

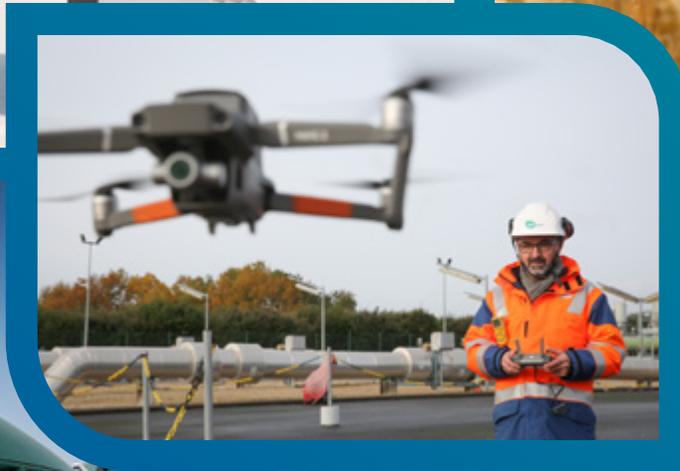


Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz

2019-2028

2020-2029

2021-2030





Installation de rebours de Mareuil-lès-Meaux (77) : première installation de rebours d'Île-de-France.
557 GWh/an de biométhane supplémentaire, soit l'équivalent de la consommation d'environ 150 000 logements chauffés au gaz.

GRTgaz en carte et en chiffres	4
GRTgaz au service d'un approvisionnement sûr, compétitif et durable et de solutions énergétiques d'avenir	6
Édito	7
Synthèse	9
Bilan prévisionnel pluriannuel et Plan décennal de développement : des exercices réglementaires	13
Des exercices coordonnés avec les documents produits par l'ENTSOG	14
1 ENJEUX SECTORIELS EN LIEN AVEC L'ÉVOLUTION DU SYSTÈME GAZIER ET DE SES INFRASTRUCTURES	15
1.1 La transition énergétique au cœur des politiques française et européenne	16
Le Green Deal européen	16
La transition énergétique en France : les principaux textes législatifs et réglementaires en lien avec le transport de gaz	20
Plans de relance	25
1.2 Le gaz, une énergie apte à répondre à certains de ces enjeux	27
Le gaz naturel peut avantageusement se substituer aux autres énergies fossiles	27
Des gaz renouvelables et bas carbone qui émergent et potentiellement abondants et compétitifs	32
1.3 Des infrastructures au cœur de ces enjeux	38
Des productions éloignées des consommations	38
Flexibilité et modulation	38
Couplage des systèmes gaz / électrique	39
Une optimisation territoriale qui nécessite cependant une solidarité entre les territoires et le maintien d'un marché profond et liquide accessible à tous	42
1.4 Des enjeux pour les infrastructures	43
Une activité capitalistique à maturité longue	43
Une nécessaire optimisation en période de sobriété financière	43
Des injections décentralisées à l'inverse des points d'importation de forte puissance actuels	44
Des nouveaux gaz avec des spécifications variées à intégrer au meilleur coût	44
Des possibilités de réutilisation des infrastructures pour l'hydrogène	45
Des incertitudes qui appellent une certaine prudence	46
2 BILAN OFFRE – DEMANDE	47
2.1 Bilan en 2019	48
La demande de gaz en hausse en 2019	48
L'offre de gaz compétitive marquée par une part croissante de GNL et l'émergence des gaz renouvelables	53
L'acheminement	60
2.2 Bilan prévisionnel pluriannuel	66
Bilan à horizon 2030	66
Éclairage indicatif sur le bilan à horizon 2050	78
3 DÉVELOPPEMENT ET ADAPTATION NÉCESSAIRE DU RÉSEAU	80
3.1 Satisfaire l'offre et la demande à moyen terme	82
Schéma des capacités disponible en 2019	82
Des besoins d'adaptation liés aux raccordements	82
Des besoins d'arbitrage ou de transit assurés	91
Des demandes d'opérateurs adjacents	92
La gestion de la qualité du gaz	95
D'autres sujets d'adaptation en lien avec la transition	104
Autres investissements	106
3.2 Synthèse des ouvrages mis en service et évolution des capacités	111
Ouvrages mis en service entre 2019 et 2021	111
Ouvrages mis en service à partir de 2022	111
Évolution possible des capacités	113
Annexes	114

GRTgaz en carte et en chiffres



Gaz transporté

701 TWh en 2019
639 TWh en 2020



Échanges sur le marché français

936 TWh en 2019
969 TWh en 2020
échangés aux points d'échanges de gaz



Consommation totale

453 TWh Périmètre GRTgaz 2019
420 TWh Périmètre GRTgaz 2020

Canalisations

Longueur totale en 2020
32 527 km

Réseau principal
7 904 km

Diamètre minimal
DN 80 mm

Réseau régional
24 623 km

Diamètre maximal
DN 1 200 mm

Compression

32
stations de
compression
en 2019

Puissance installée
totale (élec/gaz):
598 MW

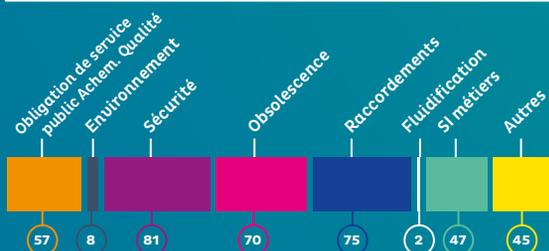
Electro
295 MW
(32 machines)

Turbo
298 MW
(42 machines)

Moto
5 MW
(5 machines)

Investissements 2020

386 M€



Clients

158
clients expéditeurs
à fin 2019

733
clients industriels actifs en 2019
dont 13 centrales de production d'électricité

19
gestionnaires de réseau
de distribution raccordés

Effectif

3 022 collaborateurs en 2019

Pression du réseau

74 %
du réseau de transport
est exploité à une
pression maximale de
67,7 bar

Pression maximale du réseau:
95 bar

Pression minimale du réseau:
16 bar

Odorisation

31
sites d'injection
de THT dont 18 exploités
par GRTgaz

33
sites de contrôle d'odorisation
dont 32 sites exploités
par GRTgaz

Postes en 2019

Postes de livraison
3 387
postes de distribution publique

760
postes de pré-détente

981
postes consommateurs
industriels directement
raccordés

4 812
postes de sectionnement /
coupure

GRTgaz

au service d'un approvisionnement sûr, compétitif et durable et de solutions énergétiques d'avenir

GRTgaz est l'opérateur du réseau de transport de gaz naturel à haute pression sur la majeure partie du territoire français. Il contribue au bon fonctionnement du système gazier dont dépend l'alimentation des consommateurs de gaz :

- les sites industriels directement raccordés au réseau de transport dont les centrales utilisant le gaz pour produire de l'électricité;
- les particuliers, collectivités et entreprises desservis par les réseaux de distribution publique, eux-mêmes alimentés par le réseau de transport.

Le réseau de GRTgaz est un réseau majeur au cœur de l'Europe. Relié aux réseaux de transport norvégien, belge, allemand,

italien (via la Suisse) et espagnol (via le réseau de TERÉGA), connecté aux terminaux méthaniers des façades atlantique, méditerranéenne, et de la mer du Nord, qui peuvent recevoir du gaz naturel liquéfié (GNL) du monde entier et auquel sont raccordées des unités de production de gaz renouvelable, il permet d'accéder à des sources de gaz diversifiées et facilite les échanges de gaz à l'échelle européenne.

GRTgaz contribue ainsi à la sécurité énergétique de la France et de l'Europe et au fonctionnement d'un marché du gaz intégré, efficace et compétitif.

La France et l'Europe sont engagées dans une transition énergétique qui devra allier sécurité, compétitivité et durabilité. Les infrastructures gazières, et en particulier les réseaux de transport, jouent un rôle clé pour relever ces défis et réussir la construction de systèmes énergétiques durables.

En 2020, GRTgaz s'est doté d'une raison d'être qui porte au travers des valeurs d'innovation, d'ouverture, de responsabilité, d'excellence et de confiance ses ambitions pour accompagner la transition énergétique: « Ensemble, rendre possible un avenir énergétique sûr, abordable et neutre pour le climat ».

Essais de fonctionnement sur un poste de livraison.



Édito

Après une décennie de grands travaux qui s'est achevée avec la mise en service du programme Val de Saône, et le lancement de la zone unique TRF (Trading Region France) au 1^{er} novembre 2018, le réseau de transport de gaz en France démontre chaque jour sa résilience et la pertinence de son dimensionnement pour assurer à tout consommateur français, sécurité d'approvisionnement et accès au gaz le plus compétitif.

Pour la première fois en 2020, les prix du gaz en France ont même été, pendant plusieurs mois, inférieurs à ceux rencontrés sur les autres places de marchés nord-ouest européennes et les outils de marché retenus pour limiter les investissements nécessaires au bon fonctionnement de la zone unique ont donné satisfaction.

Dans la prochaine décennie, la configuration et l'usage du réseau ne devraient pas radicalement changer. Les consommations de gaz naturel devraient s'orienter à la baisse mais les besoins de logistique et de transport, liés notamment aux transits, aux stockages saisonniers ou à la modulation de la puissance des usages, resteront importants sur tout le territoire.

Concernant les usages, le doublement du réseau dans le sud de la Bretagne, en cours de réalisation, permettra de raccorder une nouvelle unité de production d'électricité à partir de gaz à Landivisiau. Elle viendra renforcer les moyens pilotables d'équilibrage du système électrique, fortement sollicités ces dernières années. Par ailleurs, des raccordements de stations d'avitaillement de véhicules sont à prévoir alors que le gaz naturel s'impose de plus en plus pour décarboner la mobilité lourde.

Autre fait notable, la demande croissante d'injection de biométhane dans les réseaux de transport et de distribution. Les adaptations qui en découlent (raccordements et compressions de rebours) consacrent véritablement l'entrée du réseau de transport dans l'ère de la transition énergétique. Ces investissements validés par la CRE sont identifiés sur la base d'analyses concertées au plus proches des territoires et optimisées dans le cadre de règles nationales stabilisées. Les premiers équipements construits et zonages effectués confirment les potentiels élevés et les coûts relativement modestes évoqués jusqu'à présent. Toutes les conditions sont maintenant



Thierry Trouvé
Directeur général

« Cette période est charnière pour l'industrie gazière et ses infrastructures. »

réunies pour déployer plus largement ces ouvrages et accompagner le développement des nombreux projets présents dans le registre de capacité.

Fort de cette expérience, GRTgaz en liaison avec les autres opérateurs d'infrastructures, doit maintenant définir les modalités d'injection dans le réseau des gaz renouvelables et bas carbone issus d'autres technologies comme la gazéification de la biomasse ou l'électrolyse de l'eau. Ces nouveaux gaz sont indispensables à l'atteinte de la neutralité carbone et devront voir leur développement s'accélérer pour répondre aux ambitions nationales en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre à horizon 2030 ou crédibiliser la place majeure accordée à l'hydrogène dans les plans de relance. GRTgaz, qui doit déjà répondre à des demandes de raccordement, a décidé de lancer le 1^{er} juin dernier une consultation publique avec Terega pour évaluer les besoins et les attentes des acteurs du marché.

Le réseau de GRTgaz est un outil puissant dont le maintien en condition opérationnelle ne devrait pas

nécessiter d'accroissement significatif des charges de renouvellement. Il a fait l'objet d'une maintenance continue et adaptée et bénéficie des ouvrages récents installés ces dernières années dans le cadre de l'intégration du marché français. Le système d'information en revanche sera largement rénové dans les prochaines années pour optimiser le fonctionnement du réseau, fournir à tous les utilisateurs plus de données et renforcer la cybersécurité.

La durée de vie économique des infrastructures de transport de gaz invite à une projection au-delà de la prochaine décennie. À plus long terme, les évolutions de l'usage du réseau sont évidemment plus difficiles à cerner. Les flux pourraient être très différents mais nécessiter tout autant de capacités de transport avec des productions décentralisées éloignées des lieux de consommation, des transits de gaz renouvelables et bas carbone, y compris d'hydrogène du sud-ouest vers le centre de l'Europe, ou des modulations de certains usages sur de plus courtes périodes.

Les usages hybrides et les technologies telles que l'électrolyse et la méthanation sont autant de passerelles établies entre les différents vecteurs d'énergie à différentes mailles géographiques, pour concevoir des schémas de flux énergétiques optimisés mais encore inédits. Ainsi, le transport d'hydrogène pourrait s'étendre avantageusement par capillarité *via* des tronçons du

réseau de transport de gaz actuel, libérés du fait de la baisse des consommations de méthane, les coûts de réutilisation étant inférieurs aux coûts d'un réseau neuf.

Le processus d'élaboration de nos exercices prospectifs reste encore très largement circonscrit à chaque vecteur énergétique et fait courir un risque d'atomisation des écosystèmes énergétiques et de désoptimisation du fait de la décentralisation. Plus que jamais, il me paraît urgent de faire converger plus fortement les exercices prospectifs menés au sein de chaque filière et pour chaque énergie dans le but de s'assurer que la transformation de notre système énergétique s'effectue dans les meilleures conditions de coût, de sécurité d'approvisionnement, et de cohésion nationale.

Cette période est charnière pour l'industrie gazière et ses infrastructures. Le plan décennal de développement, initialement conçu pour garantir l'intégration européenne du marché du gaz naturel, peut utilement apporter des éclairages sur les nouveaux enjeux d'adaptation pour soutenir la transition énergétique. Ce plan a l'ambition d'introduire des premières réflexions qui seront enrichies, avec votre concours, au cours des prochaines éditions.

Je vous en souhaite une bonne lecture.

Thierry Trouvé
Directeur général

Synthèse

Ce plan décennal s'intègre dans un cadre réglementaire européen et national défini par l'article L431-6 du code de l'énergie et a pour objet d'identifier les principales infrastructures de transport de gaz à construire ou renforcer dans les dix ans à venir, de répertorier les investissements décidés ou à réaliser dans un délai de trois ans et d'en présenter un calendrier prévisionnel.

Il est fondé sur l'offre et la demande de gaz existantes et sur des prévisions raisonnables de développement à moyen terme des infrastructures gazières, de la consommation et des échanges internationaux. Il comprend un bilan prévisionnel pluriannuel de l'offre et de la demande qui répond à la prescription de l'article L141-10 du code de l'énergie.

Ce plan décennal viendra alimenter les travaux de l'édition 2022 du plan décennal européen (Ten Year Network Development Plan – TYNDP) mené par l'ENTSOG au titre du règlement (CE) n° 714/2009 et du règlement (CE) n° 715/2009. L'édition 2020 du TYNDP, désormais publiée dans son intégralité, s'appuie quant à elle sur les données issues de Plan décennal de développement de GRTgaz de 2018.

Parmi les évolutions du secteur en 2019 et 2020, la politique énergétique européenne a placé en son centre le Green Deal Européen publié le 11 décembre 2019 et dont le principe de « *do no harm principle* » sera le fondement des politiques publiques. Parmi les stratégies européennes en découlant on peut noter la publication le 8 juillet 2020 des stratégies hydrogène et de l'intégration du système énergétique. En France, la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) révisée 2018-2019 a été publiée le 21 avril 2020 et inscrit désormais l'objectif de la neutralité carbone à 2050 dans la loi. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publiée en avril 2020 vient fixer les étapes intermédiaires à 2023 puis 2028 notamment en termes de réduction de consommation d'énergie primaire fossile et de gaz naturel en particulier, mais aussi en matière de production de gaz renouvelables et notamment de biométhane. Par ailleurs, la Loi énergie-climat publiée le 8 novembre 2019 vient mettre un terme à la production d'électricité à partir de charbon et introduit le soutien à la filière hydrogène.

En 2020, la crise sanitaire du CoViD-19 a amplifié la prise de conscience de l'urgence climatique. Les plans de relance Européen comme français ont tenu à positionner l'environnement au cœur des mesures. En découle en France la stratégie hydrogène qui vient relever de manière significative les ambitions initiales du Plan Hulot.

Le marché mondial du gaz en 2019 atteint 23,2 % du mix énergétique mondial et progresse 3 fois plus vite que le rythme de la demande mondiale énergétique (+0,9 %) portée notamment par l'Asie-Pacifique et l'Amérique du Nord.

En France, la consommation de gaz a augmenté en 2019 pour atteindre 494 TWh. Cette variation est liée à une augmentation de la consommation de gaz pour la production électrique centralisée qui atteint 50 TWh, celle pour les autres usages (résidentiel, tertiaire, agriculture, mobilité) restant quasi constante sur les dernières années. En 2020, les centrales électriques à gaz ont été un peu moins sollicitées qu'en 2019 mais cependant à des niveaux élevés eu égard à la baisse de la consommation énergétique liée à la crise sanitaire. Ainsi face à la variabilité de la disponibilité du nucléaire et de la production hydraulique et renouvelable, le gaz assure une production pilotable, moins émettrice que les autres sources thermiques et très compétitive.

En 2019, l'approvisionnement a été marqué par une baisse des prix mondiaux qui a eu pour effet une croissance des imports de gaz naturel liquéfié (+87 %) au bénéfice des consommateurs français mais également européens avec un transit vers l'Espagne et l'Italie en hausse de 50 TWh (+75 %). Ces conditions d'approvisionnement se sont reproduites en 2020, avec cependant une légère baisse des importations et des transits en lien avec une consommation moindre de gaz en Europe du fait de la crise sanitaire. La production de biométhane s'est en revanche significativement développée au cours de ces deux dernières années signant la réelle émergence de ce nouveau gaz.

La consommation française ces deux dernières années a pu être servie à tout moment et en tout point du territoire. Aucune interruption significative des flux d'importation ou

du fonctionnement des infrastructures gazières de transport n'a été constatée. Les stockages ont pu être utilisés par les fournisseurs de manière à assurer la sécurité d'approvisionnement de leurs clients. Le réseau a été largement sollicité et a démontré la pertinence de son dimensionnement et de l'offre de GRTgaz pour permettre aux fournisseurs et donc aux consommateurs un accès sécurisé au gaz le plus compétitif. La France a pleinement bénéficié des niveaux historiquement bas des prix du gaz en Europe, avec un prix fréquemment inférieur à celui de la place de marché néerlandaise.

À horizon des dix prochaines années, la plupart des études prospectives affichent une baisse de la demande de gaz en Europe. Pour la France, les Perspectives Gaz 2020, établies par les opérateurs de réseaux gaziers (GRTgaz, Teréga, GRDF, SPEGNN), envisagent dans la prochaine décennie également une décroissance des consommations. Selon les trois scénarios retenus, qui restent proches du cadre donné par les pouvoirs publics dans la SNBC, la baisse entre 2019 et 2030 pourrait être comprise entre 15 % et 22 %. Afin d'élargir le cadre de réflexion de ce plan, un autre scénario est mis en visibilité dans lequel la consommation de gaz baisse moins rapidement (-10 % à 2030 par rapport à 2019) tout en restant compatible avec l'objectif de neutralité carbone grâce à un recours plus soutenu à des gaz renouvelables notamment importés, ce qui était exclu dans la SNBC. Les consommations aux conditions climatiques extrêmes (dit pointe 2 %), sont également orientées globalement à la baisse. Il convient néanmoins de noter la grande sensibilité de l'évolution de ce besoin de pointe à certaines hypothèses présentant un fort degré d'incertitude comme l'accroissement de l'efficacité énergétique dans les bâtiments ou dans l'industrie. Pour les exercices de dimensionnement des infrastructures, cette baisse doit également être mise en perspective de la quasi-stabilité des consommations de gaz ces dernières années.

En termes d'approvisionnement, le gaz naturel reste disponible et en grande quantité pour faciliter la transition énergétique européenne, en substitution de combustibles fossiles plus carbonés, ou accompagné de dispositifs de capture et séquestration du CO₂. Les gaz renouvelables sont amenés à prendre le relais du gaz naturel et pourraient représenter entre 39 et 73 TWh en 2030 selon les Perspectives Gaz 2020. La prochaine

décennie devrait voir, outre le fort développement du biométhane issu de méthanisation, l'émergence des gaz produits par gazéification de la biomasse et de l'hydrogène comme vecteur énergétique.

Au-delà de la disponibilité du gaz pour satisfaire la consommation, le dimensionnement actuel des infrastructures gazières françaises permettra, à l'échéance du plan, d'assurer la continuité d'approvisionnement de la France, avec un niveau de résilience et de flexibilité satisfaisant, y compris dans des scénarios de fortes tensions (climatiques ou sur l'acheminement du gaz) tels que définis dans les textes réglementaires français ou européens.

En termes de capacité, le réseau semble aujourd'hui convenir aux expéditeurs au vu des réservations pour les prochaines années et de leurs retours dans le cadre de la consultation du processus incrémental. Les opérateurs de réseaux de transport adjacents n'ont pas signalé non plus de besoin de renforcement des capacités des interconnexions du réseau aux frontières, mais ont fait part d'un besoin de coordination renforcée sur les échanges transfrontaliers potentiels d'hydrogène pur ou en mélange. Les terminaux méthaniers français en revanche, à l'aune de l'attractivité du GNL, envisagent des projets d'augmentation de capacité qui peuvent avoir un impact sur le réseau de transport notamment à Montoir-de-Bretagne et Fos-Cavaou. Ces projets doivent être précisés pour évaluer les ouvrages et renforcements nécessaires sur le réseau. Ces derniers ne seront réalisés que moyennant des engagements contractuels.

Pour les dix prochaines années, les besoins de développement du réseau sont générés par l'injection d'unités de production de gaz renouvelables, par le raccordement de l'unité de production électrique de Landivisiau et plus marginalement par le raccordement de clients industriels et de stations d'avitaillement de véhicules.

Concernant la production électrique, le gestionnaire de réseau de transport d'électricité n'identifie pas de besoin de nouvelles unités à partir de gaz à l'horizon 2030, au-delà de la mise en service de la centrale à cycle combiné gaz de Landivisiau en Bretagne. Le raccordement de cette dernière est en cours et nécessite le renforcement du réseau de transport sur près de 100 km au sud de la Bretagne.

En ce qui concerne l'intégration du biométhane encadrée par l'instauration du droit à l'injection, certains gros projets sont raccordés directement au réseau de transport mais la plupart sont raccordés au réseau de distribution où les injections peuvent dépasser les consommations de la zone, en particulier en été lorsque les consommations sont plus basses. L'acheminement du gaz excédentaire vers d'autres zones de consommation ou des stockages s'effectuant par le réseau de transport nécessite l'installation de stations de compressions (rebours). L'optimisation des investissements de réseaux s'appuie principalement sur un test économique et sur une planification des ouvrages au travers de zonages validés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). À fin mars 2021, 216 zonages ont été soumis au régulateur, représentant environ 50 % du territoire et du potentiel pris comme cible d'optimisation de 25 TWh. Trois stations de rebours ont été mises en service et la construction de neuf autres a été approuvée. La dynamique engagée, confirmée par les nombreux projets inscrits au registre de capacité (1 147 projets soit une capacité de 26 TWh) pourrait nécessiter l'installation de 70 ou 130 rebours pour accueillir respectivement 30 ou 50 TWh de biométhane sur les réseaux.

Dans un contexte visant à favoriser l'émergence de l'hydrogène, GRTgaz se mobilise pour être en mesure d'injecter ce nouveau vecteur dans son réseau en toute sécurité. L'intégration de l'hydrogène en mélange dans les réseaux de gaz entre dans le cadre de l'extension de l'accès des tiers aux réseaux à l'ensemble des producteurs de gaz renouvelables et hydrogène bas-carbone. Elle est d'ores et déjà une question d'actualité et devrait prendre de l'ampleur dans les prochaines années lorsque des mécanismes de soutien à la production d'hydrogène décarboné, prévus par la récente Stratégie française de développement de l'hydrogène, seront mis en œuvre et que les projets de production se développeront en France. À fin 2020, ce sont déjà près de trente études d'opportunité de raccordement au réseau qui ont été ou sont instruites par GRTgaz à la demande de porteurs de projets. L'accompagnement de la filière passera également par la publication courant 2021 d'une cartographie à destination des producteurs d'hydrogène souhaitant injecter dans le réseau de GRTgaz. Celle-ci leur permettra d'identifier rapidement les zones propices à l'injection d'hydrogène à court terme.

Avec la fin des grands projets de fluidification du réseau, les adaptations et le maintien en condition opérationnel du réseau représentent et continueront dans les prochaines années de représenter la majeure partie des investissements de GRTgaz.

En outre, afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des consommateurs de la région Hauts-de-France, historiquement alimentés par du gaz B (bas pouvoir calorifique) issu du gisement de Groningue (Pays-Bas) dont la production est amenée à disparaître, GRTgaz mène un projet de conversion du réseau en gaz H (haut pouvoir calorifique) aux mêmes spécifications que le reste du réseau en France. La phase pilote s'est achevée avec succès à l'automne 2020 malgré la crise sanitaire avec la conversion du secteur de Dunkerque et de 80 000 clients raccordés au réseau de distribution et 7 clients raccordés directement au réseau de transport. La phase de déploiement de la conversion a été lancée en 2021 en une nouvelle série de modifications du réseau de transport permettant la conversion de 550 000 clients distribution et 54 clients raccordés au réseau de GRTgaz. GRTgaz adapte son réseau pour permettre la conversion progressive de ces clients tout en assurant la continuité d'acheminement pour tous. Ce projet aura pour conséquence sur l'offre de GRTgaz la disparition du service « pointe » de conversion de gaz H en gaz B et la disparition progressive de la capacité ferme d'entrée à Taisnières B.

Au-delà de la conversion, l'évolution récente de la réglementation (Arrêté Multifluide), l'attention croissante à porter à la cybersécurité, les déviations de réseau du fait des grands travaux (voies navigables, Grand Paris, ...) ou le vieillissement des équipements sont autant d'éléments qui génèrent un accroissement des adaptations du réseau ou de ses installations annexes. Néanmoins ces adaptations devraient rester contenues. Quelques stations de compression pourraient devoir être renouvelées dans la prochaine décennie ; ces opérations, comme cela s'est fait jusqu'à présent, seront analysées et dimensionnées à l'aune de leurs bénéfices pour l'ensemble des utilisateurs du réseau.

Enfin, GRTgaz porte une attention particulière à son empreinte carbone. Les efforts déployés ces dernières années lui ont notamment permis de diviser par 3 ses

émissions de méthane entre 2016 et 2020 principalement par une gestion opérationnelle adaptée. De façon plus générale GRTgaz investira dans les prochaines années près de 70 M€ par an pour la transition énergétique.

La durée de vie des infrastructures énergétiques invite à éclairer également des échéances plus lointaines que celles d'un plan décennal.

À long terme, de fortes incertitudes subsistent évidemment tant au niveau des consommations que des productions en termes de volumes, mais surtout de profils et de localisation, éléments qui conditionnent au premier ordre les besoins d'acheminement. Le réseau restera un outil indispensable à l'acheminement du gaz vers des usages difficilement adressables par l'électricité comme la mobilité lourde ou les usages industriels thermiques à haute température. Son aptitude à offrir de la flexibilité (par le stock en conduite ou l'accès aux stockages) et à délivrer de fortes puissances pourrait s'avérer également primordiale pour l'équilibre du système électrique en garantissant le chauffage des bâtiments en période de froid ou proposant des systèmes de production d'électricité ou d'effacement de consommations pilotables (CCGT, électrolyseurs...).

Par ailleurs, le réseau, amené à connecter massivement des productions décentralisées, devrait voir son rôle renforcé pour assurer la solidarité entre les territoires diversément pourvus de ressources gazières renouvelables, et continuer à garantir aux consommateurs un accès sécurisé à l'énergie la plus compétitive.

En outre au-delà de l'injection d'hydrogène en mélange dans le réseau, le transport de ce nouveau vecteur énergétique dans des réseaux dédiés pourrait s'avérer nécessaire pour relier des productions massives à des hubs de consommation éloignés de ces dernières. La Commission européenne a d'ailleurs souligné dans sa stratégie hydrogène, le rôle clé des infrastructures de transport par canalisation pour faire émerger un marché efficient de l'hydrogène-énergie en Europe. La baisse des consommations de gaz projetées dans certains exercices prospectifs pourrait amener, à terme, quelques parties du réseau à être moins sollicitées, permettant d'envisager une réutilisation des canalisations pour transporter de l'hydrogène, à un coût très inférieur à celui d'un réseau neuf. C'est pour mieux appréhender ces nouvelles perspectives de valorisation du réseau à terme que GRTgaz a pris part à l'initiative *European Hydrogen Backbone* et au projet *mosaHYc* (Moselle Sarre HYdrogène Conversion), premier démonstrateur en France de conversion de canalisations existantes de gaz naturel au transport de l'hydrogène pur.

Bilan prévisionnel pluriannuel et Plan décennal de développement : des exercices réglementaires

Le code de l'énergie en son article L141-10 mis à jour par l'ordonnance 2018-1165 prévoit que « les gestionnaires de réseaux de transport établissent tous les ans [...] un bilan prévisionnel pluriannuel, prenant en compte les évolutions de la consommation en fonction notamment des actions de sobriété, d'efficacité et de substitution d'usages, des capacités de transport, de distribution, de stockage, de regazéification, de production renouvelable, d'effacement et d'interruptibilité, ainsi que des échanges avec les réseaux gaziers étrangers. Le bilan prévisionnel pluriannuel couvre une période minimale de dix ans à compter de la date de sa publication. »

En outre et conformément à l'article 22 de la Directive 2009/73/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, transposé dans l'article L431-6 du code de l'énergie, GRTgaz élabore chaque année un plan décennal de développement de son réseau de transport de gaz en France et le soumet pour examen à la Commission de régulation de l'énergie.

Il a pour objet de :

- identifier les principales infrastructures de transport de gaz à construire ou renforcer dans les dix ans à venir ;

- répertorier les investissements décidés ou à réaliser dans un délai de 3 ans ;
- présenter un calendrier prévisionnel pour l'ensemble des investissements évoqués, en distinguant les projets décidés et non décidés.

Il est fondé sur l'offre et la demande de gaz existantes et sur des prévisions raisonnables de développement à moyen terme des infrastructures gazières, de la consommation et des échanges internationaux. Le plan intègre les obligations faites aux transporteurs d'établir le bilan prévisionnel pluriannuel cité supra prenant en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution, de stockage, de regazéification, de production renouvelable et des échanges avec les réseaux gaziers étrangers. Il tient compte également des besoins et des projets exprimés par les parties intéressées aux niveaux national, supranational et européen.

Compte tenu des incertitudes du marché et des projets dans un contexte énergétique en forte évolution, ce document n'engage pas la responsabilité de GRTgaz au-delà des obligations légales quant à la réalisation des développements envisagés.



Cadre législatif européen

- Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.
- Règlement 715/2009 du Parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport du gaz naturel.
- Règlement 994/2010 du Parlement européen et du conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.
- Règlement 347/2013 du Parlement européen et du conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.



Cadre législatif français

- Code de l'énergie, crée par ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011.
- Article L431-6, décrivant les missions des gestionnaires de réseau de transport relatives au plan décennal de développement de leur réseau.
- Article L141-10, décrivant l'établissement d'un bilan prévisionnel pluriannuel par les gestionnaires de réseaux de transport.

Des exercices coordonnés avec les documents produits par l'ENTSOG

Un plan de développement du réseau gazier européen est établi tous les 2 ans par l'ENTSOG¹, l'association des gestionnaires de réseaux de gaz européens, tel que prévu par le règlement CE/714/2009. L'ENTSOG s'appuie pour cela sur un large processus de concertation ouvert à toutes les parties prenantes (régulateurs, commission européenne, opérateurs d'infrastructures, fournisseurs, ONG, consommateurs, etc.). Le TYNDP² recense les projets d'infrastructures soumis par les promoteurs, et évalue leurs impacts sur le système gazier. Les projets souhaitant bénéficier du label « Projet d'intérêt commun » font de plus l'objet d'une analyse coûts/bénéfices, conforme à la méthodologie développée par l'ENTSOG et approuvée par la Commission européenne.

L'édition 2020 du TYNDP vient d'être publiée dans son intégralité. Elle s'appuie sur des scénarios d'offre et de demande de gaz coconstruits avec l'ENTSOE³, l'association des gestionnaires de réseaux électriques, et publiés dans le « *Final Scenario Report* » en juin 2020 par les deux associations. Ces scénarios ont été établis à partir des données issues du Plan décennal de développement du réseau de GRTgaz de 2018.

Les deux associations de transporteurs d'énergie ont combiné leurs efforts et leurs expertises pour construire en concertation avec les parties prenantes des scénarios communs et utilisé des outils de modélisation cohérents. Cette collaboration permet d'exprimer les synergies croissantes entre réseaux d'énergie amenés par la décarbonisation, tout en s'assurant par ailleurs de la cohérence du développement des réseaux gaziers et électriques.

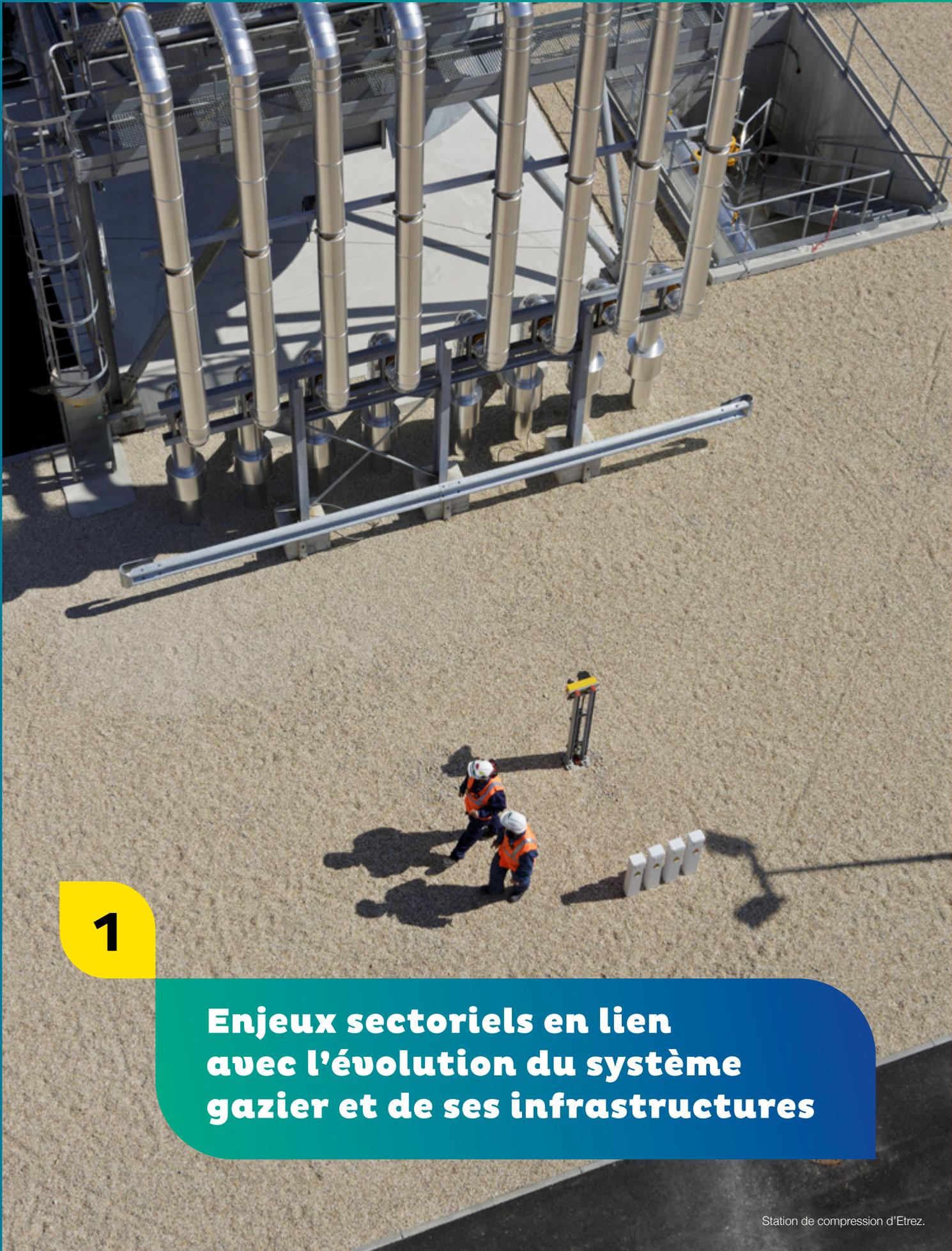
L'analyse du système gazier européen a été publiée en novembre 2020 et l'analyse coûts/bénéfices des projets de développement en janvier 2021. Les projets concernant le réseau de GRTgaz qui s'y trouvent sont issus du plan décennal de développement 2018.

Parallèlement, les travaux d'élaboration du TYNDP 2022 ont débuté et les scénarios pour la demande et la production de gaz seront alimentés par les données de la présente édition du plan décennal de développement du réseau de GRTgaz.

1 | *European Network of Transmission System Operators for Gas.*

2 | *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP).*

3 | *European Network of Transmission System Operators for Electricity.*



1

Enjeux sectoriels en lien avec l'évolution du système gazier et de ses infrastructures

1.1 | La transition énergétique au cœur des politiques française et européenne

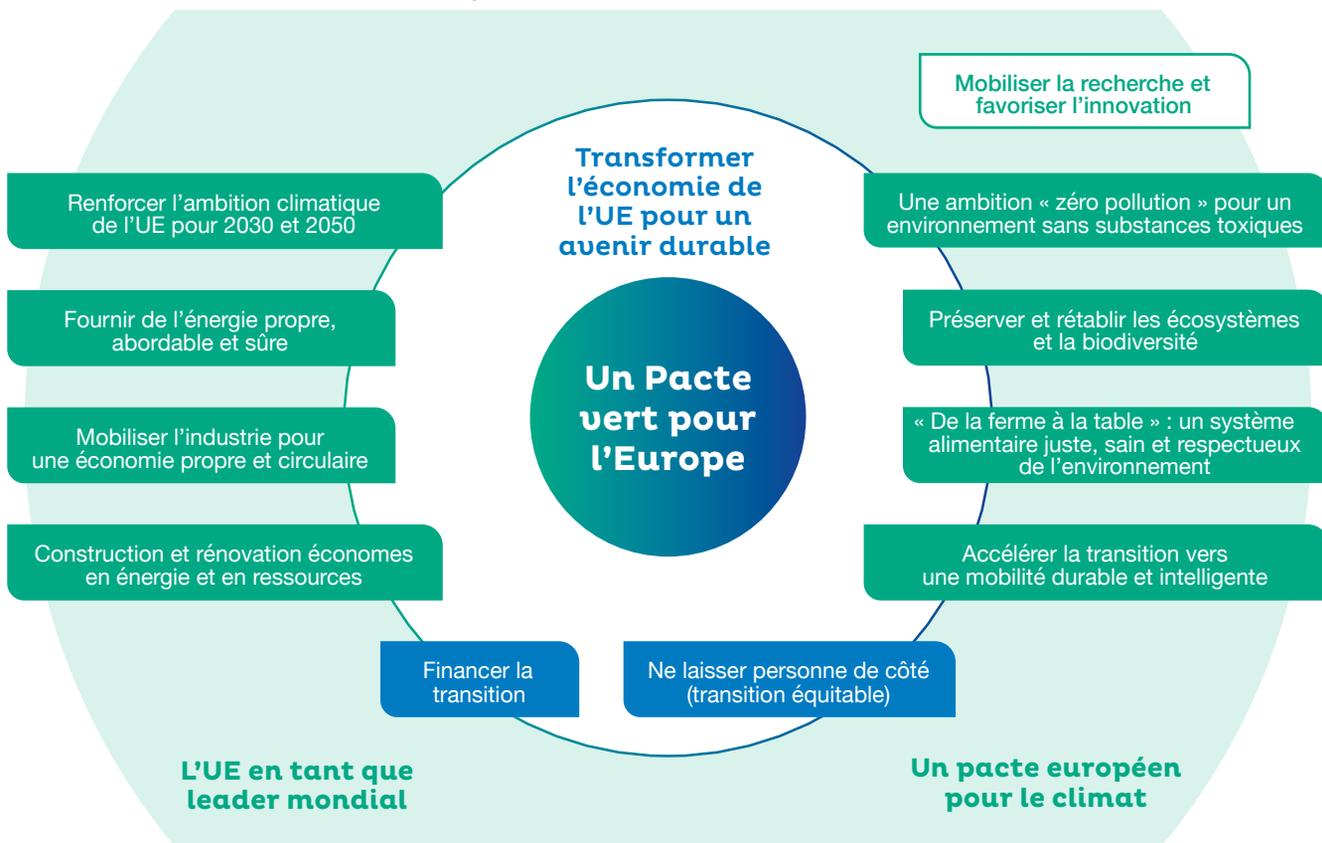
Le Green Deal européen

Le 11 décembre 2019, avant la crise sanitaire de la COVID-19, la Commission européenne a révélé sa communication sur le programme de travail pour mettre en œuvre son pacte vert, plus communément appelé Green Deal. Ce programme structure l'ensemble des politiques proposées et mises en place par la Commission Von der Leyen durant les 5 prochaines années. Le programme politique du nouveau collège des commissaires européens est basé sur une approche transsectorielle des politiques publiques. Chaque politique et stratégie sera analysée au travers du prisme du Green Deal ainsi que du principe de précaution « *do no harm principle* ».

Articulé autour de 10 piliers le Green Deal a pour ambition de réconcilier notre économie avec la planète. Certains d'entre eux pourraient impacter directement les activités liées au transport d'énergie.

Le pilier « **Ambitions climatiques** » traduit les objectifs politiques en tenant en son cœur la neutralité carbone, à horizon 2050, avec laquelle elles devront s'accorder. Certaines législations corrélées aux objectifs climatiques devront par conséquent être revues. La directive sur les énergies renouvelables fera par exemple partie des textes révisés et des précisions sur la terminologie

FIGURE 1 | Piliers du Green Deal européen



Source : Commission européenne

des gaz renouvelables seront apportées. Un mécanisme d'ajustement du prix carbone aux frontières devrait être mis en place au niveau européen afin de protéger l'industrie européenne sans accord entre états sur les mécanismes du prix carbone à l'échelle mondiale. Enfin, le programme prévoit également la révision de la Directive sur la taxation de l'énergie. L'ambition de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) se traduit en plusieurs objectifs visant à augmenter la part des renouvelables dans le mix énergétique européen. Les rôles de la bioénergie, de l'hydrogène et de l'électrification dans la transition énergétique sont reconnus et la Commission insiste sur l'importance de la planification des infrastructures et la nécessité de réduire les émissions du secteur énergétique, en particulier les émissions de méthane dont une stratégie a été publiée en octobre 2020.

