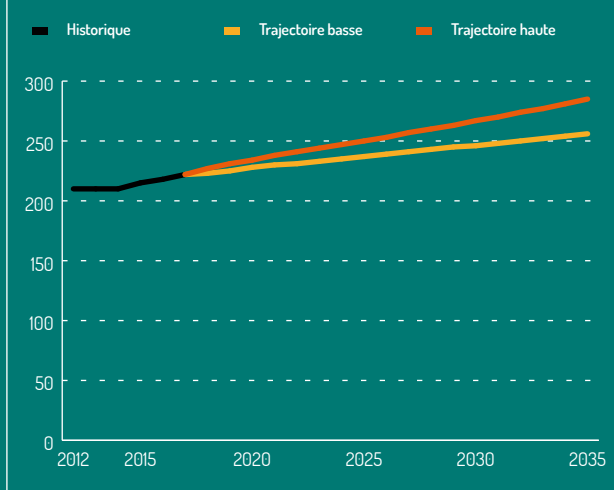
Pâtes à papier | Produits papier et carton

DIVERS

Textile | Imprimerie | Industries diverses

ÉVOLUTION DE LA VALEUR AJOUTÉE DES INDUSTRIES DIFFUSES

(moyenne pondérée des VA sectorielles) en mds €



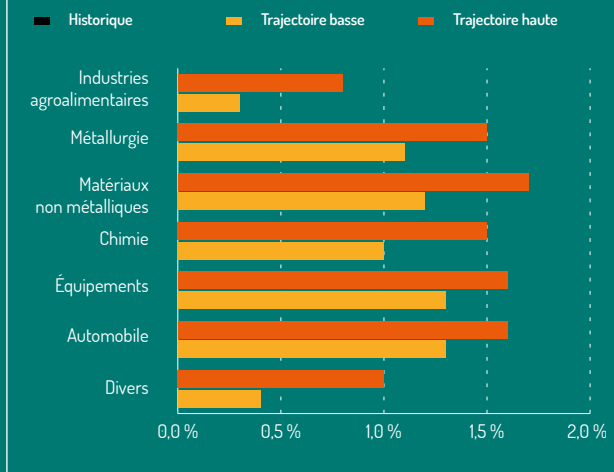
GAINS D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE À L'HORIZON 2035 PAR RAPPORT À 2017

	Trajectoire forte	Trajectoire limitée
Industries agroalimentaires	21 %	17 %
Métallurgie	19 %	16 %
Matériaux non métalliques	13 %	7 %
Chimie	25 %	10 %
Verre	14 %	6 %
Équipements	25 %	22 %
Automobile	24 %	21 %
Papier	21 %	14 %
Divers	22 %	15 %

La moyenne pondérée par les volumes de ces valeurs permet la restitution synthétique suivante :

Trajectoire forte	Trajectoire limitée
22 %	13 %

ÉVOLUTION DE LA VALEUR AJOUTÉE PAR SECTEUR en %/an entre 2017 et 2035



4. SUBSTITUTIONS

DURÉE DE VIE › DES INSTALLATIONS THERMIQUES

Les hypothèses de substitutions, depuis et vers le gaz, ont été élaborées à partir d'une approche multi-énergies par branche. Le volume global des substitutions a d'abord été défini à partir de deux trajectoires sur l'âge de fin de vie des installations thermiques¹ :

- trajectoire 1 : 38 ans
- trajectoire 2 : 33 ans

Ainsi, en 2018, toutes les installations de plus de 21 ans dans la trajectoire 2 et de plus de 16 ans dans la trajectoire 1 seront substituées d'ici 2035. Ces hypothèses sur la durée de vie des systèmes déterminent les volumes substituables.

¹ Les études sectorielles du CEREN ont été utilisées pour avoir le parc des installations par usage, énergie et âge.

TAUX DE FIDÉLITÉ ET ÉNERGIE DE SUBSTITUTION

Des hypothèses sur les taux de fidélité des installations en fin de vie ont été faites pour chaque branche afin de tenir compte des spécificités de chacune d'entre elles. Le choix de l'énergie de substitution est modélisé à travers trois trajectoires. Dans tous les secteurs, les systèmes fonctionnant au fuel et au charbon arrivant en fin de vie sont supposés être substitués (en pourcentages qui varient d'une trajectoire à l'autre) vers une énergie moins carbonée, sauf impossibilité technique, comme cela est le cas par exemple dans la sidérurgie. Ces substitutions s'appliquent aux systèmes fonctionnant au gaz dans certaines branches industrielles (branches NCE : 14 – Autres industries agroalimentaires, 21 – Autres matériaux de construction et 35 – Papier, carton).

Le choix de l'énergie de substitution est modélisé à travers trois trajectoires :

- deux trajectoires, A et B, dans lesquelles les systèmes fonctionnant au charbon ou au fioul et arrivant en fin de vie sont progressivement remplacés par des solutions moins carbonées et diversifiées, essentiellement la biomasse, le gaz et l'électricité ;
- une trajectoire C dans laquelle l'intégralité des systèmes

fonctionnant au charbon et au fuel et arrivant en fin de vie sont substitués par l'électricité ou la biomasse. Ces substitutions s'appliquent également dans cette trajectoire aux systèmes fonctionnant au gaz dans les trois secteurs indiqués plus hauts.

La combinaison des deux trajectoires de durée de vie et des trois trajectoires A, B et C de taux et énergie de substitution a permis de définir quatre trajectoires des parts de marché du gaz dans le mix énergétique :

- Part de marché a = trajectoire 1 + trajectoire A
- Part de marché b = trajectoire 1 + trajectoire B
- Part de marché c = trajectoire 2 + trajectoire B
- Part de marché d = trajectoire 2 + trajectoire C

L'ensemble des hypothèses permet de dessiner l'évolution des parts de marché des différents vecteurs dans le mix énergétique. Le graphique suivant montre les parts de marché du gaz pour les besoins de chauffage et pour les procédés thermiques en 2017 et en 2035 selon les différentes trajectoires.

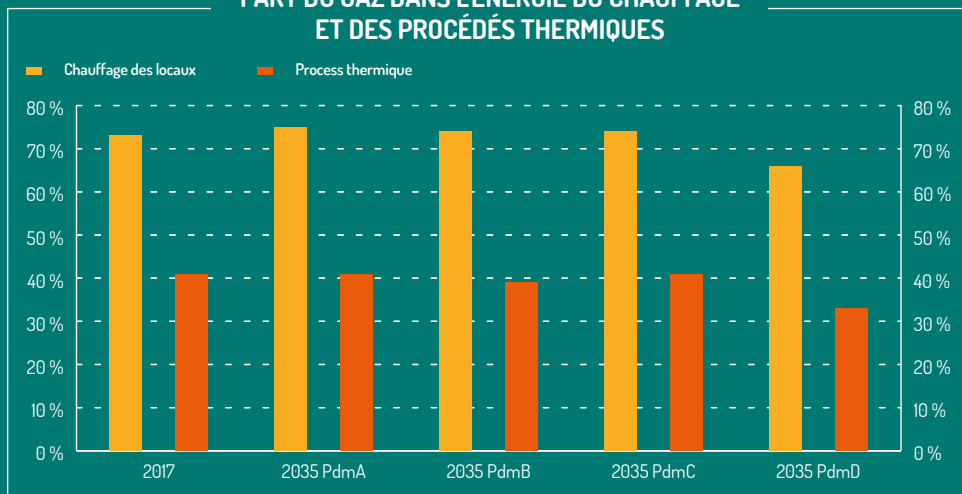
5. RAFFINERIES

Deux trajectoires sont considérées pour modéliser la consommation de gaz des raffineries à l'horizon 2035 :

1. un niveau égal à la moyenne des niveaux des cinq dernières années ;

2. une consommation réduite de moitié entre 2017 et 2035, conséquence de la fermeture de raffineries et de la substitution vers l'hydrogène d'une partie de la consommation.

PART DU GAZ DANS L'ÉNERGIE DU CHAUFFAGE ET DES PROCÉDÉS THERMIQUES



RÉSULTATS & PERSPECTIVES

	SCÉNARIO ORANGE	SCÉNARIO ROUGE	SCÉNARIO BLEU	SCÉNARIO VIOLET
Valeur ajoutée (TCAM 2017 - 2035)	Trajectoire basse + 0,9 % 	Trajectoire basse + 0,9 % 	Trajectoire haute + 1,2 % 	Trajectoire haute + 1,2 %
Gain efficacité énergétique	13 % 	13 % 	22 % 	22 %
Part de marché gaz en 2035 Ref 2017 : 31 %	 31,8 %	 30,6 %	 32,8 %	 27,7 %

CONSOMMATIONS › PAR SECTEURS INDUSTRIELS

Les tendances d'évolution de la consommation de gaz de l'industrie décrites précédemment masquent des dynamiques contrastées entre grandes branches industrielles.

En volume, les plus fortes réductions de consommation de gaz s'observent dans les secteurs de l'industrie agroalimentaire, de la chimie (sauf dans le scénario **ORANGE**) et du papier-carton. Ces trois secteurs contribuent aux trois quarts de la baisse de consommation de gaz dans l'industrie en raison, d'une part, du poids de ces secteurs dans la consommation de gaz de l'industrie (environ 62 % en 2017), et d'autre part, des tendances propres à ces secteurs :

- dans l'agroalimentaire, les gains d'efficacité, et dans une moindre

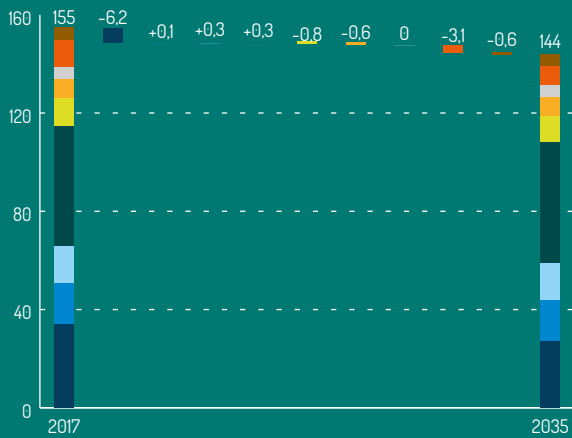
mesure les substitutions, compensent largement l'effet de l'activité ;

- dans la chimie, l'impact de l'efficacité énergétique efface ceux de la croissance et des substitutions ;
- l'activité stagnante et l'amélioration de l'efficacité énergétique expliquent la baisse de la consommation de gaz de la papeterie.

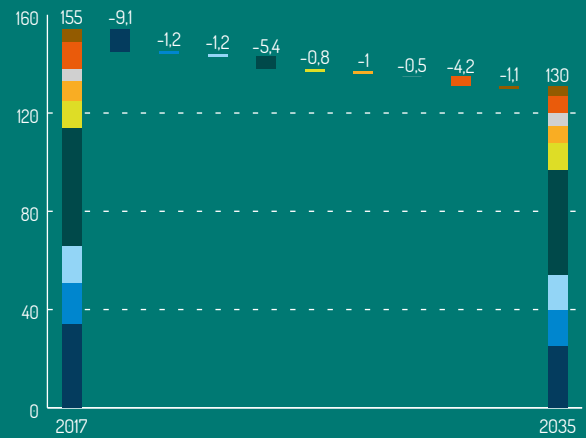
Néanmoins, en 2035, les branches de la chimie et de l'agroalimentaire restent les deux principaux consommateurs de gaz. Les graphiques ci-contre montrent, pour chacun des scénarios, la contribution des différents secteurs à l'évolution de la consommation de gaz entre 2017 et 2035.

CONTRIBUTION DES BRANCHES À LA VARIATION DE LA CONSOMMATION DE GAZ DE L'INDUSTRIE hors raffineries, TWh PCS

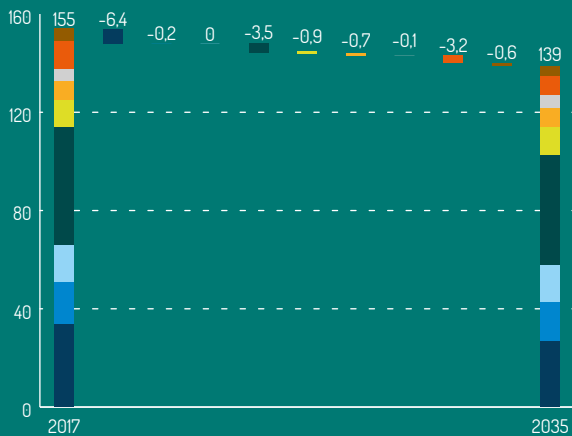
■ Industries agroalimentaires
 ■ Métallurgie
 ■ Matériaux non métalliques
 ■ Chimie
 ■ Verre
 ■ Équipements
 ■ Automobile et pneumatiques
 ■ Papier
 ■ Divers



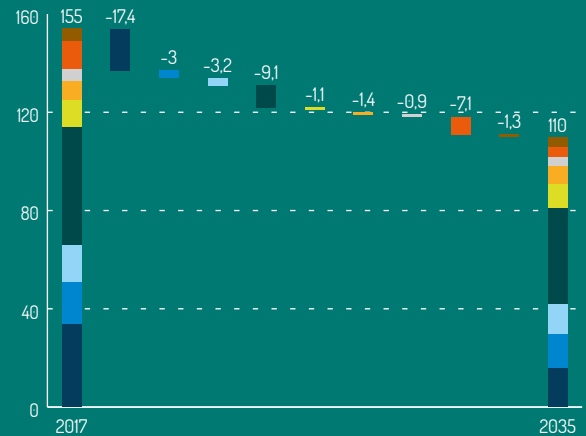
Scénario ●



Scénario ●



Scénario ●



Scénario ●

CONSOMMATIONS DE GAZ EN 2035

SCÉNARIO ORANGE

Dans un contexte où la croissance économique reste timide (moins de 1 % de TCAM) et les énergies et les technologies alternatives peu développées, la consommation de gaz est tirée à la hausse par la croissance de l'activité et les substitutions par le gaz d'énergies plus carbonées. Les efforts d'efficacité énergétique compensent cependant cette augmentation, ce qui se traduit en volume par une légère baisse de la consommation (-0,4 %/an).

SCÉNARIO ROUGE

Les hypothèses de croissance modérée et de technologies alternatives peu développées sont les mêmes que dans le scénario **ORANGE**. En revanche, l'effet des substitutions est négatif, ce qui se traduit par une baisse légèrement plus importante de la consommation de gaz (-0,6 %/an).

SCÉNARIO BLEU

Le dynamisme économique permet à l'industrie de poursuivre ses efforts d'efficacité énergétique, sur la base d'un mix énergétique qui reste cependant équilibré, le gaz se substituant encore largement

aux produits pétroliers (fioul, diesel, etc.). La baisse de la consommation de gaz (-1,1 %/an) est plus forte que dans les deux scénarios précédents, l'efficacité énergétique l'emportant largement sur les effets liés à la croissance économique et aux substitutions.

SCÉNARIO VIOLET

Ce scénario, proche du scénario **BLEU** en termes de croissance économique, se caractérise par un développement fort des technologies efficaces utilisant des vecteurs décarbonés non gazeux (électricité, biomasse, etc.). Il en résulte une baisse conséquente de la consommation de gaz (-2 %/an) sur la période, et ce, en raison principalement de la combinaison des efforts d'efficacité énergétique et des effets de substitution vers d'autres énergies que le gaz (au profit de la biomasse bois et de l'électricité par exemple). À l'horizon 2035, la demande totale de gaz dans le secteur de l'industrie¹ se contracte dans tous les scénarios, pour atteindre entre 121 et 161 TWh en 2035. Cela représente une réduction de 7 à 30 % par rapport à 2017.

¹ Y compris le secteur du raffinage.

6. ANALYSE D'IMPACT SUR LA CONSOMMATION DE GAZ DANS L'INDUSTRIE

L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION DE GAZ DU SECTEUR INDUSTRIEL PEUT ÊTRE DÉCOMPOSÉE SELON TROIS EFFETS

UN EFFET « VOLUME »

qui permet d'évaluer l'impact de la croissance économique sur la consommation de gaz de l'industrie. Il prend également en compte les dynamiques propres à chacune des branches. Une croissance plus importante d'une branche intensive en énergie tendra à accentuer l'effet de la croissance économique globale.

UN EFFET « EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE »

qui mesure les efforts en termes de sobriété et d'efficacité engagés par les industriels sur leurs équipements et dans leurs procédés. Cet effet correspond donc à des baisses de consommation de gaz.

UN EFFET « TRANSFERTS »

qui porte sur l'évolution des consommations liée à des transferts entre énergies et se décompose en deux sous-effets :

- les substitutions du gaz par une autre énergie (effet négatif),
- les substitutions d'autres énergies par le gaz (effet positif).

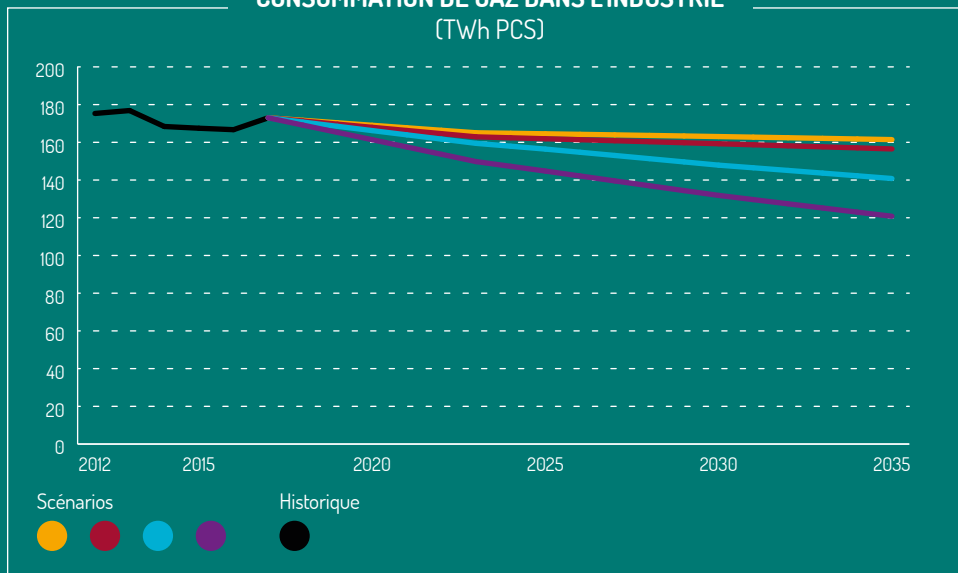
Dans les quatre scénarios, les efforts en matière d'amélioration de l'efficacité énergétique apparaissent clairement comme le principal levier de réduction de la consommation de gaz dans l'industrie.

L'effet « Volume » a un impact plus important pour les scénarios **ORANGE** et **ROUGE**. Ce résultat pourrait contraster avec les hypothèses sur l'évolution de la valeur ajoutée, qui sont plus faibles pour ces deux scénarios.

Il s'explique par le fait que pour les deux scénarios **BLEU** et **VIOLET**, l'effet « Volume » intègre deux effets :

1. la dématérialisation de l'industrie, qui implique la décorrélation de la valeur ajoutée et de la production. Les trajectoires de production sont par conséquent moins écartées entre les scénarios ;
2. la restructuration des raffineries, conduisant à ce qu'une partie de la consommation de gaz est substituée par de l'hydrogène et à la fermeture de certaines raffineries.

CONSOMMATION DE GAZ DANS L'INDUSTRIE (TWh PCS)



DÉCOMPOSITION DE LA VARIATION DE LA CONSOMMATION DE GAZ entre 2017-2035







MOBILITÉ

01.	ÉTAT DES LIEUX	70
02.	HYPOTHÈSES	76
03.	RÉSULTATS & PERSPECTIVES	80

ÉTAT DES LIEUX

1. LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DU SECTEUR ROUTIER DOMINÉE PAR L'ESSENCE ET LE DIESEL

En 2017, le secteur des transports représente environ 35 % de la consommation d'énergie finale en France. À lui seul, le secteur routier représente plus de 80 % de la consommation énergétique annuelle des transports, soit 460 TWh¹. Depuis 2001, plus de 4,6 millions de nouvelles immatriculations ont été délivrées, portant à près de 39 millions le nombre de véhicules roulants en France en 2016², démontrant la dynamique de ce secteur.

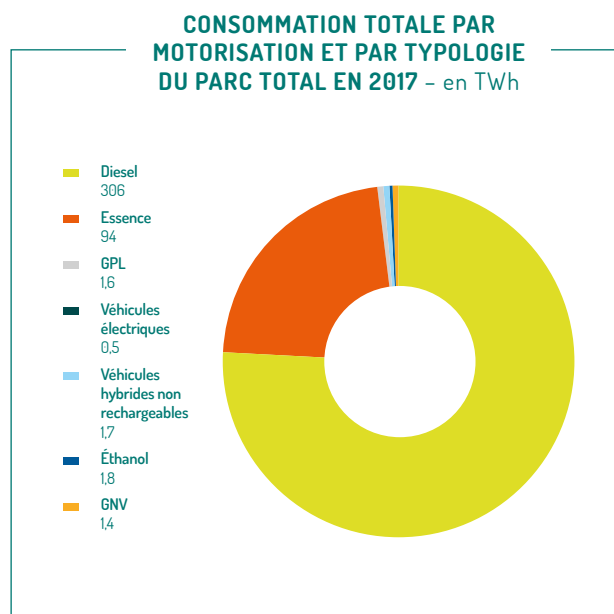
Les véhicules particuliers représentent 83 % de ce parc³ et 61 % de la consommation totale du secteur routier. Si on observe un rééquilibrage des motorisations essence et une montée en puissance des véhicules électriques sur le segment des véhicules particuliers, la majorité du parc roule aujourd'hui au diesel, soit 61 % des véhicules particuliers ces dernières années, mais aussi la quasi-intégralité des segments des poids lourds, des bus et des cars.

À ce jour, sur l'ensemble du parc, les carburants alternatifs ne représentent que 2 % du parc de la consommation, même si l'on constate une dynamique d'accélération. Sur le segment des véhicules particuliers, les motorisations électriques et hybrides rechargeables représentent en 2016 un peu plus de 5 % des immatriculations neuves. Par ailleurs, sur les segments des bus et des bennes à ordures ménagères, les motorisations GNV représentent respectivement 12 % et 5 % du parc de véhicules.

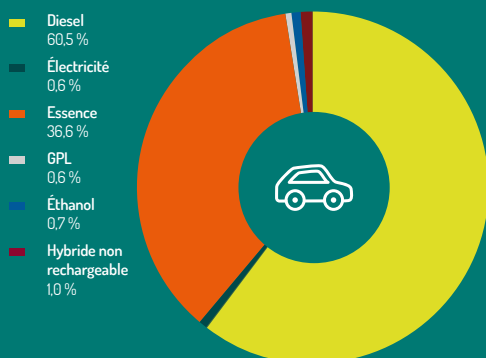
¹ Commissariat Général du Développement Durable – Data Lab – Chiffres clés du transport, édition mars 2018.

² Dernières données à date.

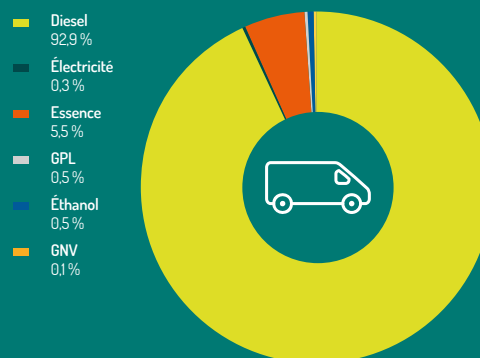
³ SDES ; CCTN 2017.



MOTORISATION PAR TYPOLOGIE DU PARC TOTAL EN 2017 – en %



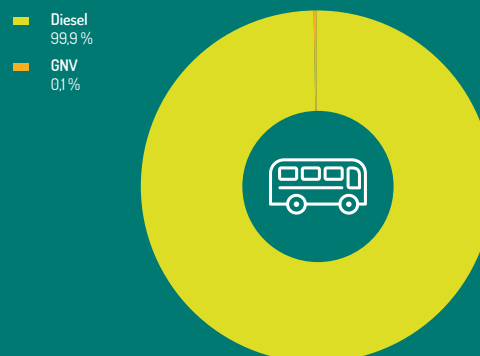
Véhicules particuliers



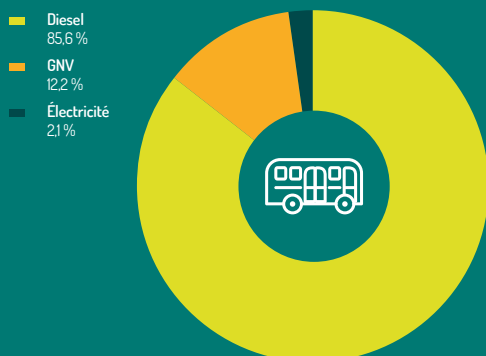
Véhicules utilitaires légers



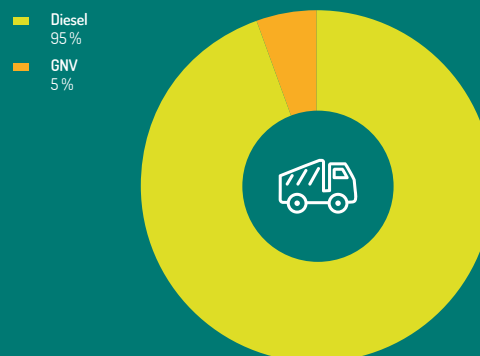
Camions



Cars



Bus



Bennes à ordures ménagères

2. UN SECTEUR CONTRIBUTEUR AUX ÉMISSIONS DE GES DE LA FRANCE

En 2016, le secteur des transports a émis 29 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) totales du pays. Le secteur routier y contribue à hauteur de 126 millions de tonnes¹ équivalent CO₂, soit 95 % des émissions du secteur des transports².

Le secteur des transports reste un fort contributeur des émissions polluantes. Le secteur routier émet à lui seul plus de 58 % des émissions d'oxyde d'azote (NOx) totales du pays chaque année, ainsi que 13 % des particules fines PM10 (jusqu'à 80 % en zone de concentration urbaine)³. La mauvaise qualité de l'air a conduit en juillet 2018 la Commission européenne à renvoyer la France devant la Cour de justice de l'Union européenne pour manquement à ses obligations en matière de qualité de l'air.

La mutation du secteur routier vers le déploiement de véhicules à faibles émissions est une priorité des pouvoirs publics. En prolongement des mesures mises en œuvre dans le passé, le Gouvernement a dévoilé en juillet 2018 le plan mobilité. Il présente une série de mesures ayant pour but de verdier le secteur des transports routiers français et d'accélérer le renouvellement du parc automobile français vieillissant et polluant. La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) ont fixé un objectif global de réduction de 40 % des émissions de GES auquel le secteur des transports routiers doit contribuer.

¹ Ces émissions tiennent compte uniquement de la circulation effectuée avec du carburant acheté sur le territoire et consommé dans l'année.

² SDES - CCTN 2017 d'après CITEPA avril 2017 - Format Secten.

³ CITEPA, données 2016 mises à jour avril 2018, Format Secten.

3. GNV ET BIOGNV

DES ALTERNATIVES PERTINENTES POUR DÉCARBONER ET DÉPOLLUER LE SECTEUR DES TRANSPORTS ROUTIERS, EN PARTICULIER LES TRANSPORTS EN COMMUN ET DE MARCHANDISES

Le Gaz Naturel Véhicule, produit à partir de gaz naturel (GNV) ou de biométhane (bioGNV) est une solution reconnue par les pouvoirs publics pour répondre aux enjeux de pollution de l'air et de décarbonation du secteur routier. Il est à noter que dans ce document, la terminologie GNV regroupe le Gaz Naturel Comprimé (GNC) et le Gaz Naturel Liquéfié (GNL).

Les solutions GNV permettent de réduire les émissions d'oxyde d'azote de 50 % et les particules fines de 95 % par rapport au diesel, en ligne avec les limites fixées par les normes actuelles de l'Union européenne. Le bilan carbone est plus favorable avec le recours au biométhane véhicule (bioGNV). Les émissions sont alors réduites de 80 % grâce à un bilan carbone quasi neutre : le CO₂ émis est équivalent au CO₂ absorbé par les végétaux méthanisés.

Plusieurs scénarios prospectifs de référence citent le bioGNV comme levier potentiel crédible et nécessaire pour assurer une réduction effective des émissions du secteur des transports. Le scénario Énergie-Climat 2035-2050 de l'ADEME projette notamment 48 % de bioGNV dans la consommation énergétique finale des transports en 2050. De même, le scénario Negawatt 2017-2050 le considère comme un vecteur énergétique incontournable, complémentaire au vecteur électrique.

UNE OFFRE DE VÉHICULES GNV ADAPTÉE À LA DEMANDE

L'offre de véhicules roulants au GNV couvre l'ensemble des besoins de mobilité sur les différents segments de véhicules (voir encadré). Dans un premier temps, le développement du GNV se concentre sur le marché des flottes captives et notamment des poids lourds et des

bennes à ordures ménagères, où les solutions alternatives n'existent pas encore ou ne sont pas compétitives. Le GNV se développe également sur le segment spécifique des bus et cars, en complémentarité avec des solutions électriques. Ce développement contribuera à l'émergence de stations d'avitaillement sur l'ensemble du territoire, permettant un maillage efficace et s'appuyant sur les infrastructures gazières déjà présentes sur une majeure partie du territoire.

Dans un second temps, un maillage suffisamment fin pourrait permettre aux solutions GNV de se développer également sur le segment des véhicules utilitaires légers et particuliers, en complémentarité avec des solutions électriques.

Sur le segment particulier du transport de marchandises, le GNV est également une solution compétitive à ce jour par rapport à une solution diesel. Cette compétitivité devrait se renforcer dans les années à venir dans un contexte de réduction de la part du diesel dans le parc futur.



LES TRANSPORTEURS ROUTIERS

de marchandises doivent répondre aux exigences de l'Union européenne concernant la qualité de l'air et les émissions de GES. Le GNV se positionne comme une alternative de choix face au Diesel euro 6. Par ailleurs, sur le segment spécifique du transport de marchandises longue distance, la solution GNL apparaît également comme une solution pertinente, offrant une autonomie comparable aux motorisations diesel actuelles.



LES BENNES À ORDURES MÉNAGÈRES (BOM), peuvent représenter un choix innovant pour des collectivités territoriales qui cherchent à intégrer leur réflexion dans une logique d'économie circulaire.



LES BUS ET CARS

L'article L. 224-8 du Code de l'environnement rappelle aux établissements publics la nécessité du renouvellement de leurs flottes avec une transition vers des véhicules à faibles émissions. Dans le cas des autocars et des bus, c'est 100 % des flottes de plus de 20 véhicules qui devront être remplacées dès 2025. Couplé à une solution électrique, le GNV est pertinent sur ce segment pour réaliser la transition.



LES VÉHICULES UTILITAIRES LÉGERS (VUL)

sont un atout pour l'accès décarbonné au cœur des villes, dans le cadre de la livraison du dernier kilomètre, grâce aux carburants alternatifs dont le GNV.



LES VÉHICULES PARTICULIERS LÉGERS (VP)

Enfin, si le développement sur le marché de masse des véhicules légers individuels reste restreint, la norme EURO de plus en plus exigeante pour les carburants traditionnels pousse les constructeurs au développement de véhicules GNV et bioGNV dès 2020.

UN RÉSEAU QUI S'APPUIE SUR DES INFRASTRUCTURES EXISTANTES

Le développement du GNV repose sur la multiplication du nombre de stations GNV et bioGNV selon un maillage à l'échelle nationale. Afin de répondre aux ambitions de la directive européenne « Alternative Fuel Infrastructure », le CANCA (Cadre d'actions national pour les carburants alternatifs), publié en 2017, décline les objectifs du Gouvernement en matière d'infrastructures pour les différentes filières de carburants alternatifs. Dans le cas du GNV, le CANCA fixe pour objectif 80 points d'avitaillement en GNC en France d'ici au 31 décembre 2020 et 115 points d'avitaillement GNC et 25 points GNL d'ici 2025. Le 17 décembre 2018 a été inaugurée la 100^e station GNV/bioGNV du territoire français, permettant d'atteindre le premier objectif du volet GNV/bioGNV du cadre d'actions national. Cette

dynamique est en ligne avec les objectifs annoncés par la filière¹, qui prévoit 250 points d'avitaillement en France à l'horizon 2020.

La dynamique de développement du réseau de stations d'avitaillement est aujourd'hui impulsée par les acteurs locaux du secteur énergétique (syndicats de l'énergie, territoires) et les acteurs privés (gestionnaires de flottes). Elle s'appuie sur des infrastructures fiables et accessibles, sur un réseau gazier de transport et de distribution existant et couvrant la majorité du territoire et sur trois terminaux méthaniers permettant l'importation de GNL. Par ailleurs, ces infrastructures présentent une disponibilité en termes de puissance en raison des baisses de consommation attendues dans les autres secteurs.

¹ AFGNV

4. UNE DYNAMIQUE CONFIRMÉE EN 2017

La filière GNV a poursuivi son développement en 2017. Près de 1 600 nouveaux véhicules GNV ont été mis en circulation, portant leur nombre à 16 125 et atteignant 2 TWh. Sur cette consommation, 80 % étaient alimentés en bioGNV. 18 et 34 stations ont également été inaugurées respectivement en 2017 et 2018, portant leur nombre à 100 à fin 2018.

Cette dynamique confirme et souligne la place de la filière gaz dans la mobilité du futur. La présentation du Plan Climat par le Gouvernement le 6 juillet 2017 a traduit l'engagement de ce dernier pour le développement d'une mobilité propre, notamment par le développement des filières de carburants alternatifs, dont le GNV et le bioGNV. Cela s'est illustré plus récemment par l'accélération du soutien gouvernemental à la filière, par la mise en œuvre de mesures incitatives : le 20 juillet 2018, Nicolas Hulot, alors ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire et Elisabeth Borne, ministre chargée des Transports, ont détaillé les engagements de l'État en faveur de la mobilité propre et de la qualité de l'air.

L'article 21 de la loi de finance 2018 a prolongé le suramortissement fiscal – instauré dans le PLF 2016 – prévu au profit de l'acquisition de véhicules dont le poids total autorisé en charge est supérieur ou égal à 3,5 tonnes, fonctionnant au gaz naturel ou au biométhane carburant. De même, le gel du taux de TICPE jusqu'en 2022 associé aux carburants GNV et au bioGNV contribue au développement de la filière en renforçant sa compétitivité.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie portant sur la période 2016-2023 enjoint notamment à une injection de 20 % de bioGNV dans le GNV d'ici à 2023, de sorte que 3 % des poids lourds roulent au GNV en 2023. Ces objectifs s'inscrivent dans le cadre du décollage de la filière constaté depuis maintenant plusieurs années.

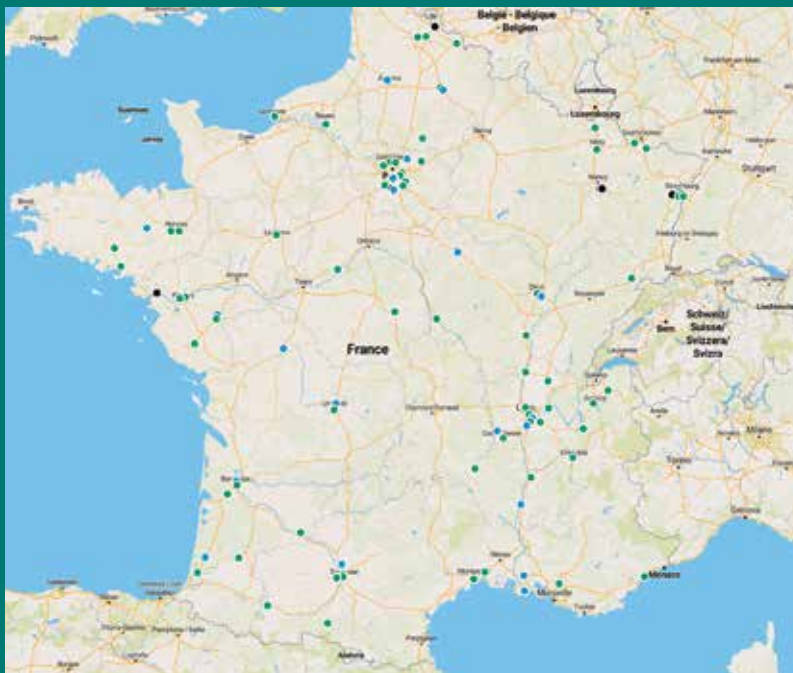
PARC GNV



Parc GNV et consommation (en TWh)

En service - Carburants

○ GNC ○ GNL ○ GNL, GNC



Répartition géographique des stations GNV en service en France en 2017 au 31 décembre 2018 - Source : www.afgnv.info

HYPOTHÈSES

1. DURÉE DE VIE DES VÉHICULES

La durée de vie des véhicules considérée ici est de 15 ans pour les cars et les bus, 10 ans pour les bennes à ordures ménagères, 8 ans pour les camions et 16 ans pour les véhicules utilitaires légers et véhicules particuliers.

2. TRAJECTOIRES DE PARTS DE MARCHÉ DANS LES IMMATRICULATIONS NEUVES

L'évolution des parts de marché du GNV dépend du segment considéré, ainsi que de la dynamique observée pour le développement de cette solution et de l'émergence des stations d'avitaillement sur le territoire. En effet, si la solution électrique se développe sur le segment des véhicules particuliers, portée par une offre de véhicules en croissance mais également une hausse du nombre de bornes de recharges, le GNV apparaît aujourd'hui comme la solution la plus pertinente à court terme pour verdir les poids lourds et le transport de personnes et de marchandises, notamment sur longues distances.

C'est sur ces secteurs, essentiellement constitués de flottes captives, que le GNV pourra se développer à court terme. Cependant, à plus long terme, le GNV a vocation à émerger sur d'autres secteurs.

Les trajectoires considérées dans ces Perspectives Gaz 2018 reposent sur les travaux prospectifs de l'AFGNV qui a publié fin 2017 son plan de déploiement du GNV en France d'ici à 2030. L'AFGNV propose ainsi deux scénarios de développement possibles du GNV :

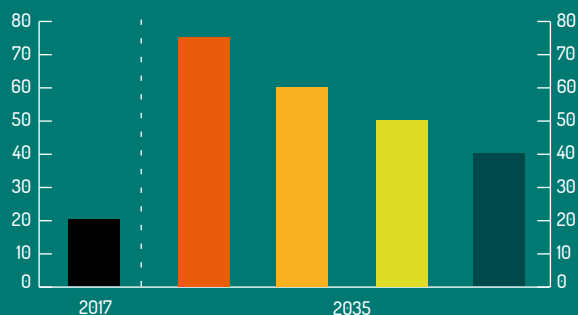
- un **scénario 1** dit de "consolidation", qui prolonge la dynamique enclenchée depuis trois ans, formalisée par le volet "mobilité propre" de la PPE de 2016 ;
- un **scénario 2** dit de "rupture", ou d'accélération des tendances par la mise en place d'un cadre renforcé de mesures incitatives.

Ces deux scénarios proposent des parts de marchés dans les immatriculations neuves de chaque segment de véhicules jusqu'à 2030.

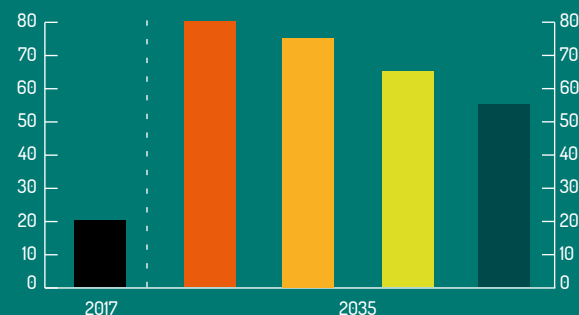
Quatre trajectoires de parts de marché dans les immatriculations neuves sont considérées dans ces Perspectives Gaz 2018. Deux d'entre elles reprennent les trajectoires de parts de marché des scénarios de l'AFGNV, complétées de deux trajectoires intermédiaires. De même, les projections de l'AFGNV portent jusqu'en 2030. Dans Perspectives Gaz 2018, les parts de marché des trajectoires en 2030 sont reprises, puis prolongées jusqu'en 2035.

PARTS DE MARCHÉ DANS LES IMMATRICULATIONS NEUVES EN 2035 - en %

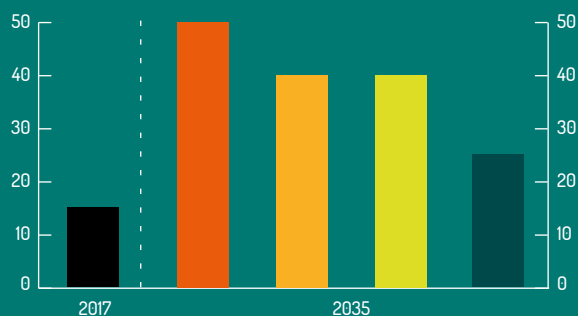
■ Scénario historique ■ Trajectoire 1 ■ Trajectoire 2 ■ Trajectoire 3 ■ Trajectoire 4



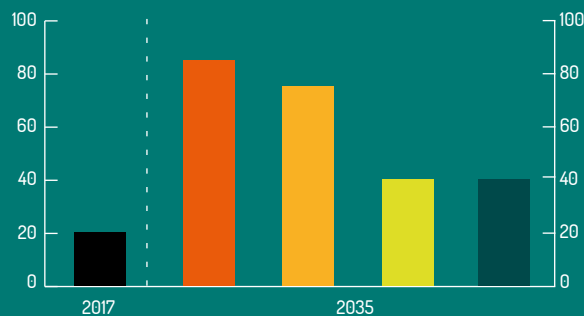
Pour le segment des **camions**, les quatre trajectoires considérées conduisent à des parts de marché dans les immatriculations neuves en 2035 entre 40 % et 75 %.



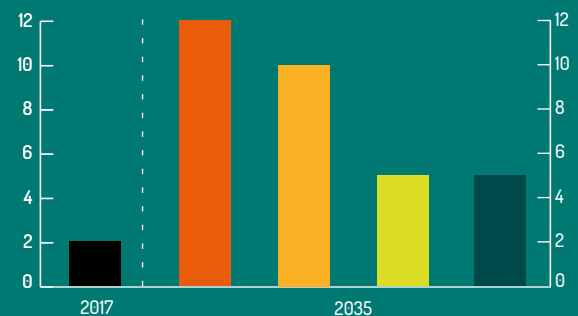
Pour les **bennes à ordures ménagères (BOM)**, les quatre trajectoires considérées conduisent à des parts de marché dans les immatriculations neuves en 2035 entre 55 % et 80 %.



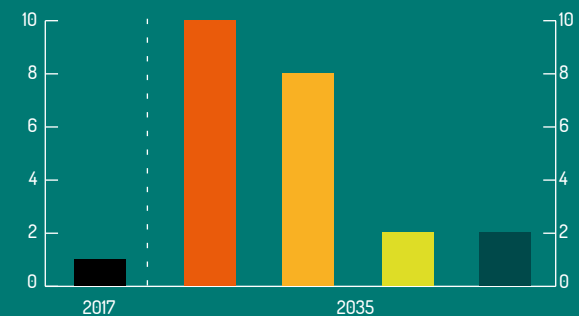
Pour les **cars**, les quatre trajectoires considérées conduisent à des parts de marché dans les immatriculations neuves en 2035 entre 25 % et 50 %.



Pour les **bus**, les quatre trajectoires considérées conduisent à des parts de marché dans les immatriculations neuves en 2035 entre 40 % et 85 %.



Pour les **véhicules utilitaires légers (VUL)**, les quatre trajectoires considérées conduisent à des parts de marché dans les immatriculations neuves en 2035 entre 5 % et 12 %.



Les trajectoires du segment des **véhicules particuliers (VP)** ne sont pas basées sur le rapport de l'AFGNV, qui n'a pas scénarisé ce segment. Les quatre trajectoires présentées sont donc inspirées des trajectoires des véhicules utilitaires légers revues à la baisse et basées sur l'hypothèse que les solutions GNV pénétreront au minimum sur une partie des flottes captives de ce segment. Les trajectoires conduisent alors à des parts de marché dans les immatriculations neuves en 2035 comprises entre 2 % et 10 %.

3. AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DES VÉHICULES

Au cours de la dernière décennie, les constructeurs automobiles ont réalisé des progrès technologiques substantiels permettant de réduire les consommations unitaires des moteurs thermiques. Néanmoins, des efforts supplémentaires devront être réalisés de sorte que le secteur routier continue de réduire ses émissions et d'améliorer l'efficacité énergétique des véhicules.

À ce sujet, la France a repris en 2015 dans la loi pour la transition énergétique et la croissance verte (LTECV) l'objectif affiché au niveau européen d'atteindre 2 litres/100 km à partir de 2030 pour les immatriculations neuves de véhicules légers. Toutefois, les discussions en cours dans le cadre de la révision de la Stratégie Nationale Bas Carbone indiquent qu'un tel objectif paraît peu réaliste, si bien qu'une valeur proche de 50 g CO₂/km pour ce même horizon est à date retenue.