Le pilier « **Énergie propre, abordable et sûre** » est composé d'une part d'une stratégie pour l'intégration sectorielle ou *Energy System Integration* publiée le 8 juillet 2020 et d'autre part de la révision du règlement TEN E⁴ avec son alignement sur l'objectif de neutralité carbone. La Commission considère que l'intégration sectorielle des renouvelables et d'autres solutions durables contribuera à réaliser la décarbonation au plus faible coût en favorisant le développement de technologies et d'infrastructures innovantes telles que les *smart grids*, les réseaux hydrogène ou les technologies de capture du CO₂.

La Commission se saisit fortement des enjeux sur le gaz, notamment afin de développer un cadre réglementaire adapté aux gaz renouvelables et bas carbone. Les infrastructures gazières sont perçues comme un support important pour réaliser la transition énergétique et garantir une énergie abordable et sûre avec le développement des gaz renouvelables, comme le biométhane, qui sont identifiés pour leur capacité à développer un système énergétique circulaire, à offrir une voie supplémentaire de valorisation des déchets et une solution de décarbonation des secteurs comme l'agriculture.

Le déploiement de l'hydrogène en Europe, via des vallées de l'hydrogène et une dorsale européenne, est devenu une priorité au niveau européen afin de verdir le réseau gazier et les secteurs difficilement décarbonables atteints de l'industrie et du transport.

4 | *Trans-European Networks for Energy.*



Électrolyseur PEM (Proton Exchange Membrane).

Ce pilier repose en grande partie sur la capacité du secteur gazier à proposer des solutions innovante et place les gestionnaires de réseau au cœur des débats européens et des enjeux réglementaires pour la transition énergétique.

Le pilier « **Mobilisation industrielle pour une économie circulaire et propre** » porte en son cœur une stratégie industrielle européenne dont l'objectif est de moderniser l'économie en développant notamment des marchés et produits circulaires. Il a pour ambition de se concentrer principalement sur les industries très consommatrices en énergie. En outre ce pilier sera complété par une proposition pour soutenir le développement de procédés industriels zéro-carbone, une stratégie sur les batteries et l'économie circulaire et des réformes législatives pour la gestion des déchets.

Le pilier « **Mobilité durable et intelligente** » vise à augmenter la part d'énergie renouvelable dans les transports et à réduire drastiquement les émissions de GES de ce secteur parmi les plus émetteur actuellement. L'UE devrait donner une impulsion à la production et au déploiement de carburants de substitutions durables.

Le pilier « **Intégration de la durabilité dans les politiques européennes** » comporte un plan d'investissements durables ainsi que l'intégration d'un mécanisme pour une transition juste. Par ailleurs, les règles pour les aides d'État environnement et énergie seront revues pour refléter les nouvelles ambitions en matière de climat, faciliter l'abandon des énergies fossiles et adresser l'enjeu des barrières à l'entrée sur le marché pour les produits les plus propres.

Focus sur la stratégie hydrogène européenne

Alors qu'il est utilisé quasi exclusivement aujourd'hui comme une matière première, l'hydrogène pourrait devenir dans les prochaines décennies un vecteur énergétique majeur des économies neutres en carbone. Il pourrait contribuer massivement à la décarbonation des usages dans l'industrie et dans la mobilité (terrestre, fluviale, ferrée – diesel) aujourd'hui fortement émettrice de gaz à effet de serre. Avec la perspective du développement d'une production d'électricité renouvelable intermittente et aléatoire, la production d'hydrogène à partir d'électricité et d'eau par électrolyse pourrait être un moyen de stocker des surplus d'électricité et contribuer à l'optimisation globale du système énergétique gaz-électricité-chaueur.

Dans son rapport « *The Future of Hydrogen* », publié en juin 2019, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) formule un ensemble de préconisations pour développer l'hydrogène décarboné, parmi lesquelles celle d'utiliser les infrastructures gazières existantes pour y introduire de l'hydrogène en mélange, dynamiser la demande et ainsi gagner des effets d'échelle.

En Europe, la Commission et de nombreux États membres soutiennent le développement de cette filière de production d'énergie décarbonée avec la parution le 8 juillet 2020 de la stratégie hydrogène européenne⁵ mais également de nombreuses stratégies nationales. Ces stratégies sont des piliers importants du Green Deal et des multiples plans de relance liés à la crise sanitaire.

Les scénarios européens construits pour le TYNDP 2020 confirment également que l'établissement d'un système

énergétique décarboné à l'horizon 2050 nécessitera une part significative d'hydrogène dans le mix énergétique.

La Commission perçoit le développement de l'hydrogène comme un enjeu géopolitique. Elle insiste particulièrement sur l'importance de renforcer le leadership de l'Europe dans ce secteur au regard de la balance commerciale, de l'indépendance énergétique et de la sécurité d'approvisionnement.

La Commission se concentre en priorité sur le développement de l'hydrogène renouvelable. À ce titre, elle estime qu'un prix du carbone entre 55 et 90 €/tCO₂ sera nécessaire pour rendre compétitif l'hydrogène bas carbone avec l'hydrogène fossile et que l'hydrogène propre pourrait répondre à 24 % de la demande mondiale en énergie d'ici 2050. La part d'hydrogène dans le mix énergétique européen en 2050 est estimée à un peu moins de 15 % contre moins de 2 % aujourd'hui. Les perspectives d'investissements dans l'hydrogène renouvelable en Europe seraient de l'ordre de 180 à 470 milliards d'euros d'ici 2050. Les investissements dans le transport, la distribution, le stockage et les stations d'avitaillement de l'hydrogène sont estimés à 65 milliards d'euros.

L'alliance européenne pour un hydrogène propre (*Clean Hydrogen Alliance*), lancée le 8 juillet 2020 par l'Union européenne dans le cadre du déploiement de la nouvelle stratégie industrielle pour l'Europe, aura pour rôle de faciliter le déploiement de cette stratégie, notamment par l'identification de projets stratégiques à financer. Le financement reposera, entre autres, sur des outils européens préexistants tels que InvestEU ou encore les IPCEI⁶, les fonds de l'innovation et les fonds de cohésion. Le plan de relance évoqué infra contribuera également au financement de la filière.

Développement de l'offre et de la demande d'hydrogène

Pour favoriser le développement de ce nouveau vecteur énergétique, la Commission européenne préconise plusieurs dispositifs dédiés à la production aussi bien qu'à la consommation. Elle envisage par exemple au travers de la révision de l'ETS et de la directive RED II, la mise en place de quotas de CO₂ pour augmenter la demande dans les secteurs de la mobilité lourde, le transport maritime et l'aviation.

5 | « *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe* » : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

6 | *Important projects of Common European Interest*.

La commission identifie trois phases de développement du marché :

- 2020-2024 : objectif de production de 1 million de tonnes d'hydrogène renouvelable en 2024 avec 6 GW d'électrolyseurs installés avec comme cible la décarbonation des utilisateurs actuels d'hydrogène, notamment l'industrie, et le secteur des transports ; adaptation des sites de production à l'hydrogène avec des systèmes de capture et de stockage de CO₂ (CCS⁷) ; développement de la fabrication d'électrolyseurs. Le besoin en infrastructures est considéré comme limité du fait du caractère local de la production et de la demande ;
- 2025-2030 : objectif de production de 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable d'ici 2030 avec 40 GW d'électrolyseurs installés ; élargissement de la demande à d'autres secteurs comme le transport maritime ; développement du rôle de l'hydrogène pour la flexibilité du réseau électrique, développement des « *Hydrogen Valleys* ». Le besoin d'une infrastructure européenne devient plus important dans cette phase. Dans cette section, la conversion des sites de production d'hydrogène fossile à la production d'hydrogène bas carbone continue d'être encouragée ;
- après 2030 : les technologies pour l'hydrogène renouvelable atteignent une maturité suffisante et sont déployées à grande échelle pour tous les secteurs difficiles à décarboner. Le rôle du biogaz pour remplacer le gaz naturel utilisé dans les installations de production d'hydrogène avec CCS est mentionné.

Rôle des infrastructures

La Commission souhaite mettre en œuvre un marché des commodités pour l'hydrogène et positionne les réseaux au centre de son développement. Elle propose la révision du règlement du réseau transeuropéen de transport d'énergie (TEN-E) pour intégrer l'hydrogène au déploiement des infrastructures de transport d'énergie en ciblant comme support les plans décennaux de développement des réseaux européens d'énergie (TYNDP). Afin de soutenir la demande dans la mobilité, les révisions de la directive sur les infrastructures pour les carburants alternatifs et la révision du règlement du réseau transeuropéen de transport (TEN-T) compléteront le cadre réglementaire.

La Commission reconnaît le besoin de réviser les règles du marché du gaz pour permettre aux opérateurs de

financer et opérer des pipelines d'hydrogène et considère le principe de non-discrimination pour l'accès aux infrastructures comme indispensable.

La stratégie de l'Union européenne pour l'intégration du système énergétique

Dans le cadre du programme de travail annuel puis du Green Deal, la Commission européenne a présenté une stratégie pour un système énergétique intégré pour une Europe climatiquement neutre, et qui a pour objectifs de proposer une série de mesures et des orientations stratégiques pour décarboner le système énergétique en renforçant l'intégration sectorielle.

L'intégration sectorielle est définie comme la planification et l'opération coordonnées du système énergétique dans son ensemble (vecteurs énergétiques, infrastructures et consommation). Le rôle des infrastructures énergétiques est mis en évidence, notamment en lien avec la digitalisation, et la sécurité d'approvisionnement qui doit désormais répondre aussi aux ambitions climatiques.

La Commission identifie plusieurs bénéfices majeurs au renforcement de l'intégration sectorielle : réduction des émissions de gaz à effet de serre, augmentation de l'efficacité énergétique, renforcement de la compétitivité de l'économie européenne, renforcement de la flexibilité du réseau en particulier *via* le stockage de l'énergie, et renforcement de la sécurité d'approvisionnement et de la résilience.



Calorifugeage des canalisations sur la zone du poste de mélange de Jupiter 1000.

7 | Carbon Capture and Storage (CCS).

Cette stratégie est structurée par 6 piliers :

- **un système énergétique circulaire:** le principe « *energy efficiency first* » reste une priorité, y compris pour la planification des infrastructures. Ce principe passe par la réutilisation des ressources, l'utilisation de vecteurs énergétiques plus efficaces, l'emploi des sources d'énergies locales et l'application de solutions de flexibilité au niveau de la demande pour faciliter la gestion du réseau ;
- **l'importance de l'électrification:** la Commission projette une part d'énergie renouvelable dans le mix électrique d'environ 84 % d'ici 2050. Néanmoins plusieurs barrières à leur développement sont identifiées (manque d'infrastructures énergétiques, d'acceptation publique, et de développement des chaînes de valeur, barrières administratives, coût des technologies peu matures...). La production d'énergies renouvelables off-shore fait l'objet d'une attention particulière, notamment en lien avec la production d'hydrogène et la réutilisation des infrastructures gazières existantes ;
- **la reconnaissance du rôle des gaz renouvelables:** les gaz renouvelables, notamment l'H₂ et le biométhane, endosseront un rôle important en particulier dans des secteurs spécifiques comme certains procédés industriels, l'aviation et le transport maritime. Il est prévu notamment qu'une terminologie pour les gaz renouvelables et décarbonés soit établie, ainsi qu'un système de certification. En outre le rôle de l'hydrogène est particulièrement mis en avant pour l'intégration d'énergies renouvelables dans le réseau et les usages finaux possibles (transports, processus industriels, stockage). Enfin les technologies de capture et stockage du carbone ainsi que la possibilité de produire des gaz de synthèses à partir de CO₂ et d'hydrogène renouvelable (CCU) font partie intégrante de la réflexion de la Commission européenne sur les gaz renouvelables. La directive RED II et le système ETS devraient donc être révisés en ce sens pour prendre en compte la captation de carbone, qui combinée à des gaz issus de sources biogéniques (biométhane + CCS) ou directement de l'atmosphère (l'H₂ renouvelable + méthanation + CCS) peuvent même compenser des émissions résiduelles d'autres secteurs ;
- **un marché de l'énergie pour la décarbonation:** la création d'un marché pour les gaz renouvelables et bas carbone est envisagée. La stratégie européenne propose de réviser la directive sur la taxation de l'énergie et de revoir le cadre législatif pour le gaz afin d'inclure les gaz renouvelables. La part de gaz naturel dans

les combustibles gazeux devra être réduite à 20 % et les 80 % restant devront être d'origine renouvelable d'ici 2050. L'interopérabilité des systèmes gaziers devra donc être renforcée ;

- **le rôle des infrastructures énergétiques:** l'utilisation des infrastructures existantes est primordiale rendant nécessaire une meilleure coordination et une approche holistique des plans de développement, en particulier entre l'électricité et le gaz. C'est pourquoi la Commission européenne souhaite privilégier davantage les solutions de flexibilité au niveau de la demande par rapport au développement de nouvelles infrastructures. La conversion du réseau d'infrastructures gazières est identifiée comme une solution efficace en termes de coût, notamment pour développer l'infrastructure hydrogène, le *blending* (mélange de l'hydrogène au méthane dans le réseau) étant considéré comme une phase de transition. Les infrastructures dédiées au CO₂ feront également partie intégrante de la réflexion holistique des systèmes énergétiques de demain ;
- **la digitalisation du système énergétique:** la cybersécurité et les services digitaux seront au cœur du cadre de l'intégration sectorielle, leur rôle étant primordial dans la transition énergétique.

La transition énergétique en France: les principaux textes législatifs et réglementaires en lien avec le transport de gaz

La loi de transition écologique pour la croissance verte

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) publiée au Journal Officiel du 18 août 2015, ainsi que les plans d'action qui l'accompagnent visent à permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et à la préservation de l'environnement, ainsi que de renforcer son indépendance énergétique tout en offrant à ses entreprises et ses citoyens l'accès à l'énergie à un coût compétitif.

L'objectif de la loi est de donner un cadre à l'action conjointe des citoyens, des entreprises, des territoires et de l'État, en fixant des objectifs à moyen et long termes :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4).

- La trajectoire est précisée dans les budgets carbone ;
- réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012 en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;
 - réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012 en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune ;
 - porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030 (10 % de la consommation de gaz à 2030) ;
 - porter la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 ;
 - atteindre un niveau de performance énergétique conforme aux normes « bâtiment basse consommation » pour l'ensemble du parc de logements à 2050 ;
 - affirmer un droit à l'accès de tous à l'énergie sans coût excessif au regard des ressources des ménages ;

- réduire de 50 % la quantité de déchets mis en décharge à l'horizon 2025 et découpler progressivement la croissance économique et la consommation matières premières.

Cette loi prévoit notamment l'élaboration d'une stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et d'une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

La stratégie nationale bas-carbone

Introduite par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), la stratégie nationale bas-carbone (SNBC), adoptée pour la première fois en 2015, révisée en 2018-2019 et dont la nouvelle version a été adoptée par décret le 21 avril 2020, est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique. Elle donne des orientations pour mettre en œuvre, dans tous les secteurs d'activité, la transition vers une économie bas-carbone, circulaire et durable.

FIGURE 2 | Évolution des émissions et des puits de GES sur le territoire français entre 1990 et 2050 (en MtCO₂eq)

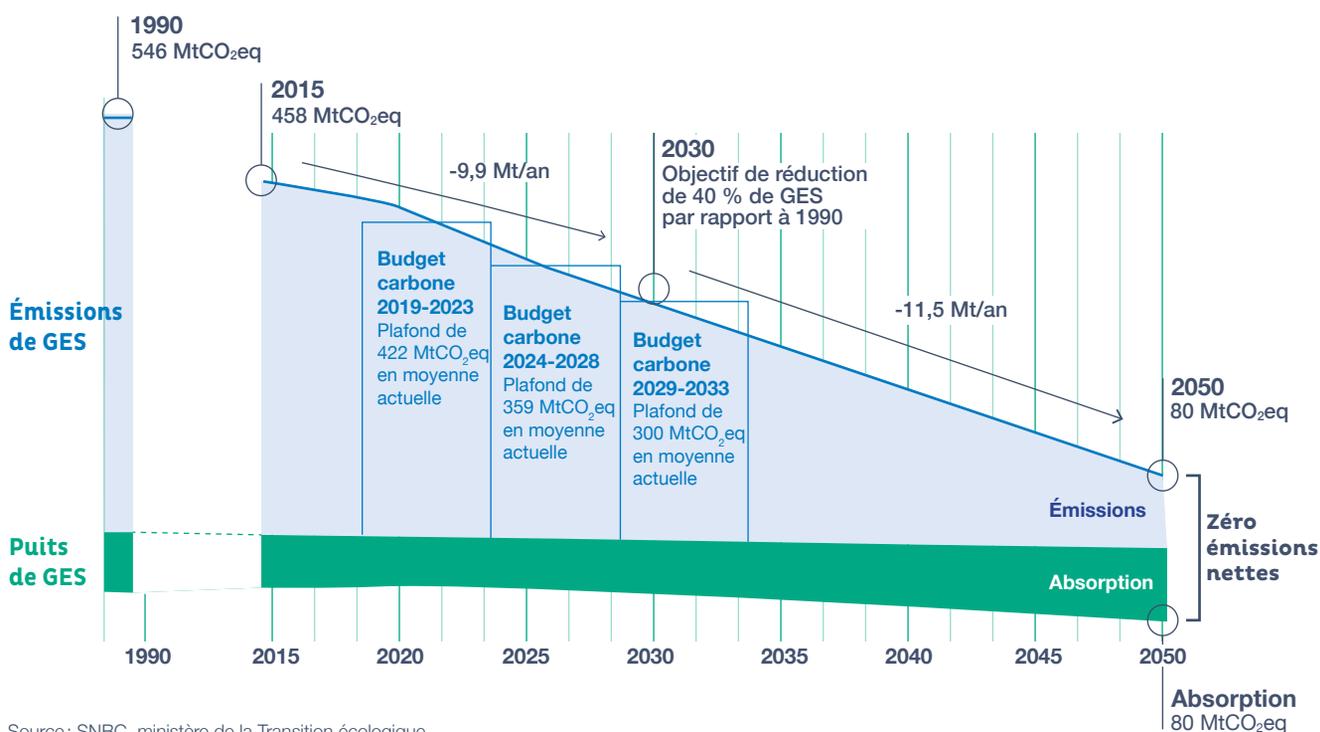
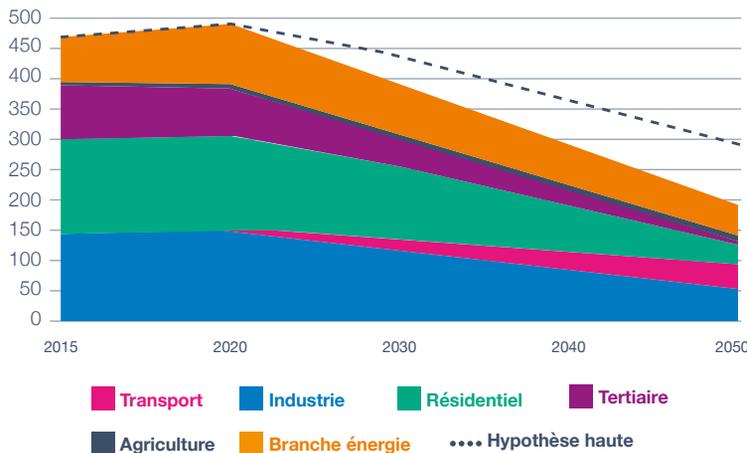


FIGURE 3 | Consommation nationale de gaz y compris hydrogène (TWh PCS)



Source : SNBC

Elle définit une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à 2050 et fixe des objectifs à court-moyen termes : les budgets carbone. **Elle a deux ambitions : atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 (révision 2018-2019) et réduire l'empreinte carbone de la consommation des Français.**

La SNBC s'appuie sur un scénario de référence élaboré au cours d'un exercice de modélisation commun à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Ce scénario de référence met en évidence la nécessité de mesures de politiques publiques, en supplément de celles existant aujourd'hui, qui permettraient à la France de respecter ses objectifs climatiques et énergétiques à court, moyen et long terme.

À l'horizon 2050, la France atteindrait ainsi un niveau d'émission que l'on pourra considérer comme incompressible, en particulier dans les secteurs non énergétiques (environ 80 MtCO₂eq), qui sera compensé par des puits de carbone.

À partir de cette trajectoire cible, la SNBC définit pour le territoire français des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (les budgets carbone) pour les quinze prochaines années et déclinés par secteurs d'activité et par gaz à effet de serre.

La stratégie nationale bas-carbone formule des orientations de politiques publiques concernant :

- la gouvernance de la mise en œuvre de la stratégie aux échelles nationale et territoriale ;
- des sujets transversaux tels que l'économie, la recherche, l'éducation ou encore l'emploi ;
- chaque secteur d'activité : transports, bâtiments, agriculture, forêt-bois, industrie, production d'énergie, déchets.

À ce titre, le gaz jouera un rôle important dans la majorité de ces secteurs pour atteindre ces objectifs au travers de ses infrastructures et de son verdissement.

La programmation pluriannuelle de l'énergie

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de métropole continentale exprime les orientations et priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental, afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique définis aux articles L100-1, L100-2 et L100-4 du code de l'énergie.

Elle est encadrée par les dispositions des articles L141-1 à L141-6 du code de l'énergie, modifiés par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. La PPE doit être compatible avec la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) évoquée supra. Plus largement, dans ses objectifs et actions opérationnelles, la PPE doit tracer les orientations et moyens pour atteindre les budgets carbone et prendre en compte les orientations définies dans la SNBC.

La PPE comprend les volets suivants :

- **la sécurité d'approvisionnement.** Ce volet définit les critères de sûreté du système énergétique, notamment le critère de défaillance du système électrique ;
- **l'amélioration de l'efficacité énergétique et la baisse de la consommation d'énergie primaire,** en particulier fossile ;
- **le développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération.** La PPE définit en particulier les objectifs de développement des énergies renouvelables pour les différentes filières, pour l'atteinte desquels le ministre chargé de l'Énergie peut engager des appels d'offres ;



- le développement équilibré des réseaux, du stockage, de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie pour favoriser notamment la production locale d'énergie, le développement des réseaux intelligents et l'autoproduction ;
- la stratégie de développement de la mobilité propre ;
- la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie, en particulier pour les entreprises exposées à la concurrence internationale. Ce volet présente les politiques permettant de réduire le coût de l'énergie ;
- l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins.

Publiée en avril 2020, la nouvelle version de la PPE définit de nouveaux objectifs pour les périodes 2019 – 2023 et 2024 – 2028 dont notamment :

- une baisse de 7,6 % en 2023 de la consommation finale d'énergie et de 16,5 % en 2028 par rapport à 2012 ;

- une baisse de 20 % de la consommation primaire d'énergies fossiles en 2023 et de 25 % en 2028 par rapport à 2012 ;
- une réduction de 14 % en 2023 des émissions de gaz à effet de serre issues de la combustion d'énergie et de 30 % en 2028 par rapport à 2016 ;
- une production de biogaz à hauteur de 24 et 32 TWh en 2028 sous l'hypothèse d'une baisse des coûts (4 à 6 fois la production de 2017) ;

Les objectifs 2023 peuvent se traduire, entre autres, par le remplacement de 10 000 chauffages charbon et 1 million de chaudières fioul par des moyens de production de chaleur renouvelable, des pompes à chaleur ou des chaudières au gaz à très haute performance énergétique. C'est aussi 20 000 camions au gaz en circulation, l'arrêt de la production d'électricité à partir de charbon et l'arrêt de deux réacteurs nucléaires (Fessenheim).

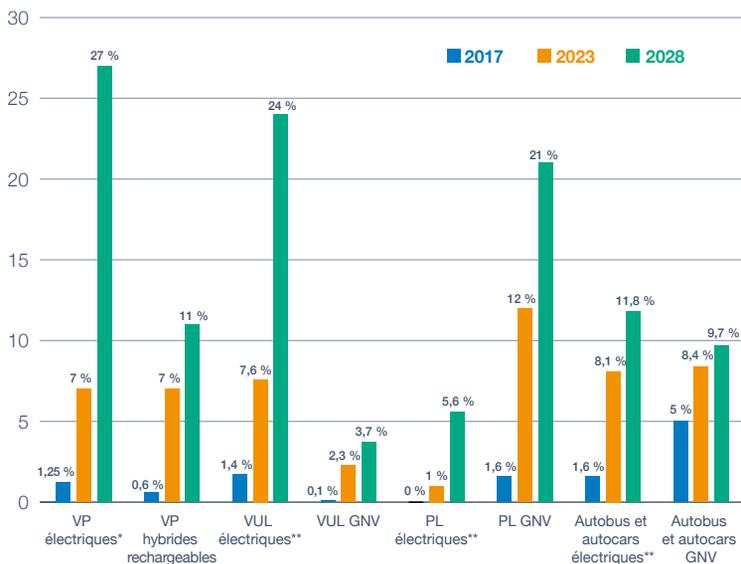
Plus spécifiquement pour le gaz, les mesures de maîtrise de la demande en énergie devraient porter la consommation de gaz à 470 TWh à l'horizon 2023 et à 420 TWh

en 2028 (contre 470 TWh en 2018). Le gaz naturel n'en reste pas moins une énergie fossile et devra être remplacé à terme par du biogaz ou des nouveaux gaz de synthèse produits avec des énergies décarbonées : l'hydrogène ou le *power to gas*. Les objectifs de la PPE s'inscrivent dans la perspective que le Biogaz atteigne 7 % de la consommation de gaz en 2030 si les baisses des coûts visées dans la trajectoire de référence sont bien réalisées et jusqu'à 10 % en cas de baisse de coûts supérieure.

2016	2023	2028
5,4 TWh PCS dont 0,4 TWh injecté	14 TWh PCS dont 6 TWh injectés	24 à 32 TWh PCS dont 14 à 22 TWh injectés

Le GNV (gaz naturel véhicule) est considéré comme une solution alternative aux carburants d'origine fossile qui permet de limiter les rejets de polluants atmosphériques. En outre, il peut, *via* le BioGNV, devenir un carburant totalement décarboné. Ce nouvel usage se développe pour les véhicules lourds et il est appelé à croître.

FIGURE 4 | Évolution des parts de marché au sein des immatriculations (véhicules neufs)



Source: PPE

À ce titre, la PPE affiche sur les segments respectifs des poids lourds, des autobus/autocars et des véhicules utilitaires légers (VUL) des perspectives de parts de marché véhicules neufs de 21 %, 9,7 % et 3,7 %, représentant des parcs au GNV de 54 000, 7 500 et 110 000 véhicules.

En outre, cela nécessite un déploiement coordonné d'un réseau de stations d'avitaillement. À fin 2020, la France comptait 136 stations publiques ouvertes aux poids lourds. La PPE affiche un objectif de 140 à 360 stations en 2023 et de 330 à 840 stations en 2028. La fourchette basse pour 2028 se répartit de la manière suivante : 83 stations GNC et 41 stations GNL sur le réseau autoroutier, et 202 stations GNC en zone urbaine.

Loi Énergie-Climat

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 vise à répondre à l'urgence écologique et climatique. Elle inscrit cette urgence dans le code de l'énergie ainsi que l'objectif d'une neutralité carbone en 2050, en divisant les émissions de gaz à effet de serre par six au moins d'ici cette date.

Le texte fixe le cadre, les ambitions et la cible de la politique climatique nationale. Il porte sur quatre axes principaux.

Parmi les objectifs et les mesures de la loi figurent :

- la réduction de 40 % de la consommation d'énergies fossiles – par rapport à 2012 – d'ici 2030 (contre 30 % précédemment) il est mis fin en priorité à l'usage des énergies fossiles les plus émettrices de gaz à effet de serre ;
- l'arrêt de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2022 (arrêt des 4 dernières centrales à charbon, accompagnement des salariés des électriciens et de leurs sous-traitants) ;
- le soutien à la filière hydrogène.

En 2018, l'intérêt de l'hydrogène renouvelable comme contributeur de la transition énergétique avait déjà été souligné par les pouvoirs publics français, avec le lancement d'un plan de développement de l'hydrogène, dit Plan Hulot. La loi Énergie-Climat confirme les orientations de 2018 en prévoyant ainsi d'atteindre à l'horizon 2030 une consommation d'hydrogène en France dont 20 à 40 % serait d'origine bas carbone ou renouvelable.

Le Gouvernement a publié le 17 février 2021 une ordonnance pour mettre en place deux systèmes de traçabilité de l'hydrogène renouvelable et bas carbone couplés à un mécanisme de soutien des filières de production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone à partir d'électrolyse de l'eau.

La loi Énergie-Climat modifie également l'article L111-97 du code de l'énergie et donne un droit d'accès aux ouvrages de gaz naturel aux producteurs d'hydrogène bas carbone, comme c'était déjà le cas pour les producteurs de biogaz, sous réserve de préserver le bon fonctionnement et le niveau de sécurité des infrastructures de gaz naturel. À l'échelle régionale, de nombreux projets territoriaux de production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone sont en train d'émerger, dont certains envisagent une injection de tout ou partie de leur production dans les réseaux de gaz naturel et sollicitent GRTgaz pour des études de raccordement au réseau de transport.

Le deuxième volet de la loi porte sur les passoires thermiques⁸, avec l'objectif de les rénover toutes d'ici dix ans.

Enfin, la loi prévoit de réduire la dépendance au nucléaire avec l'arrêt des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim à l'été 2020.

Plans de relance

Le plan de relance européen

Afin de contribuer à réparer les dommages économiques et sociaux provoqués par la pandémie de COVID-19 ainsi que de protéger et créer des emplois, la Commission européenne a mis en place un plan de relance de 750 milliards d'euros, baptisé « *Next Generation EU* ». Il prévoit de nouveaux mécanismes de soutien tout en s'appuyant essentiellement sur des fonds existants. L'enjeu majeur de ce plan est son adéquation avec les principes et projets du Green Deal afin de positionner les questions climatique et environnementale au centre de la relance en tant que levier de croissance pour l'Europe.

Au moins 25 % des dépenses dédiées à l'action pour le climat sont associées à des objectifs climatiques. La

FIGURE 5 | Répartition des montants du plan de relance européen



Source : Commission européenne

Commission met en place un soutien aux États membres sous forme de conditionnalité verte pour se remettre de la crise. Cette conditionnalité repose d'une part sur le principe du « *do no harm* », visant à ne pas nuire à l'environnement, et d'autre part sur une compatibilité entre les plans de réformes nationaux, les plans nationaux énergie-climat et les plans de transition juste.

Le plan de relance français

Pour les mêmes raisons, le gouvernement français a proposé un plan de relance afin de redresser rapidement et durablement l'économie française. 100 milliards d'euros sont prévus, autour de 3 volets :

- l'écologie (30 milliards d'euros) ;
- la compétitivité et l'innovation (35 milliards d'euros) ;
- et la cohésion sociale et territoriale (35 milliards d'euros).

⁸ | Les passoires thermiques sont les logements dont la consommation énergétique relève des classes F et G. Ces logements sont responsables de 20 % des émissions de gaz à effet de serre de la France.

Plus spécifiquement sur le volet écologie, un objectif : décarboner l'économie *via* la rénovation énergétique des bâtiments, les transports, la transition agricole et l'énergie. Le gouvernement souhaite notamment investir dans les secteurs et technologies propres et soutenir les entreprises dans leur recherche de solutions moins polluantes. Dans ce cadre, le développement de l'hydrogène bénéficie d'une stratégie nationale spécifique.

Stratégie hydrogène française issue du plan de relance français

La crise sanitaire de 2020 a été déclencheur d'un plan de relance de l'économie dans lequel la stratégie hydrogène française a trouvé une place significative à l'image d'un « monde d'après ». Présentée le 8 septembre 2020 cette stratégie, construite en concertation par les ministères de la Transition écologique, de l'Économie, des Finances et de la Relance, de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation et par le Secrétariat général pour l'investissement, est un plan ambitieux de 7,2 milliards d'euros sur 10 ans pour répondre à 4 enjeux majeurs environnementaux, économiques, d'indépendance énergétique et technologique et en définissant 3 axes prioritaires.

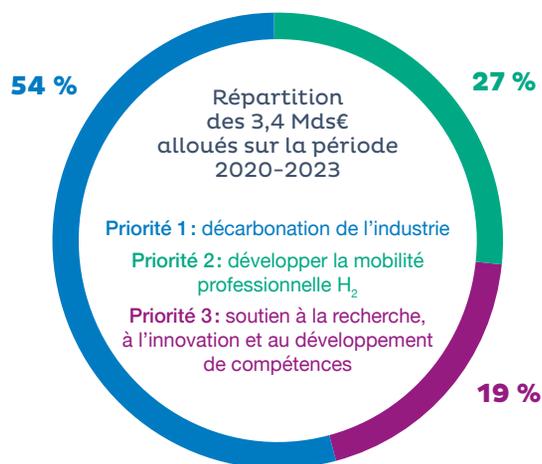
Le premier axe est centré sur la décarbonation de l'industrie en faisant émerger une filière française de l'électrolyse en fixant une cible de 6,5 GW d'électrolyseurs installés d'ici à 2030, soit environ 16 % de la cible européenne de 40 GW évoquée supra dans la stratégie hydrogène européenne.

Le second axe adresse le développement d'une mobilité lourde à l'hydrogène décarboné visant les véhicules de forte puissance motrice et longues autonomies dont notamment les flottes captives, les véhicules utilitaires et les poids lourds. La mobilité maritime est évoquée mais aucun objectif n'est affiché, tandis que l'aérien semble être considéré comme un pari de long terme.

Le dernier axe se destine au soutien de la recherche et de l'innovation dont l'enjeu réside dans les nouveaux usages de l'hydrogène ainsi que les infrastructures de transport.

L'État est prêt à débloquer ces moyens importants rapidement, dont 3,4 milliards d'euros sont déjà prévus pour la période 2020-2023, au travers de du programme d'investissements d'avenir (PIA — fonds ecotechnologies et fonds Société des projets industriels), de l'ADEME (fonds ADEME investissement) et de la BPI (fonds Deeptech). Il instaure un Comité national de pilotage sous la présidence du ministre de l'Économie, des Finances et de la Relance. Aussi, l'État a appelé les industriels à réaliser des projets d'envergure et deux appels à projets ont été lancés le 14 octobre 2020 sur les deux thèmes « Hubs territoriaux hydrogène » et « Briques technologiques et démonstrateurs » dont il est déjà prévu 275 et 350 M€ respectivement.

FIGURE 6 | Répartition des dotations par axes prioritaires



Source : Stratégie hydrogène française

1.2 | Le gaz, une énergie apte à répondre à certains de ces enjeux

Le gaz naturel peut avantageusement se substituer aux autres énergies fossiles

Quand bien même le gaz naturel émet du CO₂ lors de sa combustion, il en émet moins que d'autres sources d'énergie fossile telles que les fuels, essences ou charbon et son utilisation en substitution d'autres énergies plus carbonées peut déjà contribuer significativement à la réduction des émissions de GES de notre économie.

C'est pourquoi les objectifs de réduction de consommation énergétique primaire des énergies fossiles de la politique énergétique française sont modulés par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune.

Transports

Le secteur des transports en France affiche un mix énergétique avec 90 % de produits pétroliers en 2019.

Avec 137 MtCO₂ eq par an, il reste, et ce depuis 1998, le secteur qui émet le plus de gaz à effet de serre en France. En 2018, il représentait 31 % des émissions nationales de GES en France et 25 % dans le monde. Alors que tous les autres secteurs ont réduit leurs niveaux d'émissions depuis 1993, les GES dus aux transports ont progressé de 5,6 % (+ 0,2 % en moyenne annuelle). Le transport routier représente à lui seul 94 % des émissions du secteur en France.

TABLEAU 1 | Facteurs d'émissions de CO₂ des principaux combustibles fossiles

Lignite (charbon pauvre en énergie)	4,2 t CO ₂ /tep
Gazole/diesel ou pétrole brut	3,1 t CO ₂ /tep
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	2,6 t CO ₂ /tep
Charbon (à coke, sous-bitumeux ou autres bitumeux)	4 t CO ₂ /tep
Essence	2,9 t CO ₂ /tep
Gaz naturel (méthane)	2,3 t CO ₂ /tep

Source: Chiffres clés du climat France, Europe et Monde, édition 2021 – MTE

FIGURE 7 | Évolution du mix énergétique du secteur des transports en France depuis 1982

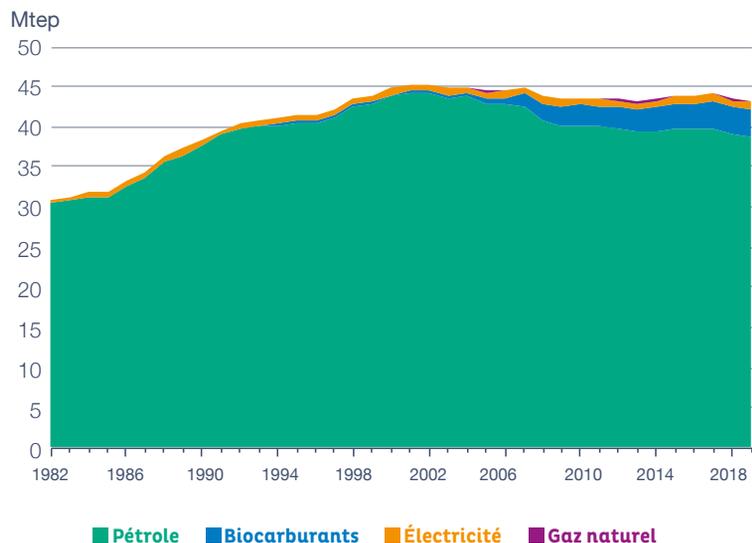
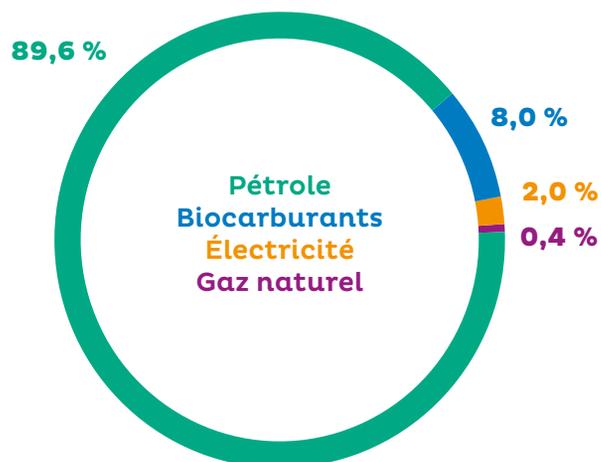


FIGURE 8 | Mix énergétique du secteur des transports en France en 2019



Source: Bilan énergétique de la France en 2019, ministère de la Transition écologique

Le cadre réglementaire du secteur du transport routier devient de plus en plus contraignant avec les normes européennes dites « Euro » et CAFE (*Corporate Average Fuel Economy*). Elles portent notamment sur les taux d'émissions de CO₂ à l'usage des véhicules qui dépendent principalement du carburant utilisé.

Le gaz naturel représente à court terme un carburant alternatif pertinent pour décarboner en se substituant aux produits pétroliers pour le secteur de la mobilité, en particulier de la mobilité lourde ou flottes professionnelles. Aisément disponible, de technologie maîtrisée et bénéficiant des infrastructures de distribution déjà présentes ou facilement déployables, il permet en outre de remplir les critères d'émissions de polluants atmosphériques tels que les NOx, SOx et particules fines⁹. En matière d'objectif de « décarbonation », l'utilisation du gaz d'ori-

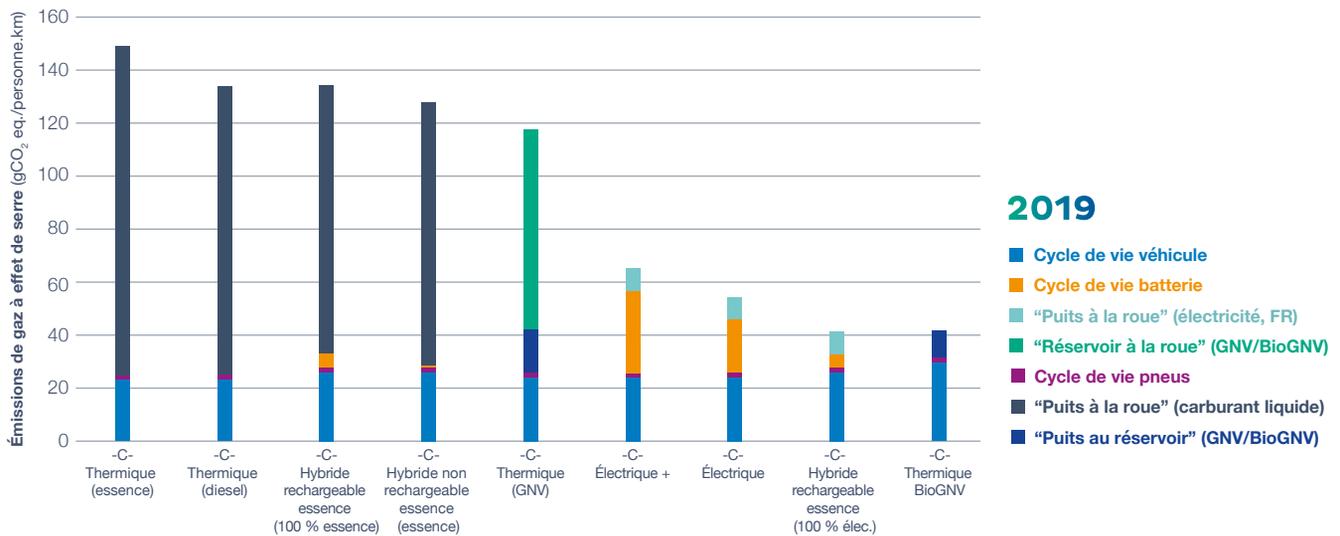
gine fossile permet une réduction des émissions de GES de 5 à 15 % selon le type d'usage et de véhicules par rapport au véhicule thermique diesel et essence.

Avec du gaz d'origine renouvelable (BioGNV), les gains sont considérables avec des réductions de 80 % par rapport aux carburants traditionnels¹⁰.

Les véhicules au GNV et BioGNV sont des solutions rapides de décarbonation du secteur des transports.

Il est à noter que certaines études (comme celle menée par l'IFPEN) considèrent qu'en tenant compte des émissions sur la totalité du cycle de vie des véhicules (du puits à la roue) les véhicules légers fonctionnant au gaz renouvelable auraient une empreinte carbone inférieure aux véhicules électriques.