Par ailleurs, le scénario de référence de la stratégie pour le développement de la mobilité propre (SDMP) de 2016 concernant l'efficacité énergétique des véhicules retient une baisse de 20 % pour le transport de marchandises et de près de 30 % pour les transports de passagers entre 2013 et 2024.

Ainsi, sur le sujet de l'efficacité énergétique des véhicules, deux trajectoires de baisse de la consommation unitaire des véhicules GNV sont considérées :

- une trajectoire basse présentant une baisse de 10 % de la consommation unitaire (en kWh/km) des véhicules GNV d'ici à 2035 ;
- une trajectoire haute présentant une baisse de 30 % de la consommation unitaire (en kWh/km) des véhicules GNV d'ici à 2035.

4. FACTEURS SOUS-JACENTS QUALITATIFS

L'établissement des scénarios de mobilité est indissociable de la prise en compte de facteurs sous-jacents aux hypothèses structurantes.

Par exemple, la taille du parc total pourrait évoluer à la baisse en fonction des changements d'habitudes en matière de mobilité, avec des reports modaux des voitures particulières vers les transports en commun et les moyens de transport « doux ».







Les scénarios intègrent également des hypothèses sur le niveau de soutien accordé à la filière GNV. Sont ainsi modulés dans les scénarios des mécanismes :

- de soutien à l'acquisition de véhicules, grâce notamment à des initiatives régionales ou des aides issues d'établissements publics de coopération intercommunale (EPCI),
- de fiscalité spécifique liée aux carburants,
- de soutien au développement des stations "territoires",
- et, enfin, de simplification des procédures administratives pour le montage des stations GNV via le raccourcissement des durées d'instruction des dossiers.



RÉSULTATS & PERSPECTIVES

1. SYNTHÈSE

	SCÉNARIO ORANGE	SCÉNARIO ROUGE	SCÉNARIO BLEU	SCÉNARIO VIOLET
Parts de marché dans les immatriculations neuves en 2035	Trajectoire 1	Trajectoire 3	Trajectoire 2	Trajectoire 4
 Camions	75 %	50 %	60 %	40 %
 BOM	80 %	65 %	75 %	55 %
 Cars	50 %	40 %	40 %	25 %
 Bus	85 %	40 %	75 %	40 %
 VUL	12 %	5 %	10 %	5 %
 VP	10 %	2 %	8 %	2 %
Efficacité énergétique	Trajectoire basse	Trajectoire basse	Trajectoire haute	Trajectoire haute
Consommation unitaire en kWh/km en 2035 par rapport à 2017	- 10 %	- 10 %	- 30 %	- 30 %

2. DYNAMIQUE ET BILAN

SCÉNARIO ORANGE

Dans le contexte du scénario **ORANGE**, la transition vers la mobilité propre s'appuie sur les solutions techniquement efficaces et compétitives. Le GNV est vu comme une solution pertinente et compétitive pour décarboner certains segments de la mobilité, en particulier le transport de marchandises, et est soutenu par l'allocation prioritaire du biométhane pour cet usage. C'est dans ce scénario que la mobilité au gaz se développe le plus, le parc total de véhicules roulant au GNV s'élevant à 1,7 million de véhicules en 2035.

CAMIONS

Le parc total de camions se maintient au niveau actuel.

Le GNV est vu comme une solution pertinente pour décarboner à moyen terme le transport de marchandises. L'offre de poids lourds au GNV se développe donc.

PART DU GNV DANS LE PARC DE CAMIONS EN 2035



BOM

Le parc total de BOM croît légèrement.

Le GNV est vu comme une solution pertinente pour améliorer la qualité de l'air et diminuer les nuisances sonores, il est choisi pour décarboner les flottes de BOM urbaines.

PART DU GNV DANS LE PARC DE BOM EN 2035



CARS

Le parc total de cars croît légèrement.

Le GNV est vu comme une solution pertinente pour décarboner à moyen terme le transport de personnes longue distance.

PART DU GNV DANS LE PARC DE CARS EN 2035



BUS

Le parc total de bus est en croissance.

Le GNV partage les parts de marché des bus avec les solutions électriques.

PART DU GNV DANS LE PARC DE BUS EN 2035



VUL

Le parc total de VUL croît légèrement.

Le biométhane est ici dirigé en priorité vers le segment des poids lourds, et le GNV ne pénètre le secteur des VUL que d'une manière très limitée.

PART DU GNV DANS LE PARC DE VUL EN 2035



VP

Le parc total de VP diminue légèrement.

Le biométhane est ici dirigé en priorité vers le segment des poids lourds, et le GNV ne pénètre le secteur des VP que très marginalement.

PART DU GNV DANS LE PARC DE VP EN 2035



SCÉNARIO ROUGE

Dans le scénario **ROUGE**, les nouvelles technologies permettant de contribuer à une mobilité plus propre ont du mal à émerger. Les solutions GNV s'imposent principalement sur le segment des camions, en particulier pour le transport longue distance, ainsi que sur celui des bus et cars. Bien que les énergies renouvelables ne se développent pas au rythme ambitionné, le biométhane émerge et est orienté vers la mobilité. Le parc total de véhicules GNV atteint 800 000 véhicules en 2035.

CAMIONS

Le parc total de camions reste stable.

Le GNV se développe sur le secteur des poids lourds, en raison de son efficacité coûts et de sa capacité à décarboner le secteur.

PART DU GNV DANS LE PARC DE CAMIONS EN 2035

30 %



BOM

Le parc total de BOM est en croissance.

Solution efficace économiquement et techniquement, le GNV est considéré comme une option pertinente pour réduire les nuisances sonores, améliorer la qualité de l'air et décarboner rapidement les flottes de BOM urbaines.

PART DU GNV DANS LE PARC DE BOM EN 2035

46 %



CARS

Le parc total de cars est en croissance.

Le GNV se développe progressivement sur le transport de personnes longue distance.

PART DU GNV DANS LE PARC DE CARS EN 2035

20 %



BUS

Le parc total de bus est en légère croissance.

Solution économiquement efficace, le GNV se développe ici plus rapidement que les solutions électriques sur le segment des bus en raison de sa compétitivité coûts.

PART DU GNV DANS LE PARC DE BUS EN 2035

51 %



VUL

Le parc total de VUL est en légère croissance.

Dans ce scénario, le secteur des VUL est très électrifié, prolongeant la tendance émergente actuelle.

PART DU GNV DANS LE PARC DE VUL EN 2035

2 %



VP

Le parc total de VP est légèrement en baisse.

Dans ce scénario, le secteur des VP est très électrifié, prolongeant la tendance émergente actuelle.

PART DU GNV DANS LE PARC DE VP EN 2035

1 %



SCÉNARIO BLEU

Dans le scénario **BLEU**, la transition vers une mobilité propre s'appuie sur le développement de l'ensemble des énergies et technologies. Les solutions GNV trouvent ici leur place dans le mix énergétique de la mobilité reposant sur une complémentarité des réseaux et des énergies. Elles se développent de manière significative sur le segment des camions, des bus et des cars, en particulier sur les flottes des collectivités où la valorisation du biométhane produit localement soutient son développement. Le parc atteint 1,3 million de véhicules GNV en 2035 dans ce scénario. Le rendement des motorisations GNV s'améliore, permettant de réduire les consommations unitaires.

CAMIONS

Le parc total de camions est en légère croissance. L'offre de poids lourds se développe de manière significative sur ce segment. En particulier, les solutions GNL pénètrent le transport de marchandises longue distance.

PART DU GNV DANS LE PARC DE CAMIONS EN 2035

38 %



BOM

Le parc total de BOM est en croissance. Le GNV est vu comme une solution pertinente pour décarboner les villes en termes de nuisance sonore et de qualité de l'air. Les flottes de BOM urbaines sont pour moitié converties au bioGNV produit localement.

PART DU GNV DANS LE PARC DE BOM EN 2035

51 %



CARS

Le parc total de cars est en croissance. Dans une logique de complémentarité du mix, le GNV perce sur le secteur des cars selon les besoins d'autonomie des véhicules.

PART DU GNV DANS LE PARC DE CARS EN 2035

21 %



BUS

Le parc total de bus connaît une croissance dynamique. Dans une logique de complémentarité du mix, le secteur des bus est partagé entre l'électricité et le GNV, selon les besoins d'autonomie des véhicules. Il se généralise sur les flottes des collectivités locales, s'appuyant sur la valorisation du biométhane produit localement.

PART DU GNV DANS LE PARC DE BUS EN 2035

57 %



VUL

Le parc total de VUL est en croissance. Le gaz se développe de manière marginale sur le segment des véhicules utilitaires légers majoritairement convertis à l'électricité, notamment sur les flottes captives.

PART DU GNV DANS LE PARC DE VUL EN 2035

4 %



VP

Le parc total de VP est en légère baisse. Le gaz se développe de manière marginale sur le segment des véhicules particuliers majoritairement convertis à l'électricité, notamment sur les flottes captives.

PART DU GNV DANS LE PARC DE VP EN 2035

3 %



SCÉNARIO VIOLET

Le scénario **VIOLET** dessine un monde où le choix est fait de privilégier l'électrification des usages et la valorisation du caractère local des énergies. La mobilité électrique s'impose sur le segment des véhicules particuliers et des véhicules utilitaires légers. Le GNV et le bioGNV captent une partie non négligeable du segment du transport longue distance, ainsi que du segment des cars longue distance et des flottes des collectivités où la valorisation du biométhane produit localement soutient son développement. Le parc de véhicules GNV atteint 700 000 véhicules en 2035.

CAMIONS

Le parc total de camions croît légèrement.

Dans un scénario où la mobilité est électrifiée, les solutions GNV parviennent malgré tout à se développer sur le transport longue distance.

PART DU GNV DANS LE PARC DE CAMIONS EN 2035

28 %



BOM

Le parc total de BOM croît.

Le GNV est une solution pertinente pour décarboner le segment des BOM, s'appuyant sur le biométhane carburant produit localement pour alimenter les flottes municipales.

PART DU GNV DANS LE PARC DE BOM EN 2035

43 %



CARS

Le parc total de cars est en croissance.

Le GNV parvient ici à émerger sur les flottes des collectivités locales majoritairement électrifiées, en s'appuyant sur la valorisation du biométhane produit localement.

PART DU GNV DANS LE PARC DE CARS EN 2035

15 %



BUS

Le parc total de bus connaît une croissance dynamique.

Dans ce scénario qui fait le choix de l'électrification des usages, le GNV parvient à émerger sur les flottes des collectivités locales majoritairement électrifiées, s'appuyant sur la valorisation du biométhane produit localement.

PART DU GNV DANS LE PARC DE BUS EN 2035

54 %



VUL

Le parc total de VUL augmente.

Le secteur des véhicules légers est très électrifié et les véhicules au GNV ne se développent que de manière très marginale sur ce segment.

PART DU GNV DANS LE PARC DE VUL EN 2035

3 %



VP

Le parc total de VP est en baisse.

Le secteur des véhicules légers est très électrifié et les véhicules au GNV ne se développent que de manière très marginale sur ce segment.

PART DU GNV DANS LE PARC DE VP EN 2035

1 %

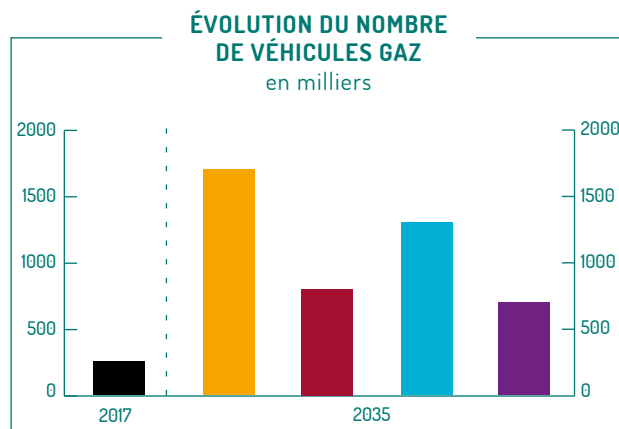


3. PARC EN 2035

Selon les scénarios, le parc total de véhicules roulant au GNV en 2035 est compris entre 700 000 et 1,7 million d'unités.

Ces éléments sont à mettre en regard de la durée de vie des véhicules et de la taille du parc de chaque segment.

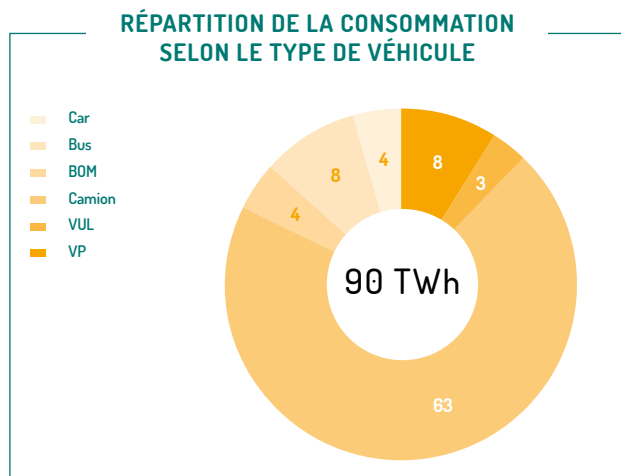
En 2035, les scénarios présentés représentent pour le segment des camions entre 156 000 et 237 000 unités roulant au GNV, soit entre 43 % et 58 % du parc de camions. Selon les trajectoires, le nombre de voitures particulières en 2035 est compris entre 321 000 et 1 million d'unités, soit seulement entre 1 % et 3,2 % du parc des véhicules particuliers.



4. CONSOMMATIONS DE GAZ EN 2035

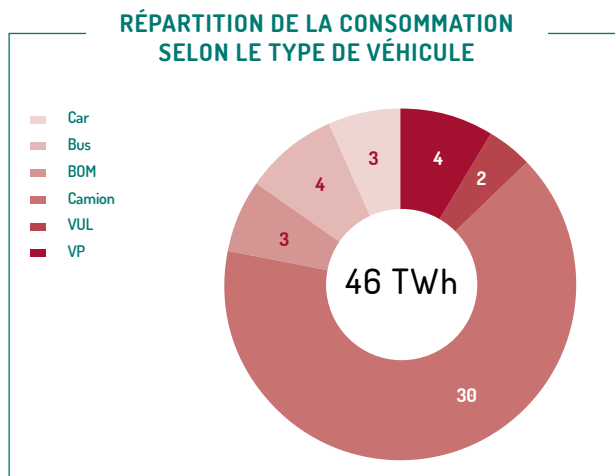
DANS LE SCÉNARIO ORANGE

la consommation de gaz atteint plus de 90 TWh en 2035. La part de gaz verts dans le GNV représente 60 % du volume de gaz consommé dans la mobilité en 2035. Ce point est détaillé dans le chapitre "gaz renouvelables".



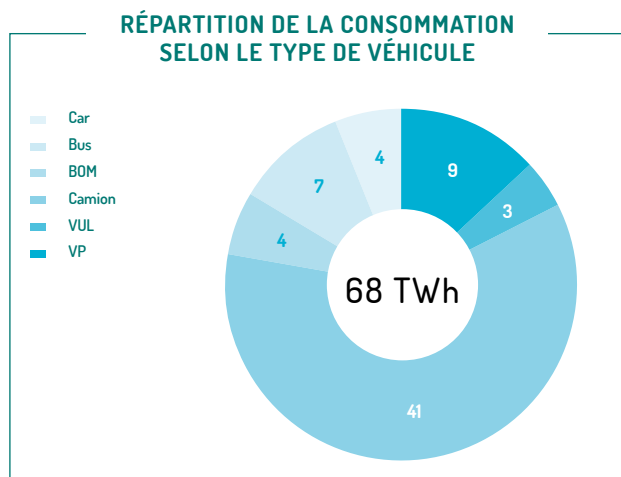
DANS LE SCÉNARIO ROUGE

la consommation de gaz dans les transports atteint 46 TWh en 2035, la part de bioGNV dans le GNV représente 55 % du volume de gaz consommé dans la mobilité en 2035 dans ce scénario. Ce point est détaillé dans le chapitre "gaz renouvelables".



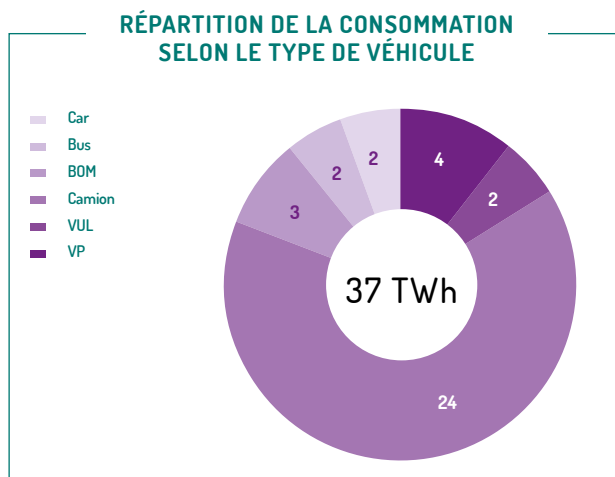
DANS LE SCÉNARIO BLEU

la consommation de gaz pour la mobilité atteint 68 TWh en 2035, dont 80 % sont du bioGNV. Ce point est détaillé dans le chapitre "gaz renouvelables".



DANS LE SCÉNARIO VIOLET

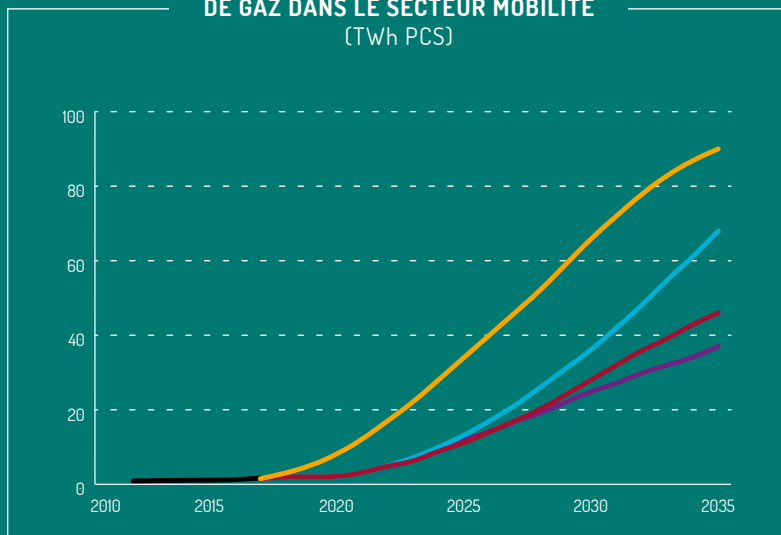
la consommation de gaz est de 37 TWh en 2035, dont 75 % sont du bioGNV. Ce point est détaillé dans le chapitre "gaz renouvelables".



ENFIN, QUEL QUE SOIT LE SCÉNARIO

les objectifs de la PPE de 2016 sont atteints. En effet, la part de bioGNV dans le GNV est d'au moins 20 % en 2023 dans tous les scénarios.

ÉVOLUTION DES CONSOMMATIONS DE GAZ DANS LE SECTEUR MOBILITÉ (TWh PCS)



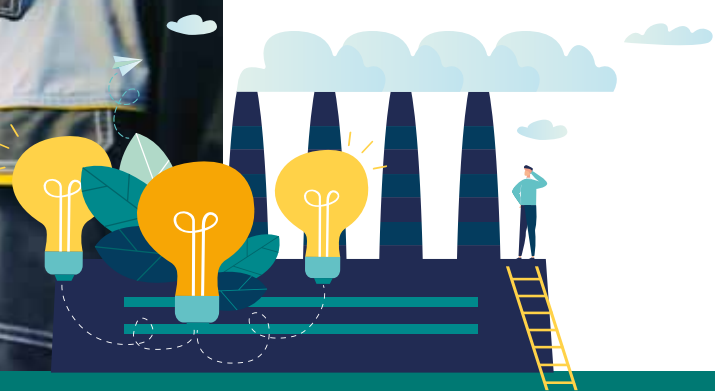
Scénarios Historique





PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ CENTRALISÉE & COGÉNÉRATION

01.	ÉTAT DES LIEUX	90
02.	HYPOTHÈSES	92
03.	RÉSULTATS & PERSPECTIVES	94



ÉTAT DES LIEUX

La demande de gaz pour la production d'électricité est un usage particulier du gaz qui n'est pas comptabilisé dans les usages finaux d'énergie car il s'agit d'un usage primaire afin de produire de l'électricité. Le gaz est consommé pour produire de l'électricité soit de façon centralisée via des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) ou des turbines à combustion (TAC), soit de

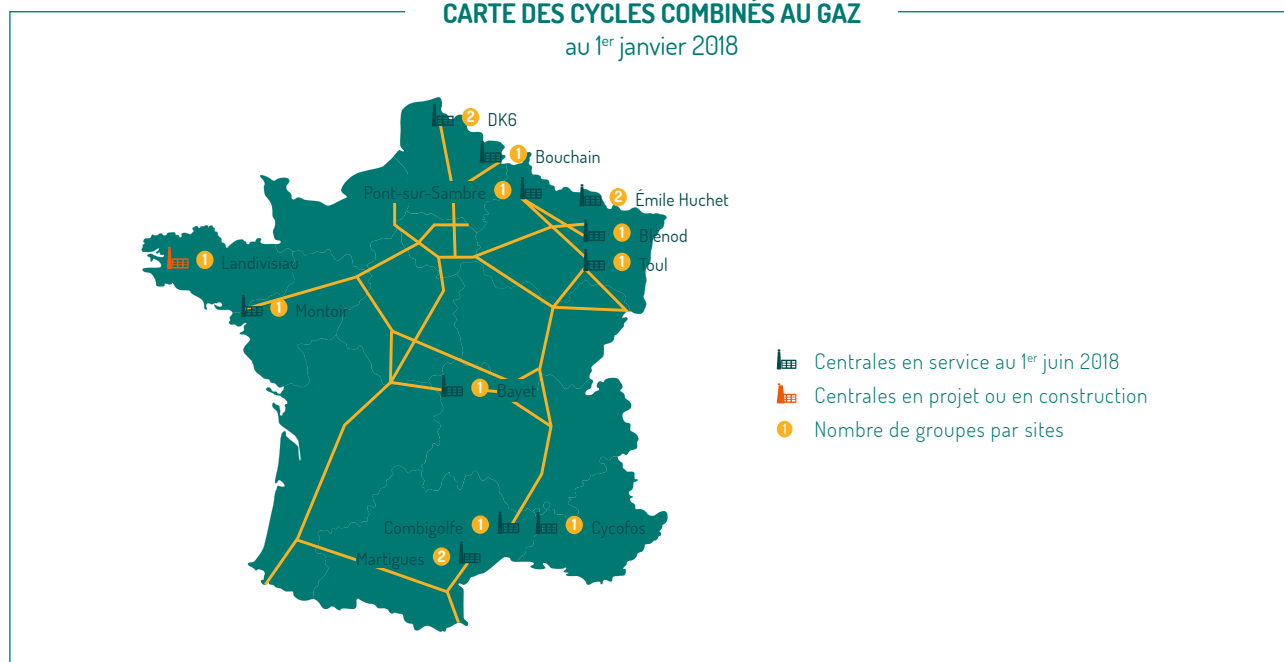
façon décentralisée dans des cogénérations produisant électricité et chaleur. Les volumes de gaz consommés par ces unités de production peuvent varier significativement en raison de facteurs tels que, par exemple, la disponibilité de la production nucléaire, hydraulique et renouvelable, les conditions météorologiques ou les conditions de marché.

1. LE PARC DE CCCG INSTALLÉES EN FRANCE

En 2017, 14 tranches CCCG sont raccordées au réseau de transport de gaz, en incluant la centrale de Bouchain (585 MWe) inaugurée en 2016, représentant une puissance installée globale de l'ordre de 6,2 GWe. Trois sites (Gennevilliers, Montereau, Vitry-sur-Seine) accueillent des TAC au gaz, avec une puissance cumulée de 0,6 GWe.

La production d'électricité centralisée installée devrait être complétée ultérieurement (2021) par la mise en service de la centrale de Landivisiau (446 MWe) près de Brest.

CARTE DES CYCLES COMBINÉS AU GAZ
au 1^{er} janvier 2018



2. UNE DEMANDE DES CENTRALES ÉLECTRIQUES AU GAZ IMPORTANTE EN 2016 ET 2017

Ainsi, après une consommation de 21 TWh en 2015, la consommation pour la production centralisée d'électricité a atteint 46 TWh en 2016 et 55 TWh en 2017. Cette hausse de la consommation de gaz est principalement liée aux indisponibilités des centrales nucléaires et à des niveaux de production hydraulique faibles du fait de nombreux épisodes de sécheresse. Lors du premier semestre de l'année 2018,

une meilleure disponibilité du parc nucléaire, une production hydraulique en hausse en raison des fortes précipitations de l'hiver 2017-2018 et une nette amélioration de la production éolienne ont entraîné un ralentissement de la demande de gaz pour la production d'électricité en France.

3. UN RÔLE IMPORTANT DES COGÉNÉRATIONS

La cogénération, qui permet de générer électricité et chaleur, a été développée fortement depuis plus de 20 ans dans la plupart des pays européens pour ses qualités environnementales. Le parc français atteint une puissance de 4,6 GWe. Pour moitié, ces unités sont opérées sous contrat d'obligation d'achat. L'autre moitié, dont le contrat a expiré, valorise la production sur le marché de gros. La moitié de leur consommation est alimentée par les réseaux de distribution. L'efficacité des installations de cogénération est très élevée du fait de la production et de la valorisation simultanée d'électricité et de chaleur. Cette chaleur

est utilisée dans des procédés industriels, par des réseaux de chaleur ou d'autres installations de chauffage. Néanmoins, de grandes incertitudes pèsent sur la filière, en particulier en raison du manque de visibilité sur les mécanismes de soutien¹.

¹ La réglementation a modifié, pour fin 2017, les modalités des compléments de rémunération des cogénérations, notamment pour les installations d'une puissance supérieure à 1 MWe.

HYPOTHÈSES

1. UN LARGE ÉVENTAIL DE TRAJECTOIRES PROSPECTIVES

La consommation de gaz pour la production d'électricité dépend d'un grand nombre de paramètres économiques, climatiques et techniques. À court terme, la contribution du parc thermique au gaz à la production d'électricité sera impactée par :

- la production des centrales au charbon (3 GWe de capacité installée) dont la fermeture d'ici 2022 a été confirmée dans le Plan climat de 2017 ;
- l'avenir des centrales nucléaires et l'impact des éventuelles maintenances sur leur disponibilité ;
- la mise en service d'une nouvelle centrale à Landisvaux, qui entrera en opération fin 2021 suivant la prévision de RTE, portant le parc installé de CCCG à une puissance de 6,7 GWe.

À plus long terme, la demande de gaz pour la production d'électricité dépendra également de :

- l'évolution de la demande d'électricité dans le contexte de la loi de transition énergétique;
- le développement de moyens de flexibilité notamment pour gérer l'intermittence des ENR éolien et photovoltaïque (pilotage de la demande, moyens de stockage et interconnexions renforcées) ;
- l'évolution de paramètres économiques conditionnant largement le maintien en service des centrales de production d'électricité à partir de gaz (CCCG, TAC, cogénérations), tels que le prix du CO₂, le mécanisme de capacité, l'évolution des mécanismes de soutien ;
- l'évolution des parcs de production électrique des pays adjacents.

2. DES TRAJECTOIRES COHÉRENTES AVEC LE BILAN PRÉVISIONNEL RTE 2017

Les hypothèses retenues pour établir les trajectoires d'évolution de consommation de gaz pour la production d'électricité sont très largement reprises du Bilan Prévisionnel de RTE (édition 2017). Pour rappel, ce bilan présente un scénario à l'horizon 2025 basé sur l'objectif fixé par la LTECV de réduire à 50 % la part du nucléaire dans le mix de production électrique. Il détaille également quatre scénarios possibles pour l'évolution du mix électrique à l'horizon 2035 :

WATT

construit sur l'hypothèse d'un déclassement automatique des réacteurs nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement ; il implique la fermeture de 55 GWe de capacité nucléaire d'ici 2035 ; il entraîne l'ouverture de 21 GWe de capacité de production d'électricité à partir de gaz (CCCG, TAC et cogénérations) ;

HERTZ

repose sur un pilotage du mix vers l'objectif de 50 % de production nucléaire dans le respect du plafond d'émission de CO₂ ; il nécessite la conservation des cogénérations et l'accroissement de la production d'électricité à partir de gaz de l'ordre de 10 GWe (essentiellement des TAC) pour le passage de la pointe ;

¹ RTE a publié le 15 novembre 2018 la synthèse de l'édition 2018 de son Bilan Prévisionnel. Cette édition porte sur l'horizon 2018-2023. À la date de publication de ces Perspectives Gaz 2018, le rapport complet détaillant les volumes de gaz nécessaires pour la production d'électricité n'est pas publié. Les trajectoires considérées dans ce document pourraient alors être corrigées sur l'horizon court terme.

VOLT

prévoit un développement soutenu des énergies renouvelables et le maintien d'une puissance nucléaire de l'ordre de 55 GWe ; il envisage le maintien des capacités de production centralisée d'électricité à partir de gaz, mais une baisse significative des capacités de cogénération au gaz ;

AMPÈRE

basé sur une réduction de la production nucléaire au rythme du développement effectif des énergies renouvelables ; dans ce scénario, les puissances installées de production d'électricité à partir de gaz restent nécessaires.

Dans le cadre de l'élaboration de la nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie, seuls les scénarios Ampère et Volt ont été retenus par les pouvoirs publics. Il s'agit des seuls scénarios selon le Gouvernement aptes à ne pas accroître les émissions de CO₂, à ne pas engendrer la construction de nouvelles centrales thermiques (à l'exception de Landvisiau) et à permettre la fermeture rapide des centrales thermiques au charbon.

Les prévisions de consommation de gaz sur ce secteur ont été établies en suivant cette orientation forte donnée par le Gouvernement. Les scénarios Ampère et Volt retenus dans le cadre de la révision en cours de la Programmation pluriannuelle de l'énergie envisagent un maintien, voire une baisse, des capacités de production d'électricité à partir de gaz.

Dans deux des quatre scénarios du Bilan Prévisionnel de RTE à l'horizon 2035, les capacités et productions d'électricité à partir de gaz sont considérablement accrues pour maintenir la sécurité d'approvisionnement.

	WATT (2016-2035)	HERTZ (2016-2035)
Évolution des capacités de production d'électricité à partir de gaz	+ 21 GWe	+ 10 GWe
Évolution des consommations annuelles de gaz pour ce segment	+ 88 TWh	+ 20 TWh

Ces chiffres confirment que le gaz constitue en France une variable de bouclage de l'offre et de la demande d'électricité et que la consommation de gaz pour ce secteur est très dépendante des hypothèses retenues pour l'évolution du parc de production électrique et de la demande d'électricité. Ils confirment également que la consommation de gaz appelée pour ce secteur pourrait in fine varier fortement en fonction des divers aléas auxquels est exposé le système électrique de façon structurelle (développement des ENR, déclassement du nucléaire), mais également conjoncturelle, comme cela a été le cas ces deux dernières années (disponibilité du nucléaire, conditions climatiques, performance des pompes à chaleur électriques).

RÉSULTATS & PERSPECTIVES

Cette grande variabilité se retrouve tant au niveau des capacités nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement et le passage des pointes électriques, qu'au niveau de la production

pour venir en complément des moyens de production de base ou de semi-base.

1. TRAJECTOIRES RETENUES

Le scénario Ampère qui intègre en base dans les travaux de RTE une consommation élevée et un développement très fort des ENR a été retenu pour le scénario **ROUGE**. Ce scénario prévoit en 2035 les puissances installées et productions électriques suivantes :

PUISSANCE en GWe			
	2016	2030	2035
Cycles combinés gaz	6,3	6,7	6,7
TAC gaz	0,6	0,6	0,4
Cogénérations	4,4	4,4	4,4
Autres thermiques décentralisés au gaz ¹	0,2	0,2	0,2

Les prévisions de consommation en TWh sont indiquées ci-dessous :

PRODUCTION en TWh			
	2016	2030	2035
Cycles combinés gaz	22,1	22,7	17
TAC gaz	0,5	0,1	0,1
Cogénérations	12,4	9,6	9,5
Autres thermiques décentralisés au gaz	0,3	0,3	0,3

Compte tenu des rendements de ces équipements qui ont été pris constants sur la période², la consommation de gaz est de :

PRODUCTION en TWh			
	2016	2030	2035
Cycles combinés gaz	39,5	40,5	30,4
TAC gaz	1,3	0,2	0,2
Cogénérations	35,4	27,4	27,0
Autres thermiques décentralisés au gaz	0,9	0,9	0,9
TOTAL	77	69	59

¹ Ces valeurs correspondent aux moyens thermiques décentralisés fonctionnant au gaz, ce qui équivaut à un quart des « Autres thermiques décentralisés » au total.

² Les rendements retenus sont respectivement de 56 %, 40 % et 35 % pour les CCG, les TAC et les cogénérations.

Le scénario Volt, décliné en base avec une consommation intermédiaire¹ et un développement des ENR électriques conformément aux orientations de la PPE de 2016, a été retenu dans le cadre des scénarios **BLEU** et **VIOLET**, qui prévoient en 2035 les puissances installées et productions électriques suivantes :

	2016	2030	2035
Cycles combinés gaz	6,3	6,7	6,7
TAC gaz	0,6	0,6	0,4
Cogénérations	4,4	1,6	1,2
Autres thermiques décentralisés au gaz	0,2	0,2	0,2

En termes de production annuelle :

	2016	2030	2035
Cycles combinés gaz	22,1	22,5	20,0
TAC gaz	0,5	0,1	0,1
Cogénérations	12,4	4,3	2,5
Autres thermiques décentralisés au gaz	0,3	0,3	0,3

Compte tenu des rendements de ces équipements qui ont été pris constants sur la période, la consommation de gaz est de :

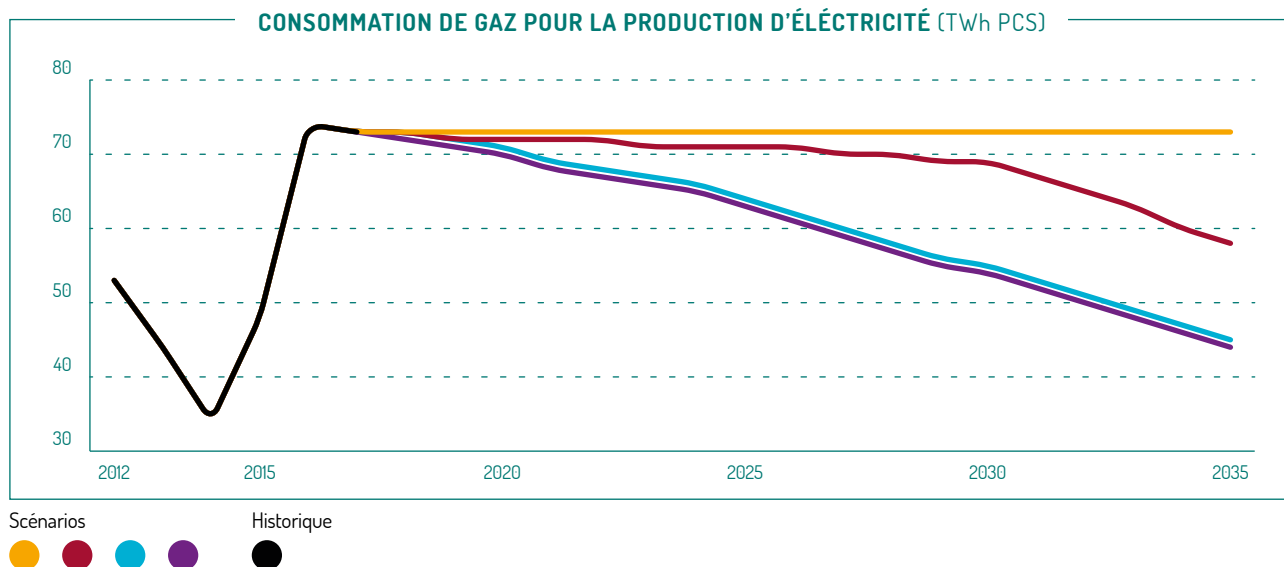
	2016	2030	2035
Cycles combinés gaz	39,5	40,2	35,7
TAC gaz	1,3	0,3	0,3
Cogénérations	35,4	12,3	7,1
Autres thermiques décentralisés au gaz	0,9	0,9	0,9
TOTAL	77	54	44

Pour le scénario **ORANGE**, qui encadre par le haut les prévisions de consommations de gaz, il a été retenu une trajectoire stable reflétant un appel des capacités de production d'électricité à partir de gaz au niveau de celui connu en 2017, à savoir une consommation de **73 TWh**. Ce scénario semble raisonnable au vu du passé récent dont les conditions pourraient être de nouveau rencontrées, notamment pour la disponibilité du nucléaire vieillissant ou pour la production hydraulique dans le cadre d'une variabilité des épisodes climatiques.

D'autres couplages des scénarios et des trajectoires de consommation de gaz pour la production d'électricité du BP de RTE auraient été possibles (par exemple BLEU et VIOLET avec AMPERE et ROUGE avec VOLT), sans que cela ait un impact important sur les résultats.

¹ Intermédiaire 3 dans les travaux de RTE.

2. SYNTHÈSE DES SCÉNARIOS

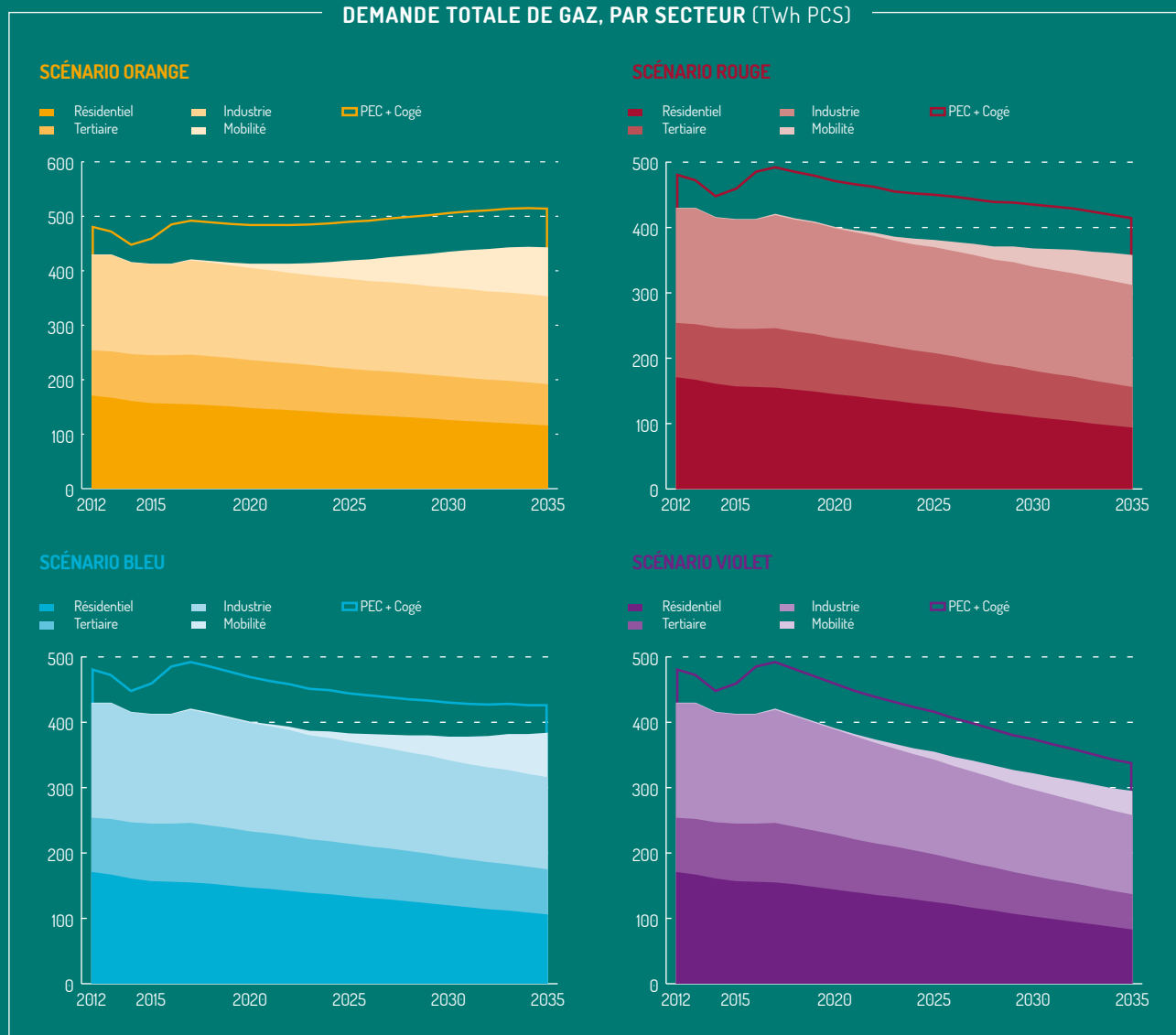


VISION MULTISECTORIELLE FRANCE

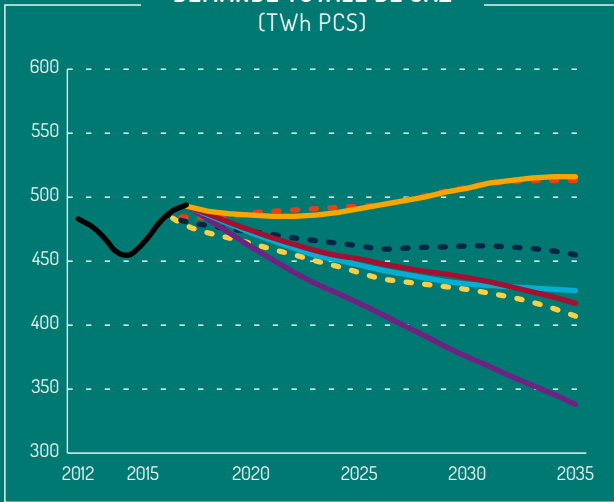
Selon les scénarios étudiés dans Perspectives Gaz 2018, le volume de gaz acheminé en France en 2035 pourrait varier de 338 à 516 TWh, en incluant la production d'électricité. La consommation plus élevée en 2035 qu'en 2017 du scénario **ORANGE** s'explique par le fort développement de la mobilité, ainsi qu'une production soutenue d'électricité à partir de gaz.

Dans les trois autres scénarios, **ROUGE**, **BLEU** et **VIOLET**, les volumes de gaz sont en baisse sur la période, malgré l'émergence de la mobilité au gaz. Cela souligne que les consommations unitaires sur les secteurs historiques diminuent sur la période.

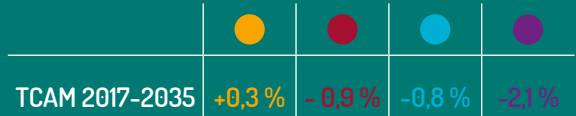
DEMANDE TOTALE DE GAZ, PAR SECTEUR (TWh PCS)



DEMANDE TOTALE DE GAZ
(TWh PCS)



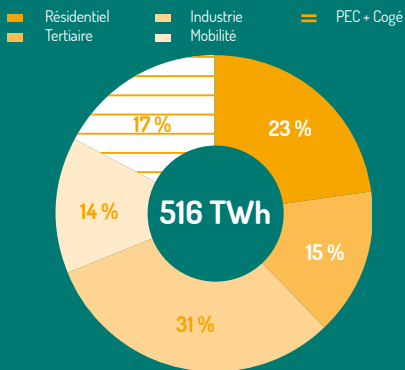
ÉVOLUTION DE LA DEMANDE TOTALE DE GAZ



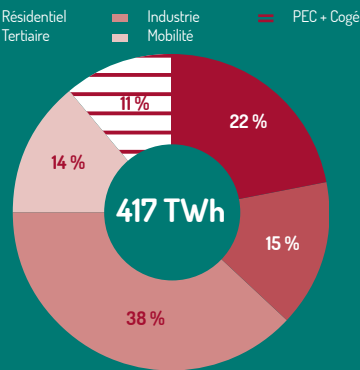
Scénarios Scénarios 2017 Historique

● ● ● ● ● A ● B ● C ●

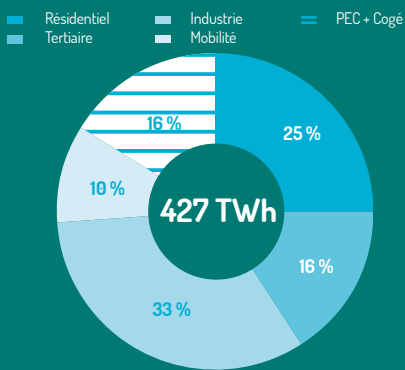
CONSOMMATION TOTALE DE GAZ EN 2035, PAR SECTEUR (TWh PCS)



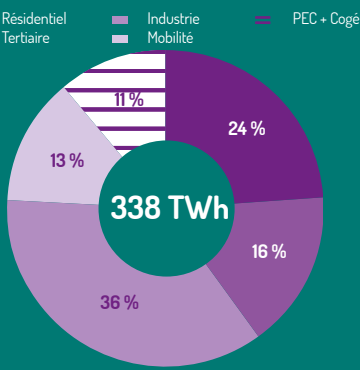
Scénario ●



Scénario ●



Scénario ●



Scénario ●



GAZ RENOUVELABLES

- 01. PRODUCTION
DE GAZ RENOUEVABLES 100
- 02. ALLOCATION
DE GAZ RENOUEVABLES 116



PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES

Réalité depuis 2011 en France, la production et l'injection de biométhane et son injection sur les réseaux de gaz se sont accélérées en 2017¹ et 2018. De nouvelles filières de production de gaz renouvelables sont en cours de structuration.