FIGURE 9 | Impacts en 2019 sur le changement climatique pour les véhicules du segment C (voiture compacte)

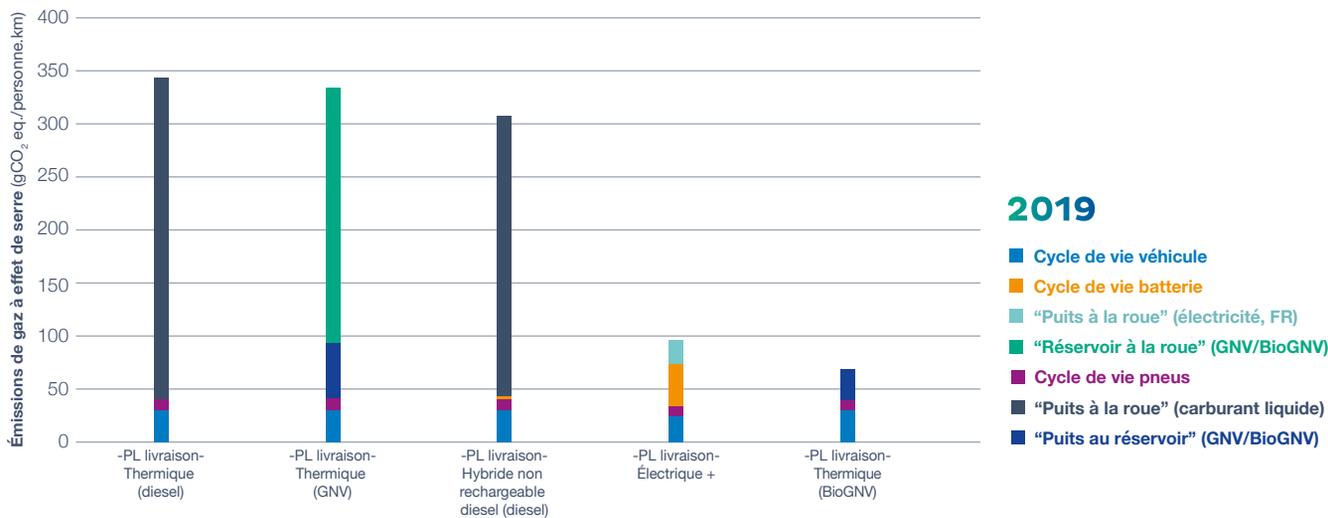


Source: Analyse du cycle de vie (ACV) des véhicules fonctionnant au GNV et BioGNV, IFPEN

9 | Les particules fines PM2,5 sont responsables de 48 000 morts/an en France selon Santé publique France <https://www.santepubliquefrance.fr/determinants-de-sante/pollution-et-sante/air/documents/rapport-synthese/impacts-de-l-exposition-chronique-aux-particules-fines-sur-la-mortalite-en-france-continentale-et-analyse-des-gains-en-sante-de-plusieurs-scenarios>

10 | Rapport du comité de prospective de la CRE sur l'impact du développement des mobilités propres sur le mix énergétique.

FIGURE 10 | Impacts en 2019 sur le changement climatique pour les PL livraison 12 tonnes



Source : Analyse du cycle de vie (ACV) des véhicules fonctionnant au GNV et BioGNV, IFPEN

Le véhicule à hydrogène pourrait à long terme être un relais de décarbonation du secteur en particulier des véhicules lourds à condition que l'hydrogène soit, à l'instar du BioGNV, d'origine renouvelable ou bas carbone.

Du côté du transport maritime, les nouvelles règles de l'Organisation Maritime Internationale (OMI) au travers de la convention MARPOL imposent une réduction significative des émissions des navires notamment au regard des particules fines, NOx et SOx. Le plafond autorisé de la teneur en soufre dans les carburants marins de l'ensemble des navires marchands à partir du 1^{er} janvier 2020 est de 0,5 % de teneur en soufre, contre 3,5 % précédemment. En avril 2018, l'OMI a également signé un accord de réduction des émissions de GES du secteur maritime d'au moins 50 % d'ici à 2050.

Selon Gaztransport & Technigaz (GTT), comparé au fioul lourd, les émissions du gaz naturel liquéfié (GNL) sont abaissées de 99 % pour l'oxyde de soufre, 95 % pour les particules fines, 80 % pour le dioxyde d'azote et 25 % pour le dioxyde de carbone.

À ce titre, le GNL maritime devient une solution privilégiée pour les nouvelles constructions navales puisqu'il permet de répondre à l'ensemble des critères de l'annexe VI de la convention MARPOL. Par ailleurs, le GNL est une technologie éprouvée, utilisée de longue date dans la propulsion des navires transportant matières premières, marchandises et biens manufacturés, une chaîne logistique à renforcer mais s'appuyant sur des infrastructures et des compétences existantes aisées à faire évoluer et un bon rendement énergétique.

Le secteur du transport aérien affiche quant à lui des perspectives de décarbonation orientées vers les biocarburants à court terme et de manière très prospective vers l'hydrogène à horizon 2050. Le dernier rapport de McKinsey publié en mai 2020 précise que l'hydrogène permettrait d'éliminer toute émission de CO₂ en vol et de réduire de façon générale de 50 à 75 % les impacts sur le climat avec une technologie de combustion d'H₂ et de 75 à 90 % avec une technologie de pile à combustible. Ceci est à mettre en regard des réductions des impacts sur le climat des carburants synthétiques (synfuels) estimées de 30 à 60 %.

Quant au ferroviaire, 50 % des lignes françaises représentant 20 % du trafic ne sont pas électrifiées. L'utilisation du gaz (GNV, GNL) est à l'étude, en particulier sous forme renouvelable dans les régions au potentiel important de Biométhane telles que les Hauts-de-France. À plus long terme l'hydrogène pourrait également pour ce mode de mobilité être utilisé.

Le gaz naturel peut donc se substituer avantageusement aux carburants pétroliers actuellement utilisés dans la plupart des mobilités, en particulier dans le transport routier. Un développement de la mobilité routière lourde au gaz est d'ailleurs constaté.

Sans modification de technologie (pas d'effet « lock-in »), le biométhane peut remplacer le gaz naturel et permettre alors des gains d'émissions de CO₂ beaucoup plus substantiels.

Dans tous les secteurs du transport, la mobilité à l'hydrogène se positionne en relais de décarbonation de long terme et répond aux besoins de fortes puissances motrices ou aux besoins de longue autonomie, notamment pour les flottes captives parcourant de longues distances à flux tendus.

Décarboner l'industrie (hors production d'électricité)

Sur le long terme, l'industrie est le premier secteur contributeur à la baisse par rapport à 1990 : les émissions directes liées à la combustion se sont réduites de 36 % depuis 1990. Les consommations énergétiques ont baissé de 13 % dans le même temps. Le différentiel est lié au recul plus prononcé des énergies les plus émettrices (produits pétroliers et charbon, -59 % et -47 % respectivement) au profit du gaz naturel et de l'électricité.



Véhicule GRTgaz roulant au GNV.

L'industrie française représente aujourd'hui 19 % des consommations énergétiques et 15 % des émissions nationales liées à l'énergie.

En 2019, les produits pétroliers raffinés et le charbon représentaient encore 13 % de la consommation finale énergétique de l'industrie française (Figure 11), soit respectivement 2,73 Mtep et 0,91 Mtep.

Pour les mêmes raisons que celles évoquées pour le transport, le gaz naturel peut contribuer à la décarbonation de l'industrie lorsqu'il est substituable aux autres vecteurs énergétiques plus émetteurs de CO₂.

À plus long terme, également sans modification de technologie par rapport à du gaz naturel, le biogaz pourra prendre le relais pour venir décarboner intégralement la filière gaz et ses usages.

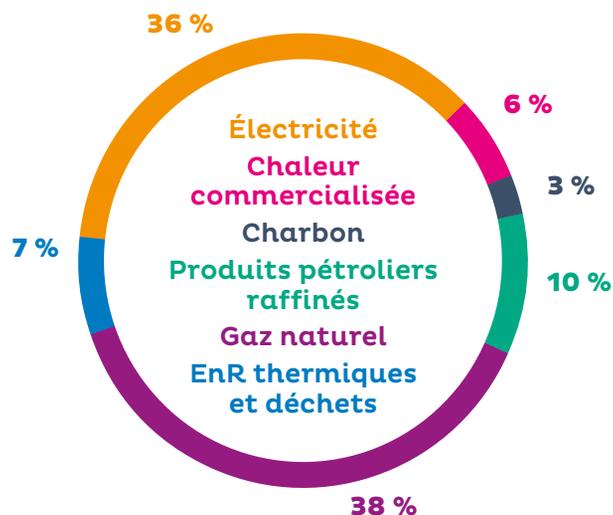
En outre, le CCS/CCUS¹¹ peut également venir en relais de décarbonation du secteur en décarbonant d'une part les processus industriels dont les vecteurs énergétiques plus polluants sont difficilement substituables par un autre vecteur renouvelable ou bas-carbone et d'autre part en venant capturer les émissions de carbone de source biogénique pour les industriels s'approvisionnant au biogaz constituant ainsi des puits de carbone.

Accompagner la sortie du charbon et du fioul du système électrique permettant une réduction des émissions de GES

Après la fermeture de la dernière centrale électrique au fioul le 31 mars 2018, le cadre de la loi Énergie-Climat adopté le 8 novembre 2019, prévoit l'arrêt de la production d'électricité à partir de charbon d'ici 2022. Selon le ministère de la Transition écologique et solidaire, il permettra une diminution de près de 10 millions de tonnes de CO₂ par an. Par ailleurs, la PPE précise de ne plus autoriser de nouveau projet de centrale de production exclusive d'électricité à partir d'énergie fossile.

Le rôle de ces centrales à charbon sur le réseau électrique est similaire au rôle des centrales électriques à partir de gaz, c'est-à-dire des centrales flexibles permettant une modulation rapide pour faciliter entre autres le passage de la pointe électrique journalière et la pointe hivernale.

FIGURE 11 | Répartition de la consommation finale énergétique de l'industrie française par énergie en 2019



Source : Bilan énergétique de la France pour 2019, MTE

Les 4 dernières centrales à charbon restantes en France totalisent 3000 MW de capacité. Les centrales à gaz accompagneront la sortie du charbon du mix électrique français en émettant 60 % de moins de GES pour le même service rendu au système. Dans la prochaine décennie, le gestionnaire du réseau électrique français n'envisage pas de besoin additionnel de moyen de production d'électricité à partir de gaz.

À plus long terme, des relais de décarbonation des actifs de production électrique de pointe sont envisageables avec l'utilisation de biométhane et l'adjonction de procédés de captage de carbone (CCS/CCUS) pour les CCG et cogénérations actuelles, ou bien le développement de nouvelles centrales thermiques à hydrogène bas-carbone.

11 | *Carbone capture and storage / Carbon capture, utilisation and storage.*



Mesure sur un profiloscope dans un laboratoire de métrologie au centre de recherche RICE, à Villeneuve-la-Garenne.

Des gaz renouvelables et bas carbone qui émergent et potentiellement abondants et compétitifs

La transition énergétique implique un développement fort de la production d'énergie d'origine renouvelable dont les technologies associées s'inscrivent dans bien des cas dans une logique décentralisée. De nouvelles initiatives locales ont émergé, mobilisant de nombreuses filières, notamment au travers de la loi (NOTRe) n° 2015-991 du 7 août 2015 relative à la nouvelle organisation du territoire de la République. Le développement d'économies circulaires locales est devenu une priorité pour les territoires dans la droite ligne du Green Deal européen.

Plusieurs technologies de gaz renouvelables sont actuellement identifiées (méthanisation, gazéification, *power to gas*). Toutes ces technologies ne présentent pas la même maturité et ne s'adressent pas toujours aux mêmes types d'intrants.

Produits à partir de biomasse, ces gaz renouvelables ont un contenu CO₂ d'origine fossile très faible. En effet, les gaz renouvelables issus de la biomasse font partie des cycles courts du carbone et le CO₂ émis à la combustion est compensé par le CO₂ qui est entré en jeu dans la production de la biomasse par photosynthèse.

On notera aussi que la directive européenne sur les énergies renouvelables dite « RED II » et sa transposition en droit français attendue pour le 1^{er} semestre 2021, met un accent accru sur la durabilité de la biomasse qui devient une exigence pour que les énergies qui en sont issues – et notamment les gaz verts – soient comptées dans les objectifs ENR des États membres et puissent faire l'objet de subventions publiques. Outre l'interdiction d'exploiter une biomasse qui ne serait pas durable, RED II impose le respect de plafonds de seuils d'émissions de GES comptabilisés sur le cycle de vie complet de chaque technologie. Ces impositions concerneront les installations de gaz verts entrant en service à partir de 2021.

La soutenabilité des ressources est donc un élément essentiel rendant impératif de reconnaître la primauté des usages alimentaires (notamment pour la biomasse méthanisable) et de matériaux (notamment pour la biomasse ligneuse) sur l'usage énergétique.

La méthanisation

La méthanisation est une voie biologique qui se base sur l'utilisation de micro-organismes pour décomposer de la matière organique et produire du biogaz principalement composé de méthane et de dioxyde de carbone.

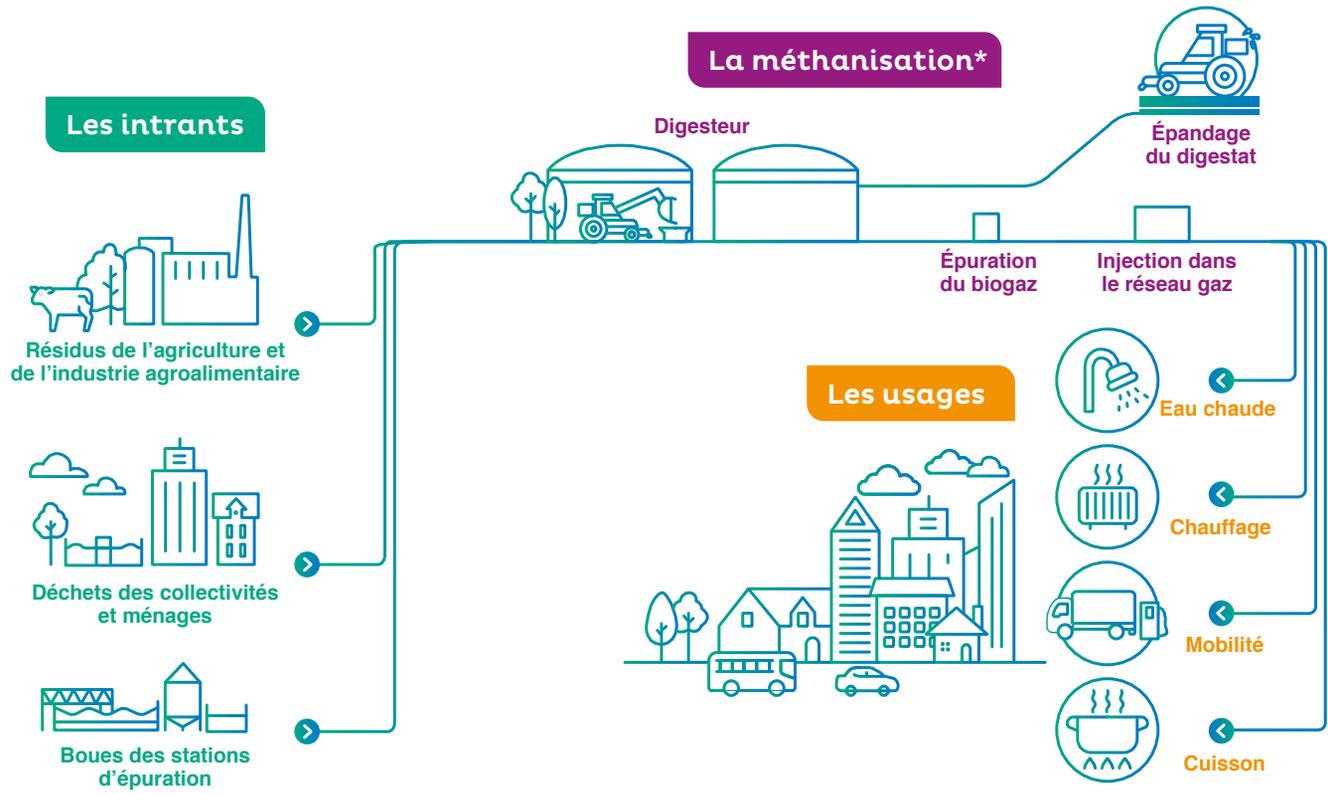
Ce biogaz peut soit être utilisé directement, soit être épuré et le biométhane ainsi obtenu peut être injecté dans les réseaux de gaz.

Le biométhane peut-être produit à partir de la transformation de matières organiques issues de divers secteurs (agricole, agroalimentaire, déchets de restauration, déchets de collectivités, gaz issu des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND), etc.). Cette filière est la plus mature, puisque la quasi-totalité des gaz renouvelables produits en France comme en Europe est issue de méthanisation.

En additionnant l'ensemble des ressources potentielles, l'ADEME a estimé qu'il serait possible de produire 56 TWh de biométhane en 2030 et 131 TWh en 2050.

Le rapport « Verdissage du gaz » du comité de prospective de la CRE en collaboration avec l'INRA conclue que l'évaluation des ressources disponibles rend crédible

FIGURE 12 | Les étapes clés de la méthanisation jusqu'à l'injection dans les réseaux



* Dégradation de la partie fermentescible des intrants, en l'absence d'oxygène, pour produire du biogaz.

Source : GRDF

l'objectif, fixé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, d'une production de 10 % de la consommation de gaz en 2030, ce qui pourrait représenter 39 à 42 TWh, et qu'à plus long terme, la production de gaz vert pourrait continuer à croître à la faveur notamment de l'essor des CIVE (culture intermédiaire à valorisation énergétique).

Cette production présente de nombreux avantages.

Outre ses faibles émissions à l'usage, son facteur d'émissions de GES étant réduit de 90 % par rapport à celui du gaz naturel, sa production permet notamment d'améliorer la qualité des sols, de produire un engrais naturel et

ainsi de remplacer les engrais chimiques. Produit localement, il génère des emplois et un complément d'activité pour les agriculteurs. Il offre une nouvelle voie de valorisation des déchets pour les industries et les territoires.

À ce jour le registre des capacités des projets de méthanisation en attente de raccordement totalise près de 26 TWh pour 1 164 projets dépassant d'ores et déjà l'objectif fixé par la PPE de 24 et 32 TWh d'ici 2028 dont 14 à 22 TWh injectés.

Le coût de production du biométhane en France reste encore élevé autour de 100 €/MWh face à un prix du gaz naturel fossile particulièrement bas (~11 €/MWh fin septembre 2020). Toutefois un potentiel d'accroissement de la compétitivité de la filière peut être envisagé et la PPE à ce titre fixe un objectif de 67 €/MWh en 2023 et 60 €/MWh en 2030.

Pour rappel, les producteurs de biométhane peuvent bénéficier d'un tarif d'achat réglementé et garanti sur 15 ans s'ils l'injectent dans les réseaux.

TABLEAU 2 | Évaluation par l'ADEME des gisements mobilisables (en TWh)

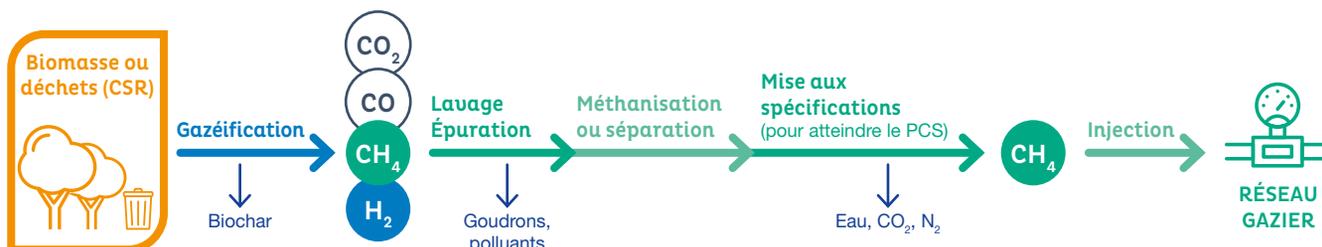
	2030	2050
Déjections d'élevages	22	27
Cultures intermédiaires	6,5	51
Herbe et fourrages	0	13
Résidus de culture	23	31
Biodéchets (IAA et ménages)	5	8
TOTAL	56	131

Source: ADEME, 2018 - étude Mix de gaz 100 % renouvelable en 2050

La pyrogazéification

La pyrogazéification repose sur de la biomasse sèche, à savoir une grande variété de ressources difficilement valorisables: résidus de bois, bois non dangereux de démolition (portes, fenêtres, vieux meubles, panneaux d'industrie, etc) et « combustibles solides de récupération » (CSR).

FIGURE 13 | Le procédé de pyrogazéification





Raccordement du shelter pour la mise en service du site MD Biogaz.

Elle s'appuie sur les procédés de pyrolyse et de gazéification en chauffant de la matière carbonée relativement sèche à haute température (400 à 1 500 °C) en absence ou défaut d'oxygène. Cette matière est alors transformée en gaz (syngaz).

La pyrogazéification permet d'ouvrir le panel des déchets valorisables en énergie à la biomasse sèche. Elle propose une solution alternative à l'enfouissement ou à l'incinération de ces matières, deux actions souvent coûteuses pour les collectivités locales.

La gazéification hydrothermale

La gazéification hydrothermale est une technologie de conversion de biomasses humides permettant le traitement de résidus et de déchets organiques. Elle utilise l'eau contenue dans la biomasse dans son état supercritique comme milieu réactionnel pour produire un gaz de synthèse riche en méthane. Le gaz renouvelable produit

se trouvant encore sous haute pression en sortie du procédé peut être soit injecté et stocké dans le réseau gazier (notamment le réseau de transport afin de valoriser au mieux la pression résiduelle), soit valorisé dans une station GNV ou dans tout autre usage consommant du gaz naturel (cogénération, chauffage, production électrique). En plus du gaz renouvelable produit, le procédé permet de récupérer des sels minéraux, de l'azote et de l'eau présents dans l'intrant, exploitables notamment pour la production de fertilisants.

En isolant les différents éléments de la biomasse, le procédé favorise le recyclage et la valorisation des composantes chimiques séparées de la matière : fertilisants, phosphores, etc. En déchargeant la matière de ses résidus, le retour à la terre est plus aisé et offre une solution pour le traitement des déchets agricoles. La gazéification hydrothermale est une alternative à l'incinération qui est interdite dans certaines zones et source d'émanation de CO₂.

Plusieurs groupes d'intrants, de type biomasses liquides organiques ayant un taux de matières sèches inférieur ou égal à 25 %, représentent des gisements de production conséquents en France métropolitaine dont les boues de stations d'épuration, les effluents d'élevage et d'autres résidus d'activité agricole, les résidus et coproduits des industries agroalimentaires, les effluents organiques industriels et les déchets organiques urbains.

Outre un taux de conversion très élevé (> 90 %) du carbone organique, la technologie se distingue par la récupération de tous les sels minéraux et de l'azote contenus dans la biomasse intrante à un haut degré de pureté (> 80 %).

Dans un cadre prospectif, GRTgaz estime une production potentielle de méthane au travers de cette technologie d'au moins 58 TWh¹².

Le power to gas

Le *power to gas* est un procédé de conversion d'électricité en gaz de synthèse. L'électricité doit être d'origine renouvelable ou bas-carbone pour considérer le gaz produit comme énergie renouvelable ou bas-carbone respectivement.

La première étape est constituée par un électrolyseur produisant de l'hydrogène. Une deuxième étape peut être ajoutée pour convertir l'hydrogène en méthane par l'intermédiaire d'une réaction de méthanation. Cette dernière réaction nécessite une source de CO₂.

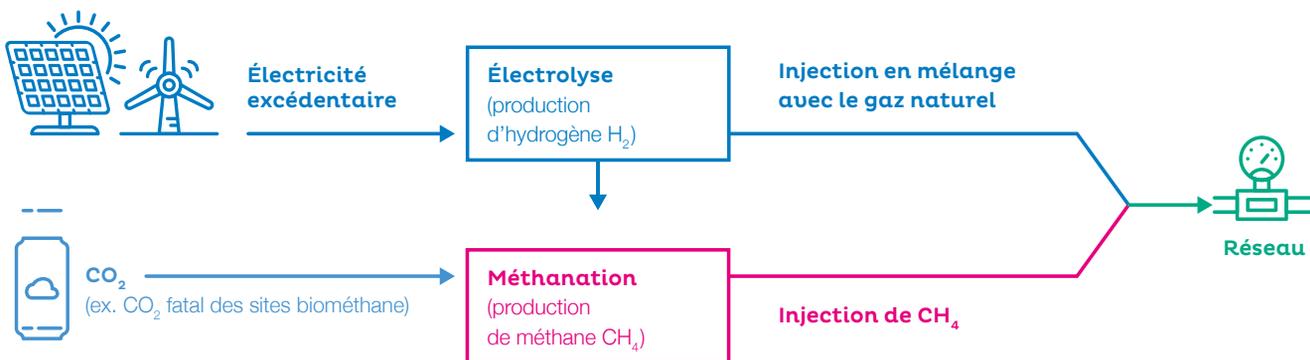
L'étude ADEME « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? » estime à 140 TWh le potentiel théorique de gaz de synthèse issu du *power to gas* dans un contexte de mix électrique 100 % renouvelable.

Autres technologies bas-carbone

La réflexion sur la décarbonation du gaz peut également être élargie à la question du captage et du stockage géologique du CO₂ (CCS), l'objectif de neutralité carbone ne pouvant être atteint par les seules économies d'énergie et le développement des énergies renouvelables. À ce titre, la SNBC prévoit le développement de puits de carbone pour compenser les émissions incompressibles. La technologie du CCS peut contribuer significativement à réduire les émissions de CO₂ et particulièrement dans le secteur industriel.

Une des difficultés observées chez certains industriels réside dans le fait que les procédés sont intimement liés au vecteur énergétique/matière première utilisé rendant la substitution aux énergies fossiles compliquée à mettre en place et coûteuse. À moins de trouver d'autres procédés chimiques qui produisent les mêmes résultats, la capture des émissions (CCS/CCUS) apparaît comme une solution pertinente notamment pour la sidérurgie, le raffinage, la cimenterie ou la production d'électricité à partir de gaz.

FIGURE 14 | Principe du *power to gas*



12 | Rapport « Potentiel de la gazéification hydrothermale en France », GRTgaz, octobre 2019.

La technologie de CCS est mature autant dans le captage que dans le transport et son stockage. Son coût reste encore élevé au regard du prix des quotas de CO₂. Les ambitions européennes en matière de taxe carbone pourront être décisives pour le développement de cette technologie si l'investissement dans le CCS devient économiquement plus intéressant qu'acheter des quotas de CO₂.

Les coûts de captage varient fortement d'un émetteur à un autre notamment en raison des caractéristiques

des émissions (concentration, composition...). Dans son rapport sur le captage stockage géologique du CO₂, l'ADEME donne des estimations de coût selon la typologie d'émetteur. Ce même rapport estime également les coûts de transport et de stockage du CO₂ permettant d'aboutir à une estimation des coûts de la chaîne CCS (Tableau 2 et Tableau 3).

En outre, le CCS/CCUS accompagné du verdissement du gaz utilisé dans les procédés permet d'avoir des émissions négatives de CO₂.

TABLEAU 3 | Estimation des coûts pour une chaîne CCS avec stockage offshore (en €/tCO₂)

	Coût captage ⁽¹⁾	Coût de la préparation du CO ₂ pour le transport (liquéfaction)	Coût transport canalisation onshore 300 km	Coût transport canalisation offshore 200 km	Coût transport bateau offshore 1500 km	Coût stockage offshore	Total €/tCO ₂
Hauts-de-France Offshore canalisation	55	9	-	4	-	9 ⁽²⁾	77
Hauts-de-France Offshore bateau	55	9	-	-	23 ⁽³⁾	20	107
Normandie Offshore canalisation	85	9	6	4	-	9	113
Normandie Offshore bateau	85	9	6	-	23	20	143

(1) Estimée d'après la technologie la plus appropriée en fonction du plus grand émetteur sur la zone.

(2) Estimée d'après un volume de 10 MtCO₂/an pour un stockage dans un réservoir déplété.

(3) Estimée d'après un volume de 2,5 MtCO₂/an et non de 10 MtCO₂/an comme pour le cas du transport par canalisation pour un stockage en Mer du Nord dans un aquifère salin.

TABLEAU 4 | Estimation des coûts pour une chaîne CCS avec stockage onshore (en €/tCO₂)

	Coût captage ⁽¹⁾	Préparation du CO ₂ pour le transport (liquéfaction)	Coût transport canalisation onshore distance km ⁽²⁾	Coût stockage onshore	Coût total
Nouvelle Aquitaine	51	9	6	3	69
Grand Est	51	9	6	12	78
Île-de-France	82	9	6	12	109
Hauts-de-France	55	9	3,5	5	72,5
Normandie	85	9	9,5	5	108,5

(1) Estimée d'après la technologie la plus appropriée en fonction du plus grand émetteur sur la zone

(2) La distance varie en fonction de la zone concernée (ex : pour la zone de Dunkerque la distance de transport est de 500 km alors que la distance de transport est < 200 km pour la zone de Lacq)

Source : Le captage et stockage géologique du CO₂ (CSC), ADEME, 2020

1.3 | Des infrastructures au cœur de ces enjeux

Des productions éloignées des consommations

Le gaz en France est importé en quasi-totalité par quelques installations de grande puissance situées aux frontières du pays pour les canalisations ou dans de grands ports pour les terminaux méthaniers. À titre d'exemple, il peut ainsi entrer sur le territoire national à Taisnières (frontière franco-belge) une puissance énergétique horaire équivalente à environ 12 tranches de centrales nucléaires¹³.

Les lieux de consommation sont pour leur part situés principalement en Île-de-France, dans l'Est, dans le Nord et dans les vallées fluviales.

La localisation géographique des potentiels de production de gaz renouvelables dépend grandement de la technologie et du type d'intrant; la méthanisation présente par exemple un potentiel important à l'ouest et au nord-est du pays, alors que le *power to gas* se placera probablement proche des lieux ensoleillés ou ventés, en particulier dans l'ouest ou le sud-est de la France.

À l'exception des déchets urbains qui, de fait, sont produits près des grands centres urbains, la plupart des productions de gaz renouvelables se situeront à distance des fortes zones de consommation.

la décentralisation des moyens de production de gaz devrait engendrer une modification forte des flux de gaz historiquement orientés des frontières vers les villes. Elle devrait néanmoins toujours générer des flux des lieux de production au lieux de consommation.

Flexibilité et modulation

Du fait de son caractère stockable, le gaz naturel est très largement utilisé pour le chauffage des bâtiments. Cet usage requière en effet une importante modulation

saisonnière. Une forte modulation intrajournalière est également nécessaire, comme dans l'électricité, pour répondre aux consommations des usages résidentiels et tertiaires mais également à la production d'électricité à partir de gaz.

Les possibilités de stocker le gaz ont été très développées sur le territoire national. Ainsi la France dispose de près de 130 TWh de capacité de stockage dans des cavités souterraines (aquifères ou salines) permettant en particulier de répondre aux besoins de modulation saisonnière. Les cuves de GNL sur les terminaux méthaniers ainsi que le stock dans les canalisations de gros diamètres posés lors de la dernière décennie (stock en conduite) peuvent répondre aux fortes variations journalières de consommation.

Dans les dix prochaines années, les besoins de flexibilité devraient rester élevés.

À terme, l'efficacité énergétique des bâtiments et des chaudières devrait baisser les besoins de chauffage et donc la modulation des consommations de gaz entre l'été et l'hiver.

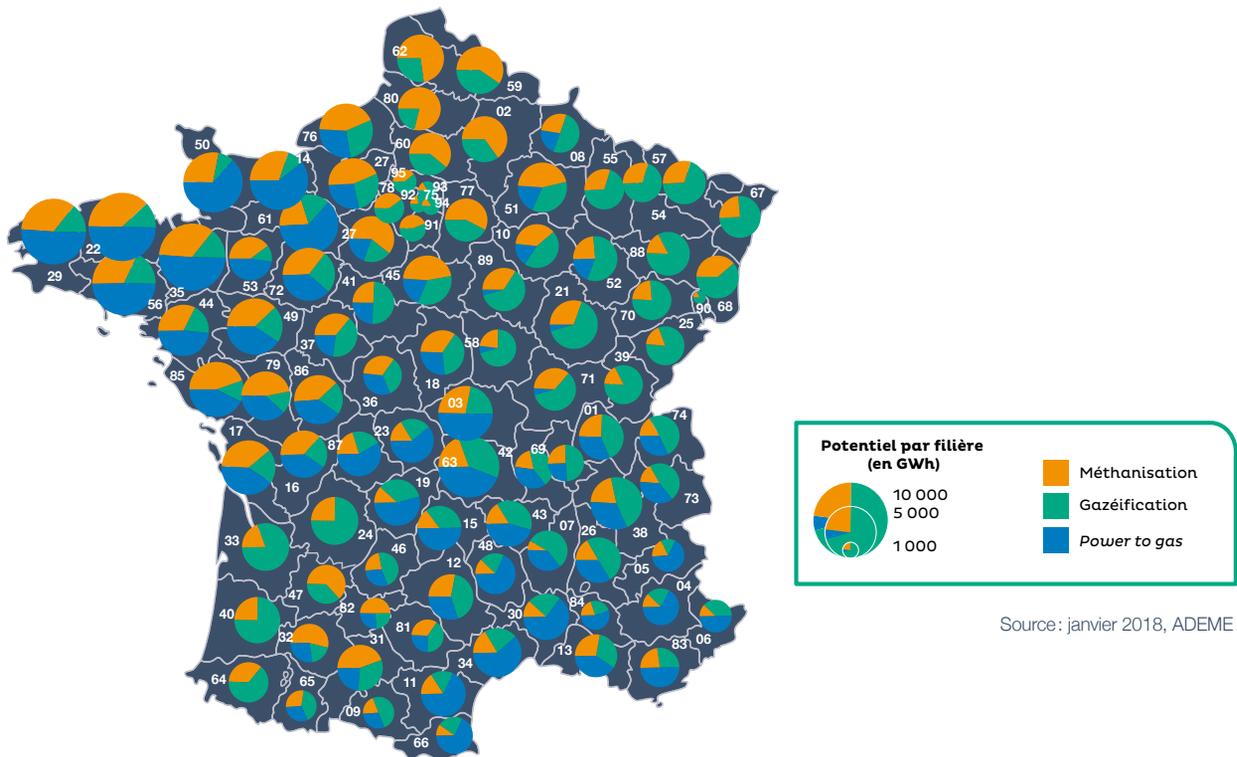
A contrario, le fort développement des productions d'énergies renouvelables électriques engendrera des besoins accrus de productions d'électricité pilotables, et donc potentiellement d'unité de production d'électricité à partir de gaz.

Les productions par méthanisation et gazéification quant à elles devraient être relativement stables sur l'année. Leurs productions peu pilotables ne sont pas appelées à apporter au système gazier une flexibilité particulière.

Les productions d'hydrogène ou de méthane en synthèse à partir d'électrolyse de l'électricité sur le territoire français pourraient en revanche accroître drastiquement la variabilité des injections de gaz sur le réseau.

13 | Une tranche de centrale nucléaire équivaut à 1 000 MW.

FIGURE 15 | Répartition du potentiel de gaz injectable par département et principale filière en 2050



Source : janvier 2018, ADEME

La nécessité de recourir à des moyens de stockage résilients, permettant de gérer les variations et la modulation perdurera donc à terme. Et les besoins de transport de gaz jusqu'à ces moyens de stockage resteront également un paramètre important du dimensionnement du réseau comme c'est le cas aujourd'hui.

Couplage des systèmes gaz / électrique

La demande d'énergie entre différents vecteurs résulte d'une logique tirée essentiellement par les moyens de production pilotables. Dans ce cadre, les centrales électriques alimentées au gaz naturel sont à ce jour les principaux outils de couplage des réseaux de gaz et d'électricité, voire de chaleur.

Il est à noter que d'autres couplages, beaucoup plus limités mais très importants sur le plan opérationnel,

existent telles que les stations de compression électrique nécessaires au mouvement du gaz sur le réseau de transport.

Le gaz reste l'un des soutiens au système électrique, notamment pour la production pilotable. À ce titre, l'étude RTE-ADEME récente souligne une augmentation possible de la pointe de consommation de l'ordre de +2 à +6 % à l'horizon 2035. Les centrales électriques au gaz ou de manière générale le *gas to power* pourront répondre à ce besoin supplémentaire de flexibilité.

De nouveaux équipements industriels permettent aujourd'hui d'envisager un couplage des deux vecteurs énergétiques beaucoup plus fort dans les prochaines années. Il s'agit des électrolyseurs qui permettent de produire un vecteur énergétique gazier à partir d'électricité (*power to gas*) et des chauffages hybrides, et en particulier des pompes à chaleur hybrides (PACH).

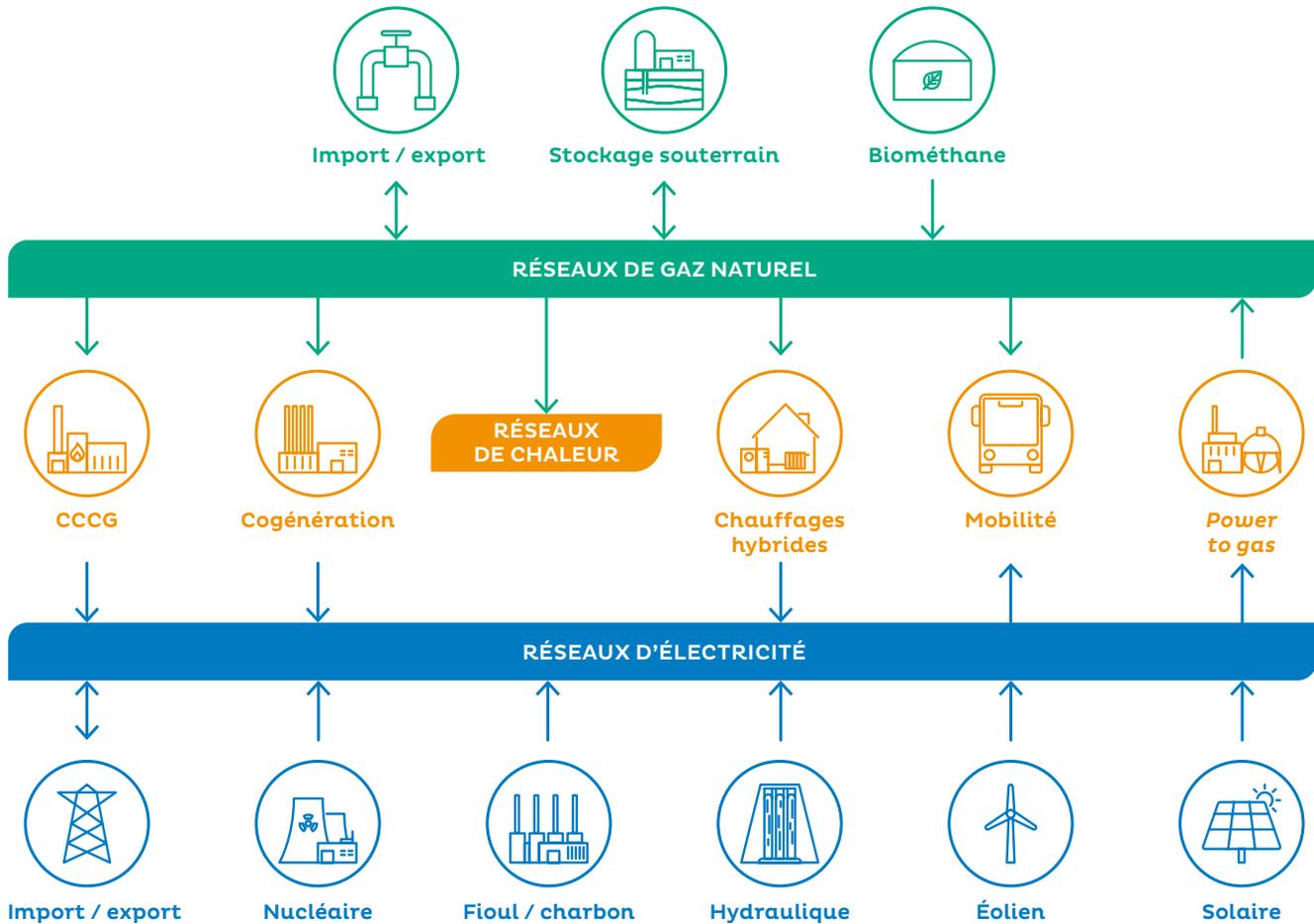
Le *power to gas* est actuellement la seule technologie considérée comme capable de stocker et transférer des volumes importants de l'ordre du TWh d'énergie sur plusieurs semaines à plusieurs mois – en profitant des infrastructures de stockage de gaz actuelles, qui permettent dès aujourd'hui de stocker l'équivalent de plusieurs mois de consommation. Il pourra, le cas échéant, aider à l'optimisation de la gestion des congestions sur les réseaux, donc à réduire les coûts en évitant des renforcements.

Les PAC hybrides sont constituées d'une pompe à chaleur électrique équipée d'une chaudière à gaz sollicitée dans les périodes de froid durant lesquelles la PAC présente des rendements beaucoup plus faibles.

Ce recours permet en outre de baisser l'appel de puissance sur le réseau électrique déjà fortement sollicité lors de ces périodes de tension climatique.

La transition énergétique vers un monde moins carboné invite à tirer le meilleur parti des potentialités énergétiques renouvelables de chaque territoire et à retenir les vecteurs énergétiques les plus efficaces par usages. Le bon fonctionnement de tout système énergétique nécessite cependant un équilibre de l'offre et de la demande à tout moment et en tout point du territoire. Le fonctionnement et la localisation de ces nouveaux équipements devront être éclairés pour être en mesure d'identifier plus finement les adaptations éventuellement nécessaires du réseau à plus long terme.

FIGURE 16 | Interactions actuelles et futures entre les réseaux



Source : GRTgaz



Focus sur le Smart Grid

Le développement de l'économie circulaire entraîne des changements dans l'utilisation des réseaux, pour maximiser et faire circuler le gaz renouvelable produit localement, coupler les réseaux d'énergie, ou partager les données en temps réel avec ses utilisateurs.