Cette section présente une analyse des évolutions futures possibles de production et d'injection de gaz renouvelables en France à l'horizon 2035. Les principales filières de production analysées sont :

- la méthanisation de la biomasse et de déchets,
- la pyrogazéification de la biomasse ou de CSR (combustibles solides de récupération),
- la méthanation combinant hydrogène produit à partir d'électricité

renouvelable ou d'hydrogène fatal (industriel) et CO₂. L'hydrogène pourrait également être utilisé directement en remplacement de l'hydrogène fossile des processus industriels ou pour développer la mobilité. Il pourrait aussi être injecté directement dans les réseaux en mélange avec le gaz naturel dans des proportions restant à définir par les opérateurs de réseaux (démonstrateurs en cours comme GRHYD ou Jupiter 1000 en France).

¹ « Panorama des gaz renouvelables en 2017 », SER, GRDF, GRTgaz, Teréga, SPEGNN, avril 2018.

1. FILIÈRES

MÉTHANISATION › DÉCOLLAGE CONSTATÉ DE LA FILIÈRE

DESCRIPTION DE LA FILIÈRE

La production contrôlée de méthane à partir de biogaz porte le nom de méthanisation. Il s'agit d'un procédé de dégradation par des micro-organismes de la matière organique animale et/ou végétale. Il produit un mélange gazeux saturé en eau et constitué de 50 à 70 % de méthane.

En France, une filière mature de production de chaleur et d'électricité à partir de biogaz existe depuis plusieurs décennies. Ainsi, à la fin de l'année 2017, près de 550 unités de cogénération produisaient déjà chaleur et électricité. Cette technologie est largement déployée et éprouvée en Europe : l'Allemagne compte par exemple près de 10 000 unités de méthanisation.

La matière organique peut provenir de divers secteurs : agricole, industriel, déchets de restauration, déchets de collectivités, gaz issu des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND), etc. Une fois collectées et transportées sur le site de méthanisation, les matières organiques sont triées, brassées et chauffées pendant quelques semaines dans un digesteur (enceinte privée d'oxygène).

Leur digestion produit du biogaz pouvant être valorisé par combustion sous forme de chaleur et/ou d'électricité.

Le biogaz peut également être purifié de manière à atteindre la qualité du gaz naturel. On l'appelle alors « biométhane », ou « bioGNV » lorsqu'il est destiné à alimenter des véhicules. Cette étape d'épuration du biogaz est indispensable : il y est débarrassé de ses impuretés et de ses composants indésirables comme le dioxyde de carbone, les sulfures d'hydrogène et l'eau. Une fois épuré et odorisé, le biométhane peut alors être injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Dans son Avis sur la méthanisation publié en novembre 2016, l'ADEME recommande entre ces deux usages l'injection du biométhane dans les réseaux afin de maximiser la valorisation énergétique.¹ À fin 2018, 76 sites de production de biométhane injectent dans les réseaux de gaz. Ce point est détaillé dans la partie 2 de ce chapitre.

¹ « Les Avis de l'ADEME – Méthanisation », ADEME, novembre 2016.

INTRANTS

- Résidus de cultures
- Effluents d'élevage
- Déchets urbains
- Déchets de l'industrie agroalimentaire
- Résidus du traitement des eaux usées

DIGESTION
ANAÉROBIE

BIOGAZ NON
TRAITÉ

ÉPURATION
DU BIOGAZ

BIOMÉTHANE

INJECTION

RÉSEAU
DE GAZ

UN MODÈLE D'ÉCONOMIE CIRCULAIRE ET UNE OPPORTUNITÉ POUR LE MONDE AGRICOLE

Si la méthanisation est une filière de production de combustibles ou de carburant, elle permet également de traiter et valoriser des déchets organiques. En effet, la collecte de déchets pour la production de biométhane limite leur impact environnemental en évitant les émissions de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère, tout en exploitant leur potentiel énergétique. Reconnu comme énergie renouvelable, le biométhane a en effet une empreinte carbone estimée à 23,4 g CO₂/kWh contre 227 g pour le gaz fossile, selon une étude des cabinets ENEA et Quantis réalisée en 2017.

L'usage carburant du biométhane est considéré par l'ADEME comme une excellente forme de valorisation du biogaz, qui présente un important potentiel de réduction des émissions de GES.

La production de biogaz s'inscrit également dans un modèle d'agriculture durable. Elle permet par exemple de limiter l'utilisation d'engrais chimiques. L'activité de la filière génère en effet un résidu appelé digestat. Cet engrais organique naturel constitue une alternative naturelle à l'utilisation de fertilisants chimiques.

La production de biogaz contribue également à un modèle d'agriculture raisonnée en luttant contre l'appauvrissement des sols. Les cultures intermédiaires, ou CIMSE, constituent l'un des intrants les plus efficaces dans le procédé de méthanisation. Semées entre deux cultures principales sur une parcelle donnée, les cultures intermédiaires ont l'avantage de ne pas entrer en concurrence avec des cultures dédiées à l'alimentation. Par conséquent, la filière de méthanisation, via l'utilisation de cultures intermédiaires et la production de digestat, permet d'éviter l'érosion des sols par la couverture de ces derniers, de capter les nitrates ou l'azote de l'air et de stocker du carbone.

La méthanisation contribue aux ambitions françaises en matière de transition énergétique tout en diversifiant les revenus des exploitants agricoles.

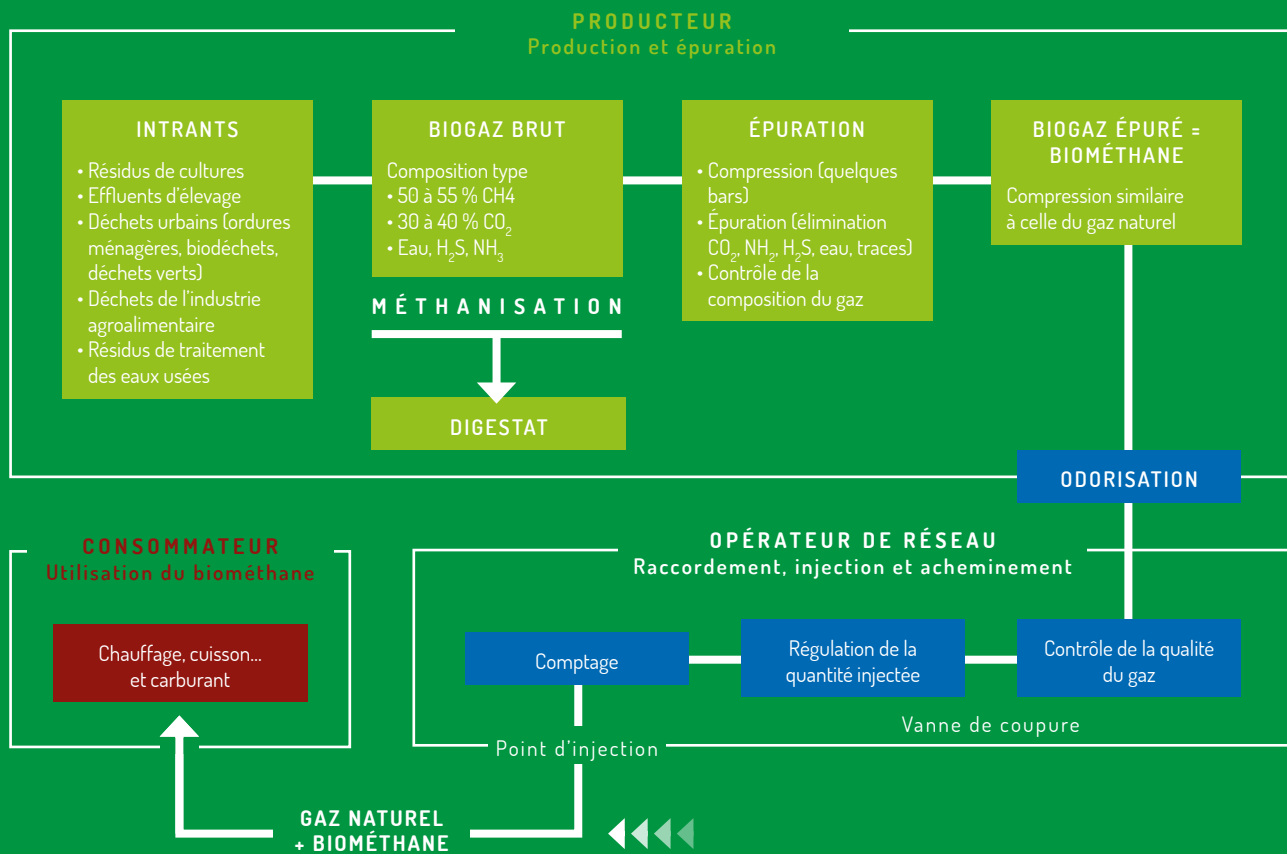
COÛTS DE PRODUCTION DU BIOMÉTHANE

Compris dans une fourchette moyenne de 90 à 100 €/MWh, le coût de production du biométhane est aujourd'hui du même ordre de grandeur que le coût d'achat moyen de la filière éolienne en France¹. Par ailleurs, une étude publiée par ENEA en octobre 2017 indique qu'une réduction des coûts de production de l'ordre de 30 % est accessible d'ici cinq à dix ans, soit entre 2025 et 2030². Cette réduction reposera en partie sur l'industrialisation liée au changement d'échelle de la filière en France permettant d'optimiser les coûts sur l'ensemble de la chaîne de valeur, de l'étude technique à la collecte des intrants en passant par le financement. Ainsi, le coût de production pourrait avoisiner 60 €/MWh à moyen terme.

Les politiques publiques pour le développement des énergies renouvelables reposent en particulier sur la taxe carbone et l'évolution de celle-ci. L'un des objectifs de la taxe carbone est d'encourager la compétitivité des énergies renouvelables. Par conséquent, le coût du biométhane peut être comparé à celui du gaz naturel fossile auquel on ajouterait une taxe carbone. Dans le cadre de la révision de la PPE et de la SNBC, la DGEC a présenté une trajectoire provisoire de la composante carbone qui prévoit de remonter la trajectoire actuelle de la taxe carbone pour arriver à 225 €/t de CO₂ en 2030. Cela équivaut alors à un surcoût de 41 €/MWh. Sur la base de cette trajectoire carbone et en considérant que le gaz naturel reste au niveau de prix de marché actuel, il atteindra entre 60 et 70 €/MWh à cette échéance. Le biométhane arriverait alors à parité de coût avec le gaz fossile entre 2025 et 2030.

¹ CRE - *Délibérations relatives à l'évolution des charges de service public.*

² « *État des lieux du biométhane en France et pistes de réflexion pour le développement de la filière* », ENEA, octobre 2017.



PYROGAZÉIFICATION , UN FORT POTENTIEL À MOYEN TERME ET DES PROJETS DÈS À PRÉSENT

DESCRIPTION DE LA FILIÈRE

La pyrogazéification de biomasse ligneuse (bois, paille, etc.) ou de combustibles solides de récupération (CSR) consiste en une réaction thermochimique à haute température, en absence ou défaut d'oxygène afin de produire un gaz de synthèse, amené aux spécifications du gaz naturel par une étape de méthanation et d'épuration.

Le processus de pyrogazéification de la biomasse suivi d'une méthanation permet donc de transformer cette biomasse solide et ces déchets en biométhane de synthèse, injectable sur le réseau. Ce biométhane pourra être utilisé pour les usages classiques du gaz naturel sans modification des appareils en aval : chauffage, cuisson, mobilité propre, industrie.

En plus d'offrir un nouveau débouché aux résidus de ressources forestières françaises pour l'énergie, elle permet de valoriser des déchets qui sont aujourd'hui difficilement traités (enfouissement ou incinération). Elle contribuera donc au développement d'une filière de production de CSR¹ et aux objectifs de la LTECV de diminution des quantités de déchets enfouis. La taille type envisagée des sites de production s'échelonne de 400 à plus de plusieurs milliers de Nm³/h de méthane².

DÉMONSTRATEURS EN FRANCE

La filière est actuellement en phase de démonstration industrielle en France avec plusieurs unités pilotes dotées de technologies innovantes.

SYNTHANE

Ce pilote, porté par ETIA et GRTgaz, est développé près de Compiègne, et est constitué d'une installation de pyrolyse haute température et d'une

unité de méthanisation. Il repose sur un procédé exclusif et breveté de sorte à produire du méthane de synthèse à partir de tout type d'intrants. Il constitue une alternative innovante et complémentaire au projet GAYA décrit ci-dessous. D'autres pilotes et démonstrateurs cofinancés par GRTgaz et visant à tester d'autres types de technologies seront bientôt mis en place.

GAYA

La plateforme du projet GAYA, située à Saint-Fons, dans la Vallée de la chimie, développe une chaîne de démonstrateurs innovants sur l'ensemble de la filière (approvisionnement, pyrogazéification, méthanation, traitement de gaz de synthèse et valorisation carburant du biométhane). Le projet réunit 11 partenaires aux savoir-faire complémentaires et représente un investissement de 60 M€ soutenu financièrement par l'ADEME à hauteur de 19 M€. Il a été inauguré en octobre 2017.

Il permettra d'atteindre des rendements et une pertinence environnementale et économique optimale sur l'ensemble de la filière de production de biométhane par pyrogazéification. D'après les études préliminaires réalisées, 18 g CO₂eq/MJ ou 64 g CO₂/kWh sont émis lors de la production de biométhane à partir de biomasse bois jusqu'au client final³.

¹ Les CSR peuvent être composés de bouts de plastiques, de cartons souillés, de papiers souillés et représentent la part organique des déchets qui est aujourd'hui difficilement valorisable par recyclage.

² Un site produisant 2 000 Nm³/h de méthane injecte 160 GWh par an sur les réseaux, pour 8 000 heures de fonctionnement.

³ Étude réalisée avant optimisation de la chaîne de production.

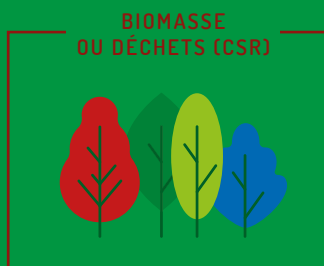
POWER-TO-GAS , UNE SOLUTION AU STOCKAGE MASSIF DE L'ÉNERGIE PERMETTANT DE VALORISER LA COMPLÉMENTARITÉ DES RÉSEAUX DE GAZ ET D'ÉLECTRICITÉ À LONG TERME

DESCRIPTION DE LA FILIÈRE

Le power-to-gas désigne l'ensemble de solutions technologiques permettant de produire de l'hydrogène et/ou du méthane de synthèse à partir d'électricité renouvelable. L'hydrogène est produit par électrolyse de l'eau. Il peut être converti en méthane par combinaison avec du CO₂ : on parle alors de méthanation.

Ces gaz (hydrogène ou méthane) peuvent ensuite être utilisés dans les différents secteurs (mobilité/transport, résidentiel/tertiaire, industrie) en substitution de sources d'énergie d'origine fossile pour les usages existants. Ils peuvent ainsi par exemple être intégrés dans la mobilité électrique à hydrogène ou la mobilité GNV (bas carbone et/ou bioGNV), aux côtés de la mobilité électrique à batterie, pour décarboner l'ensemble des

LA PYROGAZÉIFICATION



PYROGAZÉIFICATION

→ Char



LAVAGE ÉPURATION

→ Goudrons, polluants

MÉTHANATION OU SÉPARATION

MISE AUX SPÉCIFICATIONS (pour atteindre le PCS)

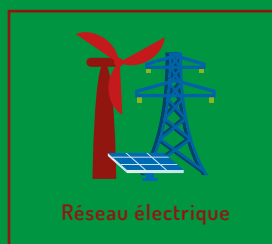
→ Eau, CO₂, N₂



INJECTION

RÉSEAU GAZIER

POWER-TO-GAS



ÉLECTROLYSE DE L'EAU



MÉTHANATION (Hydrogénation de CO ou CO₂)

CO₂
CO₂ fatal,
issu de la
méthanation
ou de procédés
industriels



INJECTION

INJECTION D'HYDROGÈNE

RÉSEAU GAZIER

segments du transport (VL, véhicules utilitaires, poids lourds, bus, transport maritime, etc.).

L'hydrogène produit peut en outre être injecté dans les réseaux existants, en mélange avec le gaz naturel jusqu'à un certain taux, ou sous la forme de biométhane de synthèse après méthanation. Le power-to-gas offre ainsi la possibilité de transférer la production d'énergie renouvelable vers le système gazier (et de disposer ainsi, si nécessaire, du potentiel important de stockage de ce dernier sur le long terme - environ 140 TWh).

Le développement massif des énergies renouvelables électriques intermittentes comme l'éolien et le photovoltaïque suscite des interrogations quant à leur insertion dans les réseaux. Un trop faible niveau de production nécessite en effet de disposer de capacités de production modulables en appui ; à l'inverse, une production trop importante nécessite de développer des capacités de stockage ou de conversion des excédents.

Bien que de plus en plus prévisibles, les unités de production d'électricité renouvelable ne pourront pour autant jamais être intégralement pilotées, car elles dépendent de facteurs non maîtrisables (ensoleillement, vent, marées etc.). Dans la perspective d'un fort développement de ces sources d'énergie, différents scénarios prospectifs prévoient ainsi d'importants surplus de production d'électricité.

Le power-to-gas et l'injection réseau, en offrant une solution de couplage au réseau de gaz, permettent de bénéficier des larges capacités de stockage des infrastructures de gaz. Ils offrent une réponse systématique à la gestion des fluctuations saisonnières des énergies renouvelables intermittentes électriques et à la nécessaire couverture de la pointe de consommation hivernale, ce qu'aucune autre technologie actuellement en développement ne peut offrir. Il s'agit de la seule technique adaptée à la conversion d'importantes quantités d'électricité (plusieurs TWh) et sur des durées importantes (de quelques heures à plusieurs mois) ne nécessitant pas de rupture technologique.

En effet, les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), technologie la plus déployée en France, ne permettent de stocker que de faibles quantités d'énergie (quelques dizaines de GWh) sur des durées relativement courtes (quelques dizaines d'heures). Elles assurent un rôle essentiel pour l'équilibre offre-demande journalier mais ne seront pas en mesure d'absorber l'ensemble des excédents d'électricité de longue durée. De la même façon, le développement

progressif des batteries, couplé à l'intégration de smart-grids, permettra de fournir la flexibilité sur une période allant de la journée à la semaine.

Le procédé de power-to-gas fait actuellement l'objet d'un peu plus de 70 projets pilotes en Europe, dont une dizaine en France², soit d'injection d'hydrogène comme le site récemment mis en service par E.ON à Falkenhagen en Allemagne, soit de méthanation comme le site d'Audi à Werlte, toujours en Allemagne. Ces projets sont à des stades de maturité différents et la filière devrait émerger pour arriver au stade industriel à l'horizon 2025-2030.

DÉMONSTRATEURS EN FRANCE

Deux démonstrateurs power-to-gas sont construits ou en cours de construction en France pour préparer l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel, aussi bien d'un point de vue technique qu'économique.

GRHYD

Le projet GRHYD, coordonné par Engie, est localisé sur le territoire de la Communauté Urbaine de Dunkerque et est constitué de deux lots. L'un vise à tester spécifiquement l'injection d'hydrogène sur le réseau de distribution. La phase d'injection du démonstrateur a été inaugurée en juin 2018.

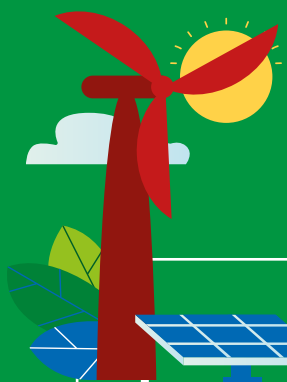
Le lot distribution prévoit l'injection d'hydrogène produit à partir d'électrolyse de l'eau dans des proportions variant de 6 à 20 % (en volume). Ce mélange alimente un nouveau quartier d'habitation d'une centaine de logements (individuels et collectifs), ainsi qu'un établissement tertiaire pour des usages chauffage, eau chaude sanitaire et cuisson. Le dispositif technique mis en place comprend un électrolyseur, un stockage d'hydrogène et un poste d'injection.

Jupiter 1000

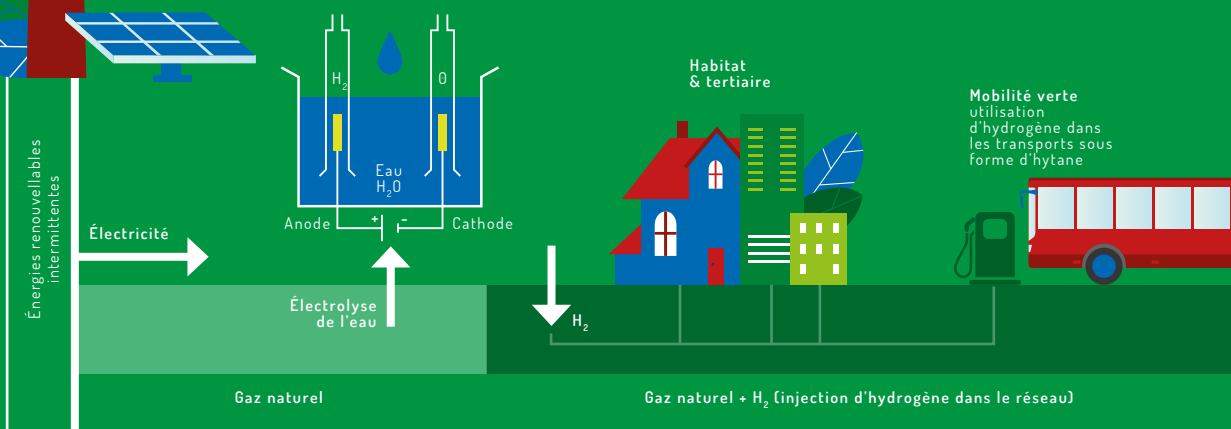
Jupiter 1000 est localisé à Fos-sur-Mer. Le projet de 1 MW vise à tester de manière combinée l'injection directe de 200 m³/h d'hydrogène dans le réseau de transport gaz et la production puis l'injection de méthane de synthèse réalisé à partir du CO₂ des activités industrielles de la zone.

¹ STEP : barrages hydrauliques avec des réserves d'eau supérieures et inférieures, capables de fonctionner en pompage pour stocker et en turbinage pour déstocker.

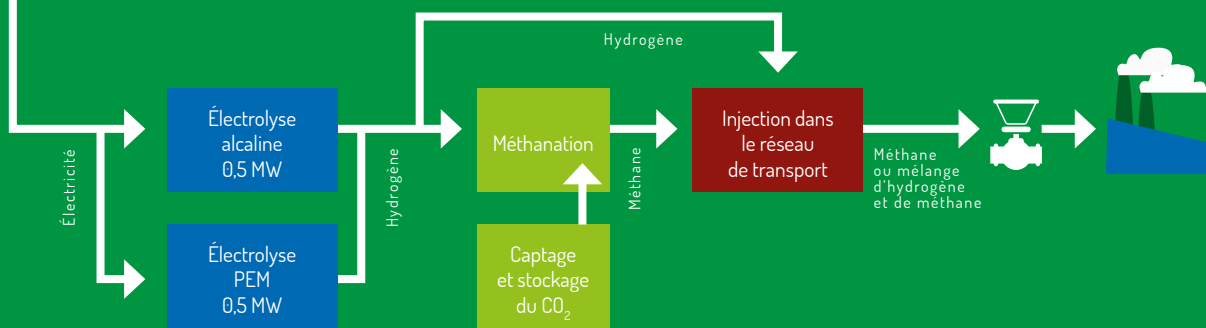
² « Le power-to-gas », SIA Partners, mai 2018.



GRHYD



JUPITER 1000



HYDROGÈNE

Compte tenu de son potentiel, l'hydrogène est appelé à jouer un rôle prépondérant dans la transition énergétique de la France. Le ministère de la Transition écologique et solidaire a reconnu l'importance que pourrait jouer ce vecteur en lançant en juin 2018 un plan hydrogène ambitieux en trois axes : amorçage dans l'industrie, valorisation sur la mobilité, couplage des réseaux énergétiques. Des chantiers mobilisant la filière hydrogène en France ont été lancés pendant l'été 2018 afin de marquer la place de la France dans le déploiement de ces solutions décarbonées.

Ces chantiers complètent les projets sur lesquels les gestionnaires d'infrastructures gaz sont déjà engagés et décrits dans ce document, auxquels s'ajoutent les projets FenHyx et Methycentre.

Une telle ambition passe également par la valorisation de l'hydrogène fatal produit aujourd'hui par certains process industriels, afin de récupérer cet hydrogène et de procéder à une étape de méthanation pour produire un gaz aux mêmes spécifications que le gaz naturel.

GISEMENTS POTENTIELS

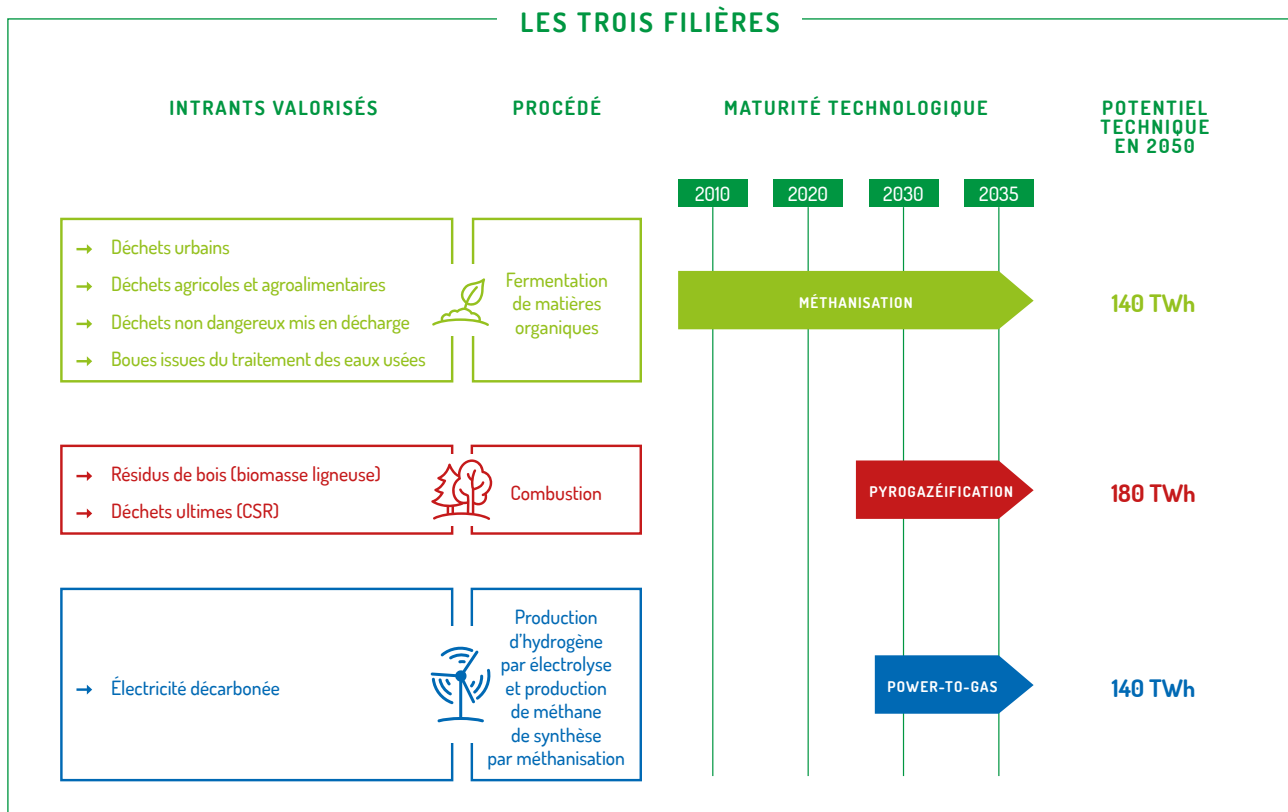
L'ADEME a publié en janvier 2018 l'étude « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? »¹ visant à explorer la faisabilité technico-économique d'un gaz 100 % renouvelable en 2050 en France métropolitaine. En revanche, l'étude ne donne pas de trajectoires de développement de production des différentes filières de gaz renouvelables. Elle ne dit rien non plus sur le niveau optimal d'un point de vue économique et environnemental de gaz renouvelables dans le mix énergétique à l'horizon 2050.

Cette étude a permis d'estimer avec précision les gisements potentiels de gaz renouvelables mobilisables en 2050. Ainsi, sous réserve de certaines conditions, l'étude estime qu'à cet horizon, le gisement potentiel injectable de gaz renouvelables est de l'ordre de 460 TWh, dont :

- 140 TWh à partir de la filière de méthanisation,
- 180 TWh à partir de la filière de pyrogazéification,
- 140 TWh à partir de la filière de de power-to-gas.

Ces trois filières ne sont pas à ce jour au même niveau de maturité. Ainsi, le développement des gaz renouvelables s'appuiera essentiellement sur la filière biométhane à court terme. L'émergence des filières de pyrogazéification et power-to-gas à partir de 2025/2030 pourrait permettre de prolonger cette dynamique.

¹ « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? », ADEME, GRDF, GRTgaz, janvier 2018.





2. ÉTAT DES LIEUX : UN DÉCOLLAGE DE LA FILIÈRE DE MÉTHANISATION EN 2017, CONFIRMÉ EN 2018

UN GT › POUR ACCÉLÉRER LE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE

L'année 2017 et le premier semestre 2018 ont été marqués par une actualité riche au sujet de la méthanisation. En effet, le ministère de la Transition écologique et solidaire a lancé en janvier 2018 un groupe de travail sur la méthanisation réunissant l'ensemble des acteurs et parties prenantes concernées. Cela s'est traduit par une quinzaine de mesures visant à faciliter et accélérer le développement de la filière en France, parmi lesquelles :

DROIT À L'INJECTION

Un droit à l'injection sera créé dans les réseaux de gaz lorsque l'installation de méthanisation se trouve à proximité d'un réseau existant.

VALORISATION CARBURANT

Un soutien financier sera mis en place pour les méthaniseurs qui alimentent les véhicules (bus, camions), permettant ainsi de contribuer à la décarbonisation du secteur des transports et de développer un nouvel usage direct local du biométhane, en particulier lorsqu'on est loin du réseau de gaz.

SIMPLIFICATION DES PROCÉDURES ADMINISTRATIVES

Un guichet unique méthanisation sera créé par les préfectures où seront reçus les différents dossiers réglementaires, la réglementation « loi sur l'eau » sera simplifiée à l'égard des méthaniseurs, tout comme la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

AIDE AU FINANCEMENT DES PROJETS

Un fonds de garantie de 100 M€ adossé à la BPI, sera créé au bénéfice des projets de méthanisation agricole.

PROFESSIONNALISATION DE LA FILIÈRE

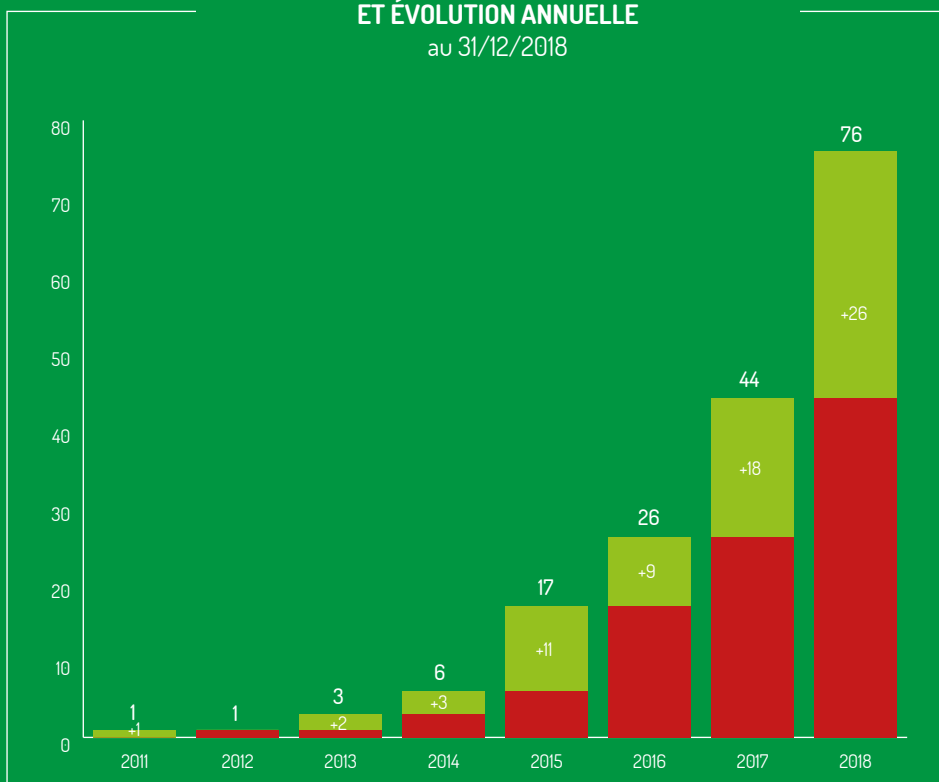
Des formations seront mises en place pour l'ensemble des acteurs pour généraliser les bonnes pratiques. La démarche qualité sera également renforcée, via la définition de guides, chartes, labels, certification, normes, etc.

UNITÉS DE MÉTHANISATION › PLUS DE 1 TWH DE CAPACITÉ D'INJECTION INSTALLÉE

En 2017, 18 nouvelles installations de méthanisation se sont raccordées sur les réseaux de gaz, en hausse de près de 70 % par rapport à 2016. Par ailleurs, 400 GWh de biométhane ont été injectés en 2017, en augmentation de 90 % sur l'année. Ainsi, de plus en plus de projets, avec une plus grande capacité d'injection, se sont raccordés en 2017.

Le rythme s'est encore accéléré en 2018. En effet, 32 nouvelles installations sont entrées en fonctionnement, portant à 76 le nombre d'unités de méthanisation injectant sur le réseau. Cela représente une capacité installée de 1,2 TWh, en hausse de 75 % en 2018 par rapport à 2017.

**NOMBRE TOTAL DE SITES BIOMÉTHANE EN SERVICE
ET ÉVOLUTION ANNUELLE**
au 31/12/2018



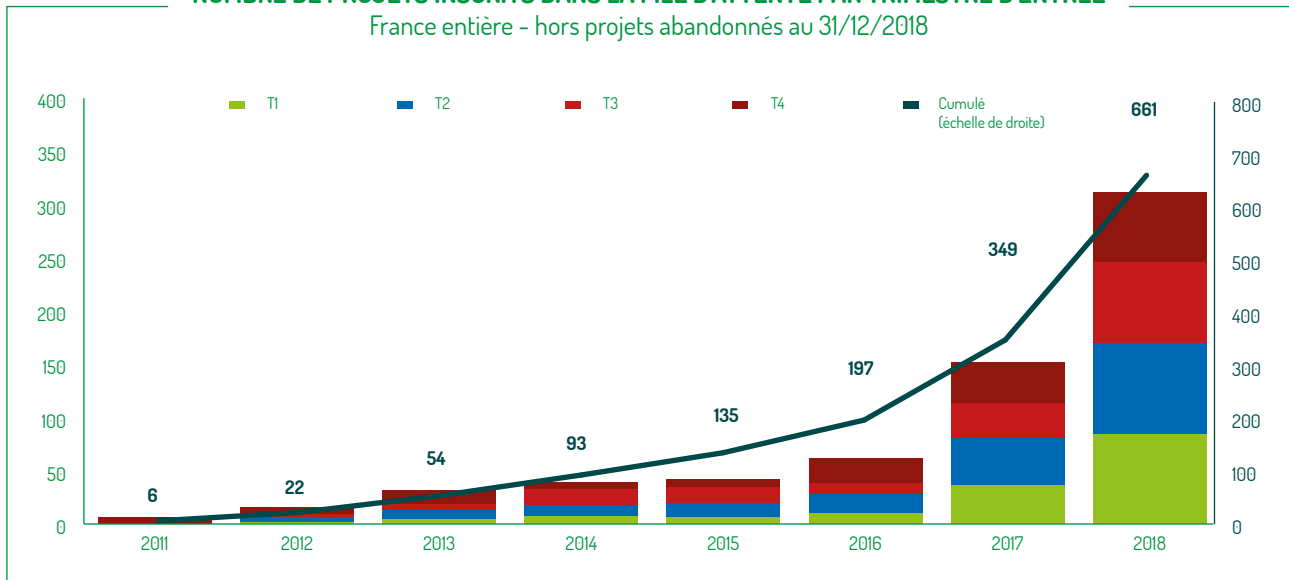
PROJETS D'UNITÉS DE MÉTHANISATION , UNE ACCÉLÉRATION DE LA DYNAMIQUE

L'accélération de cette dynamique s'observe également sur le nombre de projets de méthanisation ayant réservé une capacité d'injection.

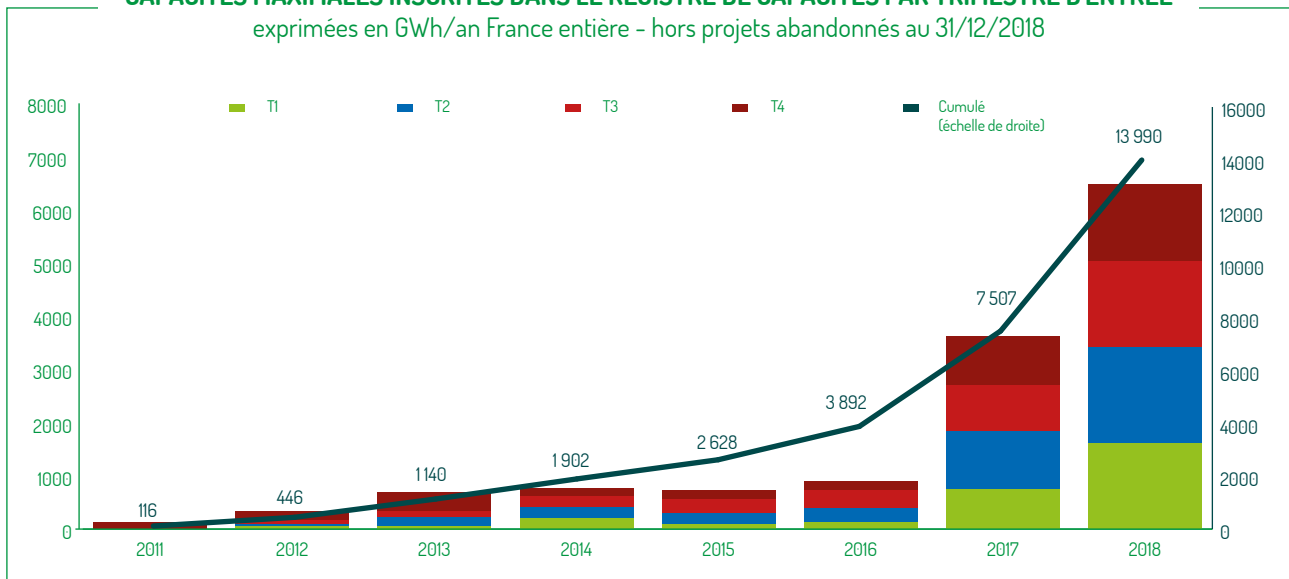
En effet, à fin 2018, 661 projets avaient réservé des capacités, en hausse de près de 90% par rapport à fin 2017.

Ces capacités représentent près de 14 TWh injectés sur les réseaux, soit une progression de 6,5 TWh depuis le 31 décembre 2017. Surtout, elles sont désormais au-dessus de l'objectif de 8 TWh de biométhane injecté fixé dans la PPE de 2016 à l'horizon 2023.

NOMBRE DE PROJETS INSCRITS DANS LA FILE D'ATTENTE PAR TRIMESTRE D'ENTRÉE France entière - hors projets abandonnés au 31/12/2018



CAPACITÉS MAXIMALES INSCRITES DANS LE REGISTRE DE CAPACITÉS PAR TRIMESTRE D'ENTRÉE exprimées en GWh/an France entière - hors projets abandonnés au 31/12/2018



3. HYPOTHÈSES

Compte tenu de l'accélération de la dynamique observée depuis 2017, en particulier en termes de projets ayant réservé des capacités d'injection, l'objectif de production et d'injection dans les réseaux de 8 TWh de biométhane semble réaliste et atteignable.

Ainsi, pour la production de gaz renouvelables à l'horizon 2023, deux trajectoires de développement sont considérées dans ces Perspectives Gaz 2018 :

PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES EN 2023	
Trajectoire 1	Trajectoire 2
8 TWh	10 TWh

À cet horizon et compte tenu des niveaux actuels de maturité des filières, seul du biométhane produit à partir de la méthanisation est considéré.

À plus long terme, il existe certaines incertitudes quant aux trajectoires de développement des gaz renouvelables. Cela est particulièrement vrai pour les filières de pyrogazéification et de power-to-gas qui devraient commencer à émerger au stade industriel et injecter du gaz renouvelable dans les réseaux entre 2025 et 2030.

Malgré ces incertitudes, la dynamique actuelle et les conclusions du GT méthanisation, il est réaliste de considérer que l'objectif actuel de la LTECV sera atteint, à savoir que 10 % de la consommation finale de gaz en 2030 seront renouvelables.

Une autre trajectoire traduira l'ambition affichée par la filière d'injecter 90 TWh de gaz renouvelables en 2030 dans les réseaux :

PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES EN 2030		
Trajectoire 1	Trajectoire 2	Trajectoire 3
30 TWh 100 % biométhane	60 TWh, dont au moins 50 TWh de biométhane	90 TWh, dont au moins 70 TWh de biométhane

4. RÉSULTATS ET PERSPECTIVES

PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES

SCÉNARIO ORANGE

Dans ce scénario où la transition énergétique s'appuie sur les technologies matures et les réseaux existants, la production de gaz renouvelables repose essentiellement à court terme sur la méthanisation, permettant l'injection de plus de 60 TWh en 2030 et 100 TWh en 2035.

SCÉNARIO ROUGE

La filière de biométhane se développe sans parvenir à véritablement accélérer à partir de 2025. Cela conduit à la production et à l'injection de 31 TWh à l'horizon 2030 et de près de 70 TWh en 2035.

SCÉNARIO BLEU

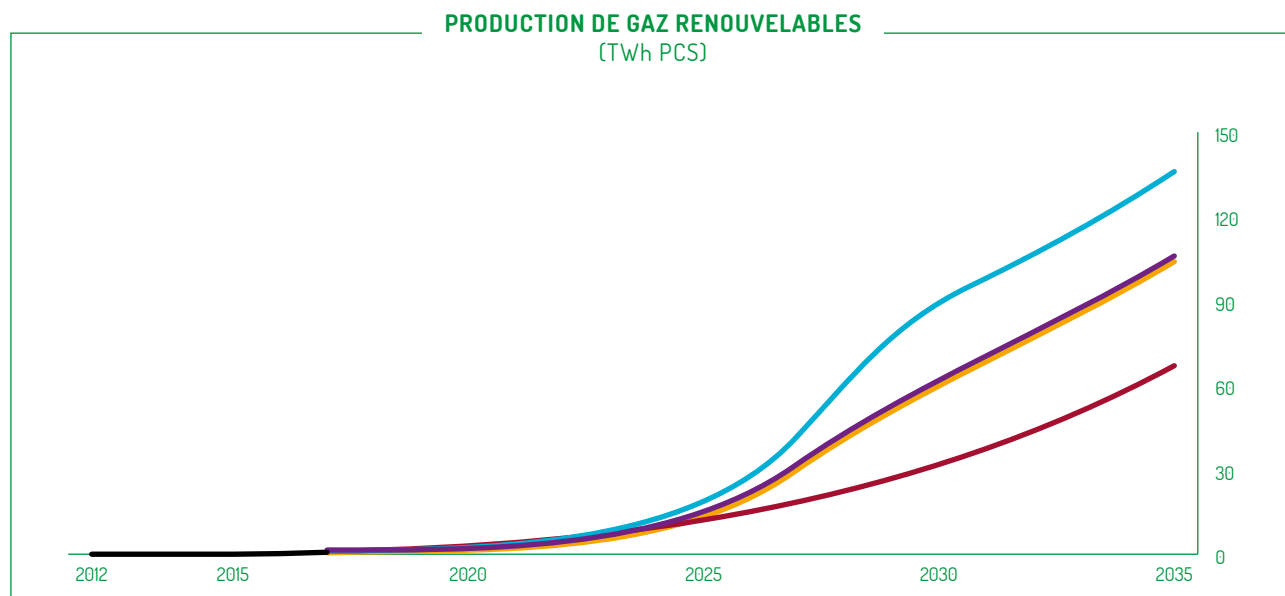
Dans ce scénario où la transition énergétique s'appuie sur l'ensemble des infrastructures énergétiques existantes et sur l'émergence des nouvelles technologies, la production de gaz renouvelables atteint 90 TWh en 2030 et 136 TWh en 2035.