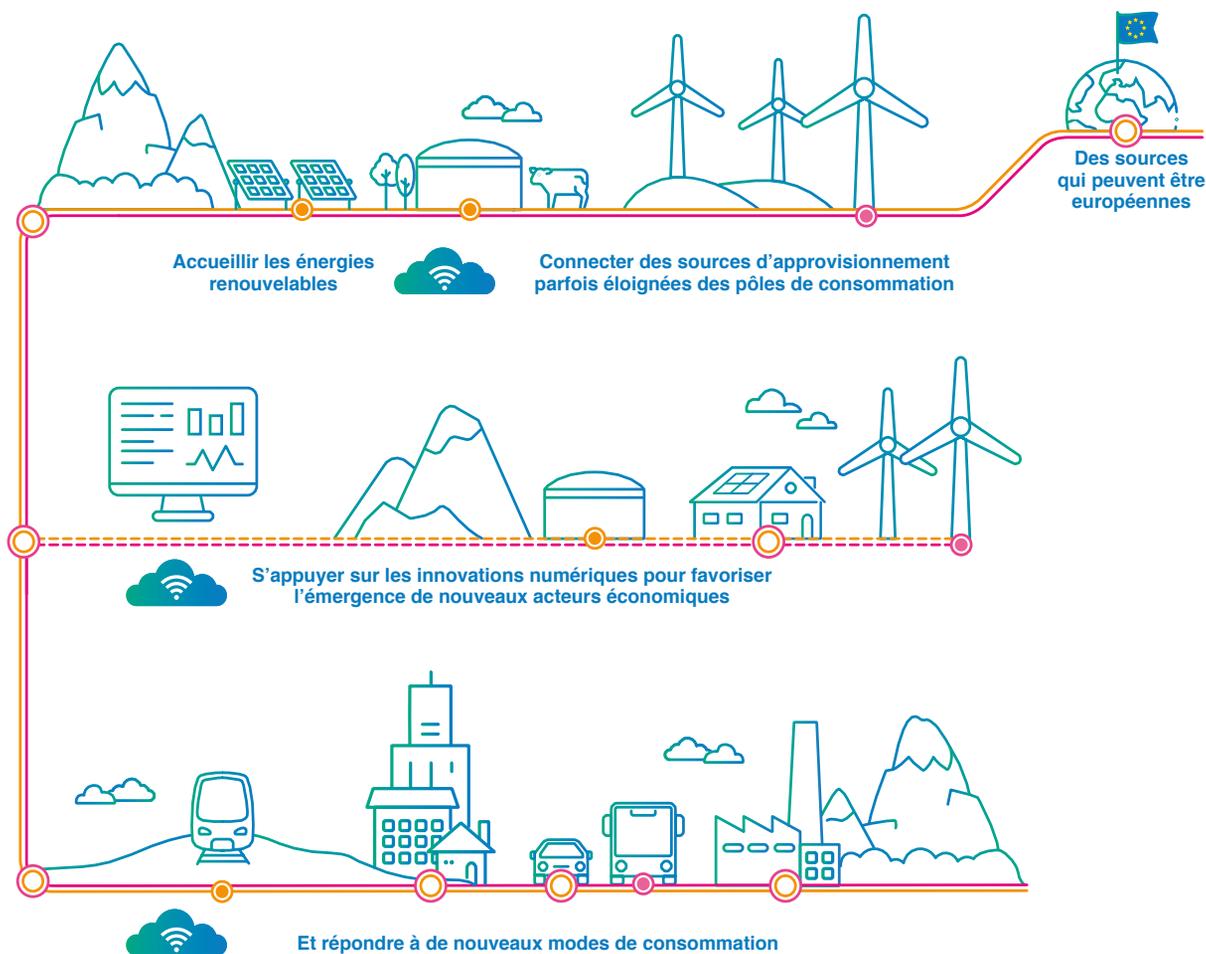
Le pilotage de l'équilibre entre l'offre et la demande et donc le pilotage du réseau sur le territoire doit être repensé au regard de la décentralisation et de la multiplication des productions d'énergie, des usages hybrides qui lient les équilibres des différents systèmes énergétiques, et de l'intermittence des productions non programmables.

Dans ce contexte un réseau encore plus smart s'impose. Le smartgrid (ou réseau intelligent) peut être considéré à ce titre comme le mariage du numérique et des infrastructures énergétiques, et plus globalement comme la rencontre entre les transitions numérique et énergétique.

GRTgaz a ainsi lancé en 2016 un programme SmartGrid, articulé autour de 4 axes :

- **maximiser l'insertion des énergies renouvelables en France au meilleur coût,**
- **coupler les différents réseaux entre eux,**
- **améliorer l'efficacité des réseaux gaz,**
- **offrir des informations permettant à nos parties prenantes d'agir plus efficacement.**

Ces axes ont été présentés à la CRE au sein d'une feuille de route et avaient été intégrés dans le projet d'entreprise de GRTgaz (GRTgaz 2020).



Une optimisation territoriale qui nécessite cependant une solidarité entre les territoires et le maintien d'un marché profond et liquide accessible à tous

Depuis une vingtaine d'années les réseaux de transport gaziers ont été significativement renforcés pour construire un marché liquide, sur et compétitif en France. Tous les consommateurs ont ainsi accès à tout moment à toutes les sources disponibles en France et les fournisseurs peuvent commercialiser et échanger leur gaz en tout point du territoire (zone d'échange unique virtuelle). Cette organisation limite les risques de commercialisation et donc les coûts éventuels de couverture. Elle favorise également la sécurité d'approvisionnement au bénéfice des consommateurs.

Révéler les potentialités énergétiques des territoires est un enjeu essentiel de la transition énergétique. De nombreuses initiatives locales ont émergé, qu'elles soient réalisées par les acteurs tels que les collectivités ou les entreprises locales, ou bien par les citoyens. Les régions et les collectivités territoriales bénéficient de nouveaux leviers d'action et voient leurs rôles renforcés grâce à

la transition énergétique et notamment par le développement fort de la production locale d'énergie d'origine renouvelable. Par les SRADET, les territoires ont pour objectif de rechercher un optimum local ou régional favorisant les circuits courts.

Néanmoins tous les territoires ne bénéficient pas du même potentiel de gaz renouvelables. Certains territoires peuvent ainsi avoir accès à un grand volume de gaz renouvelable facilement mobilisable lorsque d'autres territoires seront probablement déficitaires, l'offre étant plus faible que la demande.

Le rôle des réseaux de transport est primordial : il doit permettre d'assurer la qualité de fourniture, de garantir la sécurité des approvisionnements, de permettre de réguler les déséquilibres entre production et consommation, et de garantir l'accès universel au marché dans des conditions équivalentes à tous les acteurs qui lui sont raccordés. Dans un contexte de décentralisation des productions, l'accès à tous les acteurs à un marché unique en France doit être conservé.

Par ailleurs, plus le développement de la production et de la consommation d'énergie sera local, plus le réseau national verra son rôle assurantiel s'accroître.

1.4 | Des enjeux pour les infrastructures

Une activité capitalistique à maturité longue

Les infrastructures de transport de vecteurs énergétiques tels que le gaz, l'électricité ou l'hydrogène nécessitent des investissements lourds et dont les durées de vie (durée d'amortissement d'environ 50 ans) sont bien au-delà de durées habituelles d'actifs industriels.

Les investissements sur le réseau de transport de gaz ont été conséquents cette dernière décennie et ont permis de disposer d'un outil industriel performant pour encore de nombreuses années.

Par ailleurs, ces infrastructures se caractérisent par des rendements croissants qui se traduisent d'une part par un coût très faible de la capacité marginale à la construction et d'autre part des économies d'échelles constituant un environnement propice aux monopoles naturels.

Pour faire jouer ces économies d'échelle, il est dès lors plus économique de dimensionner les nouvelles infrastructures sur un besoin projeté à moyen terme et non sur un besoin immédiat, pour autant que ce besoin à terme soit suffisamment robuste. Une planification des infrastructures très en amont permet ainsi d'anticiper au mieux les besoins et éviter les surcoûts d'augmentation de capacité.

Une nécessaire optimisation en période de sobriété financière

La logistique des vecteurs énergétiques représente une part importante du coût de ces vecteurs livrés chez les consommateurs. La disparition progressive des produits pétroliers et du charbon, qui présentent des coûts de transport relativement faibles au regard de ceux des vecteurs gaziers et électriques, viendra accroître ce fait.

Le contexte post COVID-19 est à la fois une opportunité de rebond mais également un pivot critique pour la stabilité économique de notre société. Il est d'autant plus crucial en cette période d'optimiser les infrastructures énergétiques et en particulier de manière holistique plutôt que par silo.

Il existe évidemment une optimisation de premier ordre entre les infrastructures de gaz naturel et celles nécessaires au développement du biométhane. Cette première optimisation a été identifiée et fait l'objet d'un processus

d'optimisation d'adaptation des réseaux dont les modalités sont définies de façon réglementaire et régulateur.

Une seconde optimisation sera nécessaire pour minimiser les coûts de développement de l'hydrogène issu de la biomasse.

Les perspectives de baisse de consommation du gaz envisagées dans la grande majorité des scénarios prospectifs en France et en Europe, libèreraient des capacités sur le réseau actuel qui pourraient avantageusement être mises à disposition d'un transport d'hydrogène pur.

En parallèle les technologies actuelles permettent à la fois la conversion de canalisation de gaz naturel à des canalisations de transport d'hydrogène à un coût bien inférieur à des constructions neuves mais permettent aussi la conversion d'un vecteur à un autre au travers de la méthanation et du vaporeformage.

Avec des types de gaz différents, le réseau joue un rôle particulier pour optimiser le système gazier notamment en offrant un marché exutoire avec une grande profondeur pour l'hydrogène au travers de l'injection.



Manomètre sur une installation de compression de Fontenay-Mauvoisin (78)



Vue aérienne de la station de rebours de Pouzauges (85).

La filière gaz dans son ensemble a donc tous les outils pour une optimisation transvecteurs gaziers. Au-delà du gaz naturel, un recueil des besoins en hydrogène des consommateurs français et de transit transeuropéen devient nécessaire pour commencer la planification du réseau national.

Il existe enfin une autre optimisation, plus large, entre les vecteurs électricité, gaz et chaleur. Aujourd'hui la substituable de ces vecteurs énergétiques à tout moment et en tout lieu invite à ne plus réfléchir en silo mais penser l'évolution des infrastructures dans leur globalité pour s'assurer de l'atteinte d'un optimum économique. Ainsi des congestions sur le réseau électrique pourront dans certains cas être évitées à moindres coûts en passant par le vecteur hydrogène dont le transport pourrait être assuré dans des canalisations de gaz adaptées.

Dès lors une coordination avec les autres infrastructures énergétiques apparaît essentielle en termes de planification géographique et temporelle, notamment avec le système électrique.

Des injections décentralisées à l'inverse des points d'importation de forte puissance actuels

Le développement des gaz renouvelables au travers du droit à l'injection modifie les conditions d'exploitation et les équilibres des réseaux de gaz et oblige les opérateurs à repenser leurs réseaux. Là où hier les points de production ou d'approvisionnement étaient de forte puissance et peu nombreux, ils deviennent aujourd'hui multiples, de faible puissance et disséminés un peu partout sur le territoire national.

Les réseaux de distribution sont notamment appelés à devenir en partie des réseaux de collecte et d'acheminement des excédents de production non soutirés localement vers d'autres pôles de consommation.

Pour cela les flux de gaz doivent remonter des réseaux de distribution vers les réseaux de transport. Les interfaces entre ces deux réseaux doivent donc être adaptées. Cette inversion des flux est possible grâce à des installations techniques spécifiques dites de rebours.

Le réseau s'organise pour accueillir cette production nationale de gaz vert au travers d'une cartographie et un zonage identifiant les potentialités de méthanisation et permettant une optimisation des coûts de développement des infrastructures et en particulier des rebours.

Des nouveaux gaz avec des spécifications variées à intégrer au meilleur coût

Le gaz issu de méthanisation présente des spécifications très proches de celles du gaz naturel. Les gaz potentiellement issus de la biomasse ou des déchets par gazéification peuvent en revanche être composés de taux plus importants d'hydrogène. Par ailleurs, l'injection d'hydrogène, plus complexe dans sa mise en œuvre, est vue comme un outil de transition avant la mise en place d'un réseau dédié, notamment au vu du risque de fragmentation du marché qu'il peut engendrer. À ce titre la Commission européenne insiste sur le besoin d'actualiser les standards de qualité du gaz au niveau européen.

Le traitement et la mise aux spécifications de ces gaz nécessiteront potentiellement des installations onéreuses. Définir avec la filière les solutions les plus éco-

nomiques pour être en mesure d'intégrer ces nouveaux gaz dans les réseaux est un enjeu important. Il pourra s'agir de traiter ces nouvelles productions de gaz renouvelables avant injection dans le réseau ou d'adapter le réseau (localement) pour le rendre compatible avec des spécifications plus étendues.

En 2019, conformément à une demande formulée dans le Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, les opérateurs d'infrastructures gazières¹⁴ ont remis un rapport¹⁵ au ministre de la Transition écologique et solidaire, qui étudie les conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel.

Cette étude, rendue publique en novembre 2019, montre qu'il est possible d'intégrer un volume significatif d'hydrogène dans les infrastructures gazières avec des coûts limités d'adaptation. À court terme, le taux de 6 % en volume d'hydrogène, tel qu'il est défini dans les spécifications gaz de GRTgaz, est atteignable en mélange dans la plupart des réseaux, hors présence d'ouvrages ou d'installations sensibles chez les clients.

À horizon 2030, les opérateurs d'infrastructures gazières recommandent de fixer une capacité cible d'intégration d'hydrogène en mélange dans les réseaux à 10 %, puis 20 % au-delà, afin d'anticiper l'adaptation des équipements notamment à l'aval. Ces taux sont atteignables avec des adaptations limitées sur les infrastructures et font l'objet de travaux de concertation avec les autres opérateurs gaziers européens.

Les travaux réalisés pour ce rapport montrent également à horizon 2050 des zones de pertinence complémentaires pour les trois voies d'injection possibles dans des réseaux que sont le mélange, la méthanation et des réseaux de transport dédiés à 100 % à l'hydrogène.

En tout état de cause, le biométhane et la méthanation permettent de respecter certaines contraintes techniques pour ne pas venir perturber les procédés d'usage du gaz qui ne toléreraient pas de tels mélanges. Des techniques également de séparation sont actuellement à l'étude; elles auraient pour objet de ne pas exposer les consommateurs sensibles à des taux d'hydrogène trop élevés.

Des possibilités de réutilisation des infrastructures pour l'hydrogène

Les trajectoires prévisionnelles de consommation de gaz méthane sont globalement orientées à la baisse à l'horizon 2050 dans la plupart des scénarios et laissent présager de capacités d'acheminement disponibles pour d'autres vecteurs énergétiques gazeux, en particulier pour l'hydrogène. En effet, l'émergence du marché de l'hydrogène va se produire simultanément à la baisse du marché du gaz naturel historique. La diminution des besoins d'approvisionnement du marché du gaz va ainsi libérer progressivement des canalisations de transport qui pourront être adaptées pour transporter de l'hydrogène pur. Ce transfert progressif d'actifs d'un réseau mature et développé vers un nouveau réseau de transport d'hydrogène sera facilité par la structure existante du réseau gazier, caractérisé en de nombreux endroits par des canalisations posées en parallèle permettant d'assurer l'approvisionnement à la fois en méthane et en hydrogène.

Si la plupart des canalisations actuelles de gaz naturel ne peuvent pas sans un minimum d'adaptation transporter de l'hydrogène pur, les premières études menées en Europe laissent envisager une réutilisation possible pour un coût très nettement inférieur à celui d'une nouvelle canalisation d'hydrogène. Outre l'aspect économique, cette solution aurait également l'intérêt de diminuer l'impact environnemental lié à la pose de nouvelles infrastructures linéaires et de réduire très certainement les temps de mise à disposition des ouvrages.

Alors que certains scénarios envisagent des volumes d'hydrogène très significatifs en Europe (plus de 1 500 TWh) à l'horizon 2050, et donc des flux transnationaux importants, il conviendrait de mettre en œuvre les travaux permettant d'identifier les modalités de réutilisation éventuelle des canalisations de gaz pour transporter de l'hydrogène.

C'est dans cet objectif que plusieurs transporteurs de gaz en Europe ont mis en exergue comment pourrait émerger entre 2030 et 2040 une infrastructure de transport d'hydrogène maillée paneuropéenne, basée pour une partie sur des canalisations de transport de gaz

14 | Opérateurs de réseau de transport, de distribution et de stockages.

15 | « Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel », rapport final, juin 2019.

existantes. Cette « dorsale européenne » est détaillée dans un rapport¹⁶ publié en juillet 2020 par GRTgaz et 10 autres transporteurs de gaz européens.

Des incertitudes qui appellent une certaine prudence

Au-delà des dix prochaines années, de nombreuses incertitudes demeurent pour les parties prenantes du marché énergétique étant donné l'horizon de temps envisagé pour la planification des systèmes.

Si la SNBC donne un cadre de réflexion à long terme pour l'analyse des adaptations nécessaires des infrastructures. Il convient néanmoins de noter qu'elle ne définit pas les sous-jacents aux dimensionnements des réseaux : puissance nécessaire en particulier pour la production d'électricité, localisation des consommations et des productions, flux de transit...

Au vu des hypothèses ambitieuses de cette stratégie et du rôle central des infrastructures gazières dans la sécurité d'approvisionnement énergétique, l'évolution possible de ces dernières à terme doit être également envisagée par des analyses de sensibilité.

Par exemple, des hypothèses d'autarcie en matière de gaz renouvelables sont prises dans la SNBC. Ainsi aucun import de gaz renouvelable ou bas carbone n'est

envisagé à terme, alors que d'autres scénarios dans d'autres pays européens envisagent des volumes significatifs de gaz renouvelables importés.

Enfin, il existe encore de nombreuses incertitudes sur les technologies (techniques, économiques), notamment celles concernant la production de gaz renouvelables et bas carbone. À ce stade, ces incertitudes ont souvent justifié le fait de ne pas les avoir retenues dans les scénarios nationaux. Néanmoins la problématique de décarbonation étant mondiale, des avancées technologiques tirées par des pays pariant plus fortement sur les énergies sous forme gazeuses pourraient se matérialiser et conduire à revoir significativement les évolutions du mix gazier en France.

Enfin, les infrastructures gazières françaises sont largement intégrées aux infrastructures européennes ; le réseau de transport français achemine chaque année de nombreuses quantités de gaz vers l'Italie et la péninsule ibérique. Les évolutions de ces flux sont conditionnées aux évolutions des mix énergétiques de nos pays voisins et des flux d'importation en Europe. Là encore de grandes incertitudes demeurent.

Il convient dès lors de tenir compte de ces incertitudes pour définir l'évolution adaptée des infrastructures gazières.

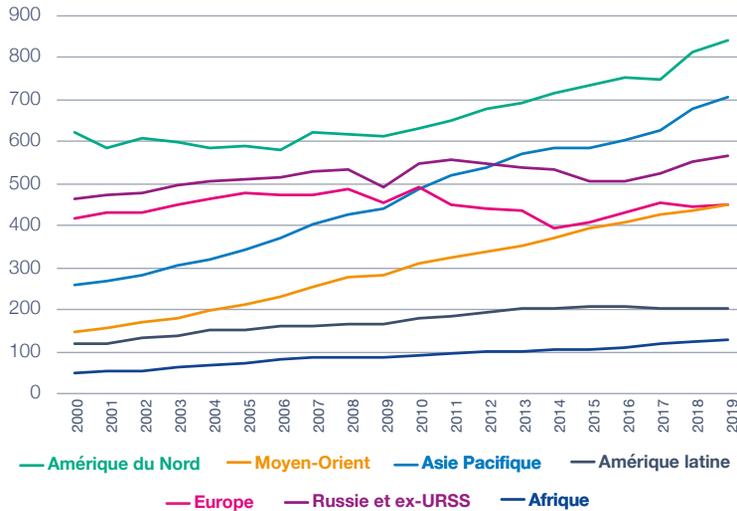
16 | https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/

2

Bilan offre – demande

2.1 | Bilan en 2019

FIGURE 17 | Consommation primaire de gaz naturel dans le monde, par région (Mtep)



Source : Enerdata – Analyse : GRTgaz

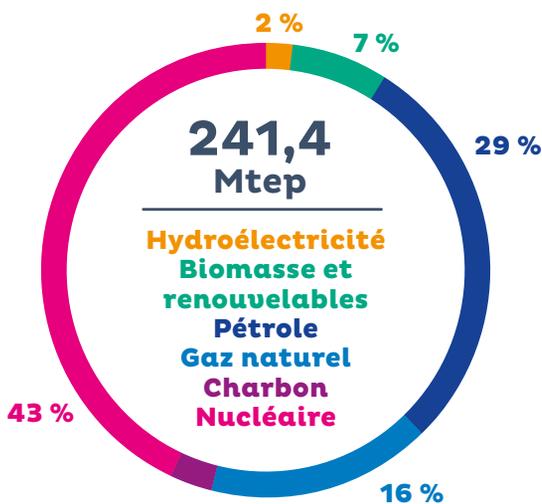
La demande de gaz en hausse en 2019

Le gaz naturel en hausse dans le mix énergétique mondial

Le gaz est la 3^e source d'énergie dans le monde, la 2^e en Europe, où il représente un peu plus du quart de la consommation d'énergie primaire en 2019. La part du gaz dans le mix énergétique mondial est en croissance, atteignant 23,2 % en 2019, contre 22,7 % en 2018 et 21,3 % en 2010.

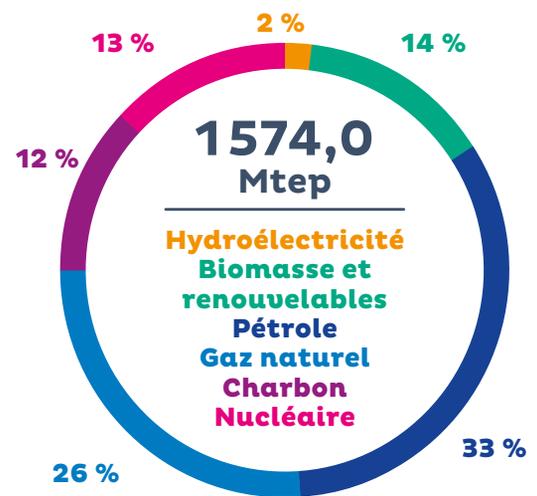
En 2019, la consommation primaire de gaz dans le monde a progressé de 2,9 % par rapport à 2018, soit plus de 3 fois le rythme de progression de la demande mondiale énergétique toutes énergies confondues, qui a été de +0,9 % sur la même période. Cette hausse de la consommation de gaz dans le monde est notamment portée par l'augmentation de la consommation de l'Asie-Pacifique (+4,4 %) et de l'Amérique du Nord (+3,4 %).

FIGURE 18 | Consommation primaire d'énergie en France, 2019



Source : Enerdata – Analyse : GRTgaz

FIGURE 19 | Consommation primaire d'énergie en Europe (UE-28), 2019



Source : Enerdata – Analyse : GRTgaz

Tandis que la consommation primaire d'énergie en Europe en 2019 est en recul de 1,9 % par rapport à 2018, le gaz voit sa consommation primaire augmenter de 2,5 %. La France suit la même tendance avec une consommation primaire d'énergie 2019 en baisse de 2,5 % et une consommation primaire brute de gaz en hausse de 1,8 %. Le gaz représente 16 % de la consommation primaire d'énergie en France tandis qu'il représente 26 % de la consommation primaire d'énergie en Europe.

La demande de gaz en France en hausse notamment pour satisfaire la demande électrique

La demande primaire de gaz correspond à la somme de la demande finale, pour satisfaire les besoins énergétiques des bâtiments, de l'industrie et de la mobilité, et de la demande pour la production d'électricité et l'industrie.

La consommation de gaz en France a augmenté en 2019 par rapport à 2018 de 482 à 494 TWh. Cette variation est liée à une augmentation de la consommation de gaz pour la production d'électricité. Pour les autres usages les consommations restent quasi constantes sur les dernières années comme l'illustre l'évolution des consommations corrigées du climat.

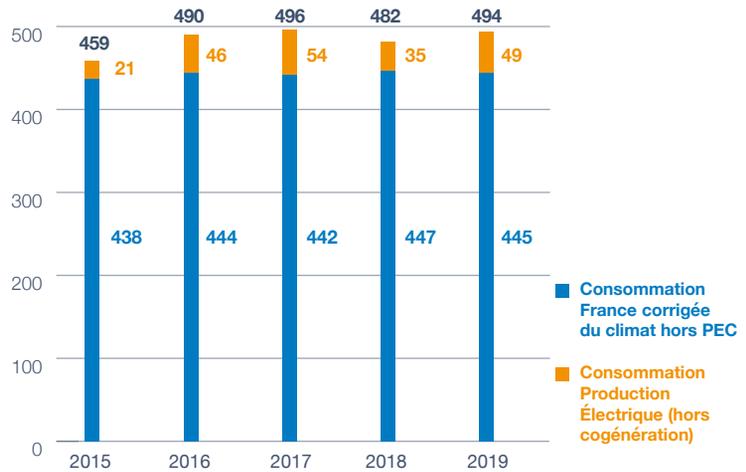
La demande de gaz pour la production électrique centralisée, cycles combinés au gaz et turbines à combustion gaz (TAC), répond à des effets conjoncturels tels que la variation de disponibilité du parc nucléaire et de production hydraulique. La consommation de gaz pour la production d'électricité connaît ainsi des variations importantes ces dernières années.

Répartition sectorielle de la demande

En 2019, la consommation de gaz en France se répartit de la manière suivante :

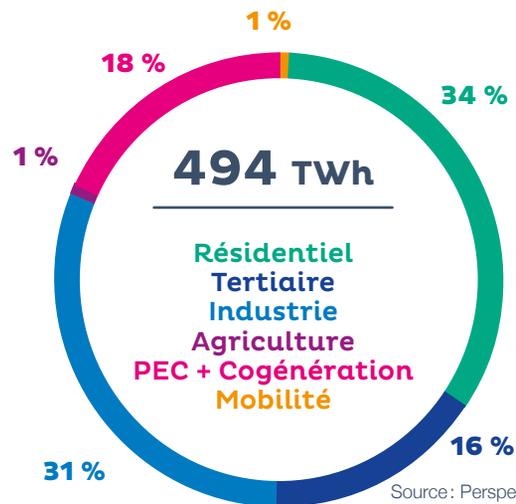
- à 50 % pour le secteur résidentiel et tertiaire dont l'usage chauffage représente une part essentielle des consommations de gaz. Les consommations de gaz du secteur résidentiel et tertiaire se stabilisent autour de 170 TWh et 78 TWh respectivement depuis 2015 ;
- à 31 % pour l'industrie (hors production électrique centralisée (PEC) et hors cogénération), soit une consommation de 159 TWh ;

FIGURE 20 | Évolution de la consommation de gaz corrigée du climat en France (TWh PCS)



Source : Perspectives Gaz 2020 – Analyse : GRTgaz

FIGURE 21 | Répartition de la consommation de gaz par secteurs en France en 2019



Source : Perspectives Gaz 2020

- à 18 % pour la production d'électricité (et de chaleur dans les cogénérations). La consommation de ce secteur est très variable d'une année sur l'autre, et explique l'essentiel des variations observées ces dernières années sur la consommation corrigée du climat ;
- à 1 %, pour la mobilité, qui bien que ne représentant à l'heure actuelle qu'une part minoritaire de la demande de gaz en France, est en forte croissance.



Le BioGNV et BioGNL

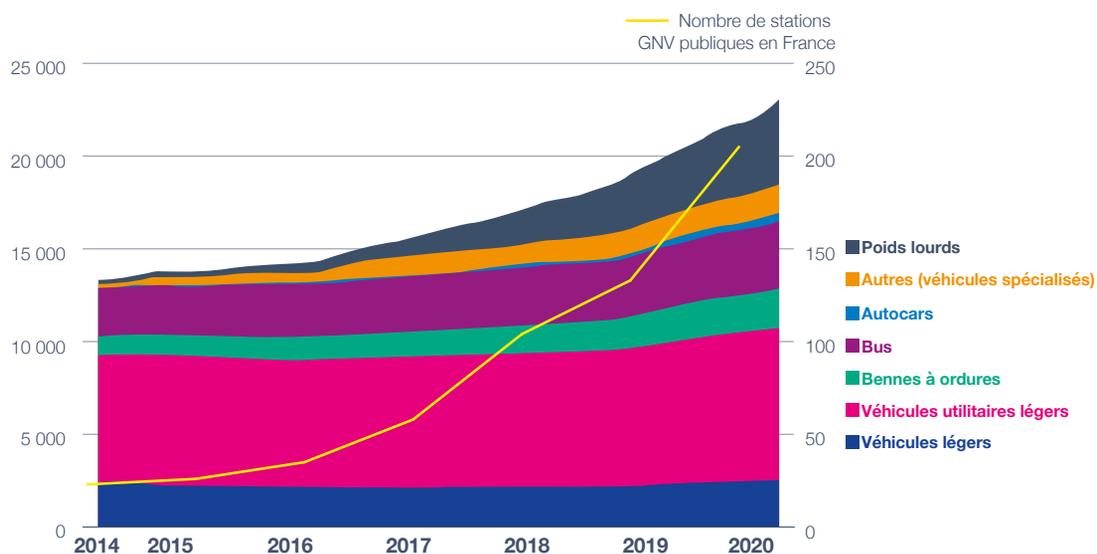
Le GNV, le BioGNV sont exploitables sous 2 formes. La plus répandue est la forme comprimée, que l'on retrouve aussi bien dans les poids lourds que dans les voitures particulières. Le gaz est alors comprimé entre 200 et 250 bars dans des réservoirs spécialement conçus à cet effet.

Pour l'instant réservé aux véhicules lourds, la forme liquide (GNL, BioGNL) permet d'emmagasiner de plus grandes quantités d'énergie, ce qui permet d'envisager des autonomies, après plein effectué à la pompe, qui approchent celles des versions diesel, en contrepartie de contraintes plus fortes dont l'obligation de stocker le produit à une température de -163°C .

Ces carburants ne doivent pas être confondus avec le GPL (gaz de pétrole liquéfié) qui est un carburant gazeux issu du pétrole et constitué majoritairement de butane et de propane.



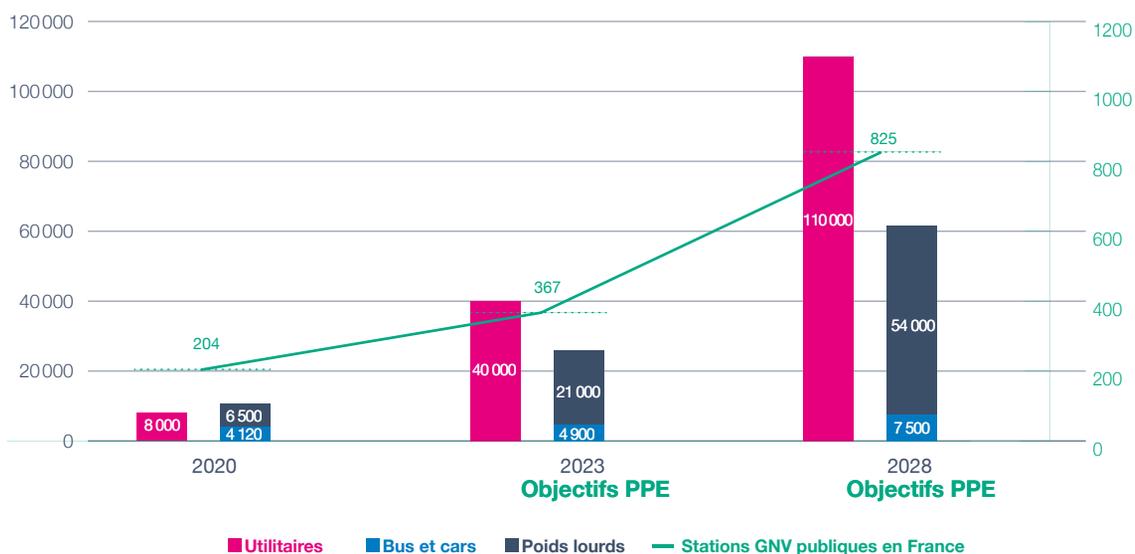
ÉVOLUTION DU PARC DE VÉHICULES GNV EN CIRCULATION EN FRANCE



Source: opendata AFGNV - GRTgaz, AFGNV, présentation Mobilité GNV/BioGNV au Comité prospectif de la CRE ¹⁷, 11 septembre 2020

PARC DE VÉHICULES UTILITAIRES ET VÉHICULES LOURDS AU GNV EN FRANCE

NOMBRE DE STATIONS GNV PUBLIQUES EN FRANCE



Source: AFGNV, présentation Mobilité GNV/BioGNV au Comité prospectif de la CRE ¹⁷, 11 septembre 2020

17 | <https://www.afgnv.org/le-comite-prospectif-de-la-cre-sest-informe-sur-la-mobilite-gnv-biognv/>

La production d'électricité et la cogénération

La production d'électricité à partir de gaz est assurée par un parc de 14 tranches à cycles combinés au gaz (CCG), raccordées au réseau de transport de gaz sur l'ensemble du territoire, 3 turbines à combustion (TAC) et par des installations de cogénération raccordées au réseau de transport pour les plus importantes (plus de 800 unités) ou de manière diffuse sur le réseau de distribution. En 2019, ces cogénérations ont produit 12 TWh d'électricité. La production d'électricité à partir de gaz a représenté 7 % de la production d'électricité en 2019¹⁸.

La demande de gaz pour la production d'électricité centralisée a atteint 50 TWh¹⁹ en 2019 et 44 TWh en 2020, après une année 2018 à 36 TWh. En 2019, la sollicitation de ces unités de production a été particulièrement importante en raison d'une hausse des indisponibilités des centrales nucléaires et à une baisse de la production hydraulique, dans un contexte de prix bas du gaz, redevenu compétitif face au charbon.

Face à la variabilité des disponibilités nucléaires et de la production hydraulique et renouvelable, le gaz assure une production flexible, moins émettrice que les autres sources thermiques et de plus en plus compétitive.

FIGURE 22 | Carte de localisation des productions électriques centralisées au gaz

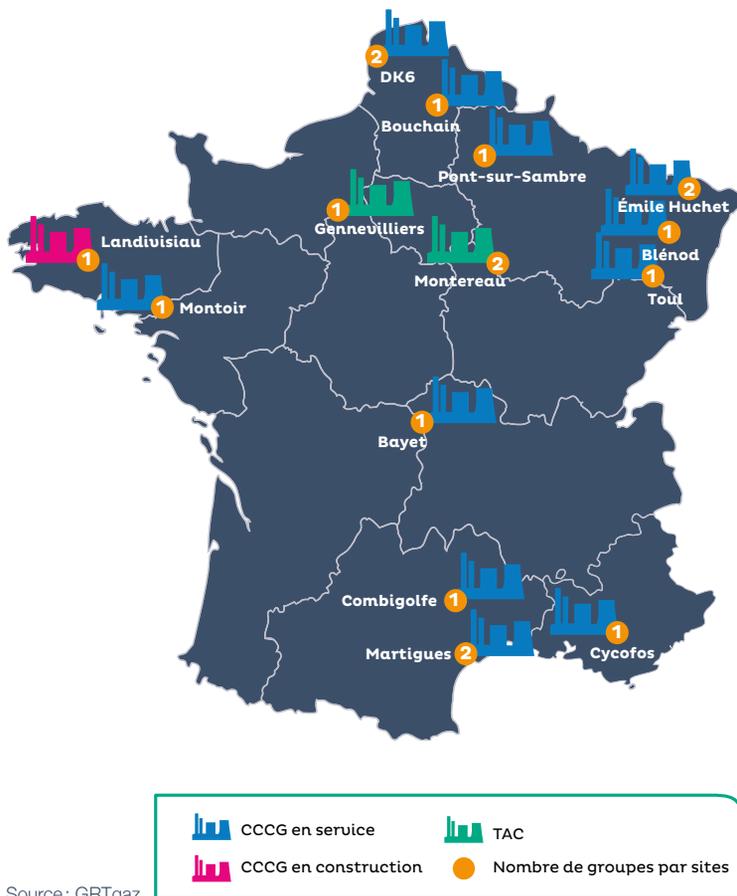


FIGURE 23 | Consommation de gaz pour la production d'électricité centralisée en TWh



Source: GRTgaz, Bilan gaz 2020

18 | RTE éco2mix.

19 | Au périmètre CCG + TAC uniquement.

Puissance maximale appelée

La consommation de gaz est caractérisée par une forte saisonnalité avec une demande en hiver 4 à 5 fois supérieure à la demande en été. En 2019, la consommation de gaz la plus élevée a été atteinte le 24 janvier 2019 ; elle a été de 108 GW sur le réseau GRTgaz. À titre de comparaison, le maximum annuel de demande d'électricité a été atteint le même jour à 88 GW.

Les précédents maxima avaient été atteints lors de la vague de froid de février 2012 : les consommations électrique et gazière avaient enregistré le 8 février 2012 respectivement des pics à 102,1 GW et 176,1 GW.

TABLEAU 5 | Comparaison des puissances maximales appelées sur les réseaux électrique et gazier

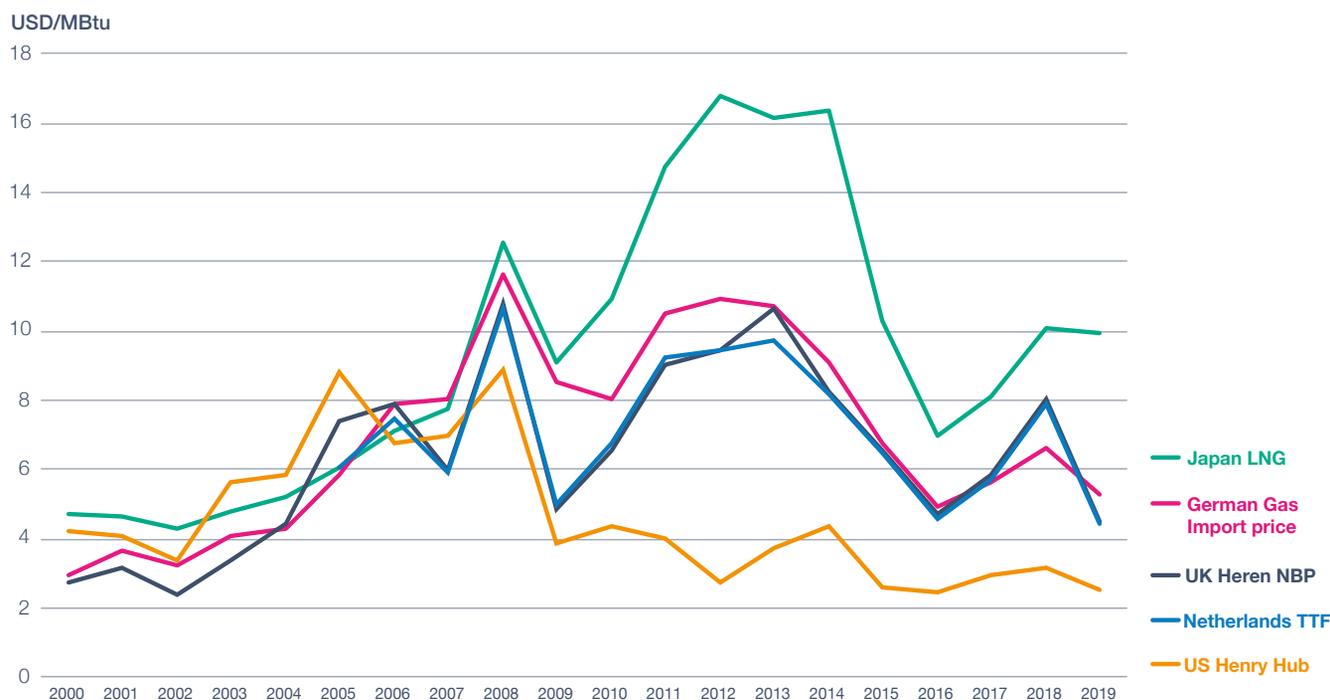
	Gaz	Électricité
Maxima 2019 atteint le 24/01/2019 pour l'électricité et le gaz	108 GW	88 GW
Maxima 2020 le 22 janvier 2020 pour l'électricité et le gaz	103 GW	83 GW
Maxima record atteint le 8/02/2012 pour l'électricité et le gaz	176 GW	102 GW

L'offre de gaz compétitive marquée par une part croissante de GNL et l'émergence des gaz renouvelables

Des prix mondiaux du gaz en baisse sur les différentes places de marché

Depuis 2009, les prix mondiaux du gaz sont marqués par de fortes disparités entre les places de marché mondiales. À partir du début des années 2010, le prix du gaz en Asie s'est envolé, principalement à la suite des conséquences de l'accident de Fukushima. Depuis 2014, les prix du GNL en Asie ont fortement été réduits, notamment en raison de l'indexation de nombreux contrats à long terme sur les prix du pétrole qui ont perdu 50 % de leur valeur entre 2014 et 2016, et la mise en service de nombreuses unités de liquéfaction de GNL.

FIGURE 24 | Évolution des prix du gaz dans le monde



Source : BP Statistical Review of World Energy 2020 – Analyse : GRTgaz

L'Europe a pu bénéficier de la forte disponibilité du GNL qui a tiré les prix à la baisse. Le prix spot moyen sur le marché de référence néerlandais a été de 13,60 €/MWh en 2019.

Une grande convergence des prix sur les places de marché du nord-ouest de l'Europe est constatée en 2019. Elle est le résultat d'un long processus visant à faciliter la circulation et les échanges de gaz au sein de l'Union européenne, par un renforcement des capacités d'interconnexion, une harmonisation des codes de réseaux²⁰ et une convergence des places de marché.

La France a ainsi largement eu accès à cette ressource compétitive du fait de ses nombreuses infrastructures de réception du GNL et de l'attractivité de son marché. Après des renforcements significatifs de ses interconnexions avec les réseaux adjacents, la virtualisation de la commercialisation des capacités d'interconnexion avec la Belgique (Virtualys) et l'Espagne (Pirénéos), l'intégration complète du marché français a été finalisée avec la mise en place d'un point d'échange unique de gaz (PEG – point d'échange gaz) en France au 1^{er} décembre 2018.

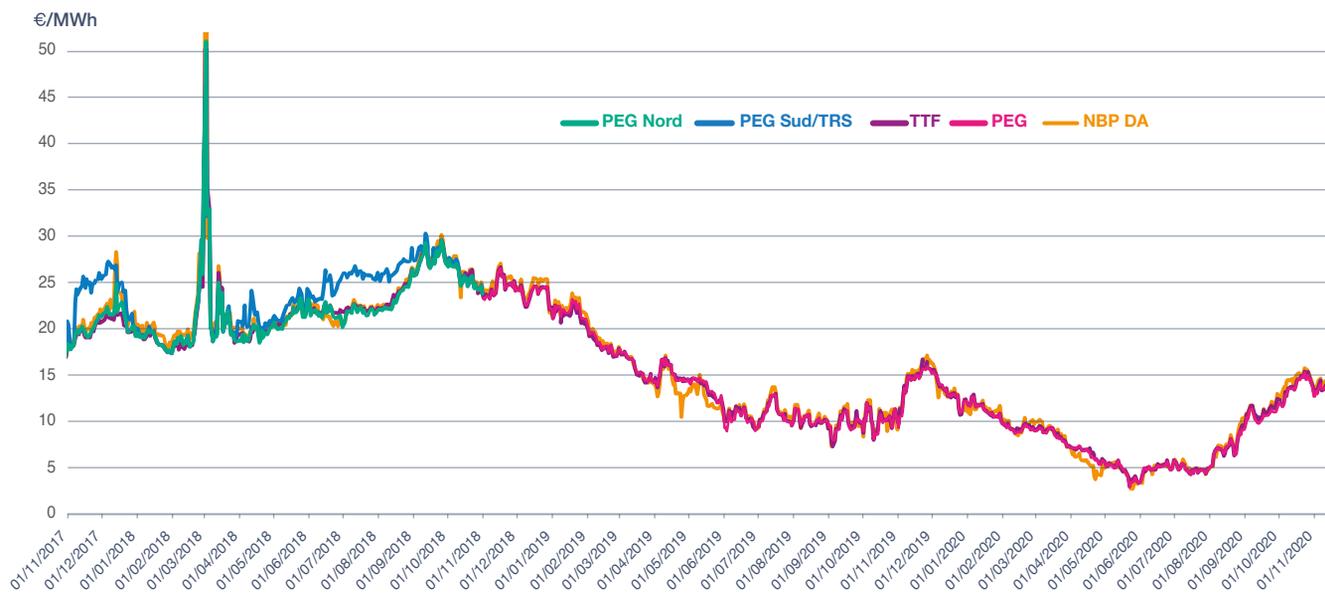
Le prix du gaz sur le marché de gros français est resté très proche des prix des autres places de marchés nord-ouest européennes.

La crise sanitaire mondiale due au COVID-19 a accéléré cette tendance de surabondance de l'offre avec une économie ralentie, ce qui a fait chuter les prix du gaz à des niveaux historiquement bas, au premier semestre de 2020.

Le dynamisme des marchés européens du gaz se confirme en 2019 (+ 25 % d'échanges) tiré notamment par la place néerlandaise qui est devenue depuis le milieu de la dernière décennie la place de marché de référence en Europe du nord-ouest. Pour le PEG, les volumes échangés en 2019 sont de 95,8 milliards de m³ pour une consommation la même année de 43,4 milliards de m³ sur le territoire français²¹.

Le volume échangé sur la place boursière n'est pas le seul élément définissant la liquidité et donc la performance d'un hub. Il faut aussi prendre en compte d'autres

FIGURE 25 | Historique des prix Day-Ahead des places de marché française, britannique et néerlandaise

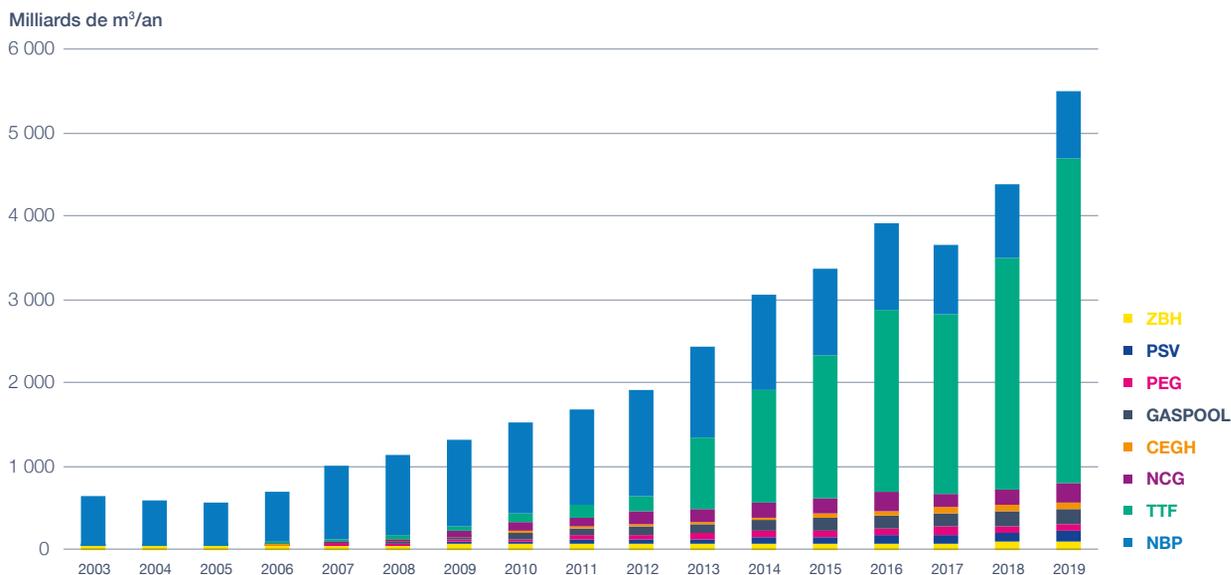


Sources : EEX & Bloomberg

20 | Ces codes de réseaux portent sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions, l'équilibrage orienté marché, l'interopérabilité et l'harmonisation tarifaire.

21 | BP Statistical Review of World Energy 2020.

FIGURE 26 | Volumes de gaz échangés sur les places de marchés européennes



Source: Gas in Focus

indicateurs, comme le nombre de participants sur une place de marché, le ratio entre la somme des volumes échangés sur les volumes physiques consommés de la zone considérée. Ce dernier est appelé le *churn rate* dont le Tableau 5 décrit l'évolution pour les principales places boursières européennes.

Sur la Trading Region France (TRF), malgré la baisse des volumes échangés, le PEG améliore légèrement son *churn ratio* en 2019.

Avec un prix unique du gaz en France, la TRF atteint l'objectif premier de faire disparaître les écarts de prix entre une zone Nord et une zone Sud qui était plus dépendante au marché du GNL. Depuis le lancement de la TRF les écarts, qui étaient en moyenne de 2 €/MWh mais qui pouvaient monter ponctuellement jusqu'à 20 €/MWh, ont disparu: le « prix France » se rapproche du prix très compétitif des pays du nord de l'Europe, avec des écarts de prix de moins de 0,30 €/MWh en moyenne.

Le deuxième objectif était de créer une place de marché liquide et attractive. Là encore, l'objectif est atteint. Le nombre d'acteurs actifs chaque mois au PEG est ainsi passé de 107 à 128 entre 2018 et 2020.

TABLEAU 6 | Churn Ratio des hubs européens

Churn rates* des places de marchés de gaz

HUB	2008	2011	2017	2018	2019
TTF	3,3	13,9	54,3	70,9	97,1
NBP	14,4	19,8	23,9	17,0	14,3
VTP	CEGH 2,4	CEGH 2,2	5,3	6,9	9,0
NCG	0,4	1,8	3,4	3,8	4,3
GPL		0,8	2,6	2,8	2,9
TRF	France 0,4	France 1,0	PEG N 1,7 TRS 0,6	1,7	2,0
ZEE+ZT	5,1	4,1	2,9	3,3	1,9
PSV	0,2	0,2	1,2	1,4	1,8

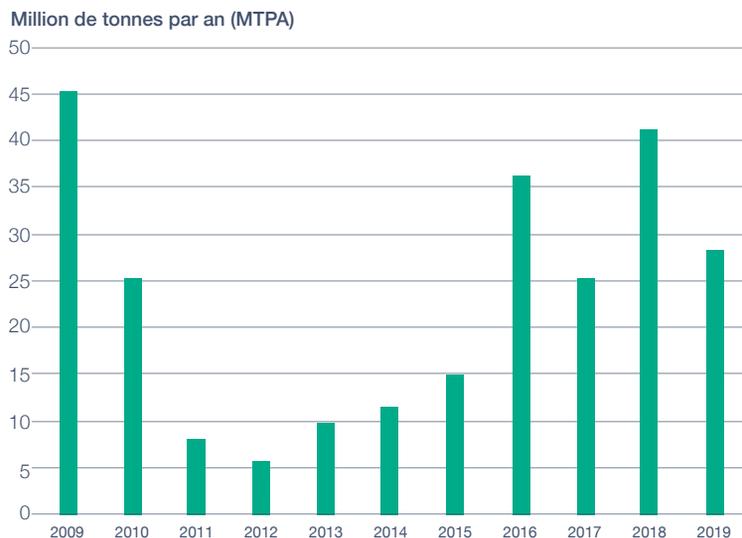
*Calculé sur la base d'un *Net Market Churn*; méthodologies variantes selon les années

Source: Oxford Institute for Energy Studies



de *spread* moyen *end-of-day* entre le PEG et la place de marché néerlandaise TTF. Un *spread* très faible et négatif 66 % des jours.

FIGURE 28 | Nouvelles capacités de liquéfaction mises en service



Source : IHS Connect nov. 2020

Un approvisionnement marqué par un excédent de GNL qui profite à l'Europe et particulièrement à la France

Comme évoqué supra, les trois dernières années ont été marquées par la mise en service de nombreuses unités de liquéfaction dans le monde. En 2019, 7 nouveaux trains de liquéfaction ont été achevés.

Les échanges internationaux de gaz naturel liquéfié (GNL) ont atteint les 359 millions de tonnes (Mt) dans le monde en 2019, soit une augmentation de + 11,8 % comparés à l'année précédente. Le Qatar et l'Australie restent les deux plus gros exportateurs de gaz liquéfié en 2019 (respectivement 22 % et 21 % des exportations mondiales).

Sur le plan européen, l'année 2019 a été marquée par un boom des arrivées de gaz naturel liquéfié avec une hausse de près de 90 % des arrivées (+465 TWh).

FIGURE 28 | Historique des arrivées de GNL en Europe, en TWh



Source : ALSI, gie

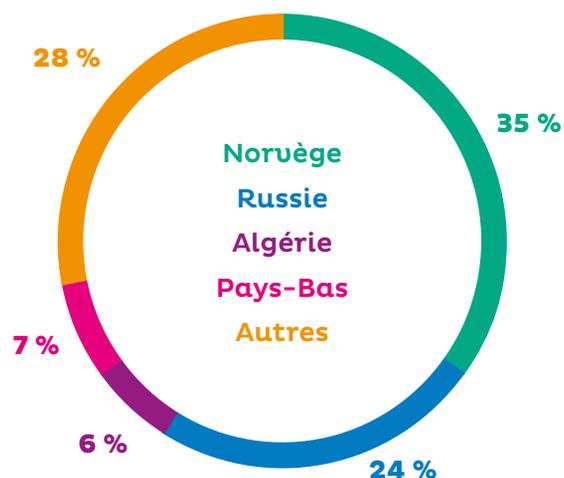
Les approvisionnements par gazoduc ont été ajustés à cet afflux de GNL et ont diminué de 7 %, en particulier en provenance d'Algérie, où les exports de gaz vers l'Italie et l'Espagne ont chuté de près de 40 % en 2019 par rapport à 2018. Les imports norvégiens et russes sont également en baisse, mais ces derniers ont fortement augmenté en parallèle leurs exports de GNL. Sur l'ensemble de ses exports vers l'Europe, la Russie est en hausse de 4 % conséquence notamment de la mise en exploitation des deux nouveaux trains de liquéfaction à Yamal en août et décembre 2018.

La production européenne (sans la Norvège) est en baisse de 6,5 %, plus marquée aux Pays-Bas (-13 %) découlant de la diminution progressive de la production au champ de Groningue, dont l'exploitation devrait s'arrêter en 2022.

À la maille France, on retrouve les mêmes dynamiques. Les imports par gazoduc sont en diminution en provenance de Norvège, Russie et des Pays-Bas substituées par des arrivées en GNL en très forte hausse. La Norvège et la Russie restent les deux principaux fournisseurs de gaz en France, suivis par les Pays-Bas et l'Algérie.

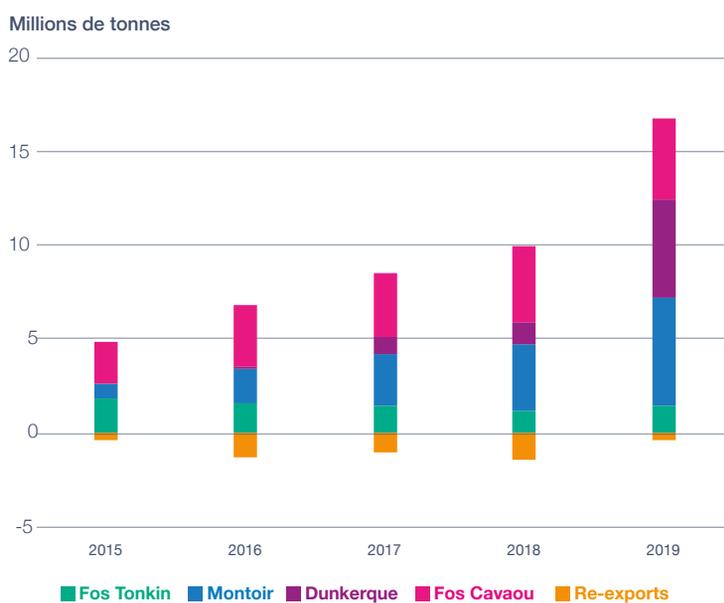
En 2019, la France a été un des points d'entrée principaux du GNL en Europe du fait de sa situation géographique et de l'attractivité de son marché. Les 4 terminaux ont vu leurs flux d'entrée en hausse sur cette année 2019, en particulier au terminal de Dunkerque dont l'utilisation a été multipliée par près de 6. Les terminaux de Fos-sur-Mer et de Montoir-de-Bretagne ont tous les deux retrouvé leur niveau du début de décennie 2010, avant que les événements de Fukushima n'aient entraîné une forte baisse des importations de GNL en Europe.

FIGURE 29 | Approvisionnement français en 2019



Source : BP Statistical Review of World Energy 2020

FIGURE 30 | Volume des importations en France GNL



Source : IHS Markit 2019



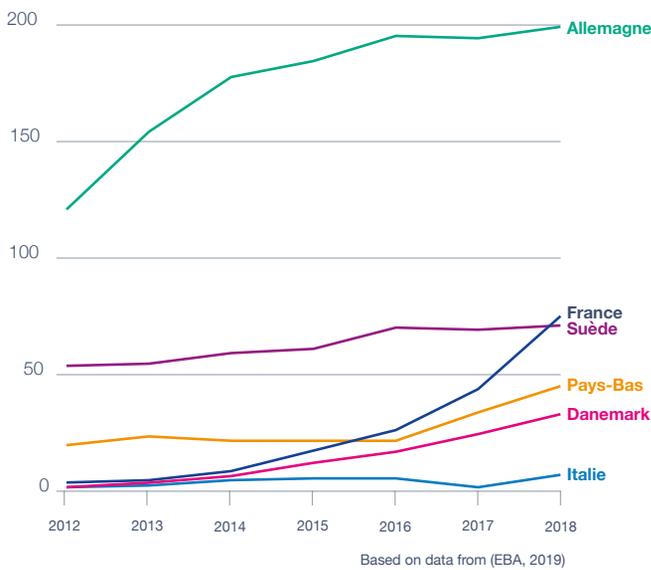
Raccordement du shelter pour la mise en service du site MD Biogaz.

La production nationale de gaz renouvelables

La production primaire de biogaz en France en 2019 s'élève à 11 TWh²² (+ 11 % par rapport à 2018), tandis que la production de biométhane (biogaz épuré) injecté dans les réseaux de transport et de distribution augmente rapidement en France, même si elle ne représente pour l'instant qu'une faible part de l'approvisionnement en gaz du pays (0,25 % en 2019).

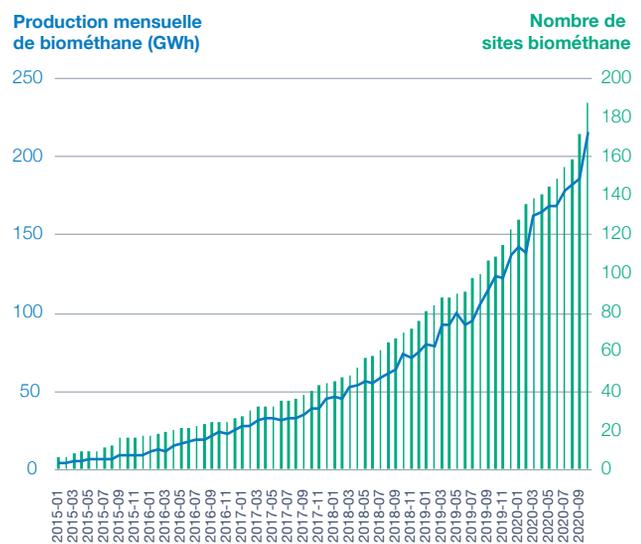
En Europe, la production de biogaz représente environ 170 TWh tandis que la production de biométhane représente 23 TWh.

FIGURE 31 | Évolution du nombre d'installation de production de biométhane



Source: Gas for Climate, Market state and trends report 2020

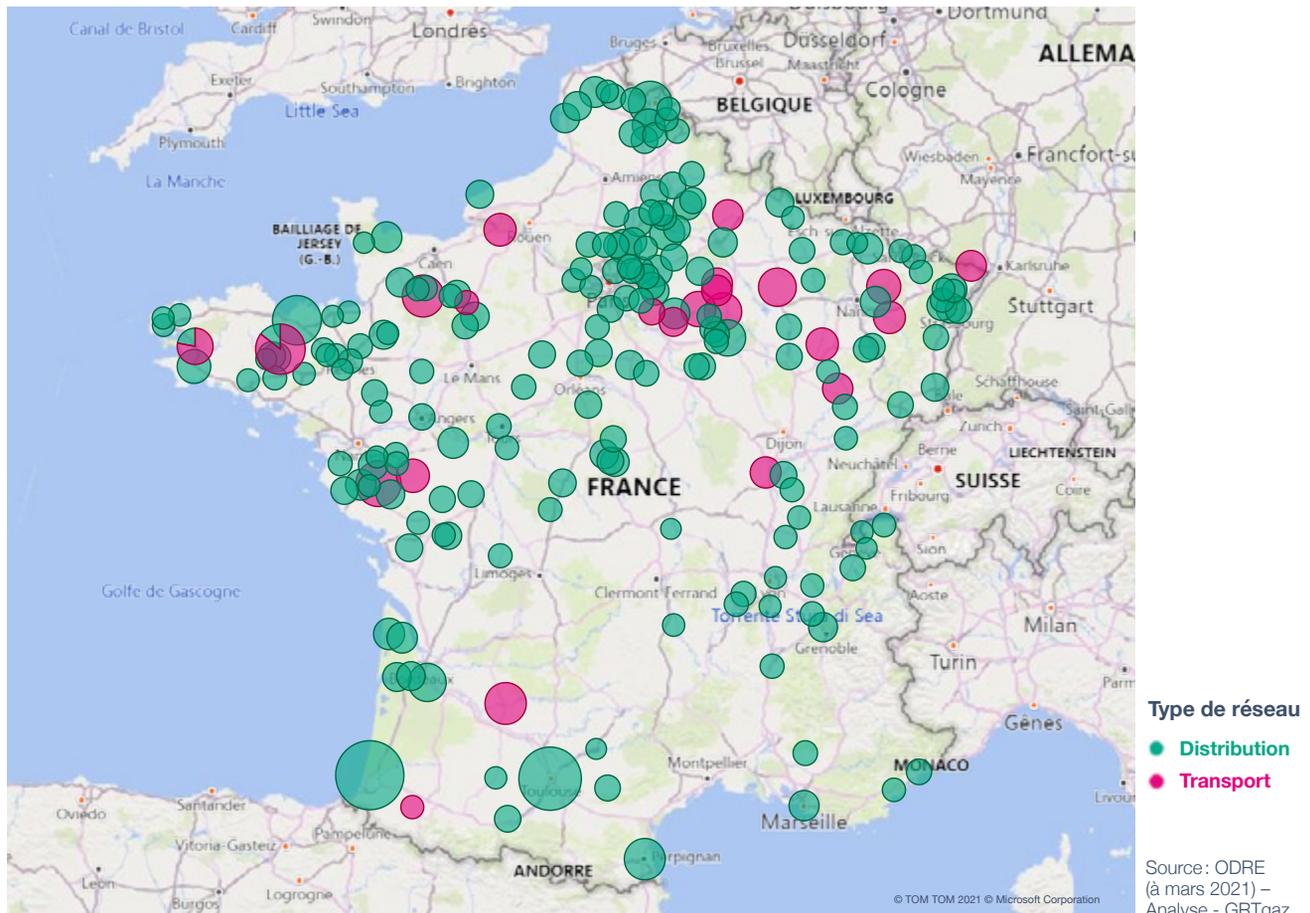
FIGURE 32 | Production mensuelle de biométhane injecté dans les réseaux en France



Source: ODRE (octobre 2020)

22 | Bilan énergétique de la France pour 2019, ministère de la Transition écologique

FIGURE 33 | Cartographie des capacités des sites de production de biométhane ventilés par type de réseaux dans lesquels ils sont injectés

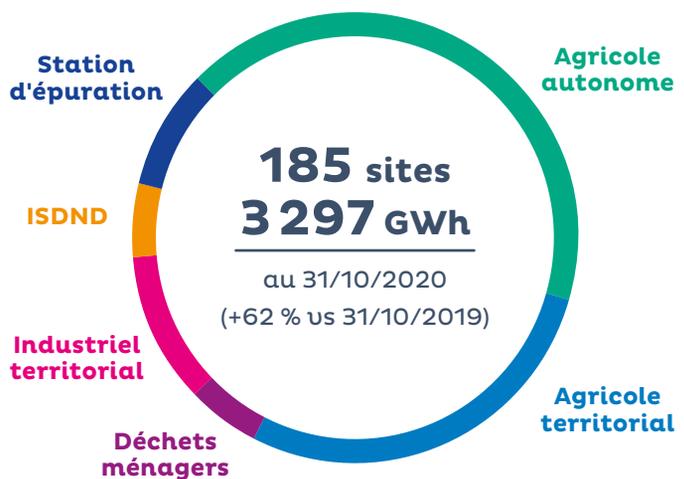


Ainsi, les quantités de biométhane injectées dans les réseaux doublent quasiment chaque année et ont atteint 713 GWh en 2018 et 1,2 TWh en 2019 et 2,2 TWh en 2020.

L'année 2019 compte 47 nouveaux sites de production qui se sont raccordés sur les réseaux, et 62 lors des 10 premiers mois de 2020, ce qui porte à fin octobre 2020 le nombre de sites injectant dans les réseaux à 185 et leur capacité annuelle de production cumulée à 3,3 TWh, dont environ 15 % sont raccordés au réseau de transport. Les capacités moyennes des installations de production de biométhane injecté sur les réseaux de transport et de distribution sont respectivement de 34 GWh/an et 16 GWh/an.

La production de biométhane est réalisée pour près de 70 % à partir de déchets agricoles, le reste étant produit à partir de déchets, ménagers ou industriels, et à partir de boues de station d'épuration.

FIGURE 34 | Capacités annuelles raccordées par type de site



Source: ODRE (oct. 2020)

L'acheminement

La consommation française en 2019 a pu être servie à tout moment et en tout point du territoire. Aucune interruption significative des flux d'importation ou du fonctionnement des infrastructures gazières n'a été constatée. Les stockages de gaz ont pu être utilisés par les fournisseurs de manière à assurer la sécurité d'approvisionnement de leurs clients.

Une fois de plus, le réseau gazier a été largement sollicité et a démontré la pertinence de son dimensionnement pour permettre un accès sécurisé aux gaz les plus compétitifs, en particulier le GNL en 2019, pour assurer les flux de transit du nord de l'Europe vers la péninsule ibérique ou l'Italie *via* la Suisse, et pour accueillir des quantités croissantes de biométhane.

Le réseau de transport français

Le réseau de transport de gaz en France est un réseau maillé de 37 500 km largement interconnecté avec les pays adjacents (Belgique, Allemagne, Luxembourg, Suisse et Espagne). Il est également relié directement à 4 terminaux méthaniens donnant accès au marché mondial du GNL, aux zones de productions norvégiennes ainsi qu'à 16 sites de stockages souterrains permettant de stocker un tiers de la consommation annuelle. Il permet de desservir les clients finaux, directement ou *via* des réseaux de distribution longs de près de 200 000 km.

Il est commercialisé sous forme de capacités d'accès aux points d'entrée ou de sortie du réseau ainsi qu'au PEG (point d'échange gaz).

FIGURE 35 | Réseau de transport de gaz français



Source : GRTgaz

Ce modèle simplifié pour les expéditeurs, leur permet :

- d'alimenter les sites industriels et les distributions publiques raccordées au réseau de transport ;
- de transiter du gaz par la France ;
- d'accéder à un point d'échange virtuel (PEG) autorisant les cessions/acquisitions de gaz avec d'autres contreparties.

La seule obligation des expéditeurs est d'équilibrer leurs entrées et sorties de gaz sur la journée gazière. Cette organisation assure un fonctionnement souple du marché et favorise le développement de la concurrence.

Le réseau de transport assure ainsi la rencontre de l'offre et de la demande au travers de l'acheminement et de la gestion des flux.

Évolutions de l'offre de GRTgaz

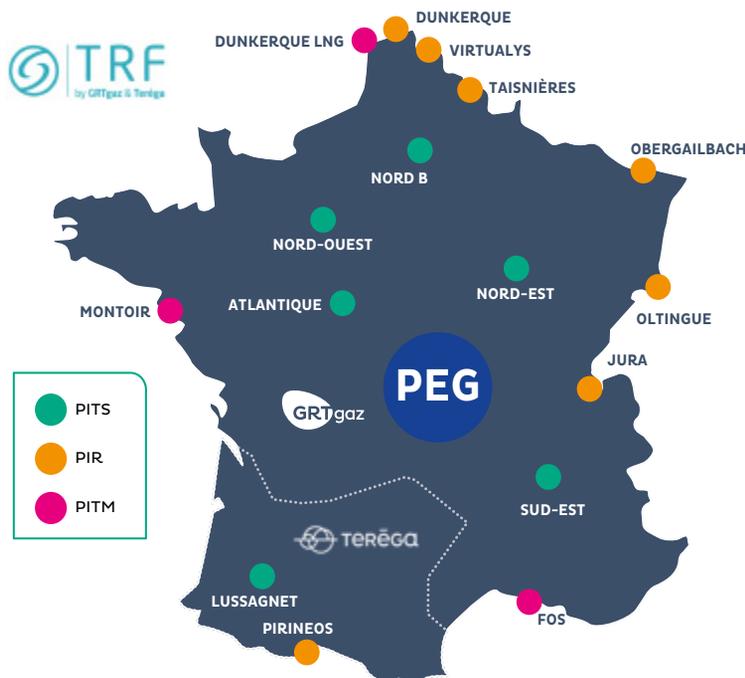
Trading Region France: une place de marché unique liquide et attractive

Conformément à l'orientation donnée par la CRE dans sa délibération du 19 juillet 2012, la place de marché unique du gaz en France a été mise en service au 1^{er} novembre 2018. Elle s'appuie sur un schéma d'investissement associant les projets Val-de-Saône et Gascogne-Midi et sur des mécanismes contractuels, indispensables pour répondre à certains schémas de flux non complètement adressables par les investissements retenus.

La zone unique créée, la TRF (*Trading Region France*) comprend une seule zone d'équilibrage et une place de marché unique, le PEG.

Le mécanisme principal pour gérer les congestions résiduelles, le *spread* localisé, a été conçu en co-construction avec le marché. Il consiste en un appel au marché pour réaliser simultanément un achat de gaz localisé en aval de la congestion et une vente de gaz localisée en amont de celle-ci. Celui-ci a bien fonctionné et a attiré de nombreux acteurs ; il a été utilisé 59 fois à fin 2020 pour un montant total de 8,06 M€ depuis le 1^{er} novembre 2018 et a été fructueux dans la plupart des cas (57 fois sur 59). En particulier en 2020, les améliorations apportées ont permis de rendre ce mécanisme fructueux 100 % des cas et de réduire les coûts associés.

FIGURE 36 | TRF : Une zone de marché unique en France depuis le 1er novembre 2018



Oltingue : augmentation de l'offre de capacité ferme vers la Suisse

Afin de répondre en partie à la problématique d'approvisionnement de la Suisse et l'Italie depuis la réduction des capacités du point d'interconnexion Wallbach (liée à des problèmes techniques sur l'une des canalisations de TENP), GRTgaz a travaillé conjointement avec les opérateurs suisses à l'optimisation des conditions d'exploitation au point d'interconnexion Oltingue.

GRTgaz a ainsi affermi depuis le 1^{er} décembre 2018 les 30 GWh/j de capacités interruptibles au PIR Oltingue dans le sens sortie. L'offre de capacité ferme est ainsi passée de 223 GWh/j à 253 GWh/j.

Cette capacité ferme a encore été augmentée de 7 GWh/j pour atteindre 260 GWh/j depuis le 1^{er} octobre 2019 et ce jusqu'au 31 décembre 2024.

Dunkerque : augmentation de l'offre de capacité ferme en provenance de la Norvège

Pour répondre à la demande du marché, GRTgaz renouvelle chaque hiver l'offre « + de Dunkerque » : 20 GWh/j de capacité ferme supplémentaire mensuelle sont ainsi commercialisés sur le PIR Dunkerque, pour les mois de novembre à mars. Des capacités supplémentaires sont mises en vente en parallèle sur le réseau norvégien de Gassco.

Le niveau de capacité ferme mensuelle du PIR Dunkerque passe ainsi à 590 GWh/j pendant cette période. Le niveau de capacité interruptible reste inchangé (36 GWh/j).

Pour ce faire tout en garantissant la performance du réseau, 20 GWh/j de capacité ferme au PIR Virtualys dans le sens France vers Belgique sont proposés non plus en ferme mais en capacité interruptible pendant la même période. Le niveau de capacité ferme mensuelle au PIR Virtualys passe donc à 620 GWh/j contre 640 GWh/j (+ 30 GWh/j en surbooking). Le niveau de capacité interruptible passe quant à lui de 0 à 20 GWh/j.

Cette offre de bascule de 20 GWh/j de Virtualys vers Dunkerque n'étant plus pertinente pour le marché, il a été décidé de ne plus la mettre en œuvre partir de 2021.

Dunkerque GNL : augmentation de l'offre de capacité ferme

À compter du 1^{er} octobre 2020, les capacités interruptibles sur le terminal de Dunkerque GNL sont affermies passant l'offre de capacité ferme de 300 GWh/j à 519 GWh/j.

Fos : évolution de la capacité commercialisée

À partir d'avril 2021, la capacité commercialisée à Fos sera profilée (capacité plus importante en hiver et plus faible en été) afin de mieux correspondre à la capacité physique.

FIGURE 37 | Capacités fermes au 1^{er} octobre 2020

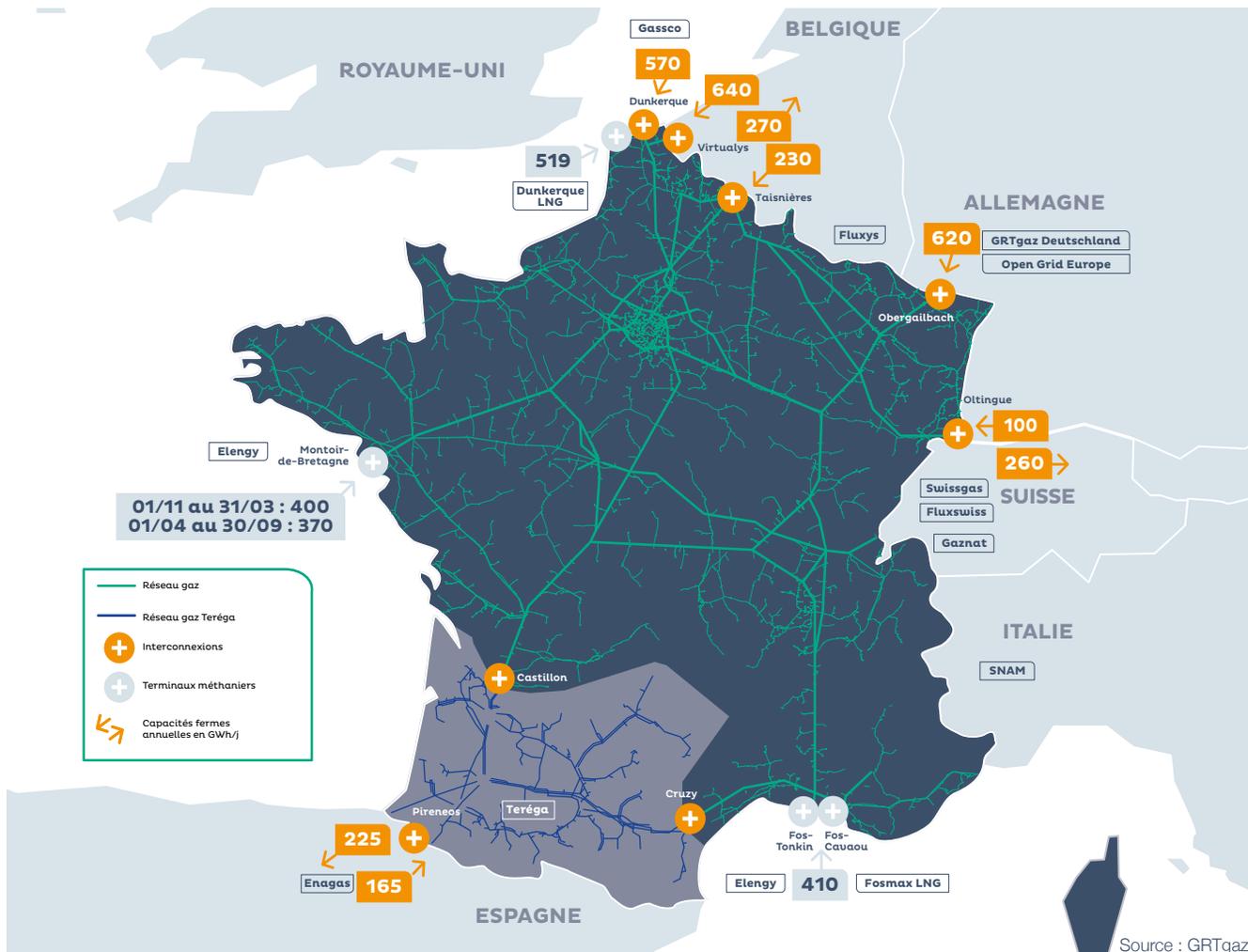
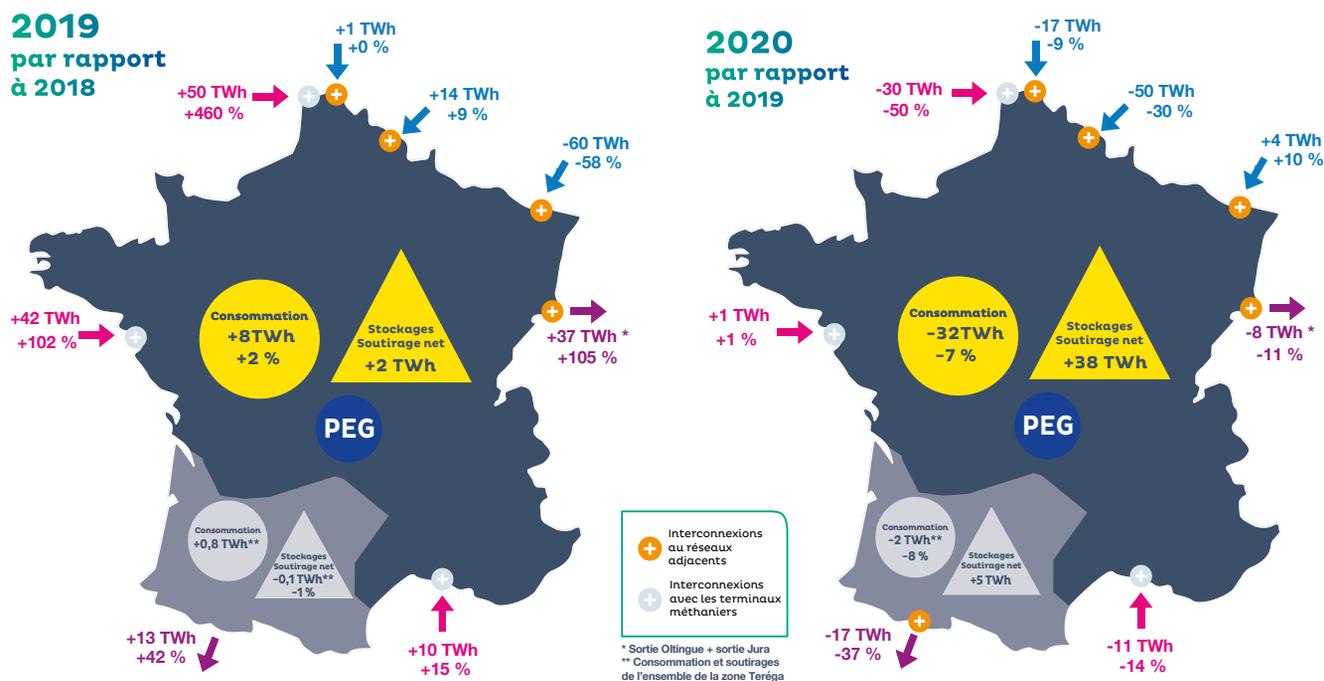


FIGURE 38 | Cartes de l'évolution des flux au périmètre France



Les flux acheminés sur le réseau

En 2019, les transits constituent un record absolu avec des flux France/Suisse et France/Espagne en nette hausse par rapport à 2018 respectivement de +105 % et +42 %. Cela est dû en partie aux chutes des exportations de gaz algériens au cours de l'année 2019 (-36 % vers l'Italie et l'Espagne). Par ailleurs, les flux de la France vers la Suisse et l'Italie ont augmenté en raison de réductions de capacités de l'Allemagne vers la Suisse (à Wallbach) du fait de problèmes techniques sur la canalisation TENP en Allemagne et du travail conjoint avec les opérateurs suisses à l'optimisation des conditions d'exploitation au point d'interconnexion Oltingue (évolution de l'offre évoquée supra). Le point de transfert d'Oltingue a ainsi atteint à de nombreuses reprises son maximum technique, ce qui a amené à doubler le transit annuel en 2019 vers la Suisse.

Comme déjà évoqué, les 4 terminaux français ont vu leurs flux d'entrée en hausse sur cette année 2019, en particulier au terminal de Dunkerque qui a vu son utilisation multipliée par près de 6. Avec 219 TWh de GNL importés, la France est un des points d'entrée principaux du GNL en Europe et a pu servir la demande de transit vers l'Espagne et l'Italie en hausse de 50 TWh en 2019.

En 2020, on observe des niveaux de flux similaires proportionnel à la consommation. Cf résumé. la consommation de gaz en France enregistre une baisse de 7 % par

rapport à 2019, marquée par l'effet d'un climat exceptionnellement doux, 2020 ayant été l'année la plus chaude jamais enregistrée en France depuis 1900. Hormis pour l'industrie davantage affectée par la Covid-19, la situation sanitaire a finalement eu un impact plus limité que le climat sur l'évolution globale de la consommation française en 2020.

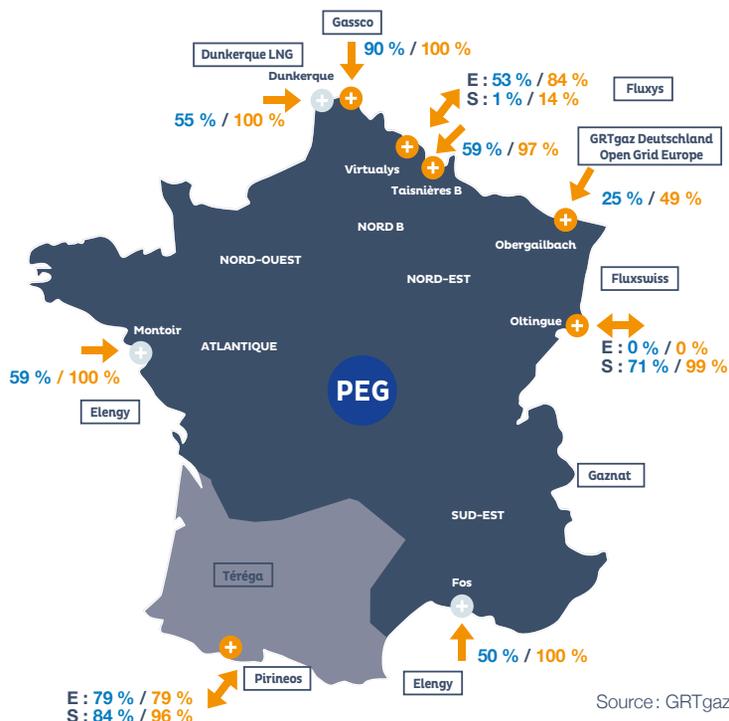
TABLEAU 7 | Évolution des flux commerciaux aux points d'interconnexion réseaux

Flux nets (TWh)	2019	Évolution par rapport à 2018
ENTRÉES	743	+10 %
Entrées gazoducs	402	-10 %
Dunkerque (Norvège)	191	0 %
Virtualys (Belgique)	168	+9 %
Obergailbach (Allemagne)	43	-58 %
Entrées GNL	219	+87 %
Montoir	83	+102 %
Fos	75	+15 %
Dunkerque	61	+460 %
Soutirage Stockage	122	+2 %
SORTIES	740	+100 %
Sorties gazoducs	119	+75 %
Oltingue et Jura (Italie)	72	+105 %
Pirineos (Espagne)	45	+42 %
Autres livraisons*	2	+37 %
Consommations	478	+2 %
Injections stockages	143	-1 %

* Schonenbourg, Ohain, Monaco, Savoie Source : GRTgaz, Teréga

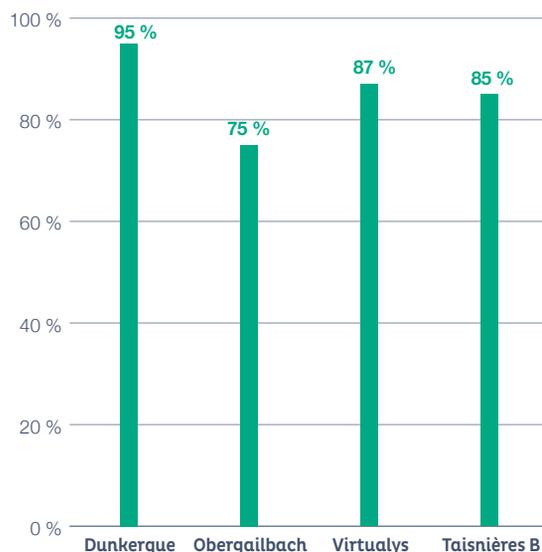
FIGURE 39 | Utilisation des capacités techniques disponibles en 2019

Taux d'utilisation moyen 2019 / Taux d'utilisation maximum 2019 / par rapport à la capacité technique ferme



Source: GRTgaz

FIGURE 40 | Taux de souscription des capacités fermes annuelles aux points d'entrée de gaz gazeux en 2019



Source: GRTgaz

Utilisation et souscription de capacités

L'utilisation des capacités

L'analyse de l'utilisation des infrastructures de transport permet de mesurer l'occurrence d'utilisations maximales et d'identifier d'éventuels besoins d'augmenter les capacités d'interconnexion nécessaires au marché.