SCÉNARIO VIOLET

Dans ce scénario qui fait le choix d'une transition énergétique centrée sur l'électrification des usages, la production de gaz renouvelables parvient à se développer, s'appuyant en particulier sur l'émergence rapide de la filière de biométhane, permettant l'injection de plus de 60 TWh en 2030 et 100 TWh en 2035.

Selon les scénarios, la production de gaz renouvelables peut alors évoluer d'un facteur 2 et atteindre entre **67 et 136 TWh à l'horizon 2035**. Dans tous les scénarios, la production de biométhane est supposée s'accélérer entre 2025 et 2030, échéance où il parvient à parité de coût avec le gaz naturel fossile.

Par rapport aux résultats Perspectives Gaz 2017, la trajectoire basse a été revue à la hausse de sorte à traduire l'accélération de la dynamique observée en 2017 et 2018.



Scénarios



Historique





ALLOCATION DE GAZ RENOUVELABLES

PART DU BIOMÉTHANE DANS LA CONSOMMATION DE GAZ , PAR SECTEUR EN 2035

Dans le cadre de l'exercice de modélisation des scénarios de ces Perspectives Gaz 2018, certaines hypothèses d'allocation de la production de gaz renouvelables ont été fixées. En effet, il a été supposé que les gaz renouvelables produits étaient alloués en priorité aux usages directs du gaz.

Les scénarios Ampère et Volt du Bilan Prévisionnel de RTE 2017 mettent en évidence que la production d'électricité n'est pas le secteur à décarboner en priorité, compte tenu du contenu carbone du mix électrique. Par ailleurs, une étude réalisée par Coénove¹ souligne que l'utilisation de biométhane pour l'alimentation de réseaux de chaleur urbains, au travers du mécanisme des garanties d'origine, est une solution moins efficace que l'alimentation directe des réseaux de gaz, du point de vue énergétique et du point de vue de la mobilisation des finances publiques. Toutefois, pour tenir compte du fait que certaines garanties d'origine du biométhane sont déjà allouées à l'alimentation de réseaux de chaleur urbains, la modélisation conduit

à considérer qu'à l'horizon 2035, entre 2 et 6 TWh de gaz renouvelables sont alloués à des usages non directs du gaz.

La question de la répartition optimale de la production de gaz renouvelables entre différents usages devra être traitée en intégrant certains critères, qu'ils soient environnementaux, technologiques, macroéconomiques ou de coûts. Ces derniers soulèvent notamment la question de la compétitivité des solutions gaz au regard de solutions alternatives, qui dépasse le simple cadre des Perspectives Gaz 2018.

Les allocations entre les différents secteurs de la production de gaz renouvelables présentées dans ces Perspectives Gaz 2018 ne constituent pas un résultat de la modélisation, mais des hypothèses. Elles peuvent donc être affinées. Toutefois, ces hypothèses d'allocation sont cohérentes avec les différents scénarios présentés.

¹ « Mobilisation et efficacité des financements publics pour le développement de la chaleur renouvelable », Coénove, février 2018.



SCÉNARIO ORANGE

Dans une dynamique de transition énergétique reposant sur l'ensemble des infrastructures énergétiques existantes ainsi que sur les technologies matures, le biométhane est vu comme la solution la plus pertinente pour décarboner certains segments de la mobilité routière. De fait, il est alloué naturellement vers ce secteur, dont les consommations comprennent 60 % de bioGNV. La production résiduelle est utilisée pour décarboner progressivement les autres secteurs, en suivant le rythme de développement du biométhane.

	2023	2028	2030	2035
Résidentiel	1 %	7 %	10 %	17 %
Tertiaire	1 %	6 %	9 %	15 %
Industrie	0 %	3 %	5 %	10 %
Mobilité	20 %	46 %	50 %	60 %

SCÉNARIO ROUGE

Dans ce scénario, la transition énergétique repose sur les technologies existantes pour réduire les émissions de CO₂. Le biométhane ne se développe pas assez vite pour couvrir l'ensemble des usages. Il est donc dans un premier temps alloué au secteur de la mobilité routière, en particulier sur le segment du transport de marchandises, pour atteindre 55 % de la consommation de ce secteur en 2035. L'accélération du rythme de production au-delà de 2030 permet de commencer à décarboner les autres secteurs, pour atteindre plus de 10 % de la consommation de ces derniers.

	2023	2028	2030	2035
Résidentiel	2 %	4 %	5 %	12 %
Tertiaire	1 %	4 %	5 %	12 %
Industrie	2 %	4 %	6 %	13 %
Mobilité	29 %	36 %	40 %	55 %

SCÉNARIO BLEU

Dans un scénario où la transition énergétique repose sur l'ensemble des énergies et la complémentarité des réseaux, l'accélération de la production de biométhane permet de décarboner rapidement les usages du gaz, au premier desquels la mobilité routière. En effet, 80 % des véhicules GNV roulent au bioGNV en 2035. Un niveau élevé de production de gaz renouvelables en 2035 permet également de décarboner significativement le secteur des bâtiments, avec un peu moins de 30 % des consommations alimentées par des gaz renouvelables en 2035. 20 % de la demande de gaz pour l'industrie sont également renouvelables.

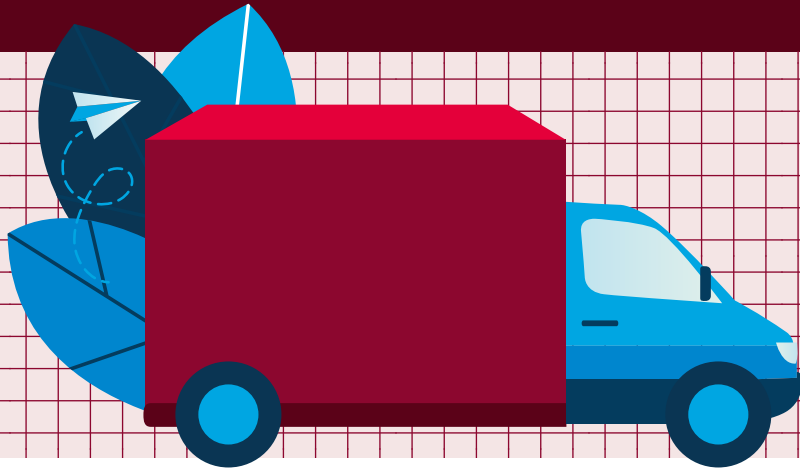
	2023	2028	2030	2035
Résidentiel	2 %	15 %	22 %	30 %
Tertiaire	2 %	14 %	20 %	24 %
Industrie	1 %	9 %	13 %	20 %
Mobilité	57 %	74 %	76 %	80 %

SCÉNARIO VIOLET

Dans ce scénario qui fait le choix d'une transition énergétique centrée sur l'électrification des usages, les gaz renouvelables produits sont alloués en priorité aux usages sur lesquels les solutions électriques ne sont pas technologiquement viables ou compétitives, à savoir le transport longue distance, ainsi que l'industrie. Les gaz renouvelables représentent dans ces deux secteurs respectivement 75 % et 40 % des consommations en 2035. Dans les bâtiments, où les solutions gaz perdent des parts de marché, un peu moins de 20 % des consommations sont alimentées à partir de gaz renouvelables.

	2023	2028	2030	2035
Résidentiel	1 %	6 %	9 %	19 %
Tertiaire	1 %	6 %	9 %	18 %
Industrie	3 %	17 %	23 %	40 %
Mobilité	25 %	51 %	62 %	75 %

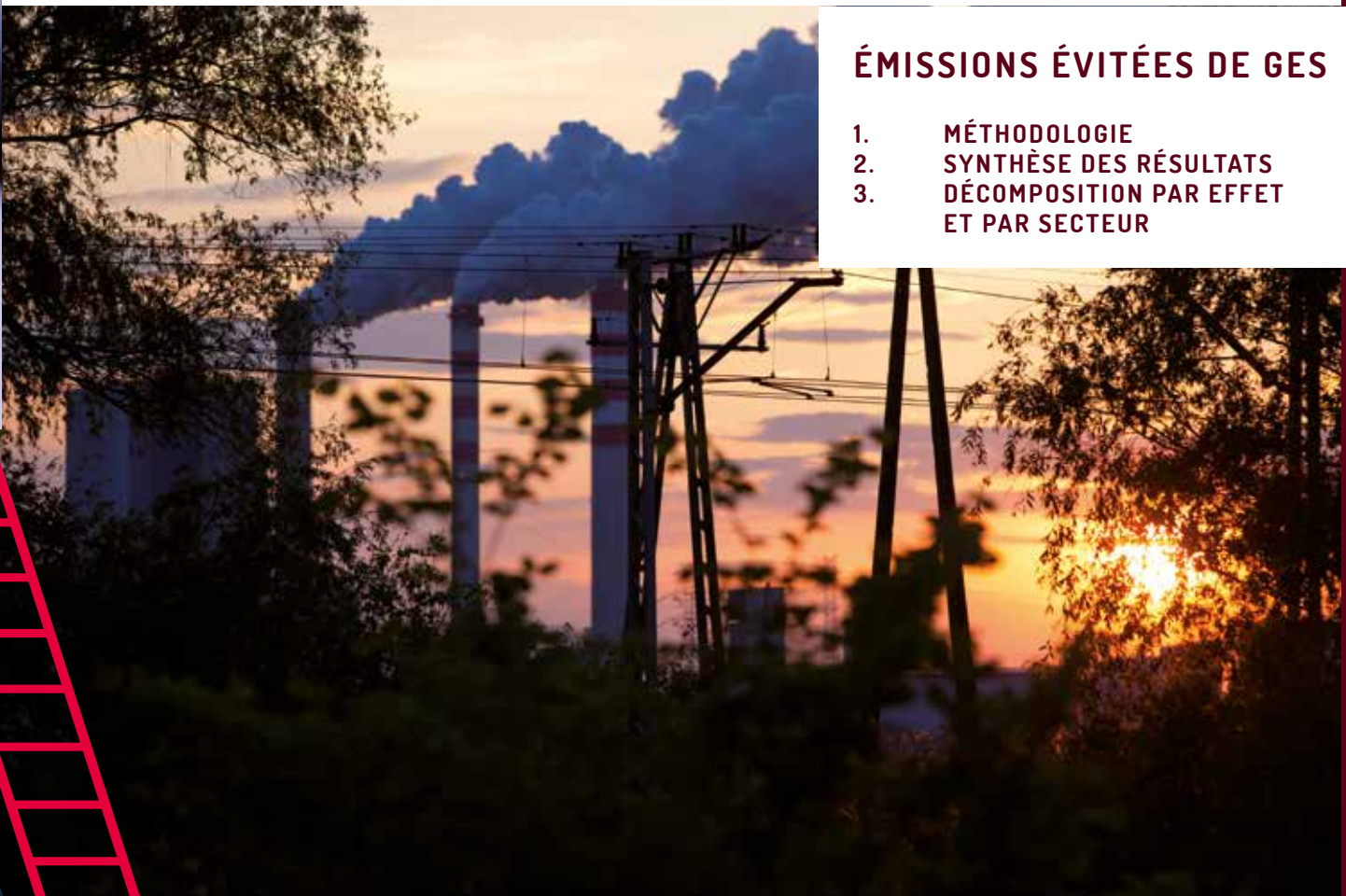




ANALYSES

ÉMISSIONS ÉVITÉES DE GES

1.	MÉTHODOLOGIE	120
2.	SYNTHÈSE DES RÉSULTATS	122
3.	DÉCOMPOSITION PAR EFFET ET PAR SECTEUR	124



ÉMISSIONS ÉVITÉES DE GES

Afin d'éclairer l'évaluation des politiques publiques dans le cadre des ambitions climatiques et de répondre aux demandes d'enrichissement du document par un certain nombre de parties prenantes, les opérateurs gaziers ont souhaité compléter leurs perspectives de consommations de gaz et de production de gaz renouvelables en apportant un éclairage sur les émissions évitées liées aux différents scénarios.

Pour rendre cet éclairage le plus complet possible, une évaluation des émissions du secteur gazier, ainsi qu'une évaluation des émissions évitées dans les autres secteurs grâce aux substitutions par le gaz d'autres énergies fossiles plus carbonées, a été effectuée.

L'analyse des émissions relatives aux scénarios de demande de gaz s'attache ainsi à étudier l'impact de la variation de la demande sur les niveaux d'émissions par rapport à aujourd'hui. Le terme d'émissions

évitées désigne donc pour chaque scénario :

- les émissions évitées par l'efficacité énergétique, différence entre les émissions du scénario considéré et celles d'un même scénario sans amélioration de l'efficacité énergétique ;
- les émissions évitées par les substitutions des énergies fossiles vers le gaz correspondant à la diminution des émissions causées par un différentiel de facteur d'émissions entre gaz et énergie d'origine. Il est à souligner que seules les substitutions d'une autre énergie vers le gaz sont considérées ;
- les émissions évitées par la part de gaz renouvelables, différence entre les émissions du scénario considéré et celles d'un même scénario sans gaz renouvelables.

Ces définitions se focalisent sur la contribution du gaz à la baisse des émissions de gaz à effet de serre totales en France.

1. MÉTHODOLOGIE

Les chiffres présentés ci-après concernent les émissions de GES, indiquées en Mt CO₂éq et s'appuient sur les facteurs d'émission référencés dans la base carbone de l'ADEME.

	Facteur d'émission (kg CO ₂ éq/MWhPCI)
Gaz naturel	227 (204 en PCS)
Biométhane	23,4 ¹ (21,1 en PCS)
Charbon	377
Fioul lourd	324

Cette méthodologie est alignée sur celle retenue par l'ADEME dans l'étude « Vers un gaz 100 % renouvelable en 2050 ? »². Le facteur d'émission des gaz EnR&R est considéré nul en général dans les cas de base. Les Perspectives Gaz 2018 reposent néanmoins sur une variante et évaluent l'impact de la prise en compte d'un facteur d'émission de 23,4 g CO₂e/kWh PCI.

Les émissions évitées par le gaz pour une année donnée sont calculées par rapport à 2017 et incluent toutes les actions par lesquelles l'énergie gaz, ou les solutions gaz, permettent de réduire les émissions de GES au périmètre du système énergétique. Enfin, par souci de simplification d'affichage, les émissions évitées du fait des rénovations de bâtiments chauffées au gaz sont indiquées comme « par » ou « grâce » au gaz, bien que la source de la réduction des émissions provienne de la décision de rénovation du bâtiment, indépendamment de l'énergie qui le chauffe.

¹ Valeur issue de l'étude Quantis-Enea de 2017, *Évaluation des impacts GES de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz*, publiée sur la base ADEME mais en attente de validation. Ce chiffre remplace la valeur publiée précédemment par l'ADEME pour 2015 qui était de 55 (49,5 PCS) et a été retenu dans l'étude ADEME-GRDF-GRTgaz « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? ».

² « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? », ADEME, janvier 2018.



2. SYNTHÈSE DES RÉSULTATS

Les émissions de GES en France en 1990 et 2017 ont été de 511 et 413 Mt CO₂éq¹.

La valeur des émissions pour 2017 montre donc une réduction de 98 Mt CO₂éq par rapport à 1990.

À l'horizon 2030, la France s'est engagée dans la LTECV à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030, dans la lignée des engagements pris à l'échelle européenne. Cela implique une cible de 307 Mt CO₂éq en 2030 et donc un effort restant à réaliser par la France entre 2017 et 2030 sur ses émissions annuelles de 106 Mt CO₂éq.

Au périmètre des émissions totales de la France, la contribution du gaz aux émissions annuelles évitées provient de l'efficacité énergétique, de la substitution d'autres énergies fossiles vers le gaz et de la production de gaz renouvelables.

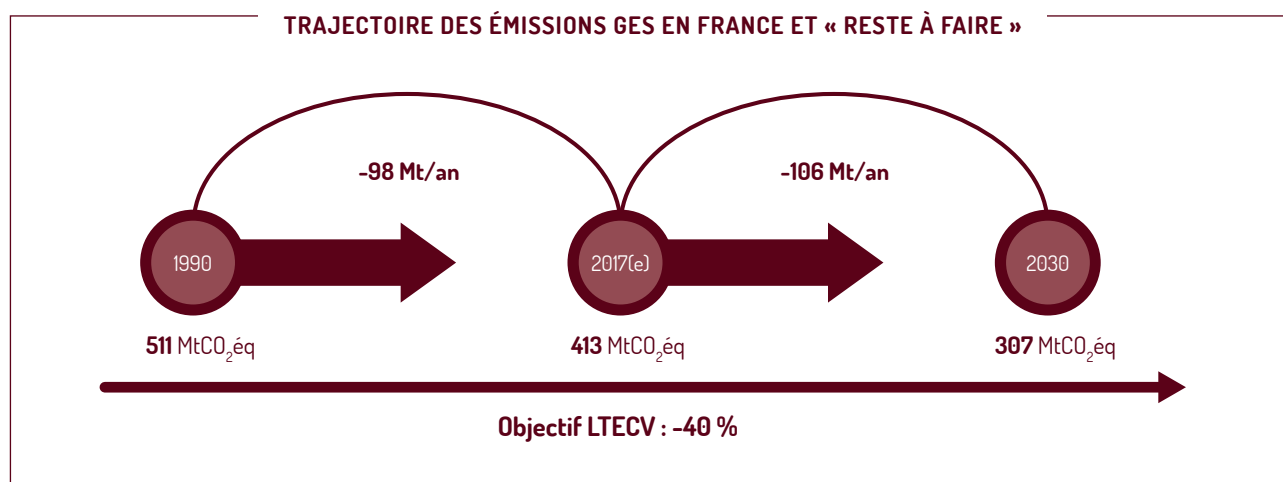
Selon les scénarios, le gaz permet ainsi d'éviter entre 18 MtCO₂éq (scénario **ROUGE**) et 37 MtCO₂éq² (scénario **BLEU**) à l'horizon 2030. Dans le scénario **BLEU**, le gaz contribue à la hauteur de 35 % à l'objectif de réduction 2030 total.

Il convient ici de noter qu'en tenant compte des substitutions du gaz vers une autre énergie (biomasse ou électricité), les émissions évitées sur l'ensemble du système énergétique sont comparables entre les scénarios comportant des substitutions limitées du gaz ou, a contrario, de larges substitutions du gaz. En effet, les émissions évitées dans le second cas, liées à une baisse de la consommation gazière sur les usages résidentiel, tertiaire et industrie, sont compensées dans le premier cas par un développement plus dynamique des gaz renouvelables bénéficiant à une large gamme d'usages, en particulier dans le secteur des transports.

À l'horizon 2035, les émissions évitées par rapport à 2017 augmentent dans tous les scénarios, dans une fourchette de 30 Mt CO₂éq (scénario **ROUGE**) à 56 MtCO₂éq (scénario **BLEU**).

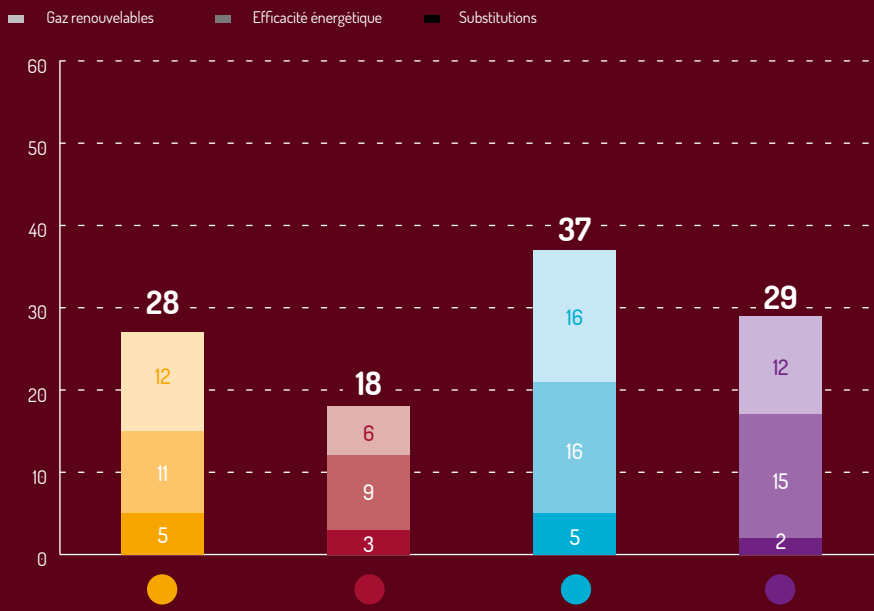
¹ Source : Citepa, avril 2018. La valeur 2017 est indiquée en tant qu'estimation.

² Les valeurs des émissions évitées ont été calculées en ne retenant pas une valeur nulle pour le biométhane (d'usage pour les cas de base), mais en considérant les facteurs d'émission publiés par l'ADEME, et en particulier pour le biométhane le facteur d'émission de 23,4 g CO₂éq/kWh PCI (21,1 g CO₂éq/kWh PCS). Ce facteur d'émission du biométhane, récemment publié sur la base Carbone et en cours de discussion avec l'ADEME, remplace l'ancienne valeur de 49,5 g CO₂éq/kWh PCS. À titre de comparaison, sur la base de cet ancien facteur, les émissions 2030 évitées grâce au gaz seraient alors comprises entre 17 et 34 Mt CO₂éq.