Cette analyse montre que les capacités d'entrée et de sortie apparaissent correctement dimensionnées. Le PIR Dunkerque est le point d'entrée le plus sollicité. L'utilisation dans les deux sens des points offrant des capacités bidirectionnelles (Virtualys et Oltingue) témoigne d'un intérêt pour des offres de capacités en sens rebours.

Les souscriptions de capacités

Les taux de souscription des capacités sont globalement élevés : en moyenne, 70 % de la capacité ferme est réservée à l'horizon 2020-2023.

Afin d'offrir des possibilités d'arbitrage supplémentaires et faciliter l'entrée de nouveaux acteurs, de la capacité ferme est réservée pour le court terme.

Les souscriptions fermes aux points d'entrée gaz gazeux

Les capacités à long terme à Dunkerque sont entièrement souscrites jusqu'à septembre 2021. Les souscriptions baissent ensuite fortement pour atteindre près de 55 % des capacités commercialisées à long terme en 2023.

À Virtualys et Obergailbach les capacités sont fortement souscrites jusqu'en 2023. Une forte baisse est ensuite observée amenant le taux de souscription à 45 % environ.

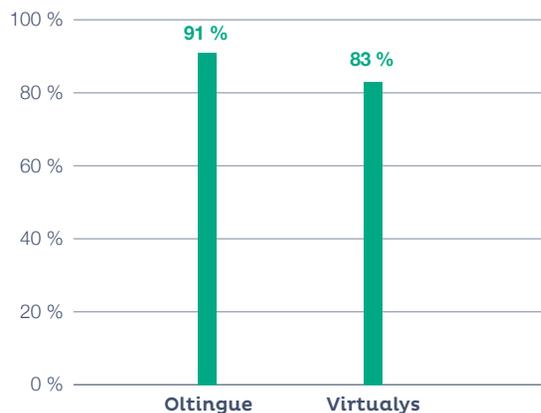
À Taisnières B, les souscriptions long terme se sont arrêtées en octobre 2019. Les souscriptions sur l'année 2020 sont en baisse de 30 % par rapport à l'année 2019.

Les souscriptions fermes aux points de sortie gaz gazeux

À Oltingue, la capacité à long terme est totalement souscrite jusqu'en 2026.

À Virtualys dans le sens France vers Belgique, le taux de souscription global est de l'ordre de 80 % sur la période 2020-2023. Ce taux inclut la capacité dédiée à la prestation de transit du terminal DK LNG vers Fluxys qui est réservée à long terme.

FIGURE 41 | Taux de souscription des capacités fermes annuelles aux points de sortie de gaz gazeux en 2019



Source : GRTgaz

Station d'interconnexion de Pitgam.



2.2 | Bilan prévisionnel pluriannuel

Le code de l'énergie (article L141-10 mis à jour par l'ordonnance 2018-1165) prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport établissent tous les ans un bilan prévisionnel pluriannuel, prenant en compte les évolutions de la consommation en fonction des actions de sobriété, d'efficacité et de substitutions d'usage et des capacités de transport, de distribution, de stockage, de regazéification, de production renouvelable et des échanges avec les réseaux gaziers étrangers.

Ce chapitre présente les prévisions de consommation et de production de gaz renouvelables selon les quatre scénarios établis par GRTgaz, Teréga, GRDF et le SPEGGN, dans le cadre de l'élaboration des « Perspectives Gaz 2020 », les prévisions de demande journalière à la pointe 2 %, les prévisions de demande, de productions et de besoins d'importation pour l'Europe, ainsi que les principaux projets d'importation et d'interconnexion pouvant influencer les flux d'importations de gaz vers la France.

En bilan, le système gazier français actuel bénéficie d'un niveau de flexibilité et de résilience qui permet d'assurer la continuité d'approvisionnement de la France, y compris à la pointe de froid, dans les contraintes définies au niveau européen par le règlement 994/2010 relatif à la sécurité d'approvisionnement, ainsi qu'aux obligations de service public définies par la législation française et ce jusqu'en 2030.

Cette analyse s'appuie notamment sur les différents tests et analyses complémentaires menées par GRTgaz, Teréga et l'ENTSOG à différentes mailles géographiques et temporelles :

- à court terme, GRTgaz analyse chaque année à l'entrée de l'hiver la couverture de la demande de pointe et plus largement du bilan, en fonction du remplissage des stockages, de la rigueur de l'hiver et des dernières tendances en termes d'imports. L'ENTSOG mène une analyse similaire au niveau européen au travers du *Winter Supply Outlook* ;
- à plus long terme et à une maille européenne, l'ENTSOG analyse tous les deux ans dans le TYNDP l'adéquation entre l'évolution potentielle des approvisionnements, de la demande et des infrastructures européennes.

Bilan à horizon 2030

Des perspectives de demande en baisse

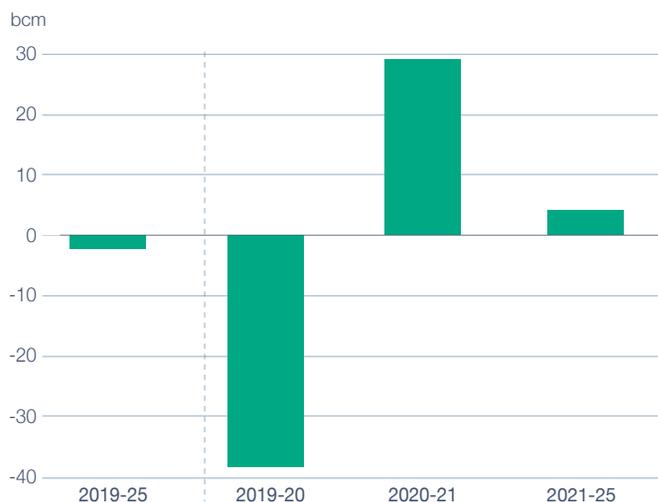
Des projections européennes en baisse

Dans son rapport GAS 2020 publié en juin 2020, l'AIE estime que la demande européenne de gaz devrait rester stable jusqu'en 2025. Les centrales électriques à partir du gaz devraient être plus sollicitées pour compenser la baisse progressive de 50 GW des capacités de production électrique à partir du nucléaire, du charbon et lignite. En revanche cette croissance sera certainement limitée par l'expansion rapide de la production d'électricité renouvelable qui devrait augmenter de près de 30 % à moyen terme. La demande de gaz naturel dans l'industrie devrait retrouver ses niveaux d'avant la crise mais sans réel potentiel de croissance.



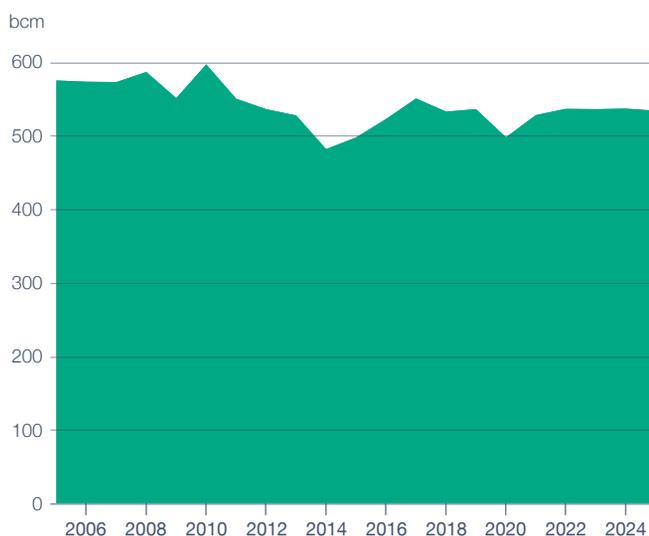
Station de compression et d'interconnexion de Fontenay-Mauvoisin (78)
GRTgaz Région Val de Seine.

FIGURE 42 | Prédiction de croissance de la demande de gaz en Europe 2019-2025



Source: AIE, rapport Gas 2020

FIGURE 43 | Historique et prévision de l'évolution de la demande de gaz en Europe 2005-2025



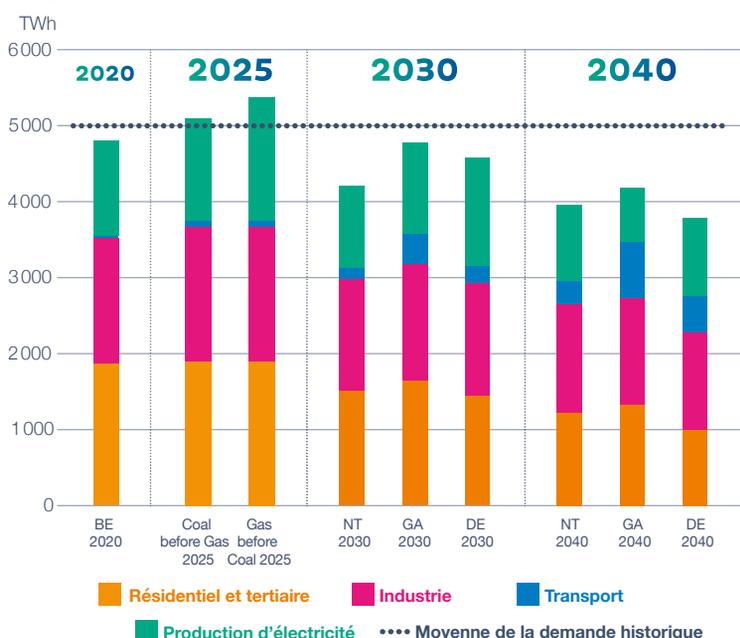
Source: AIE, rapport Gas 2020

Les scénarios de l'ENTSOG affichent quant à eux une baisse de la demande de gaz en Europe à l'horizon 2030.

Le scénario *National Trends* est celui qui prévoit la baisse la plus significative de la demande de gaz. À l'inverse, les scénarios *Global Ambition* et *Distributed Energy* atteignent à l'horizon 2030 des niveaux de décarbonation plus importants avec une demande de gaz plus haute. Cela est lié à une substitution plus rapide des vecteurs les plus carbonés (pétrole, charbon) vers le gaz, mais aussi à une part plus importante des gaz renouvelables dans le mix gazier.

Dans les trois scénarios la demande de gaz du secteur résidentiel et tertiaire est en baisse, compensée en partie par la demande pour le transport des personnes et des marchandises. Cette tendance se prolonge sur l'ensemble des scénarios pour atteindre un niveau de demande de gaz inférieur à 4000 TWh en 2040 (-20 % vs 2019).

FIGURE 44 | Ventilation sectorielle de la demande totale de gaz en Europe (EU28) aux horizons 2025, 2030 et 2040



Source: TYNDP 2020

Les perspectives d'évolution de la demande en France ne font pas exception

Comme chaque année, l'exercice des « Perspectives Gaz » vise à présenter des visions réalistes et contrastées de l'évolution de la demande de gaz et de la production de gaz renouvelables à moyen terme.

Cette nouvelle édition 2020²³ propose 3 trajectoires d'évolution de la consommation de gaz et de la production de gaz renouvelable à horizon 2030 (Tableaux de données des scénarios disponibles en annexe) :

- scénario **NATIONAL gaz bas** : ce scénario est cohérent et compatible avec le scénario AMS (Avec mesures supplémentaires) de la SNBC publiée en avril 2020. Il repose notamment sur une électrification importante des usages, en particulier dans les secteurs de la mobilité, de l'industrie et des maisons individuelles, et sur un développement important des réseaux de chaleur urbains pour alimenter les logements collectifs et les bâtiments tertiaires ;
- scénario **NATIONAL gaz haut** : ce scénario est cohérent avec la variante « gaz haut » du scénario AMS de la SNBC. Cette dernière traduit la grande incertitude qui existe quant à l'évolution de la place du gaz dans les bâtiments et montre que d'autres chemins vers la neutralité carbone en 2050 sont possibles en France, en s'appuyant notamment sur une part plus importante de gaz renouvelable pour décarboner le secteur des bâtiments ;
- scénario **TERRITOIRES** : ce scénario est construit à partir de la concaténation des ambitions et dynamiques régionales. Il repose sur une interprétation, des textes et éléments de SRADDET²⁴ publiés. La plupart de ces scénarios s'appuient sur la complémentarité des énergies. Il s'agit du scénario le plus ambitieux en termes de consommation de gaz et de production de gaz renouvelable.

Les trois scénarios des Perspectives Gaz 2020 s'inscrivent dans la trajectoire ambitieuse de la SNBC, notamment pour l'efficacité énergétique et la rénovation des bâtiments, ce qui implique des baisses rapides de la consommation de gaz permettant d'atteindre les objectifs de neutralité carbone en 2050, avec un recours limité du potentiel de gaz renouvelables (en France ou en lien avec des importations).

Il est à noter par ailleurs que pour cet exercice il a été retenu que la crise sanitaire n'affecterait les consommations

que sur les 3 prochaines années. Cette hypothèse devra être affinée dans les prochains exercices en tenant compte également de l'évolution de la crise.

Ces scénarios ont été établis, en outre, en considérant un accroissement de la population et une diminution de la taille des ménages et une baisse significative des parts de marché gaz autant dans les bâtiments collectifs que les maisons individuelles en lien en particulier à l'évolution des réglementations environnementales dans les bâtiments.

Les hypothèses retenues pour l'établissement de ces scénarios sont détaillées dans le document « Perspectives Gaz 2020 » :

- les trajectoires s'établissent ainsi à l'horizon 2030 dans une fourchette entre 381 et 410 TWh/an. Pour la première fois, ces trajectoires intègrent également le développement de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone pour lequel les pouvoirs publics ont introduit des cibles ambitieuses à 2030 ;
- l'écart le plus significatif porte sur la mobilité gaz qui est beaucoup plus prononcée dans le scénario **TERRITOIRES**. La part de marché des poids lourds porteurs neufs à 2030 y est estimée à 65 % face à deux scénarios **NATIONAUX** qui la situent plutôt autour de 14 %. La consommation liée à la mobilité au gaz (GNV et hydrogène) s'élèverait autour de 41 TWh en 2030 pour le scénario **TERRITOIRES** ;
- du côté de l'industrie, le scénario **TERRITOIRES** est également le plus ambitieux avec une part de marché gaz (méthane et hydrogène) autour de 28 % portant à l'horizon 2030 la consommation par les industriels à 137 TWh tandis que les scénarios nationaux estiment cette part de marché à 25 % correspondant à une consommation de 122 TWh en 2030 ;
- de la même manière le gaz prend une part de marché du tertiaire plus importante dans le scénario **TERRITOIRES** estimée à 25 % à l'horizon 2030 correspondant à une consommation de 48 TWh tandis que les scénarios **NATIONAL gaz haut** et **NATIONAL gaz bas** l'évaluent à 20 % et 18 % respectivement correspondant à des niveaux de 41 TWh et 36 TWh respectivement ;
- enfin, la part de gaz consommé pour la production électrique centralisée est estimée dans les Perspectives Gaz 2020 dans une fourchette entre 45 et 65 TWh par an à l'horizon 2030, tandis que celle pour les unités de cogé-

23 | <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2021-06/Rapport-perspectives-gaz-2020.pdf>

24 | Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires.

nération est considérée à la baisse pour atteindre entre 14 et 25 TWh en 2030. Il est important de noter que les estimations liées aux productions électriques centralisées sont soumises à de nombreuses incertitudes sur les moyens de production électrique à cette échéance (capacité des centrales nucléaires, capacité des énergies renouvelables variables, indisponibilité des moyens pilotables, conditions météo). En outre, le BP RTE à l'horizon 2030 publié en mars 2021 affiche une perspective de production de 23 TWh à 24 TWh électrique à partir de gaz ce qui correspond à une consommation d'un peu plus de 50 TWh de gaz cohérente avec les volumes affichés par le scénario **TERRITOIRES**. En revanche les scénarios **NATIONAL gaz haut** et **NATIONAL gaz bas** tablent sur des perspectives de volumes au même niveau que ceux de ces dernières années en écart avec le scénario RTE qui affiche un moindre recours aux centrales électriques à partir de gaz.

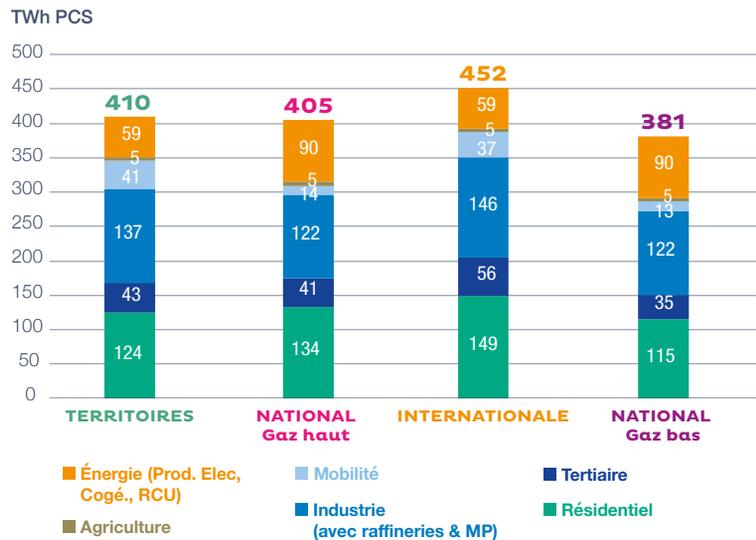
Une étude de sensibilités a été réalisée à la marge de ces trois scénarios pour mesurer l'impact sur le niveau des consommations d'une trajectoire un peu moins ambitieuse d'efficacité énergétique dans les bâtiments (développement des chaudières à très haute performance énergétique (THPE) et rythme des rénovations).

Une atteinte partielle de ces objectifs (70 % d'efficacité par rapport à la trajectoire de référence de la SNBC) conduirait à accroître les consommations de 11 à 13 TWh en 2030, suivant les scénarios.

Par ailleurs, un scénario envisageant des importations de gaz renouvelables a été également ébauché. Ce scénario sort du cadre strict de la SNBC puisqu'il envisage de répondre à la demande supplémentaire en complétant la production nationale de gaz renouvelable par des importations de gaz renouvelables et/ou décarbonés (hydrogène, méthane de synthèse ou gaz naturel décarboné à l'amont) comme beaucoup d'autres États membres de l'Union européenne l'envisagent. Dans ce scénario dit « **ALTERNATIVE INTERNATIONALE** », la consommation de gaz pourrait baisser moins rapidement et se situer au niveau de 452 TWh à horizon 2030, tout en restant compatible avec l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050 (Tableaux de données de ce scénario est disponible en annexe).

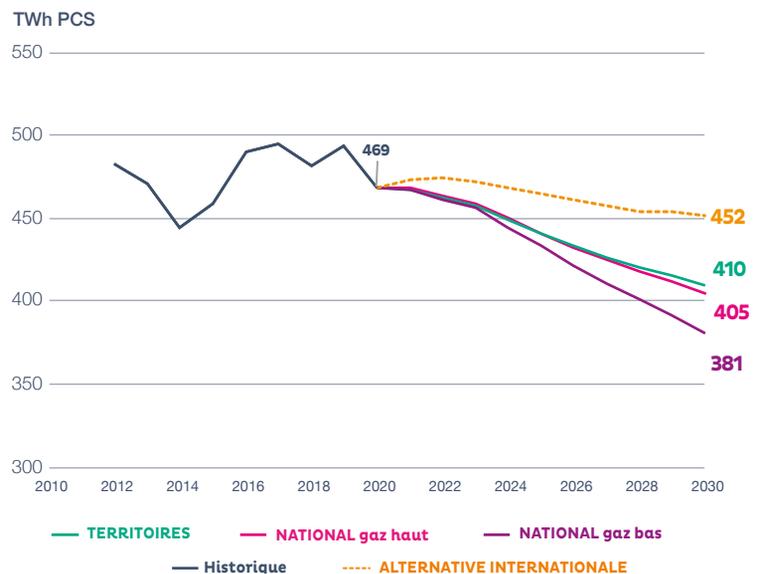
En prenant en compte tous ces éléments, les baisses des volumes consommés de gaz en France à l'horizon 2030 sont donc comprises dans une fourchette entre 4 et 19 % par rapport à 2020.

FIGURE 45 | Répartition de la consommation par secteur en France en 2030 selon les trois scénarios



Source : Perspectives Gaz 2020, GRTgaz, Teréga

FIGURE 46 | Scénarios de l'évolution de la demande totale de gaz en France (méthane et hydrogène renouvelable/bas-carbone) à horizon 2030



Source : Perspectives Gaz 2020, GRTgaz, Teréga

La demande en pointe

Pour le système gazier la demande maximale qui doit pouvoir être satisfaite est celle rencontrée lors d'un hiver froid ou de températures très basses durant 3 jours consécutifs tels que cela peut se produire statistiquement tous les 50 ans. C'est d'ailleurs sur une telle demande que les réseaux de transport régionaux de gaz sont dimensionnés.

Conformément à la réglementation, les gestionnaires de réseaux de transport établissent chaque année, pour l'hiver suivant, la consommation en pointe de froid, dite « pointe au risque 2 % ». Celle-ci correspond au niveau de consommation qui aurait lieu dans des conditions extrêmes, où la température journalière moyenne est inférieure ou égale à la température la plus basse ayant une probabilité d'occurrence de 2 %.

Cette consommation est évaluée pour l'année écoulée en extrapolant les consommations hivernales à la température extrême selon une méthode dite « de l'analyse de l'hiver ».

La demande de pointe prise comme référence dans cet exercice est celle calculée sur les données de consommations de l'hiver 2019-2020; elle est de 4 146 GWh/j

sur le périmètre France entière et dont 3 824 GWh/j sur le périmètre GRTgaz.

L'évolution jusqu'à 2030 de la demande à la pointe est ensuite établie en fonction des trajectoires de consommation, en appliquant pour les secteurs résidentiel, tertiaire et industrie, les mêmes taux de décroissance que pour la consommation de ces secteurs dans chaque scénario.

Une nuance est cependant apportée pour le calcul de la pointe du secteur résidentiel, car une partie des clients gaz a basculé vers un système de pompes à chaleur (PAC) hybride²⁵ (10 % en 2030 pour les scénarios **TERRITOIRES** et **ALTERNATIVE INTERNATIONALE**). Dès lors la consommation de gaz de ces clients sur l'année ne correspond plus qu'à 20 % de la consommation d'un client ne disposant que d'une chaudière gaz. Pour autant son besoin à la pointe reste sensiblement le même car avec ce système, c'est la chaudière au gaz qui est activée en période de pointe de froid.

En ce qui concerne les hypothèses pour la production électrique centralisée, il est retenu une stabilité du parc de turbines à combustion (TAC) et de centrales à cycle combiné gaz (CCG), comprenant la nouvelle centrale de Landvisiau, en cohérence avec le bilan prévisionnel à l'horizon 2030 de RTE publié en mars 2021.

Du côté des cogénérations, les hypothèses retenues corroborent également celles du récent bilan prévisionnel de RTE avec une baisse des capacités installées et raccordées au réseau de gaz de 20 % à 2030.

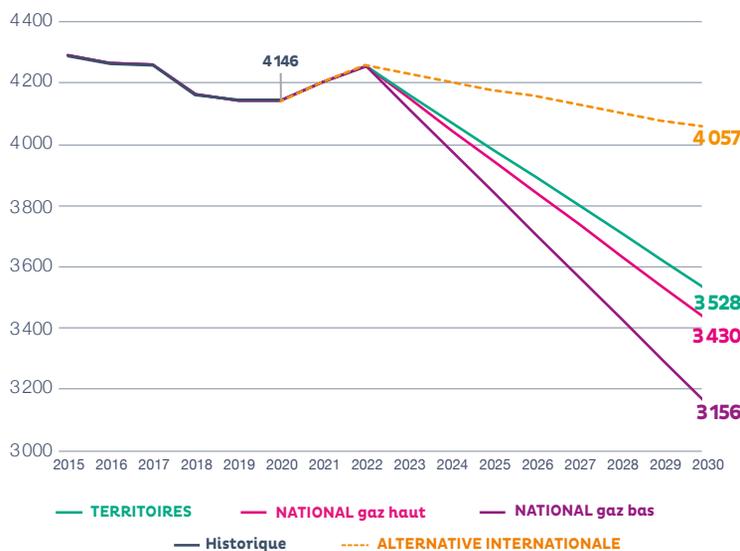
Enfin les consommations pour la mobilité ont été considérées comme quasiment stables tout au long de l'année.

Par ailleurs, dans l'exercice du calcul de la pointe, seuls les volumes de gaz en méthane sont pris en compte excluant la part hydrogène dont une très faible part devrait transiter par le réseau en mélange à l'horizon 2030.

Prenant en compte tous ces éléments, les besoins de pointe en 2030 sont estimés entre 3 156 et 4 014 GWh/j pour l'hiver 2029/2030 en baisse de 3 % à 24 % par rapport à 2020 selon les scénarios.

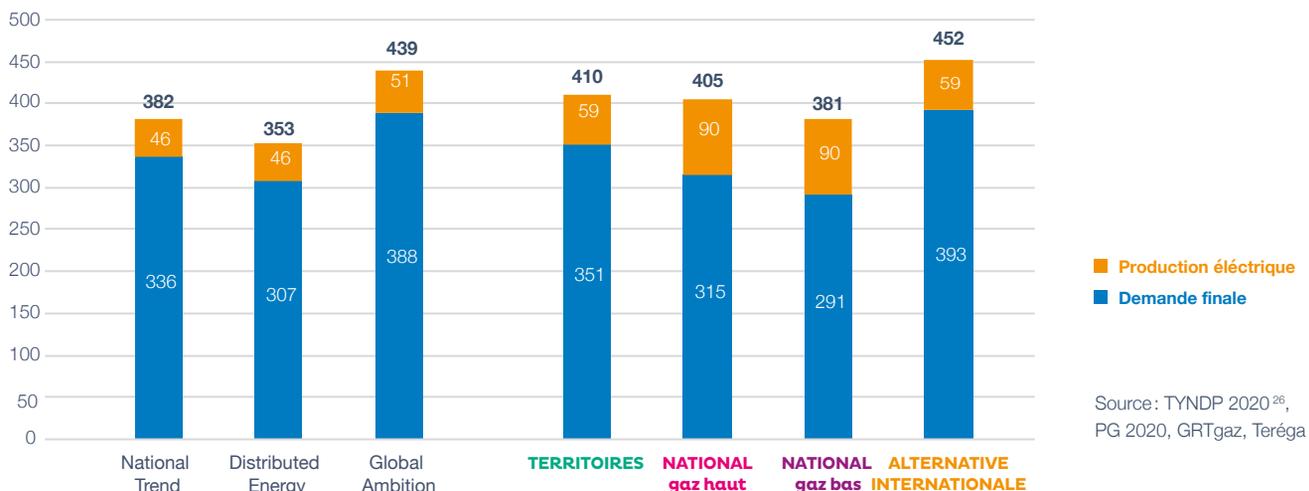
25 | Ce système est constitué d'une pompe à chaleur électrique et d'une chaudière à gaz couplées par un système de régulation, ce qui permet de tirer le meilleur parti des deux technologies et de réaliser des économies d'énergie.

FIGURE 47 | Scénarios de l'évolution de la demande de pointe en France en GWh/j



Source : Perspectives gaz 2020, GRTgaz, Teréga

FIGURE 48 | Vision comparée à 2030 des trajectoires du TYNDP 2020 pour la France, des scénarios des Perspectives Gaz 2020 et du scénario GRTgaz-Teréga Alternative internationale



Les travaux du calcul de la pointe sont effectués conjointement avec Teréga et certains points de méthodologie restent encore à harmoniser.

Ces trajectoires de pointes ne sauraient être considérées comme les déterminants exclusifs du dimensionnement des infrastructures gazières tant les incertitudes les entourant sont grandes. Elles doivent à cet effet être complétées d'étude de sensibilité et d'analyse de risques à différentes échéances.

Cohérence avec le TYNDP

Ces trajectoires s'inscrivent dans le prolongement des scénarios proposés pour la France dans le cadre du TYNDP 2020 (*Ten Year Network Development Plan*), élaboré par l'ENTSOG, en coordination avec l'ENTSOE.

Les scénarios développés dans le cadre des Perspectives Gaz 2020 se situent dans la fourchette de ceux du TYNDP 2020 tandis que le scénario **ALTERNATIVE INTERNATIONALE**, sortant du cadre autarcique de la SNBC, se situe 3 % au-dessus du scénario Global Ambition du TYNDP 2020 à l'horizon 2030.

L'offre de gaz est abondante et compétitive

Les réserves de gaz naturel prouvées et accessibles dans les conditions économiques et opérationnelles actuelles ont augmenté en 2019 à 198 trillions de m³ soit

+0,9 % par rapport à 2018²⁷. De nouvelles réserves ont été notamment découvertes en Chine passant de 6,4 trillions m³ de réserves en 2018 à 8,4 trillions m³. La Chine possède désormais 4,2 % des réserves mondiales.

La Norvège a produit environ 115 Gm³ de gaz naturel en 2019 dont la quasi-totalité est dédiée à l'approvisionnement européen. À ce rythme les réserves prouvées permettraient à la Norvège de produire encore pendant 13 années. La Russie quant à elle pourrait produire encore au même rythme (679 Gm³ en 2019) pendant plus de 50 ans avec ses réserves prouvées. Les importations de l'UE ont donc vocation à se diversifier dans les années à venir. La baisse de production du gaz B, à court terme, provenant des champs néerlandais, puis du gaz de mer du Nord (Grande-Bretagne, Norvège) à moyen terme pourraient renforcer les besoins d'importation de l'Europe ou tout du moins est de nature à modifier les flux d'importation de l'Europe. Le GNL, qui en 2019 a représenté 20 % de l'approvisionnement européen et 38 % de l'approvisionnement français, devrait prendre une part de plus en plus importante, ainsi que le gaz de Russie reconnu comme la première réserve mondiale de gaz naturel fossile avec 38000 Gm³. Les importations GNL en Europe ont d'ailleurs significativement augmenté en 2019 (+90 % | +471 TWh en 2019 par rapport à 2018) et début 2020 puis ont drastiquement baissé avec la baisse des prix du gaz européen en raison de la crise sanitaire du SARS-CoV-2. En France, elles ont augmenté de 87 % en 2019 pour atteindre 219 TWh, soit +102 TWh par rapport à 2018 dont la moitié à Dunkerque où les arrivées en GNL ont bondi.

26 | Les écarts sur les volumes alloués à la production électrique proviennent d'un périmètre différent, les chiffres des Perspectives Gaz 2020 englobant également le gaz consommé dans les unités de cogénération.

27 | BP 69th edition *Statistical Review of World Energy 2020*.

Toujours selon l'AIE, le coût moyen de ces ressources actuel est contenu à environ 55 €/MWh (18 \$/Mbtu) au niveau monde avec les ressources les moins chères provenant des gaz d'ISDND²⁹ estimées à un prix comparable au gaz naturel actuellement (30 Mtep estimées). Ces estimations excluent les co-bénéfices apportés par les gaz renouvelables en termes de gestion des déchets notamment qui sont loin d'être négligeables. À l'horizon 2040, l'AIE estime que le potentiel des 1 000 Mtep de gaz renouvelable pourrait voir son coût moyen baisser à 45 €/MWh (15 \$/Mbtu).

Ainsi, dans son scénario « politiques actuelles », l'AIE voit la production de gaz renouvelables progresser dans le monde de 35 à 150 Mtep (180 bcm) en 2040 soit un taux de croissance annuel moyen de 6,8 %. Cette valeur monte à 325 Mtep (390 bcm) dans son scénario « développement durable » (+ 10,7 %/an).

Pour la France, l'ADEME³⁰ a estimé le potentiel théorique de gaz renouvelable à 460 TWh en 2050 dont 30 % pourraient être fournis avec la filière mature de méthanisation, 40 % par la filière pyrogazéification sur le bois et ses dérivés, les combustibles solides de récupération (CSR) et 30 % par la *power to gas*.

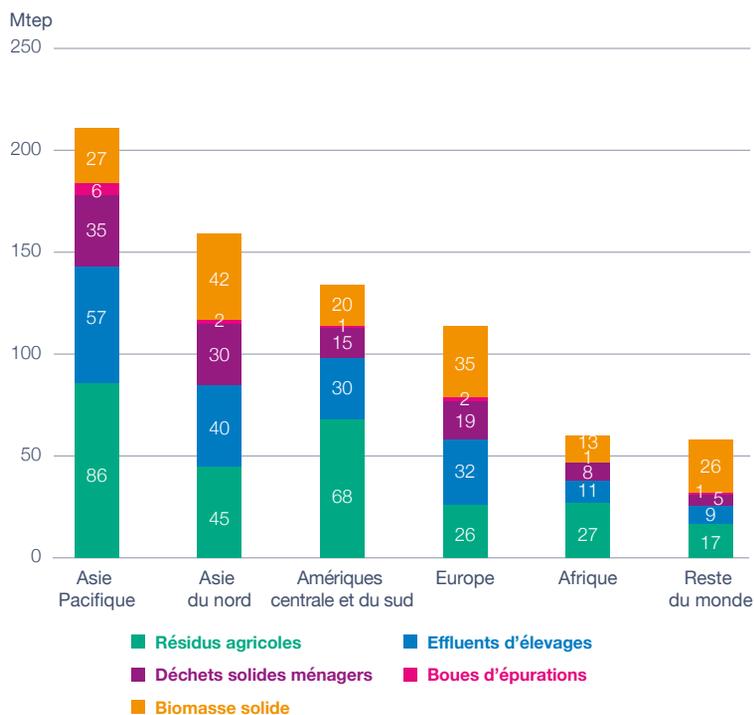
Par ailleurs, une étude réalisée par ENEA Consulting parue en octobre 2019 a estimé que le potentiel de gaz renouvelables issus de la gazéification hydrothermale pourrait représenter, selon les hypothèses de mobilisation des gisements, entre 58 et 138 TWh/an à l'horizon 2050.

Pour rappel, la PPE fixe un objectif de production de gaz renouvelable représentant 10 % de la consommation de gaz en 2030, ce qui pourrait représenter 39 à 42 TWh, et un objectif à 2028 de 14 à 22 TWh de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Le Comité de prospective de la CRE en collaboration avec l'INRA estime dans leur rapport conjoint « Le verdissement du gaz » que les objectifs de la PPE sont réalistes et atteignables avec les ressources mobilisables à cette échéance.

En 2019, le registre des capacités des projets de biométhanés a atteint plus de 22 TWh et se situe à fin 2020 à plus de 26 TWh pour 1 164 projets, bien au-delà de la

FIGURE 50 | Potentiel de production de biogaz ou biométhane par type d'intrants (2018)



Source : IEA, *Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth*

borne haute de l'objectif PPE d'injection de biogaz dans les réseaux. À ce titre et pour prolonger l'essor du biométhane en France, les pouvoirs publics en concertation avec les acteurs du marché envisagent la mise en place d'un mécanisme de soutien extrabudgétaire permettant préserver la dynamique actuelle de la filière.

Les opérateurs de réseaux de gaz naturel dans les Perspectives Gaz 2020 évaluent la production de gaz renouvelables à 2030 entre 39 et 73 TWh, principalement soutenue par l'essor du biométhane mais également par le développement de l'hydrogène renouvelable et décarboné.

Les scénarios **NATIONAL gaz haut** et **NATIONAL gaz bas** retiennent comme trajectoire pour le biométhane celle fixée par la PPE avec 22 TWh d'ici 2028 et 30 TWh en 2030, tandis que le scénario **TERRITOIRES** retranscrit les ambitions régionales qui porteraient les productions de biométhane entre 42 et 49 TWh.

29 | Installations de stockage de déchets non dangereux.
30 | <https://www.ademe.fr/mix-gaz-100-renouvelable-2050>

FIGURE 51 | Scénarios de l'évolution de la production de gaz renouvelables et bas-carbone en France

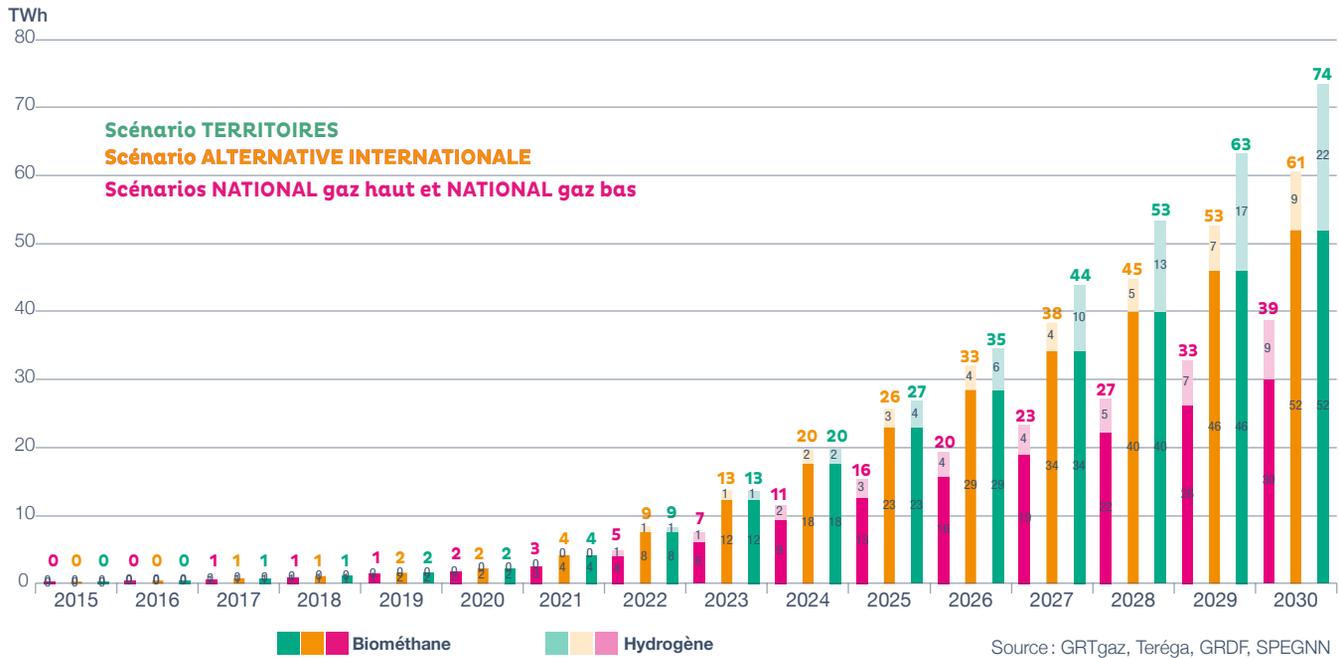
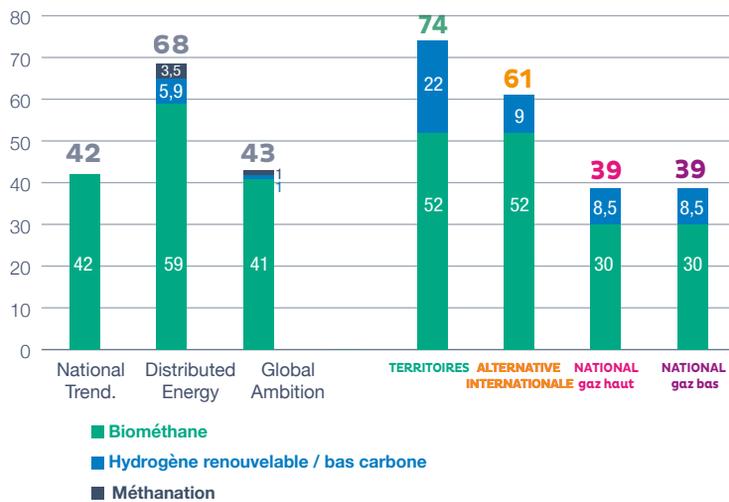


FIGURE 52 | Vision comparée à 2030 des trajectoires de production de gaz renouvelables et bas carbone du TYNDP 2020 pour la France et des scénarios des Perspectives Gaz 2020 et du scénario ALTERNATIVE INTERNATIONALE



Concernant la production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone, les scénarios **NATIONAL gaz haut** et **NATIONAL gaz bas** traduisent également les objectifs fixés dans la PPE et la SNBC avant que les ambitions nationales soient rehaussées. Cela correspond à une projection à 2030 d'environ 9 TWh. Les nouvelles ambitions de la stratégie nationale hydrogène fixent un objectif de 6,5 MW de capacité installée d'électrolyse ce qui correspond à environ 20 TWh³¹ d'ici 2030. Cette trajectoire est intégrée au scénario **TERRITOIRES**, en imaginant qu'une part complémentaire d'hydrogène décarboné est produite par d'autres moyens que l'électrolyse (vaporeformage suivi de captage et capture du carbone, ou pyrolyse du méthane par exemple). Par ailleurs, il est également supposé qu'environ 2 % de l'hydrogène produit à l'horizon 2030 pourra être injecté dans le réseau de méthane, soit par mélange en respectant des seuils réglementaires, soit après une étape supplémentaire de méthanation.

Enfin, le scénario **TERRITOIRES** affiche également une production de méthane issue de pyrogazéification d'environ 1 TWh en 2028 et 2 TWh en 2030, et une production issue de gazéification hydrothermale de 0,5 TWh en 2028 et 1 TWh en 2030. Les scénarios **NATIONAL gaz haut** et **NATIONAL gaz bas** n'envisagent pas d'émergence de ces filières avant 2030.

31 | Avec un rendement énergétique de l'électrolyseur de 70 % et un taux d'utilisation de 50 %, 6,5 GW représentent une production de 20 TWh d'hydrogène.