DÉCOMPOSITION DES ÉMISSIONS DE GES ÉVITÉES GRÂCE AU GAZ

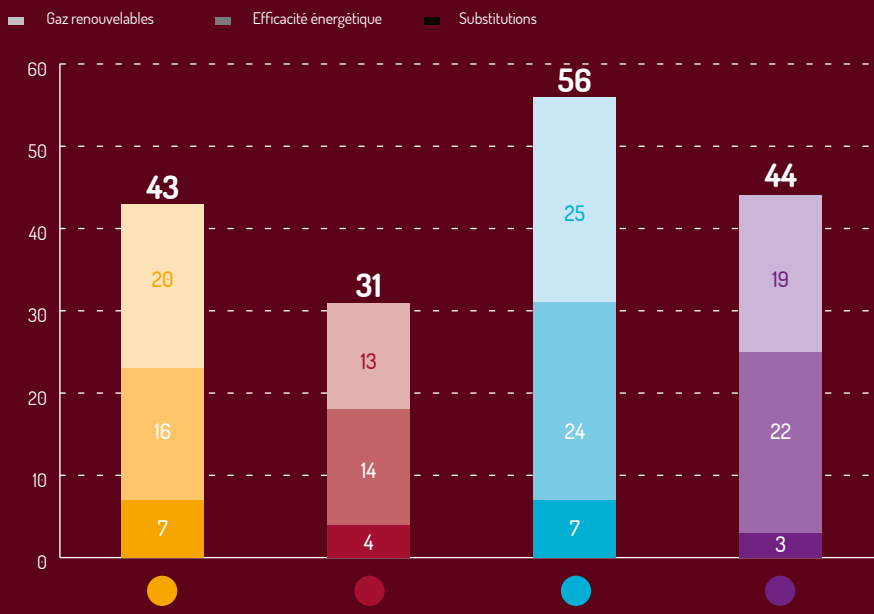
MtCO₂éq 2030 vs 2017



Émissions annuelles évitées en 2030 par effet et par scénario

DÉCOMPOSITION DES ÉMISSIONS DE GES ÉVITÉES GRÂCE AU GAZ

MtCO₂éq 2035 vs 2017



Émissions annuelles évitées en 2035 par effet et scénario

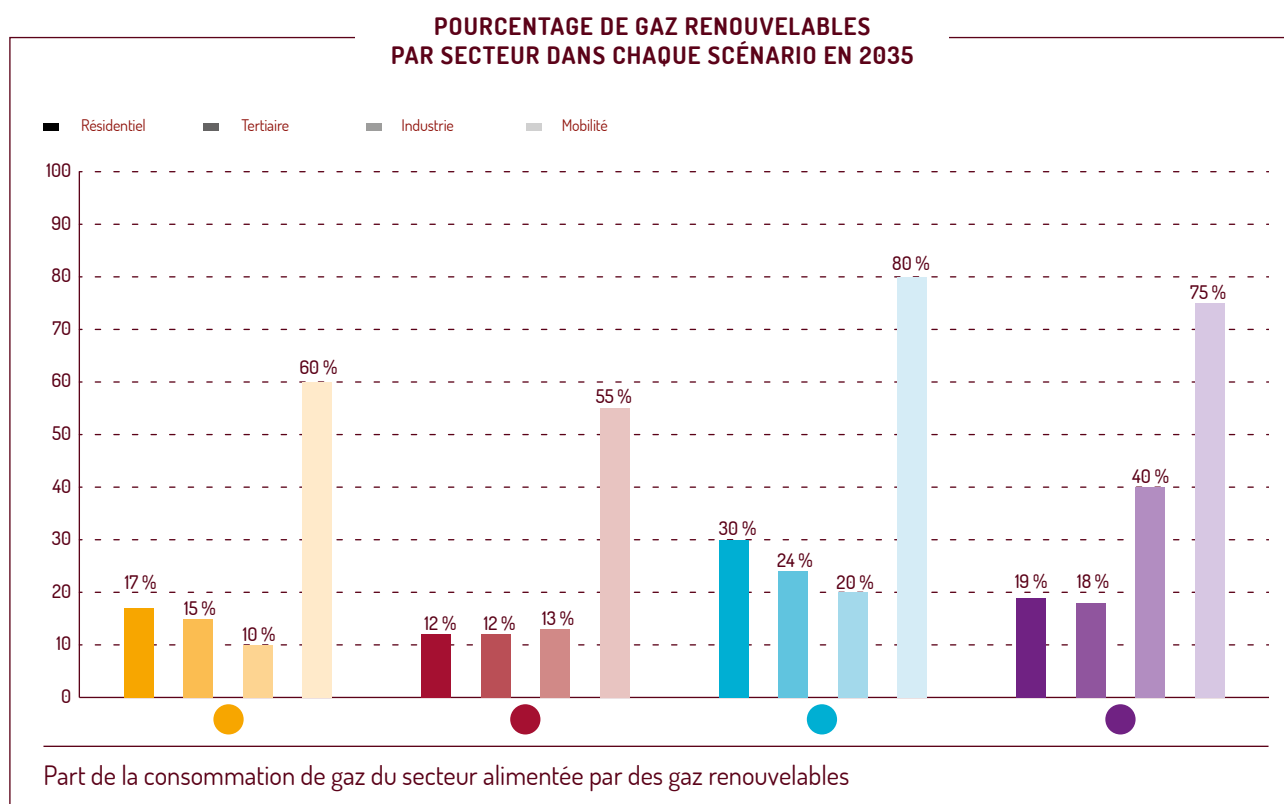
3. ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GES ÉVITÉES PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

ALLOCATION DE GAZ RENOUVELABLES › PAR SECTEUR ET PAR SCÉNARIO

Le calcul par secteur des émissions évitées dépend de l'allocation des gaz renouvelables entre ces secteurs. Comme indiqué dans le chapitre « Allocation gaz renouvelables », l'allocation présentée n'est pas un résultat de la modélisation mais est cohérente avec les hypothèses inhérentes à chaque scénario. Elle a été faite sur la base des principes suivants : priorité donnée à la mobilité routière, qui est difficile à décarboner en particulier sur le segment du transport de marchandises, puis allocation aux autres secteurs hors production d'électricité, en fonction des volumes disponibles. Il est à noter qu'en

complément, dans le scénario **VIOLET**, au-delà du secteur de la mobilité déjà mentionné, les gaz renouvelables sont alloués prioritairement aux usages sur lesquels les solutions électriques ne sont pas adaptées, en particulier l'industrie.

Ci-dessous, un rappel du pourcentage de gaz renouvelables dans chaque scénario, explicité dans le chapitre « Allocation gaz renouvelables ».

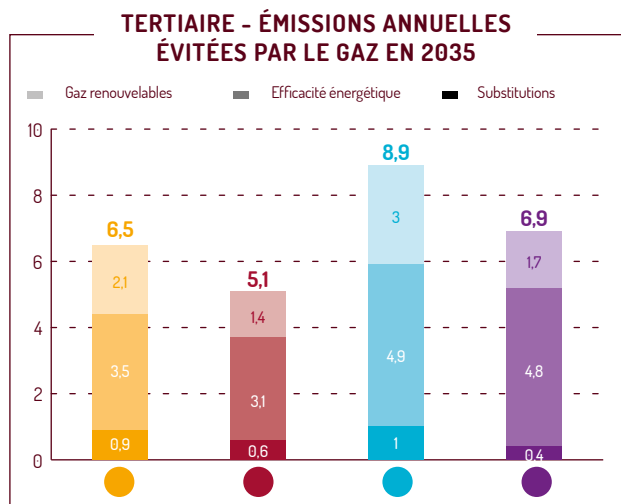
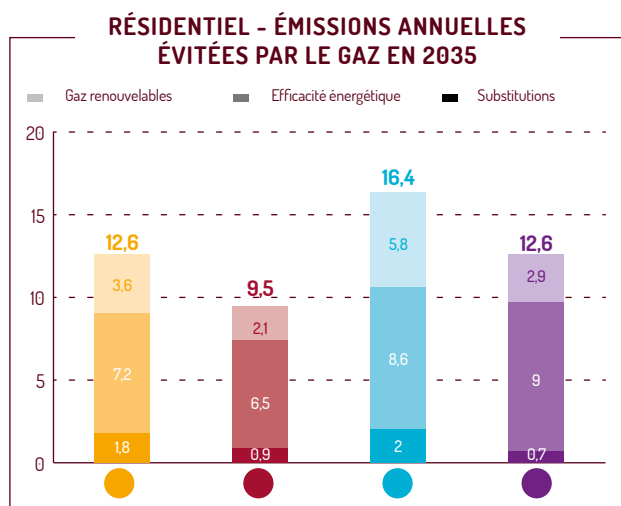


RÉPARTITION DES ÉMISSIONS ÉVITÉES , PAR SECTEUR

La répartition sectorielle des émissions évitées a été estimée en fonction des hypothèses sectorielles d'efficacité énergétique, de substitutions et de pénétration des gaz renouvelables.

SECTEURS RÉSIDENTIEL ET TERTIAIRE

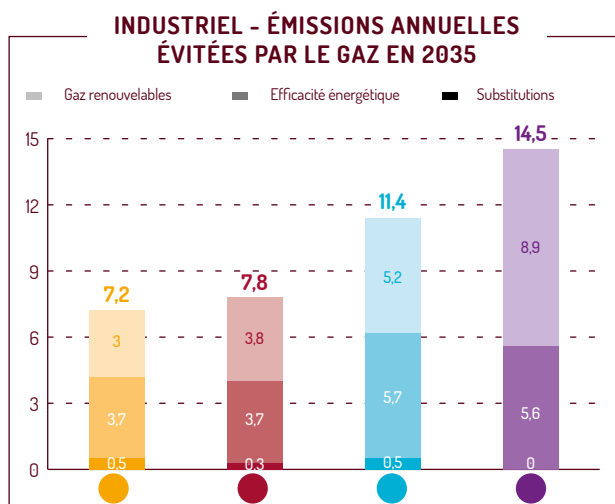
Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, le gain apporté par l'efficacité énergétique (isolation, chaudière à condensation) est prépondérant dans la baisse des émissions de GES.



SECTEUR DE L'INDUSTRIE

Dans le secteur de l'industrie, la réduction des émissions est liée aux hypothèses ambitieuses en matière d'efficacité énergétique, en particulier dans les scénarios BLEU et VIOLET. Le scénario VIOLET est celui qui évite le plus d'émissions, grâce à la part de gaz

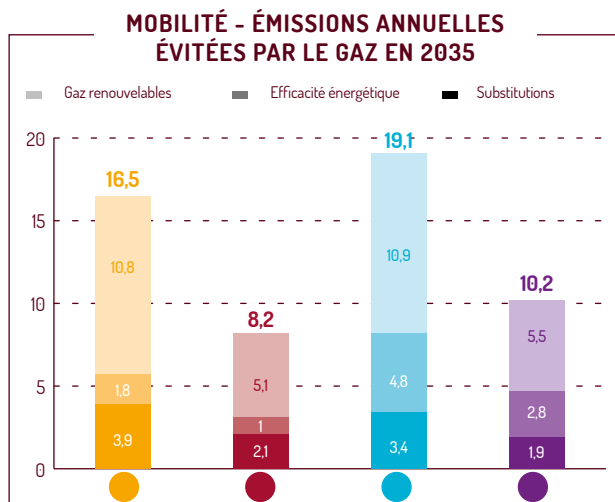
renouvelables dans l'industrie, qui est plus importante dans le scénario VIOLET (40 %) que dans les autres (entre 10 % et 20 %).



SECTEUR DES TRANSPORTS

La mobilité est le secteur envisageant un développement très important du gaz dans les prochaines années, en particulier pour les poids lourds. Alors qu'en 2017 les camions roulants au GNV correspondent à moins de 1% du total, en 2035 ils représenteront, suivant le scénario considéré, entre 43 % et 58 % du parc de camions. Ces substitutions vers le gaz permettent de réduire les émissions en raison de la différence entre le facteur d'émission du diesel et celui du GNV.

L'autre facteur de réduction des émissions dans la mobilité est la part du bioGNV sur la consommation de GNV totale. En 2035, le bioGNV varie entre 55 % et 80 % de la consommation gaz dans la mobilité, respectivement dans les scénarios ROUGE et BLEU.







ANNEXES



GLOSSAIRE

AFG

Agence française du gaz

AFI

Directive européenne Alternative fuels infrastructures 2014

ATEE

Association Technique Énergie Environnement

BBC

Bâtiment basse consommation

BioGNV

Utilisation de gaz renouvelable pour le GNV

CANCA

Cadre d'actions national pour les carburants alternatifs

CCCG

Centrale à cycle combiné gaz

CCFA

Comité des constructeurs français d'automobiles

CEE

Certificat d'économie d'énergie

CEREN

Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie

CET

Chauffe-eau thermodynamique

CIMSE

Culture intermédiaire à multiservices environnementaux.

CITE

Crédit d'impôt pour la transition énergétique

Cogénération

Système permettant une production simultanée de chaleur et d'électricité

CSR

Combustible solide de récupération

DGEC

Direction générale de l'énergie et du climat

ENR

Énergies renouvelables

ENTSOE

European Network of Transmission System Operators for Electricity, réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité

ENTSOG

European Network of Transmission System Operators for Gas, réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport de gaz

EPCI

Établissements publics de coopération intercommunale

GES

Gaz à effet de serre

GNC

Gaz naturel comprimé, pour véhicules alimentés par du gaz stocké à bord dans un réservoir sous pression

GNV

Gaz naturel véhicule, acronyme générique pour les véhicules alimentés au gaz (GNC, GNL)

GNL

Gaz naturel liquéfié

GNL carburant

Véhicules alimentés au gaz avec un stockage à bord sous forme liquéfiée

GPL

Gaz de pétrole liquéfié, butane et propane

HPE

Haute performance énergétique

ICPE

Installation classée pour la protection de l'environnement

IGCE

Industries grandes consommatrices d'énergie

INSEE

Institut national de la statistique et des études économiques

IPI

Indice de production industrielle

ISDND

Installations de stockage des déchets non dangereux

LTECV

Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte 2015

NPNRU

Nouveau Programme National de Rénovation Urbaine,
Nouveau PNRU lancé en 2016

P2G

Power-to-gas

PAC

Pompe à chaleur

PLF

Projet de loi de finances

PPE

Programmation pluriannuelle de l'énergie

PREB

Plan de rénovation énergétique des bâtiments

RT 2012

Réglementation thermique 2012

SDES

Service de la donnée et des études statistiques

SDMP

Stratégie pour le développement de la mobilité propre

SNBC

Stratégie Nationale Bas Carbone

SSC

Système solaire combiné

STEP

Stations de transfert d'énergie par pompage

TAC

Turbine à combustion

TCAM

Taux de croissance annuel moyen

TICGN

Taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel

Usages du gaz

Chauffage, eau chaude sanitaire, cuisson, procédés industriels,
mobilité, etc.

TABLEAUX DE DONNÉES

SCÉNARIO ORANGE

TWhPCS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	TCAM 2017-2035
Résidentiel	171	167	161	157	156	155	153	151	148	146	144	142	139	137	135	133	131	129	126	124	122	120	118	116	-1,6 %
Tertiaire	83	85	86	88	89	91	90	89	88	87	86	85	84	83	82	82	81	80	80	79	78	78	77	76	-0,9 %
Industrie	175	177	168	167	167	173	172	170	169	168	166	165	165	165	164	164	164	163	163	163	162	162	162	161	-0,4 %
Mobilité	1	1	1	1	1	2	3	5	8	12	17	22	28	34	40	46	52	59	66	72	78	83	87	90	24,7 %
Total Conso finale	430	429	416	414	413	421	417	414	413	412	413	413	416	418	421	424	428	431	435	438	441	443	444	444	0,3 %
PEC + Cogé	53	44	34	48	74	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	0,0 %
Total Scénario	483	474	450	462	487	494	489	487	486	485	485	486	488	491	494	497	500	504	507	511	513	515	516	516	0,3 %
Gaz vert	0	0	0	0	0	1	1	2	4	5	7	8	10	14	21	31	45	55	63	70	77	85	95	105	
Gaz fossile	483	474	450	462	487	493	488	485	482	480	479	478	478	477	472	466	455	448	444	441	436	430	421	411	

SCÉNARIO ROUGE

TWhPCS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	TCAM 2017-2035
Résidentiel	171	167	161	157	156	155	152	149	145	142	138	135	131	128	125	121	117	114	110	107	104	100	97	94	-2,8 %
Tertiaire	83	85	86	88	89	91	89	88	86	85	84	82	81	80	78	76	74	73	71	69	68	66	64	62	-2,0 %
Industrie	175	177	168	167	167	173	171	170	168	166	165	163	162	162	161	161	160	160	159	159	158	158	157	156	-0,6 %
Mobilité	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	5	6	9	11	14	17	20	24	28	32	36	39	43	46	20,2 %
Total Conso finale	430	429	416	414	413	421	414	408	402	396	391	386	383	381	378	375	373	370	368	367	365	363	361	359	-0,9 %
PEC + Cogé	53	44	34	48	74	73	73	72	72	72	72	71	71	71	71	70	70	69	69	67	65	63	60	58	-1,2 %
Total Scénario	483	474	450	462	487	494	487	480	474	468	463	458	454	452	448	445	442	440	437	434	430	426	422	417	-0,9 %
Gaz vert	0	0	0	0	0	1	1	2	4	5	7	8	9	11	15	18	22	26	31	36	43	50	58	67	
Gaz fossile	483	474	450	462	487	493	486	478	470	463	456	450	445	441	434	427	421	414	407	397	387	376	363	350	

SCÉNARIO BLEU

TWhPCS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	TCAM 2017-2035
Résidentiel	171	167	161	157	156	155	153	150	147	145	142	139	137	134	131	129	126	123	120	117	114	112	109	106	-2,1%
Tertiaire	83	85	86	88	89	91	89	88	86	85	84	82	81	80	79	78	77	76	74	73	72	71	70	69	-1,5%
Industrie	175	177	168	167	167	173	171	168	166	164	162	159	158	156	155	153	151	150	148	146	145	144	142	141	-1,1%
Mobilité	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	5	7	10	13	17	21	26	31	36	42	48	55	61	68	22,7%
Total Conso finale	430	429	416	414	413	421	414	408	402	397	393	388	386	384	382	380	379	379	379	379	380	381	382	383	-0,5%
PEC + Cogé	53	44	34	48	74	73	72	71	70	68	67	66	65	63	61	59	57	55	54	52	50	48	46	44	-2,8%
Total Scénario	483	474	450	462	487	494	486	479	472	466	460	454	451	447	443	440	437	434	432	431	430	429	428	427	-0,8%
Gaz vert	0	0	0	0	0	1	1	2	4	7	8	10	13	19	27	42	64	79	90	98	105	114	125	136	
Gaz fossile	483	474	450	462	487	493	485	477	468	459	452	444	438	428	416	398	373	355	342	333	324	314	303	291	

SCÉNARIO VIOLET

TWhPCS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	TCAM 2017-2035
Résidentiel	171	167	161	157	156	155	152	148	144	140	136	133	129	125	121	116	112	107	103	99	95	91	87	83	-3,4%
Tertiaire	83	85	86	88	89	91	88	86	84	81	79	77	75	73	70	68	66	64	62	60	59	57	55	54	-2,9%
Industrie	175	177	168	167	167	173	169	165	161	158	154	150	147	145	142	140	137	134	132	130	127	125	123	121	-2,0%
Mobilité	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	5	7	9	12	14	17	19	22	25	27	30	32	34	37	18,6%
Total Conso finale	430	429	416	414	413	421	411	401	391	382	374	366	360	354	347	341	334	328	321	316	311	305	300	294	-2,0%
PEC + Cogé	53	44	34	48	74	73	72	71	70	68	67	66	65	63	61	59	57	55	54	52	50	48	46	44	-2,8%
Total Scénario	483	474	450	462	487	494	483	472	461	451	441	432	425	417	409	400	392	383	375	368	360	353	346	338	-2,1%
Gaz vert	0	0	0	0	0	1	1	2	4	5	7	8	10	14	21	31	45	55	63	70	77	85	95	105	
Gaz fossile	483	474	450	462	487	493	481	469	457	446	435	424	415	403	387	369	347	328	312	298	283	268	251	233	



GRDF - Gaz Réseau Distribution France - Société Anonyme au capital de 1 800 745 000 euros / RCS Paris 444 786 511 / www.grdf.fr

Principal distributeur de gaz naturel en France, GRDF exploite et développe le réseau de distribution de gaz naturel dans plus de 9 500 communes. Propriété des collectivités, ce réseau de près de 200 000 km favorise l'émergence du biométhane. En accompagnant tous les porteurs de projet, GRDF concrétise son engagement à développer des solutions innovantes au service de la transition énergétique des territoires. GRDF réalise les études de faisabilité, les prestations d'injection de biométhane sur le réseau (comptage, contrôle de la qualité et régulation de la pression). Enfin, l'entreprise est en charge du registre des garanties d'origine depuis décembre 2012.



GRTgaz - Société Anonyme au capital de 618 592 590 euros / RCS Nanterre 440 117 620 / www.grtgaz.com

GRTgaz est l'un des leaders européens du transport de gaz naturel et un expert mondial des réseaux et systèmes de transport gazier. En France, GRTgaz possède et exploite plus de 32 400 km de canalisations enterrées et 26 stations de compression pour acheminer le gaz entre fournisseurs et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). GRTgaz assure des missions de service public pour garantir la continuité d'alimentation du réseau. Acteur de la transition énergétique, GRTgaz investit dans des solutions innovantes pour adapter son réseau et concilier compétitivité, sécurité d'approvisionnement et préservation de l'environnement.



SPEGNN - Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières municipales et assimilées www.spegnn.com

Syndicat professionnel des entreprises gazières municipales et assimilées, il regroupe 29 entreprises locales gazières actives dans la promotion du gaz naturel et du biométhane. Au-delà de leur volonté de pérenniser les exigences de sécurité, de qualité et de continuité qui ont toujours été des composantes essentielles du service public de distribution du gaz, les membres du SPEGNN, conformément aux missions qui leur ont été confiées par les collectivités, sont des acteurs locaux pleinement inscrits dans la transition énergétique.



Teréga - Société Anonyme au capital de 17 579 088 euros / RCS Pau 095 580 841 / www.terega.fr

Teréga agit pour rendre l'avenir du gaz visible dès aujourd'hui, en devenant un accélérateur de la transition énergétique et un contributeur majeur au modèle énergétique de demain. Implantée historiquement dans la région sud-ouest, carrefour des grands flux gaziers européens, Teréga déploie depuis plus de 70 ans un savoir-faire d'exception dans le développement d'infrastructures de transport et de stockage de gaz, permettant aujourd'hui de concevoir de nouvelles solutions pour répondre aux défis énergétiques français et européens. L'entreprise dispose de plus de 5000 km de canalisation et de deux stockages souterrains représentant respectivement 16 % du réseau de transport de gaz français et 24 % des capacités de stockage nationales. Elle a réalisé en 2016 un chiffre d'affaires de 467 M€ et compte plus de 580 collaborateurs. Répondant à ses obligations de service public, Teréga assure également l'acheminement du gaz naturel à destination de plus de 400 postes de livraison, dans les meilleures conditions de sécurité, de coût et de fiabilité.



Document imprimé sur du papier issu de forêts gérées durablement.

Crédits photos : Grégory BRANDEL – GRDF | Marie ETCHEGOYON/CAPA pictures – GRDF | Studiovdm – GRDF | Shutterstock