Les scénarios élaborés pour les Perspectives Gaz 2020 élargissent légèrement la fourchette des scénarios du TYNDP 2020 tout en restant dans les mêmes ordres de grandeur dans son ensemble. Les Perspectives Gaz 2020 embarquent dans leur scénario **TERRITOIRES** les objectifs affichés par la stratégie nationale hydrogène qui n'avait pas encore été publiée lors de l'élaboration des scénarios du TYNDP 2020. Les volumes du scénario territoires se retrouvent donc 9 % au-dessus du scénario *Distributed Energy* de l'ENTSOG. Les scénarios bas en revanche calés sur les objectifs de la SNBC sont inférieurs de 7 %.

Équilibre offre – demande d'ici 2030

Dans tous les scénarios envisagés, la demande de gaz en France devrait pouvoir être satisfaite dans la prochaine décennie; les consommations sont globalement stables ou à la baisse et la disponibilité du gaz naturel reste importante. L'offre devrait par ailleurs être renforcée de façon significative par les productions locales de gaz renouvelable et décarboné.

Le gaz étant largement importé, la capacité du système gazier français à satisfaire la demande de gaz à un prix compétitif ou dans des conditions particulières doit être analysée à la maille européenne. GRTgaz s'appuie pour ce faire sur les analyses faites par l'ENTSOG.

La résilience du système gazier est évaluée en fonction des principaux objectifs des marchés européens de l'énergie: sécurité d'approvisionnement, compétitivité, intégration des marchés et développement durable. Différents scénarios d'évolution de la demande, des approvisionnements et des infrastructures sont considérés. Plusieurs indicateurs sont analysés pour évaluer et identifier les besoins d'investissements. Pour cela, l'ENTSOG considère un niveau minimum d'infrastructures correspondant à l'infrastructure actuelle et les projets ayant fait l'objet d'une décision d'investissement (« *Low infrastructure scenario* »).

Dans l'édition du TYNDP 2020, l'ENTSOG confirme que le réseau gazier européen est bien interconnecté dans sa majeure partie, et est en phase d'atteindre les objectifs européens qui lui sont assignés. En termes de sécurité d'approvisionnement, le réseau est capable de faire face à des mix d'approvisionnement contrastés, ainsi que de répondre à une demande de pointe simultanée partout en Europe, tout en maintenant un haut niveau de flexibilité, y compris en cas de rupture d'une route d'approvisionnement.

La plupart des pays d'Europe bénéficient d'un approvisionnement diversifié et d'une convergence des prix de marché, en particulier en Europe de l'Ouest.

Plus spécifiquement, concernant la France, les différentes analyses montrent que le marché français du gaz bénéficie d'ores et déjà et jusqu'en 2030, d'un niveau de sécurité d'approvisionnement et d'accès au gaz le plus compétitif très satisfaisant. Dans tous les scénarii pris en considération, y compris ceux relativement sévères en termes climatiques, de disponibilité de routes d'approvisionnement ou de tensions sur les prix, le système gazier français est apte à assurer l'équilibre offre demande de gaz à des conditions économiques meilleures ou comparables aux autres pays européens.

Analyse en termes de sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement européenne est examinée en modélisant la capacité du système à répondre à des situations climatiques extrêmes (demande journalière à la pointe de froid de manière simultanée en Europe, période froid d'une durée de 15 jours), conjuguées à des scénarios de crise telles que la rupture d'une des principales routes d'importation européenne (les routes ukrainiennes, biélorusses, norvégiennes ou algériennes), ou à la rupture de la plus large infrastructure dans chaque pays. L'ENTSOG mesure dans ces scénarios la flexibilité restante, ainsi que la part de la demande qui ne pourrait être approvisionnée dans chaque pays.

Les résultats de modélisation montrent une capacité de résilience importante partout en Europe, y compris en cas de rupture des principales routes d'approvisionnement, à l'exception du Sud-Est européen, exposé à un risque de non-couverture de la demande en cas d'interruption des approvisionnements par l'Ukraine un jour de froid extrême. Les principaux outils de flexibilité du système européen gazier sont les stockages souterrains et les terminaux méthaniers. Par ailleurs, l'analyse montre que le développement des gaz renouvelables contribue efficacement à la sécurité d'approvisionnement et réduit le risque de restriction de la demande.

Le critère dit « N-1 » est l'un des principaux critères définis par le règlement européen 994/2010, qui vise à garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. Cet indicateur mesure pour chaque État membre sa capacité disponible pour couvrir la demande de pointe en cas de défaillance de son infrastructure principale

FIGURE 54 | Couverture de la pointe avec rupture d'approvisionnement ukrainien

Pointe de froid journalière, infrastructures actuelles et scénario Global ambition à l'horizon 2030

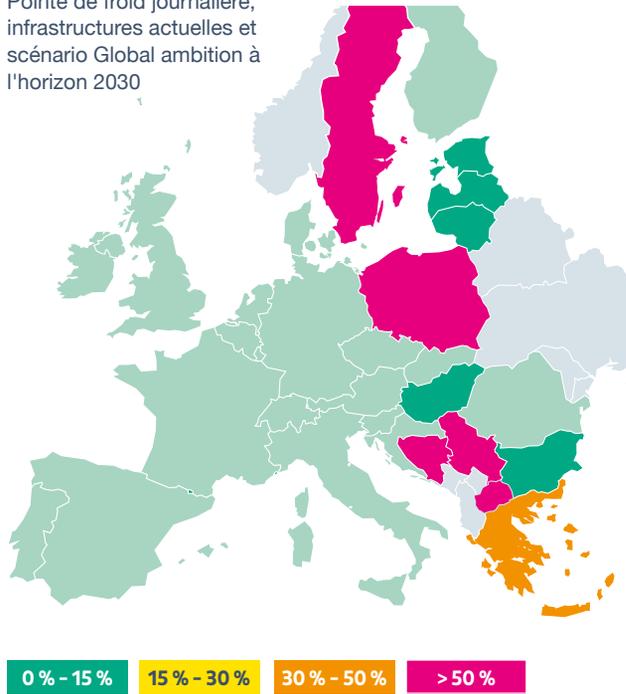


FIGURE 55 | Couverture de la pointe avec rupture d'approvisionnement algérien

Pointe de froid journalière, infrastructures actuelles et scénario Global ambition à l'horizon 2030

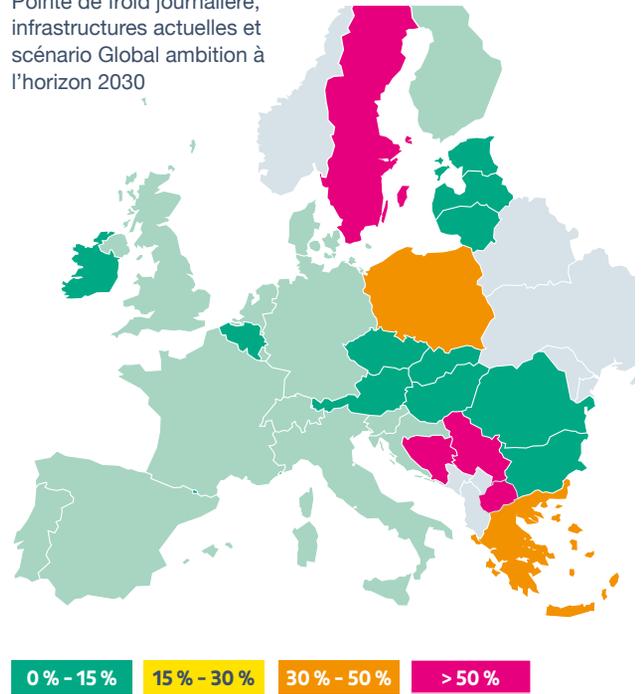
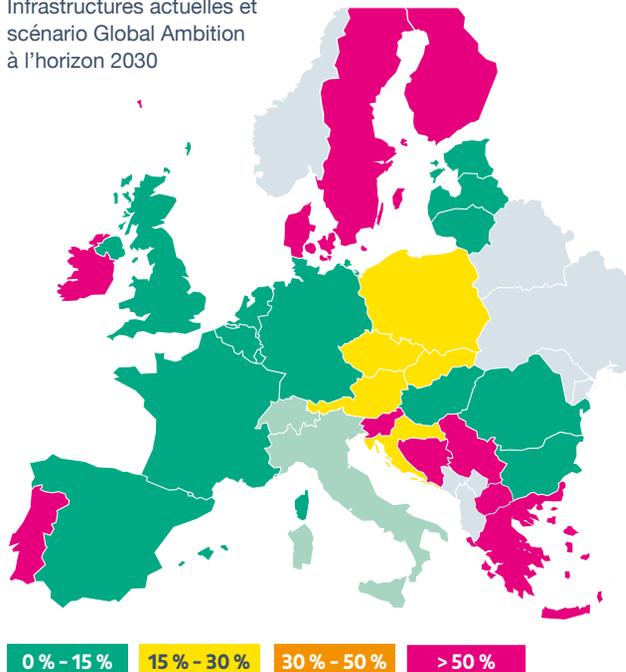


FIGURE 53 | Couverture de la pointe avec défaillance de l'infrastructure principale

Infrastructures actuelles et scénario Global Ambition à l'horizon 2030



(Mesure SLID – Single largest infrastructure disruption). L'ENTSOG modélise cette interruption en prenant également en compte les impacts au niveau européen. En Europe de l'Ouest, seuls la République d'Irlande et le Portugal ne satisfont pas ce critère.

Analyse en termes d'intégration et de compétitivité

Le TYNDP 2020 mesure la capacité de chaque pays à accéder à une source d'approvisionnement, ou inversement sa capacité à se passer d'une source d'approvisionnement. De ce point de vue, la France bénéficie d'un accès large aux gaz norvégien, russe, au GNL et à la production européenne, ainsi que dans une moindre mesure au gaz algérien.

Sa dépendance au gaz russe est relativement faible, comme pour la plupart des pays de l'Europe de l'Ouest. Avec la fusion des zones, la France réduit également sa dépendance au GNL, alors que la péninsule ibérique continue de rester exposée aux fluctuations du prix du GNL.

Source : TYNDP 2020 – System assessment report

FIGURE 56 | Indicateur de dépendance des pays au GNL (MASD GNL)

Infrastructures actuelles et scénario Best estimate (Gas before coal) à l'horizon 2025

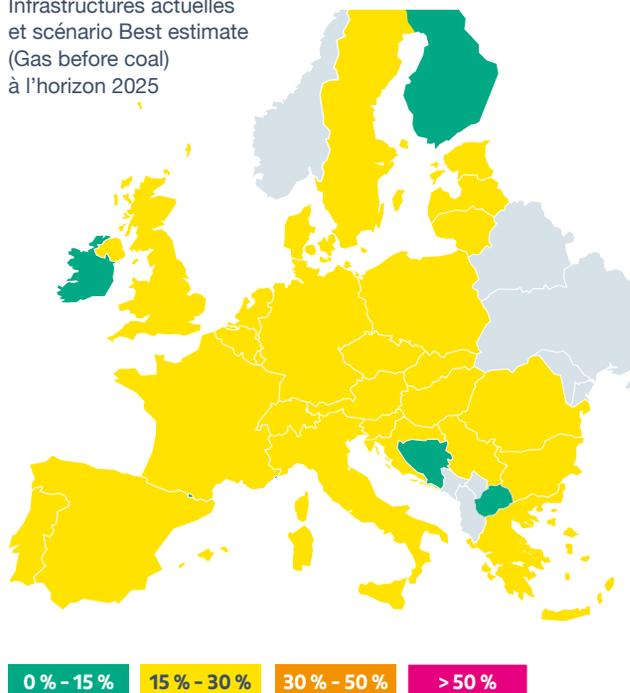


FIGURE 57 | Indicateur de dépendance des pays au gaz Russe (MASD Russe)

Infrastructures actuelles et scénario Best estimate (Gas before coal) à l'horizon 2025

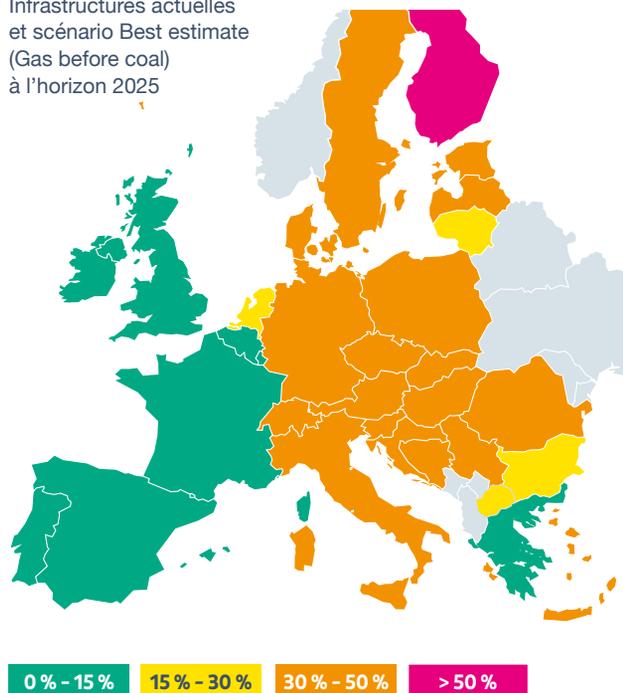


FIGURE 58 | Indicateur de diversification GNL / interconnexions (LICD)

Infrastructures actuelles

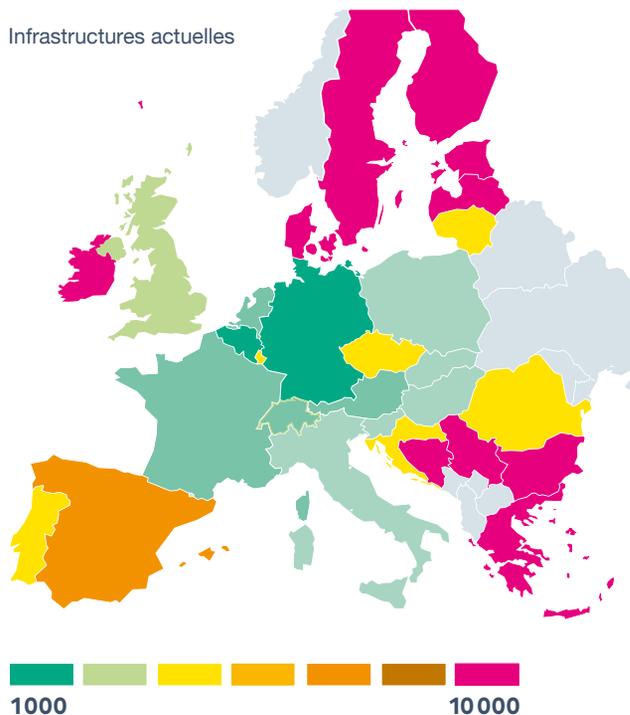
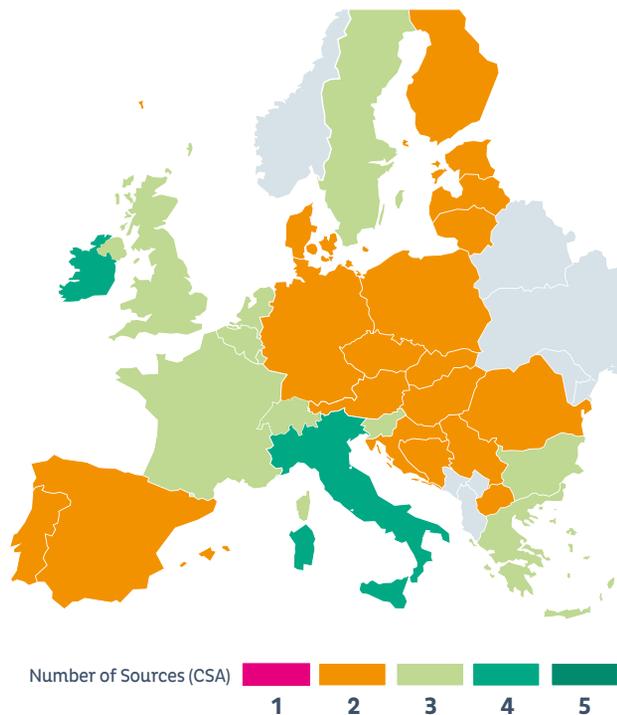


FIGURE 59 | Indicateur du nombre de sources d'approvisionnement commercial (CSA)



Source: TYNDP 2020 – System assessment report

L'indicateur *MASD (minimum annual supply dependence)* correspond à la part minimum d'une source dans le mix d'approvisionnement et permet de mesurer la dépendance d'un pays à un approvisionnement défini.

L'indicateur *LICD (LNG and interconnection capacity diversification)* se concentre sur les capacités des interconnexions et des terminaux méthaniers et donne une mesure de diversification. La France bénéficie déjà en 2020 d'une très bonne diversification au travers des capacités de ses interconnexions et de ses terminaux méthaniers. Quel que soit l'horizon de temps, les scénarios envisagés de consommation ou de développement d'infrastructures ne remettent pas en cause cette caractéristique.

Enfin, le *CSA (Commercial Supply Access indicator)* est un indicateur suivi par l'ENTSO-G qui mesure le nombre de sources d'approvisionnement qu'une zone de consommation peut atteindre d'un point de vue commercial. La France possède 3 sources différentes d'approvisionnement qui sont le GNL, la Norvège et la Russie.

Éclairage indicatif sur le bilan à horizon 2050

L'évolution des infrastructures gazières doit s'apprécier sur le temps long. Aussi dans ce paragraphe est apporté un éclairage sur les enjeux de plus long terme, au-delà de la prochaine décennie, pour les infrastructures de transport de gaz.

Cet éclairage se nourrit en particulier des trajectoires indicatives à long terme réalisées pour la première fois, dans l'exercice des Perspectives Gaz.

Une orientation des consommations à la baisse

À l'horizon 2050, la tendance baissière des consommations de gaz déjà constatée à l'horizon 2030 se confirme notamment au travers des effets d'efficacité énergétique et plus particulièrement dans le secteur des bâtiments. Cette baisse est compensée en partie par un développement dynamique de la mobilité au gaz (BioGNV et hydrogène). Cela conduit à une consommation totale de gaz qui pourrait être comprise entre 200 et 330 TWh en 2050 selon les scénarios, soit une baisse de 35 à 60 % par rapport au niveau actuel.

À cet horizon, la satisfaction de la demande se pose principalement au regard de l'objectif de neutralité carbone de l'offre que s'est fixée la France.

À cette échéance, les gaz renouvelables et bas carbone pourraient être disponibles dans de grandes quantités au vu des études prospectives ou des scénarios rendus publics par différents organismes (ADEME, Enea, Gas For Climate, France Hydrogène...).

Dans les perspectives gaz, il apparaît qu'en mobilisant raisonnablement ces potentiels, la demande envisagée dans le cadre de la SNBC ou des projections territoriales pourrait être satisfaite par du gaz renouvelable ou bas carbone.

Avec une prolongation de la tendance actuelle, la méthanisation constitue en toute logique la plus grande partie du gaz renouvelable produit, et ce dans les trois scénarios avec des productions comprises entre 130 et 140 TWh.

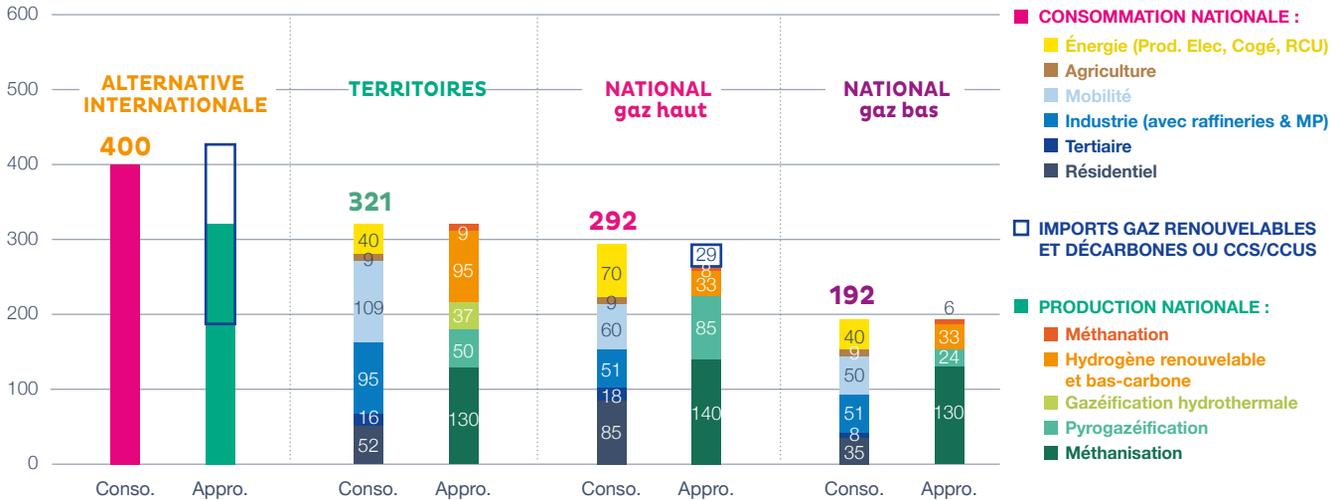
Les technologies de *power to gas* permettent de produire en 2050 autour de 40 TWh d'hydrogène et méthane de synthèse dans les scénarios **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut**, un niveau semblable à la SNBC. Traduisant les fortes ambitions affichées par les régions, la production d'hydrogène et de méthane de synthèse pourrait atteindre environ 100 TWh dans le scénario **TERRITOIRES**.

Ces fortes ambitions territoriales se ressentent également dans les technologies de gazéification qui constituent également des relais de croissance des gaz renouvelables en France. Ces technologies sont mobilisées à l'horizon 2050 dans des proportions différentes selon les scénarios mais plus particulièrement dans le scénario **TERRITOIRES** qui reflète des cibles de production de gaz de synthèse à partir de gazéification plus ambitieuses des régions que celles affichées par la SNBC.

De nombreuses études considèrent que des gaz renouvelables ou bas carbone pourraient être produits et importés en grande quantité et à des coûts compétitifs dans des pays européens. De l'hydrogène pourrait ainsi être produit par électrolyse massivement et à bas coûts dans le sud de l'Europe ou dans les pays très ensoleillés de l'Afrique ou du Proche-Orient. L'importation pourrait se faire sous forme d'hydrogène mais également de méthane de synthèse. De la même façon, des capacités importantes de stockage du carbone sont envisagées en mer du Nord et certains scénarios considèrent également un large recours à la pyrolyse du méthane (avec stockage du carbone sous forme solide).

Le scénario **ALTERNATIVE INTERNATIONALE**, illustré un équilibre offre-demande de gaz respectant la neutralité carbone en autorisant des importations de gaz renou-

FIGURE 60 | Répartition des consommations par secteur et des productions par technologie pour les trois scénarios des Perspectives Gaz et du scénario Alternative International prolongés à 2050



Source : Perspectives gaz 2020, GRTgaz, Teréga

velables et bas carbone et en permettant de servir une consommation plus dynamique. Un tel scénario s'accompagnerait vraisemblablement de transit de gaz renouvelable vers les pays voisins comme l'Allemagne par exemple.

Cette baisse des consommations n'est pas nécessairement synonyme de baisse à due proportion de la demande à la pointe. En effet, un déploiement fort d'équipement hybride comme les pompes à chaleur par exemple baissera les besoins annuels mais pas nécessairement les sollicitations en période de froid intense.

De fortes incertitudes

À cette échéance de fortes incertitudes subsistent tant au niveau des consommations que des productions en termes de volumes, de profils ou de localisation.

Les projections à 2050 envisagent des modifications de technologies ou de comportement dont il est difficile à ce stade d'anticiper les impacts sur la consommation résultante à l'échelle de la journée ou au cours de l'année.

Concernant les usages chauffage par exemple, le comportement des isolations ou les spécifications de fonctionnement des pompes à chaleur hybrides (PACH) au-delà de leur niveau de déploiement sont autant d'éléments qu'il conviendrait d'étudier pour mieux qualifier le profil des consommations résultant.

Les besoins de production d'électricité à partir de gaz restent encore très incertains et peu définis en termes de profils. Les scénarios dessinés dans la SNBC n'adressent que des volumes annuels et le bilan prévisionnel plurian-

nuel de RTE qui doit éclairer le long terme est en cours d'élaboration, celui publié en 2021 se limitant à l'horizon 2030-2035.

Néanmoins, à long terme le rôle assurantiel du réseau gazier semble de plus en plus prégnant vis-à-vis du système énergétique dans son ensemble et du système électrique en particulier. Le gaz, stockable, semble en effet être prioritairement destiné aux usages difficilement adressables par l'électricité comme la mobilité lourde, les usages thermiques haute température, la production d'électricité pilotable, ou le chauffage en période de froid ou de tension sur le système électrique. Par ailleurs, le réseau qui est amené à connecter massivement des productions décentralisées deviendra naturellement un outil de solidarité entre les territoires diversément pourvus de ressources gazières renouvelables.

Ces évolutions dessinent un système énergétique dans lequel se renforcent les liens entre le gaz et l'électricité, par des usages de plus en plus hybrides et un pont nouveau permettant de produire du gaz à partir d'électricité (*power to gas* ou *power to hydrogen*).

GRTgaz voit se dessiner un potentiel de transit important de gaz renouvelable, notamment d'hydrogène vert, dont des sources de production renouvelable centralisées localisées en Espagne et dans le nord de l'Afrique pourraient venir satisfaire les besoins des bassins de consommations du centre-ouest de l'Europe (Belgique, Allemagne, Pays-Bas, Danemark, Angleterre). Ce transit pourrait s'effectuer par pipeline *via* la France. Le réseau de transport d'hydrogène dessiné par l'*European Hydrogen Backbone*, initiative regroupant plus d'une vingtaine de transporteurs de gaz en Europe, permet de répondre entre autre à ce besoin.

3

Développement et adaptation nécessaire du réseau



Les besoins de renforcement et d'adaptation du réseau en lien avec l'évolution des besoins d'acheminement peuvent résulter principalement de :

- besoins de capacités d'importation supplémentaires pour satisfaire la demande envisagée ;
- demandes de capacités d'arbitrage supplémentaires demandées par les expéditeurs ;
- demandes de raccordement de nouveaux projets d'injection ou de consommations sur le réseau
- demandes d'accroissement de capacité d'opérateurs d'infrastructures adjacentes.

Dans ce chapitre l'ensemble de ces besoins et demandes est identifié et explicité.

Il est à noter que le Plan Décennal de Développement du réseau s'attachait jusqu'à présent, quasi exclusivement à éclairer les acteurs du marché du gaz sur les investissements nécessaires au développement d'un marché efficient intégré aux autres marchés européens. Dans un contexte de transition énergétique, de décentralisation et de révolution numérique, et alors que le marché du gaz naturel en France est arrivé à un degré de maturité avancé, ce plan ambitionne de plus en plus de dessiner les évolutions du réseau nécessaires pour accompagner la transition énergétique et la place de plus en plus importante prise par les gaz renouvelables dans le mix gazier.

Les infrastructures de transport de gaz sont caractérisées par des durées de vie longue et de fortes potentialités de rendements croissants. Alors que les besoins de transport de méthane pourraient être amenés à fortement évoluer à terme dans un contexte de sensibilité croissante au coût de la logistique énergétique, les adaptations du réseau doivent être analysées au vu de leur utilité dans la durée et en particulier au-delà de la décennie éclairée dans ce plan.

Outre ces adaptations, des investissements de maintenance et de maintien en condition opérationnelles du réseau sont évidemment indispensables pour assurer l'intégrité et la performance des actifs dans la durée et minimiser dans bien des cas les réinvestissements. Ces investissements doivent également prendre en compte l'évolution des réglementations notamment environnementales, des acceptabilités sociétales, des avancées technologiques en matière de système d'information et de cybercriminalité.

3.1 | Satisfaire l'offre et la demande à moyen terme

Schéma des capacités disponible en 2019

Aujourd'hui les capacités d'entrée sur le réseau permettent de garantir la couverture de la demande annuelle mais également les transits vers l'Italie et la péninsule Ibérique avec une marge importante, les capacités d'entrée et de sortie du réseau étant dimensionnées sur d'autres considérations (pointes, arbitrage...).

Ce constat peut également être fait à la pointe bien que les marges soient plus faibles. En prenant comme référence les capacités souscrites pour l'hiver 2020, l'analyse des capacités d'entrées fermes et de soutirage des

stockages comparées à la demande à la pointe montre une marge de l'ordre de 300 GWh/j.

Les consommations de gaz annuelles ou à la pointe étant anticipées à la baisse dans la prochaine décennie, les infrastructures de transport en place devraient permettre de satisfaire ces besoins avec une marge suffisante. C'est le sens des résultats issus des analyses de l'ENTSOG mentionnées dans le chapitre *Bilan offre – demande*.

Cette marge devrait être d'autant plus confortable, au moins sur une base annuelle, qu'une part non négligeable de la consommation de gaz en 2030 devrait être servie par de la production locale de gaz renouvelable ou bas carbone.

FIGURE 61 | Capacités d'entrée et de sortie du réseau pour répondre à la demande

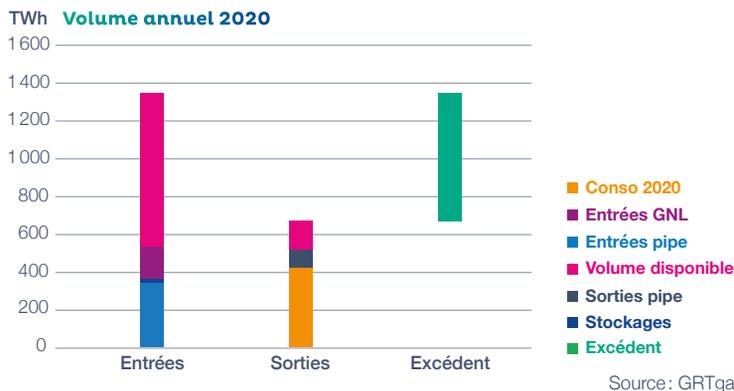
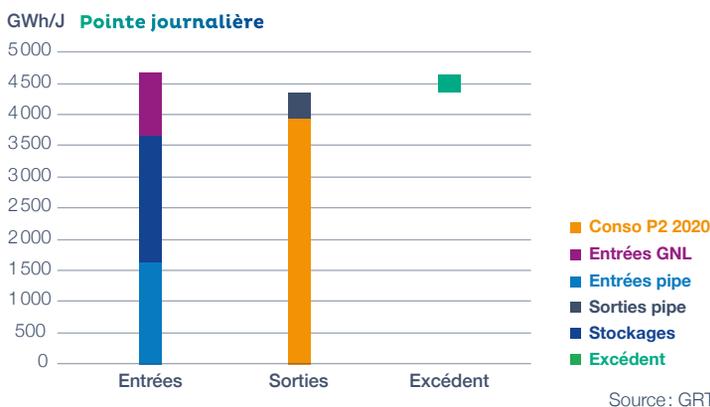


FIGURE 62 | Marge du système gazier à la pointe journalière



L'équilibre de l'offre et de la demande est théorique et suppose une utilisation adaptée des capacités commercialisées en entrée du réseau. Il dépend donc du comportement des fournisseurs, qui portent au quotidien la responsabilité de l'équilibrage de leur portefeuille de clients.

C'est pourquoi ce bilan est enrichi chaque année par des exercices saisonniers (*winter et summer outlook*) visant à éclairer les acteurs du marché.

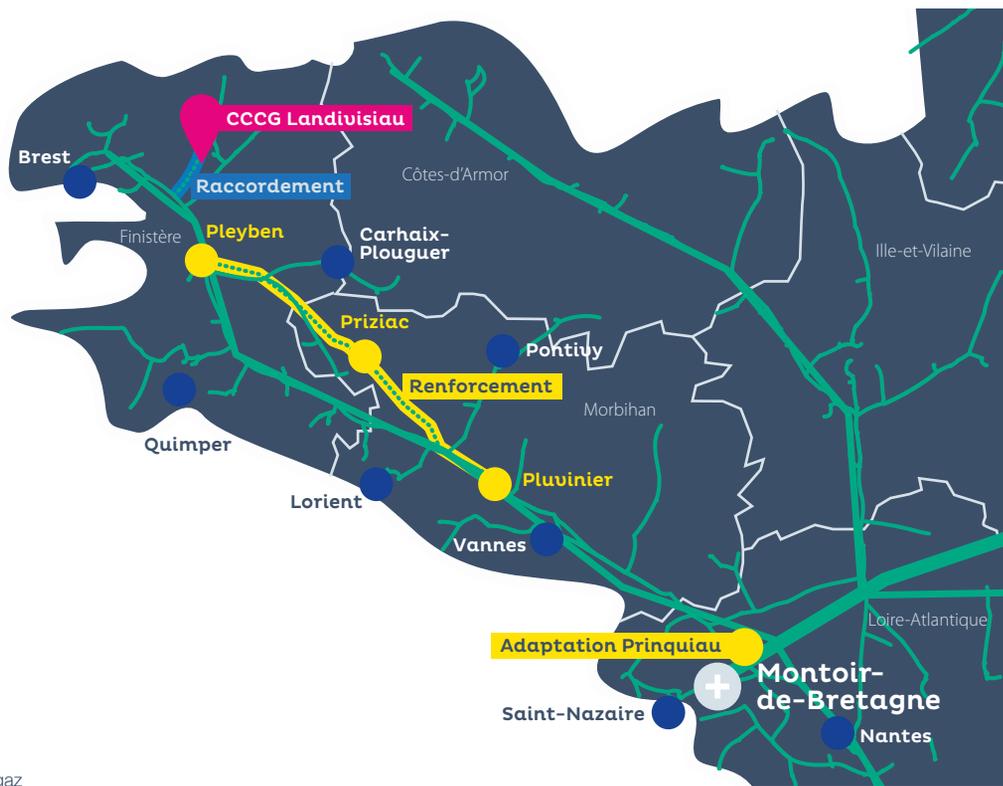
Des besoins d'adaptation liés aux raccordements

Sur le réseau de distribution ou chez les clients industriels directement raccordés sur le réseau de transport, des besoins locaux d'augmentation de capacités peuvent être possibles, (conversion de chaufferie, nouveaux raccordements).

GRTgaz intervient alors pour adapter les débits des postes clients, distributions publiques ou industriels. La localisation de ces postes peut également être modifiée afin de sécuriser l'alimentation d'une zone de distribution, ou pour accompagner les industriels dans l'évolution de leurs process. Les investissements relatifs à ces besoins représentent une enveloppe annuelle d'environ 10 à 15 M€.

Au-delà de ces raccordements, le raccordement de centrales de production d'électricité à partir de gaz et de nouvelles stations d'avitaillement de gaz pour la mobilité sont deux sujets d'importance au titre des raccordements.

FIGURE 63 | Ouvrages majeurs pour la mise en service de la centrale CCG de Landivisiau



Source : GRTgaz

Des unités de production d'électricité à partir de gaz

À ce stade, les études prospectives du gestionnaire de réseau de transport d'électricité ne mettent pas en exergue de besoin de nouvelles unités de production d'électricité à partir de gaz jusqu'en 2030, au-delà de la mise en service d'une centrale supplémentaire prévue en Bretagne.

La Bretagne est en effet caractérisée par un approvisionnement en électricité fragile alors que sa consommation d'électricité augmente plus rapidement que la moyenne nationale. Cela se traduit par un réseau régulièrement en tension notamment lors des vagues de froid hivernales. La réalisation d'une nouvelle centrale à cycle combiné gaz proche de Landivisiau a été décidée en 2010 dans le cadre du Pacte électrique breton signé par un certain nombre d'acteurs économiques et institutionnels (l'État, la Région Bretagne, l'ADEME et RTE).

Pour permettre l'alimentation en gaz naturel de cette centrale au-delà du raccordement à proprement parlé de la centrale au réseau de transport de gaz, il est nécessaire de renforcer le réseau de gaz en Bretagne Sud.

Le projet Bretagne Sud consiste à renforcer le réseau de transport de gaz naturel par la pose d'une nouvelle cana-

lisation de 98 kilomètres de long entre Pleyben (Finistère) et Pluvignier (Morbihan) et l'adaptation de la station d'interconnexion de Prinquiau, Loire-Atlantique (Figure 63).

L'ouvrage a fait l'objet le 20 avril 2015 d'une déclaration d'utilité publique, suivie le 16 septembre 2015 d'un arrêté ministériel autorisant sa construction et son exploitation.

Dans le cadre de la régulation incitative des investissements, la CRE a fixé un budget cible de 137,80 M€ pour la réalisation du projet, sur la base d'un audit des coûts.

La décision de réalisation de l'ouvrage a été prise par GRTgaz en mars 2019 après confirmation de l'engagement du promoteur du projet de l'unité de production d'électricité, afin d'assurer une disponibilité de la centrale pour l'hiver 2021/2022.

Selon l'usage qui est fait de ces nouvelles installations, production en semi-base et pointe à l'intérieur de la journée, ou production palliant l'intermittence des ENR, la consommation de gaz de ces centrales peut présenter de fortes variations au cours de la journée. L'étude de flexibilité pilotée par GRTgaz montre que le réseau de GRTgaz peut répondre aux besoins de flexibilité intra-journalière dans des conditions standards d'approvisionnement et de consommation. Dans les scénarios les plus

contraignants, proches des conditions limites du réseau, le recours ponctuel à des sources de flexibilité externes reste nécessaire sur la maille Provence. La flexibilité intrajournalière développée sur le réseau par la réalisation des ouvrages récents a permis par ailleurs de réduire ces besoins, et est de nature à répondre le cas échéant à ces besoins de nouvelles modulations de consommation.

Les études sur les éventuels besoins de production pilotable d'électricité au-delà de 2030 sont en cours d'élaboration par l'opérateur du réseau d'électricité dans le cadre de l'établissement d'un bilan prévisionnel à long terme. Les adaptations qui pourraient être nécessaires si de nouveaux moyens de production d'électricité à partir de gaz étaient requis, dépendraient essentiellement de la localisation de ces nouveaux moyens. Par ailleurs, il est à noter que ces consommations potentiellement fortement modulées dans la journée nécessitent le recours aux stations de compressions du réseau.

De stations de GNV et BioGNV

Une station d'avitaillement GNC est principalement constituée de compresseurs qui compriment le gaz naturel de la pression disponible sur le réseau à la pression du réservoir des véhicules (200 bars). Ces raccordements qui sont largement sur le réseau de distribution peuvent dans certains cas, en particulier de proximité au réseau de transport, avantageusement être raccordés au réseau de transport, opéré à une plus forte pression.

Des raccordements au réseau de transport sont prévus en 2020 et 2021 pour des stations d'avitaillement pour

des flottes de bus, pour accompagner leur transformation vers des carburants moins carbonés au biogaz et améliorer la qualité de l'air en zone urbaine. Des raccordements de stations publiques, principalement destinés à des poids lourds sont également attendus.

La PPE vise entre 330 et 850 stations publiques à l'horizon 2028 dont environ 10 % pourraient se situer sur le réseau de transport. À ce jour, il est prévu 4 raccordements de stations par an sur le réseau GRTgaz à partir de 2021 pour des investissements d'environ 17 M€ sur la période 2020 à 2023. Au-delà, sous l'hypothèse d'un rythme similaire on peut estimer à 43 le nombre de stations publiques et privées raccordées au réseau de transport envisagées à l'horizon 2030, équivalent à une enveloppe d'environ 50 M€ pour des mêmes hypothèses de coûts.

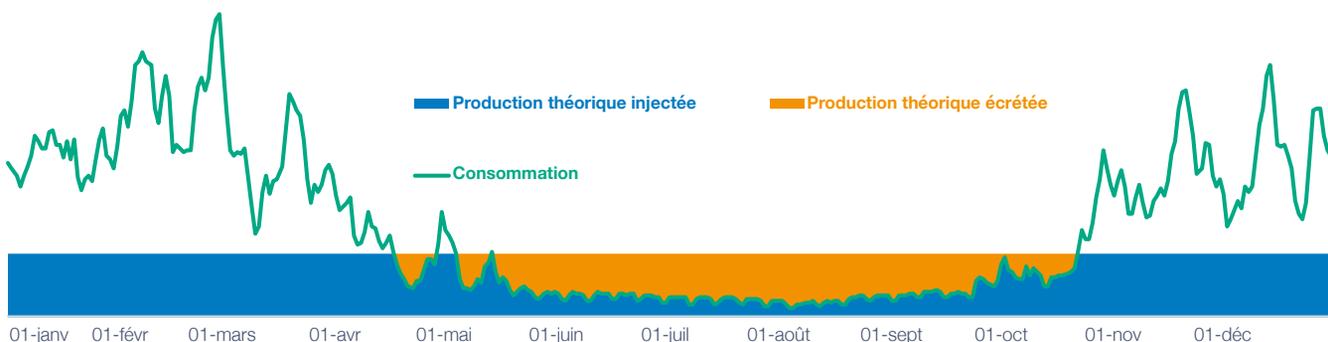
Au-delà des raccordements et s'agissant de puissances limitées, le réseau de transport de GRTgaz ne devrait pas nécessiter de renforcement au titre de ces nouvelles consommations.

D'unités de production de gaz renouvelables

Le développement de la production de biométhane, principal gaz renouvelable d'ici 2030, s'accompagnera de la réalisation de raccordements de ces unités sur les réseaux de distribution, mais également pour les plus gros projets directement sur les réseaux de transport.

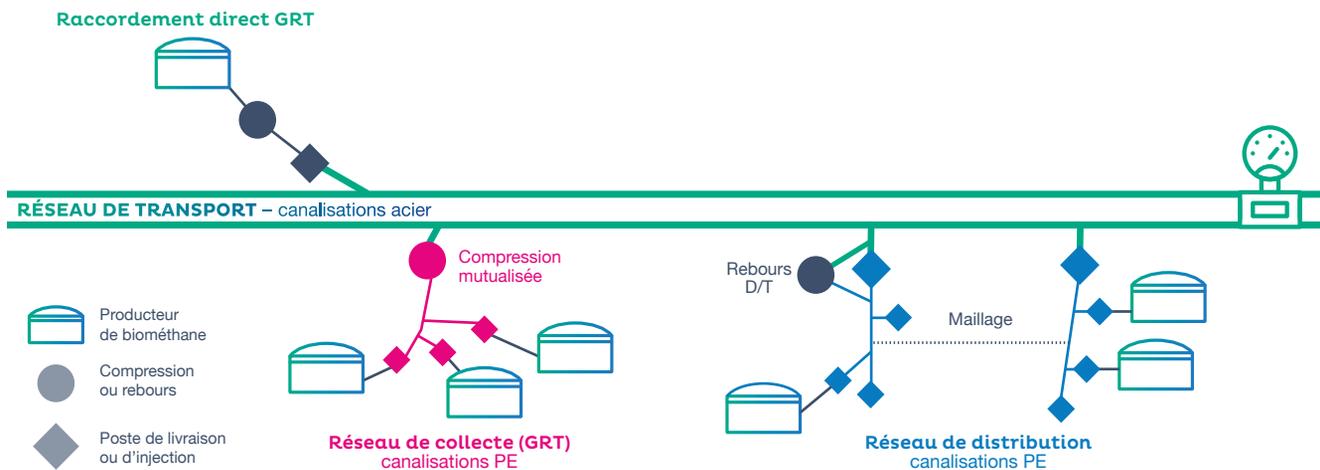
Au-delà de ces raccordements, les injections dans les réseaux de distribution peuvent dépasser les consom-

FIGURE 64 | Saturation estivale liée à l'injection de biométhane sur le réseau de distribution



Source : GRTgaz

FIGURE 65 | Solutions pour l'intégration des surplus de productions de biométhane du réseau de distribution



Source : GRTgaz

mations de la zone, en particulier en été, lorsque les consommations sont les plus basses. Il convient alors d'acheminer le gaz excédant les consommations locales vers d'autres zones de consommation, en le faisant notamment transiter sur des réseaux opérés à plus forte pression.

Un cadre d'investissement défini

Les opérateurs de réseaux envisagent plusieurs solutions pour maximiser les capacités des réseaux à accueillir les projets d'injection de biométhane :

- le raccordement du producteur sur des zones non saturées du réseau de distribution ;
- une gestion de réseaux avec des réglages en pression adaptés ;
- le maillage de réseaux de distribution entre eux ;
- des installations de compression appelées rebours, qui permettent d'inverser le sens de circulation du gaz et de le faire remonter en amont vers des réseaux de régime de pression plus élevés, et étendre ainsi la zone de consommation ;
- l'augmentation des usages locaux du gaz, notamment sous forme de carburant.

Afin de lever les barrières à la réalisation de projets d'injection, tout en évitant des surinvestissements, un « droit à l'injection » des producteurs de biométhane a été consacré dans la loi dite « Egalim » votée en octobre 2018. Au cours de l'année 2019, les modalités

de mise en œuvre de ce droit ont été élaborées conjointement par les opérateurs de réseaux, les acteurs de la filière, la CRE et le ministère : ouvrages concernés, pertinence technico-économique des investissements, allocation des coûts de ces renforcements entre les acteurs de la filière.

L'optimisation des investissements de réseaux s'appuie principalement sur un test économique et sur une planification des ouvrages (appelée zonage).

Concernant le test économique, le cadre prévoit, par l'arrêté du 28 juin 2019, que la mutualisation des coûts d'investissement ne pourra être retenue que si les investissements ramenés au volume de biométhane, pondéré d'une probabilité liée à la maturité de chaque projet de production, pouvant être injecté grâce à ces investissements ne dépassent pas 4700 €/m³/h. Cette évaluation est réalisée en se plaçant dans un scénario moyen terme retenu dans la PPE d'injection de 22 TWh sur l'ensemble du territoire à l'horizon 2028.

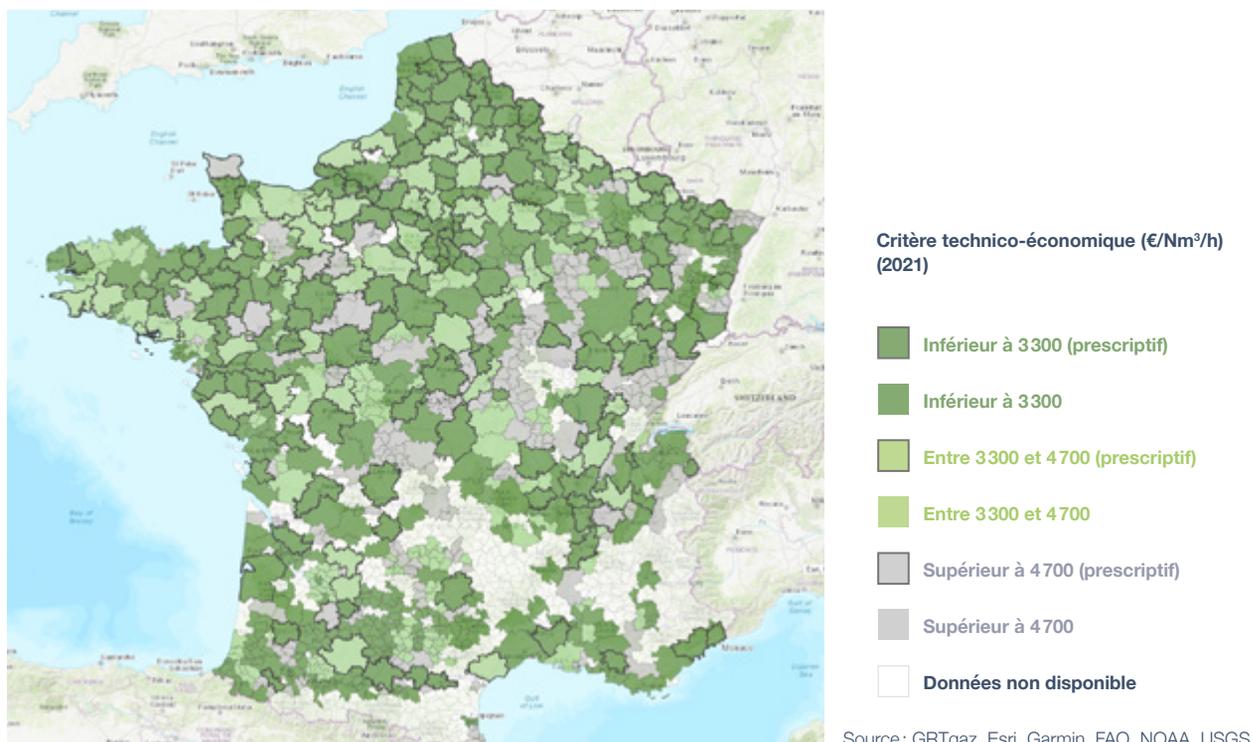
Conformément à la délibération de la CRE du 14 novembre 2019, une cartographie des zonages de raccordement doit être réalisée pour identifier sur chaque zone les investissements de réseau nécessaires et leur éligibilité à la mutualisation de ces coûts en fonction de la configuration des réseaux, des projets enregistrés au registre des capacités et du potentiel méthanisable par canton à partir d'une distribution statistique de projets.

Ces zonages de raccordement sont réalisés conjointement par les opérateurs de réseaux de transport et de distribution.

Chaque zonage :

- inclut les cantons d'étude et leur potentiel de gisement méthanisable;
- inclut la liste des projets dans le registre, leur avancement, et les éléments permettant de calculer le critère technico-économique de zonage (prenant en compte les investissements de raccordement et de renforcement);
- présente une carte des projets d'injection et de renforcement optimaux en termes de coûts envisagés sur les réseaux de transport (rebours) et de distribution (maillages);
- indique la capacité d'accueil de la zone avant et après renforcement;
- calcule le critère technico-économique global de la zone;
- calcule le ratio I/V pour s'assurer de l'éligibilité à la mutualisation des coûts de renforcement.

FIGURE 66 | Cartographie des zonages de raccordement à mars 2021



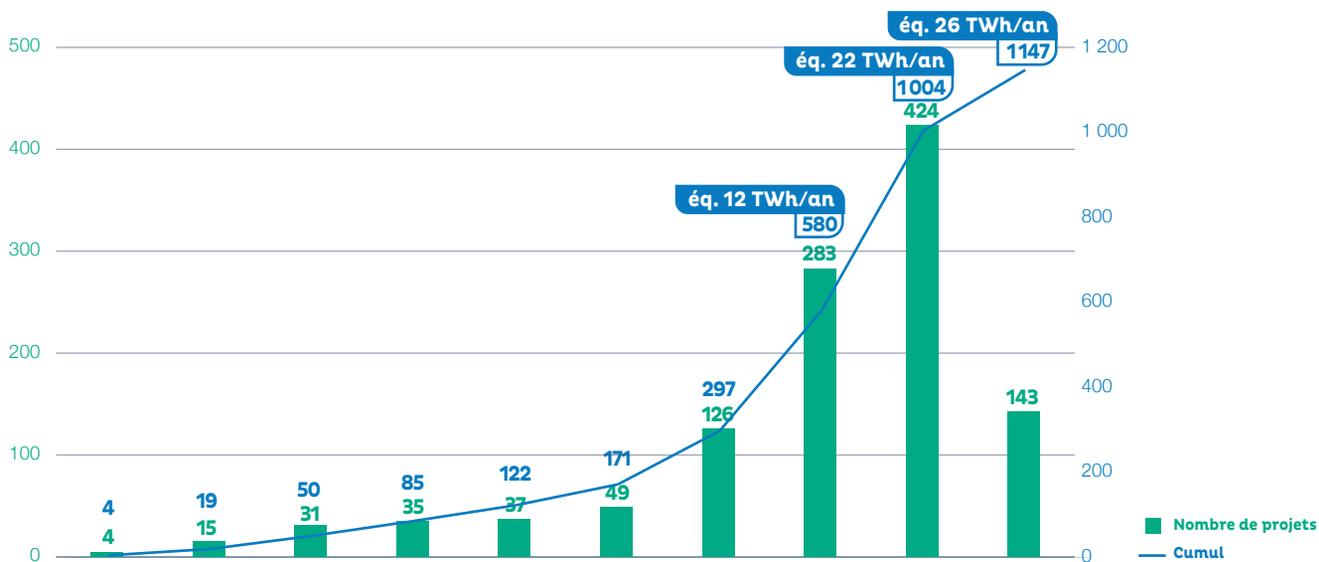
Les zones ayant fait l'objet d'une approbation respectent les critères de déclenchement de ces investissements, c'est-à-dire un rapport Investissements/volumes inférieurs au seuil défini par décret (4700 €/Nm³/h), et comportent des projets d'injection de biométhane ayant atteint un niveau de maturité avancé (dépôt d'une demande ICPE).

En outre un registre de capacités a été mis en place afin de gérer les réservations de capacités et de suivre l'avancement des projets. Pour éviter une possible saturation des réseaux de gaz dans lesquels seront injectées les productions, des règles de priorité ont été définies et s'appliquent lorsque plusieurs projets souhaitent se raccorder sur une même zone et sont en « concurrence » pour l'obtention des capacités d'injection de la zone.

À fin octobre 2020, 1 147 sites y sont enregistrés représentant une capacité de production près de 26 TWh de biométhane.



FIGURE 67 | Registre des capacités d'injection de biométhane (octobre 2020)



Source: GRTgaz

Projet West Grid Synergy pour des territoires 100 % gaz vert



L'objectif de West Grid Synergy est de démontrer la faisabilité d'un territoire 100 % gaz vert en adaptant les infrastructures, le pilotage et l'exploitation des réseaux de gaz pour maximiser la capacité d'injection de biométhane. Les premières installations de rebours de la distribution vers le transport y seront expérimentées.

Les deux ambitions de West Grid Synergy sont :

- préfigurer le système gaz de demain via la mise en œuvre d'un démonstrateur d'envergure ;
- analyser les attentes et les perceptions des acteurs pour accompagner les territoires dans leur transformation énergétique.

Le projet regroupe un ensemble de plusieurs partenaires :

- les gestionnaires de réseaux : GRTgaz, SOREGIES et GRDF ;
- les syndicats d'énergie : Morbihan Énergies, le SIÉML, le SyDEV.

Le démonstrateur se déploie sur 3 territoires [Mauges Communauté (49), Pays de Pouzauges (85) et Pontivy Communauté (56)]. Sur ces territoires plusieurs projets d'injection de biométhane vont se raccorder progressivement aux réseaux de distribution et de transport. Au total, près de 240 GWh/an devraient être injectés d'ici 2022, soit l'énergie nécessaire pour faire rouler une flotte de près de 1000 bus (consommation moyenne d'un bus 256 MWh/an).

Ce projet s'inscrit dans la dynamique territoriale portée par les régions Bretagne et Pays de la Loire au travers du projet SMILE dont l'ambition est de créer un grand réseau énergétique intelligent dans l'ouest de la France. Ces expérimentations sont étroitement associées à des projets de production de biométhane et au développement de nouveaux usages performants du gaz, tel que la mobilité.

Sur le réseau de distribution SOREGIES du territoire des Mauges, une « dorsale biogazière » de 43 km a été inaugurée en juin 2018. Elle permettra de sécuriser jusqu'à 120 GWh/an de potentiel d'injection de biométhane sur le territoire, tout en répondant aux attentes d'acteurs industriels gazo-intensifs.

Mises en service fin 2019, sur les territoires de Pouzauges et Pontivy, les 2 premières installations en France de « postes rebours » permettent de remonter les surplus de biométhane des réseaux de distribution vers les réseaux de transport.

À partir de 2020, complémentairement aux expérimentations prévues sur les rebours, des nouvelles solutions mariant réseaux gaz et numérique sont expérimentées :

- expérimentation d'une solution intelligente de régulation dynamique de la pression de livraison, pour satisfaire au plus juste les besoins des réseaux de distribution en aval et ainsi augmenter les capacités d'injection de biométhane ;
- optimisation du stockage de biométhane dans des gazomètres sur les sites d'injection ou dans des stations GNV ;
- diffusion d'un indicateur d'Autonomie Énergétique des Territoires visant à valoriser la production de gaz renouvelable sur les territoires ;
- mise en œuvre de synchronisation de maintenance via l'échange d'informations entre parties prenantes, mise en œuvre de maintenance prédictive grâce à l'instrumentation des équipements.

Pour réaliser l'ensemble des cas d'usage identifiés, il est nécessaire au préalable et parallèlement de modéliser le système gaz dans son ensemble. La modélisation du système et la réalisation de simulations permettront d'anticiper le comportement dynamique du réseau (consommation et production temps réel et prédictive). Il sera alors possible d'étudier les solutions qui maximiseront la capacité d'intégration des ENR sur le réseau de gaz.



Rebours de Pontivy : compresseurs, aérofrigoriférants et Skid tuyauteries.

Les renforcements de réseaux

Pour permettre l'injection dans le réseau des projets les plus avancés, des renforcements de réseaux ont d'ores et déjà été décidés dans des zones où ces nouvelles capacités de production excéderaient les capacités locales d'absorption. Les premiers renforcements du réseau de transport ont été réalisés sur les communes de Pontivy, Pouzauges et Mareuil-les-Meaux où des installations de rebours sont en service depuis 2020.

Les stations de rebours permettent ainsi de remonter des réseaux de distribution vers les réseaux de transport 1 000 à 3 000 m³/h de gaz (soit 0,3 à 0,8 GWh/j de gaz).

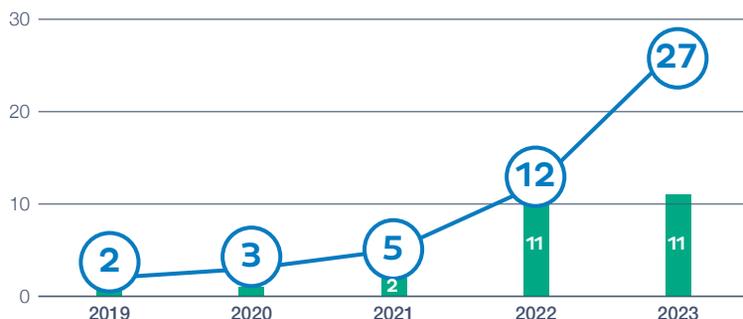
Dans ses délibérations du 23 janvier 2020 du 22 juillet 2020 et du 21 janvier 2021, la CRE a approuvé la réalisation de 9 nouveaux rebours sur les zones de Bourges, Valois (mises en service attendues à l'été 2021), Soissons, Vouziers, Craon, Laon, Argentan, Troyes et Rennes Ouest pour un montant total de 28 M€ et le lancement des études pour des renforcements de réseaux sur les zones de Châlons-en-Champagne, Châtillon-sur-Seine, Rethel, Châteaudun, Corcoué, Montluçon, Étampes,

Bressuire, La Ferté-Bernard, Gien et Le Perche, ces études représentant un potentiel de 32 M€ d'investissement. Ces décisions ont été prises dans le cadre du nouveau dispositif du droit à l'injection.

D'ici 2023, GRTgaz prévoit la réalisation et la mise en service d'une trentaine de postes rebours. Conformément au dispositif de droit à l'injection, chaque décision sera prise sur la base d'un zonage de raccordement co-construit, et validé par la CRE.

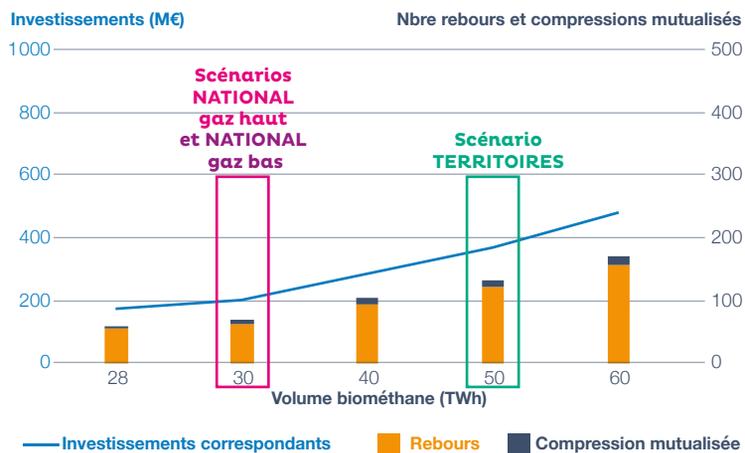
À mars 2021, les zonages déjà soumis à la CRE représentent d'ores et déjà un potentiel de production de 28 TWh de biométhane. Au nombre de 216, ces zonages cartographient les raccordements et renforcements couvrant environ la moitié du territoire français. La réalisation de l'ensemble des investissements identifiés dans ces plans locaux de développement des réseaux conduirait à des investissements d'un montant global de 950 M€, répartis entre ouvrages de renforcements (54 rebours pour un montant de 175 M€) et ouvrages d'extensions du réseau (275 M€ de maillage des réseaux de distribution et 500 M€ de raccordements).

FIGURE 68 | Estimation du nombre de rebours sur le réseau de GRTgaz à fin 2023



Source: GRTgaz

FIGURE 69 | Montants potentiels des investissements de renforcement pour GRTgaz selon les cibles de biométhane injecté en France



Source: GRTgaz

En associant ces résultats à un jeu d’hypothèses, on peut estimer les besoins d’investissements pour des volumes d’injection de biométhane plus importants et étendus à l’ensemble du territoire français.

Pour atteindre 30 TWh d’injection de biométhane correspondant aux scénarios **NATIONAL gaz haut** et **NATIONAL gaz bas** des Perspectives Gaz 2020, les modèles estiment un besoin de 63 rebours et 6 compressions mutualisées correspondant à un investissement pour GRTgaz d’environ 200 M€. Pour atteindre un volume d’injection de biométhane de 50 TWh associé au scénario **TERRITOIRES**, les modèles estiment un besoin de 121 rebours et 11 compressions mutualisées correspondant à un investissement pour GRTgaz d’environ 371 M€.

Ces chiffres, encore empreints de fortes incertitudes, doivent être considérés comme des premiers éclairages pour évaluer les adaptations des réseaux qui pourraient être nécessaires au vu du développement de la filière biométhane.

Parmi les hypothèses prises, on peut notamment citer : la répartition géographique des projets d’injection est supposée aléatoire et leur répartition en taille identique à celle observée dans le registre de capacités ; ces projets sont supposés être à une distance du réseau leur permettant un raccordement économique pour le producteur ; un maillage supplémentaire des réseaux de distributions est supposé fait préalablement aux rebours Distribution/Transport et entre des régimes de pressions différents entre Transport et Transport car supposé moins onéreux ; une fois installée, la station de rebours est supposée fonctionner un minimum de temps dans l’année ; le respect du seuil d’I/V pour les rebours n’a pas été pris en compte dans cette étude. Il a également été tenu compte des prévisions de baisse de consommations.

Cette méthode peut être également appliquée aux gaz issus d’autres technologie que la méthanisation. Néanmoins l’injection de ces nouveaux gaz pourrait nécessiter également quelques adaptations liées à la qualité du gaz, ces derniers pouvant contenir un pourcentage d’hydrogène un peu plus élevé.

Des besoins d'arbitrage ou de transit assurés

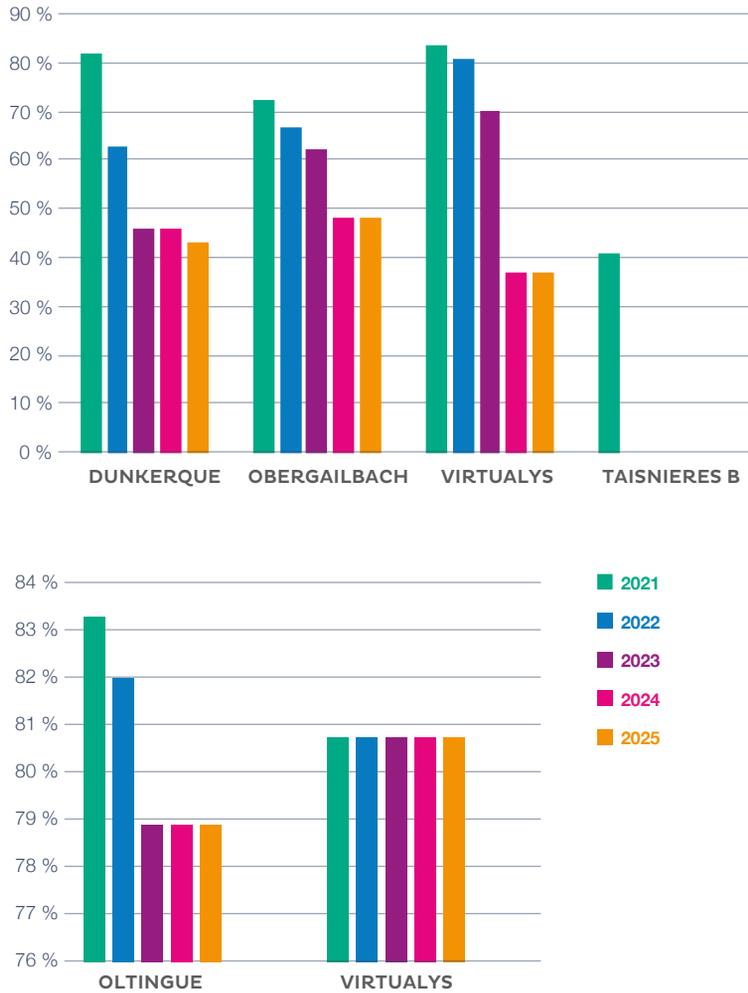
Les accroissements de capacités ont résulté bien souvent de demandes de capacités supplémentaires des utilisateurs du réseau pour accroître leur accès au gaz le plus compétitif en Europe ou dans le monde. Le réseau semble aujourd'hui convenir aux expéditeurs au vu des réservations de capacités pour les prochaines années et de leurs retours dans le cadre de la consultation du processus incrémental.

Il est à noter que la transition énergétique étant également en œuvre en péninsule ibérique et en Italie, il est attendu que les besoins de transit de gaz baissent à destination de ces pays.

Conformément aux codes de réseaux Tarifs et CAM (*Capacity allocation mechanisms*), le processus de capacités incrémentales a été mis en œuvre en 2019. Du 1^{er} juillet au 26 août 2019, les utilisateurs du réseau de transport ont pu faire des demandes non engageantes de capacités supplémentaires sur les points CAM d'interconnexion réseau entre pays de l'Union européenne (Virtualys, Taisnières B, Obergailbach) mais également à Oltingue auprès des gestionnaires de réseaux de transport.

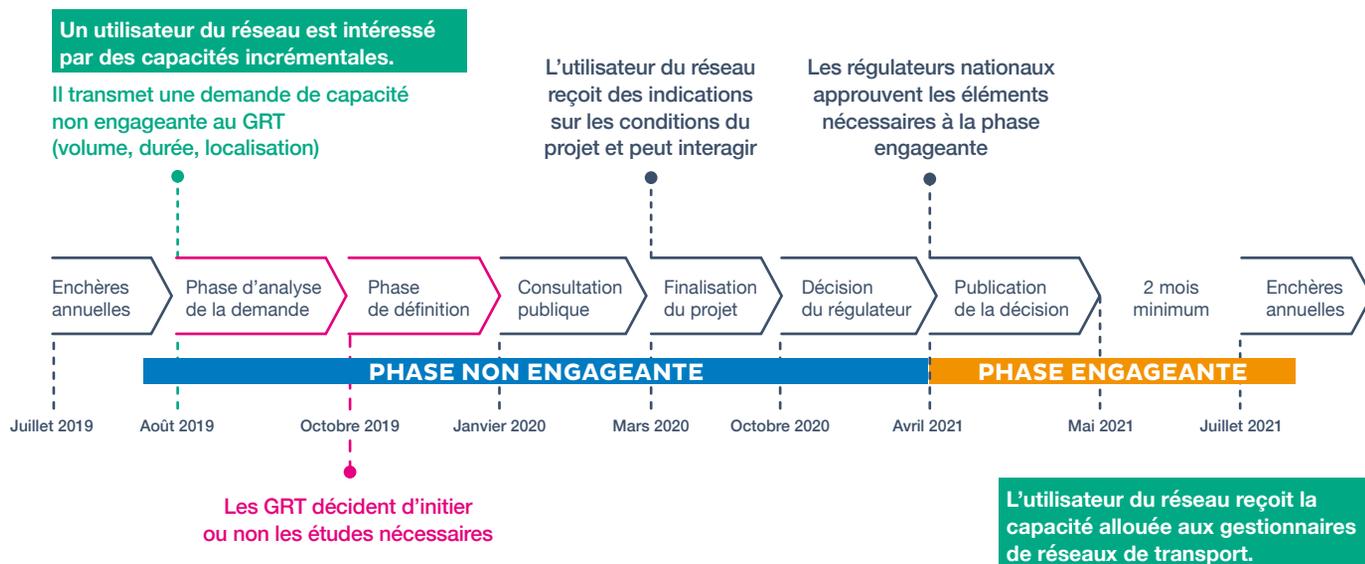
GRTgaz et les gestionnaires de réseaux adjacents ont publié le 21 octobre 2019 le résultat de cette consultation avec un rapport d'évaluation de la demande pour chacun des points (*Demand Assessment Report*). Ces rapports concluent que les capacités actuelles sont suffisantes pour répondre à la demande. La prochaine phase de consultation de ce processus aura lieu au 2^e semestre 2021. D'ici là, les utilisateurs du réseau peuvent librement faire à tout moment part de leurs besoins de capacités supplémentaires aux gestionnaires de réseaux de transport. En 2020, aucune demande *ad hoc* n'a été formulée par les utilisateurs du réseau sur les points français.

FIGURE 70 | Réserve des souscriptions de capacité aux PIR entrées - sorties 2021-2025



Source : GRTgaz

FIGURE 71 | Fonctionnement du processus incrémental



Source : GRTgaz

Avec la baisse des besoins des consommations et des besoins d'importation, les capacités d'arbitrage à capacités commercialisables inchangées auront tendance à s'accroître. Le niveau de capacités au point d'interconnexion à plus long terme doit cependant s'analyser également à l'aune de besoins de sécurité d'approvisionnement du marché français, en coordination avec les opérateurs de réseaux adjacents.

Des demandes d'opérateurs adjacents

En préparation du présent plan, GRTgaz a interrogé les opérateurs d'infrastructures gazières adjacents concernant leurs projets de développement.

Les projets identifiés ci-après reflètent le résultat de cette consultation. Les retours des opérateurs adjacents font apparaître que seuls des projets envisagés sur les terminaux méthaniers sont susceptibles de nécessiter des investissements sur le réseau.

Les opérateurs de réseaux de transport adjacents n'ont pas signalé de besoin de renforcement des capacités des interconnexions du réseau aux frontières. GRTgaz propose donc de ne plus considérer dans ce plan de développement de capacités de sortie vers l'Allemagne.

Certains opérateurs adjacents ont fait part cependant d'un besoin de coordination renforcée sur les échanges transfrontaliers potentiels de gaz hydrogène pur ou en mélange. Il apparaît notamment un besoin rapide de convergence des spécifications des taux d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel afin d'assurer l'intégrité de nos réseaux et la sécurité de nos clients. Les opérateurs de réseaux de transport de gaz en Allemagne ont néanmoins attiré l'attention de GRTgaz sur le besoin potentiel d'importation de gaz renouvelables à partir de la France à terme.

Aucun projet nécessitant une adaptation du réseau de transport, en dehors de la conversion du stockage de Gournay, n'est mis en visibilité par les opérateurs de stockages connectés au réseau de GRTgaz.

Accompagnement du développement des terminaux méthaniers de Fos et Montoir

La France dispose de 4 terminaux méthaniers, Fos-Tonkin (3 Gm³/an) mis en service en 1972, Montoir-de-Bretagne (10 Gm³/an) mis en service en 1980, Fos-Cavaou (8 Gm³/an) mis en service en 2009, et depuis 2016 Dunkerque LNG (13 Gm³/an). Des projets sont envisagés sur les terminaux de Fos et de Montoir.



Station de compression de Nozay.

Montoir (2026)

Elengy a organisé entre juillet et novembre 2019 un appel à souscriptions pour les capacités de régaseification existantes et disponibles au terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne. La totalité des capacités a été souscrite jusqu'à l'horizon 2035.

Elengy examine ainsi avec le marché les possibilités d'extension du terminal et envisage notamment de porter la capacité du terminal de Montoir-de-Bretagne de 10 à 12,5 Gm³ d'ici 2026, avec la possibilité de construire une nouvelle cuve en 2025.

En fonction de la capacité d'injection sur le réseau qui accompagnerait l'extension du terminal, il pourrait être nécessaire :

- d'adapter la station de compression d'Auvers-le-Hamon ;
- doubler l'artère du Maine en DN 900 entre Nozay (Loire-Atlantique) et Cherré (Maine-et-Loire) ;
- et le cas échéant, installer une canalisation entre Chémery (Loir-et-Cher) et Dierrey (Aube).

Les ouvrages identifiés sur le réseau de GRTgaz, pourraient être réalisés sous réserve d'être approuvés par le régulateur et si Elengy conclut les accords commerciaux nécessaires à la décision de réalisation de son projet d'extension.

Fos-Tonkin (2021) et Fos-Cavaou (2026)

À la suite d'un appel à souscriptions en février 2019, Elengy a décidé de prolonger l'exploitation du terminal de Fos-Tonkin de 2021 jusqu'à l'horizon 2028 à hauteur de 1,5 Gm³ par an, soit la moitié de la capacité actuelle du terminal. Ces engagements ont permis à Elengy de prendre la décision d'investissements pour les travaux nécessaires à la prolongation de l'activité du site.

Fosmax LNG considère l'extension du terminal de Fos-Cavaou de 8 Gm³ jusqu'à 12,5 Gm³ par an à l'horizon 2030, avec des configurations intermédiaires possibles par dégoulotage technique et réglementaire.

À ce titre, Elengy et sa filiale Fosmax LNG ont lancé un appel à souscriptions de capacité en 2021. GRTgaz

étudiée avec Teréga les impacts de ces développements éventuels sur leurs réseaux de transport respectifs. Les besoins d'investissements pour le réseau de GRTgaz pourraient représenter :

- l'adaptation de l'interconnexion de Saint-Martin-de-Crau ;
- la rénovation et/ou reconstruction de la station de compression de La Bégude ;
- une nouvelle station de compression à Montpellier ;
- un doublement de l'artère du midi.

GRTgaz identifiera les renforcements nécessaires au vu des capacités d'injection souhaitées in fine par les terminaux de la zone et des évolutions des consommations locales.

Pas de demande particulière des opérateurs de stockages

La France dispose de 12 stockages en exploitation pour un volume utile total de 137,9 TWh, soit le tiers de la consommation annuelle de gaz. Leurs opérateurs envisagent des projets d'investissements visant à maintenir et fiabiliser les performances de ces sites.

Storengy envisage notamment des investissements à Gournay d'ici à 2025 ayant pour objectifs l'adaptation des installations à la phase de conversion du gaz B au gaz H, notamment pour permettre des petits débits. Ces investissements sont coordonnés avec l'agenda pour la conversion de la zone B.

Géométhane a annoncé l'arrêt de son projet de rénovation du stockage de Manosque (Alpes-de-Haute-Provence), qui visait à accroître sa capacité d'injection et de soutirage.

Retrait du projet d'une nouvelle sortie vers l'Allemagne

La France et l'Allemagne sont interconnectées au point d'Obergailbach/Medelsheim d'une capacité de 620 GWh/j de l'Allemagne vers la France. Aucune capacité ferme n'est proposée actuellement de la France vers l'Allemagne. En rendant ce point bidirectionnel physiquement, le projet pourrait accroître si besoin l'intégration des deux marchés.



Poste gaz carburant des chaudières Interconnexion Fos-Cavaou sur la station de compression de Saint-Martin-de-Crau.

Ce projet a pour enjeux :

- participer au besoin d'approvisionnement de l'Ouest/Sud-Ouest de l'Allemagne, en particulier pour l'augmentation des besoins des CCCGT;
- fournir à l'Allemagne et pays voisins à l'Est un accès aux nombreux terminaux GNL de l'ouest de l'Europe à un coût bien inférieur à celui d'un nouveau terminal méthanier;
- renforcer les arbitrages entre deux marchés dont le spread évolue dans les deux directions.

Aux investissements nécessaires à la création de capacités fermes s'ajoutent les investissements nécessaires pour proposer du gaz non odorisé à la frontière vers l'Allemagne.

En effet, le gaz naturel, généralement inodore, est odorisé, en France et contrairement à la plupart des pays européens, à l'entrée sur le réseau de transport par l'ajout d'un additif (un composé sulfuré, le THT), afin d'identifier les éventuelles fuites sur les réseaux de distribution et les installations intérieures.

Les spécifications du gaz injecté sur les réseaux gaziers en Allemagne n'étant pas compatibles avec du gaz odorisé, les exports de gaz depuis la France vers l'Allemagne ne sont pas possibles en l'état.

GRTgaz a examiné deux solutions à cette problématique : l'odorisation décentralisée, sur le modèle européen, et la désodorisation du flux de gaz en sortie de la France vers l'Allemagne. La première a été abandonnée compte tenu de ses coûts significatifs déduits d'une série de test *in situ*.

La deuxième solution alternative consisterait à installer une unité de désodorisation sur l'artère du Nord Est. Le gaz odorisé serait traité par adsorption du THT par un tamis moléculaire. Cette solution a l'avantage d'être beaucoup plus économe en termes d'investissements et d'entraîner des charges opérationnelles proportionnelles à l'utilisation, la rendant adaptée à des flux intermittents. Cette solution est également envisagée entre la Suisse et l'Allemagne.

Les outils contractuels pour créer des capacités d'export de la France vers l'Allemagne ont été mis en place ; ils sont adaptés à des flux non structurels de faible ampleur. L'analyse menée au niveau de l'ENTSOG n'ayant pas

montré pour un projet fondé sur des investissements, des bénéfices supérieurs aux coûts et aucune demande n'ayant été formulée par les utilisateurs du réseau ou les opérateurs adjacents,, GRTgaz propose de ne plus planifier ce projet dans le cadre des plans décennaux, tant que l'intérêt du marché n'est pas confirmé.

La gestion de la qualité du gaz

Conversion B / H

Le réseau de gaz à bas pouvoir calorifique (dit « gaz B ») alimente en gaz naturel la majeure partie de la région des Hauts-de-France. Le gaz B représente environ 10 % de la consommation française totale et 1,3 million de clients, dont une centaine directement raccordée au réseau de transport.

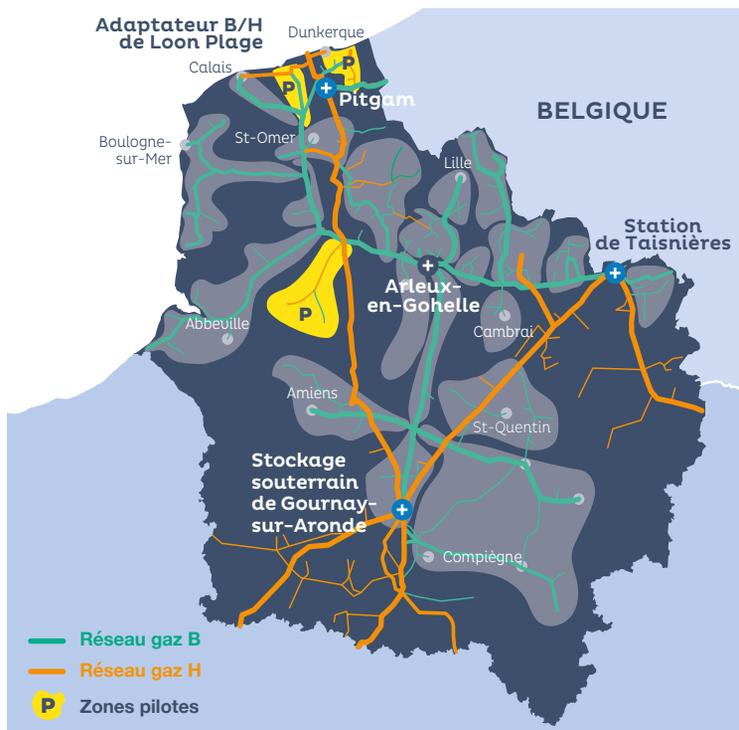
Il est issu historiquement du gisement de Groningue aux Pays-Bas. La diminution de la production de ce gisement a d'ores et déjà débuté et la France ne devrait plus recevoir de gaz B à l'horizon de 2030.

Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des consommateurs, il est nécessaire de convertir ce réseau en gaz à haut pouvoir calorifique (dit « gaz H ») qui alimente le reste du territoire français. Outre les modifications des réseaux, ce projet d'ampleur nécessite une intervention chez chaque client notamment pour réaliser l'inventaire des appareils alimentés en gaz naturel (process industriels, fours, chaudières, gazinières, etc.), et dans certains cas leur réglage, leur modification voire dans quelques rares situations, leur remplacement.

Le projet est indispensable pour assurer la continuité d'approvisionnement des consommateurs de gaz B et il permettra d'aller au-delà en améliorant la sécurité d'approvisionnement en gaz de cette partie du réseau, qui n'est aujourd'hui alimentée que par un seul point d'entrée et une seule source d'approvisionnement à Taisnières. Le projet créera de nouvelles connexions avec le reste du réseau de transport et donnera accès à des sources diversifiées de gaz H.

Le projet conduira également à une amélioration de l'efficacité du transport. Le contenu énergétique du gaz H étant plus important que celui du gaz B, les volumes de gaz à transporter seront plus faibles pour un même besoin final.

FIGURE 72 | Conversion par secteurs de consommation de gaz B



Source : GRTgaz

En octobre 2017, l'Union européenne a retenu le dossier déposé par Fluxys, GRTgaz et Storengy, concernant la conversion en Belgique et en France, parmi la liste des projets PCI (Project of Common Interest).

Le 4 octobre 2018, la CRE et la CREG³² ont pris une décision commune d'allocation des coûts transfrontaliers de ce projet, consistant à maintenir une allocation des coûts nationale.

Une coordination européenne concernant le gaz B a été mise en place au sein de la « Gas Platform », avec des réunions régulières entre les États membres concernés : Pays-Bas, Allemagne, Belgique, Luxembourg et France. Cette coordination a été renforcée en 2019 avec la mise en place d'une « Task Force » dédiée. Cette task force publiera un rapport semestriel sur l'avancement de la conversion des marchés du gaz B dans ces pays, sous l'égide du ministère néerlandais des Affaires économiques et des Politiques climatiques, de l'ENTSOG et de l'AIE.

32 | Commission de régulation de l'électricité et du gaz (Belgique).

Par ailleurs, un accord de collaboration relatif à la conversion du gaz B au gaz H en Belgique et en France a été conclu entre Gasunie Transport Services, Fluxys et GRTgaz. En complément, des échanges techniques réguliers entre opérateurs belges, allemands et français sont organisés, afin d'échanger sur les processus de conversion dans chaque pays. Enfin, le TYNDP (*Ten Year Development Plan*) et le North West GRIP (*Gas Regional Investment Plan*) prennent en compte la question du gaz B dans leurs rapports respectifs.

Le cadre législatif et réglementaire français

La mise en place d'un cadre juridique spécifique a constitué un préalable indispensable à la préparation de cette conversion, afin notamment de définir le calendrier de l'opération, les responsabilités des différents acteurs et les modalités techniques retenues.

Les textes ci-dessous ont permis de construire ce cadre :

- l'article 164 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ;
- le décret n° 2016-348 du 23 mars 2016 précise le cadre réglementaire et l'organisation générale de l'opération de conversion. Ce décret prévoit la réalisation d'une phase pilote sur la période 2016-2020, l'élaboration conjointe d'un projet de plan de conversion par les gestionnaires de réseaux et de stockage et la mise en place d'un comité de coordination ;
- l'arrêté du 10 juillet 2017 fixe les communes concernées par la phase pilote ;
- la loi n° 2017-227 du 24 février 2017 élargit les missions des GRD à la coordination des opérations d'adaptation et de réglage des appareils des consommateurs sur le réseau de distribution et introduit des dispositions relatives à la conversion du stockage ;
- l'arrêté du 31 juillet 2018 autorise GRDF, GRTgaz et Storengy à procéder, à titre expérimental, à la conversion d'une portion des réseaux de transport et de distribution de gaz B ;
- enfin, l'article 183 de la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019 met en place des aides financières pour le remplacement des appareils non adaptables (chèques conversion), dont les montants sont définis par le décret n° 2019-114 du 20 février 2019.

Le plan de conversion

GRDF, Gazélec Péronne, SICAE Somme et Cambrais, Storengy et GRTgaz ont collaboré de façon étroite afin d'établir un projet de plan de conversion, qui a été soumis aux ministres concernés le 23 septembre 2016, conformément au décret n° 2016-348 du 23 mars 2016. Ce plan a ensuite fait l'objet d'une évaluation économique et technique par la CRE, dont les conclusions figurent dans la délibération n° 2018-051 du 21 mars 2018.

La conversion au gaz H de la zone actuelle de consommation de gaz B repose sur un découpage des réseaux de transport et de distribution de gaz B en une vingtaine de secteurs géographiques. Le changement du type de gaz acheminé sera réalisé indépendamment et successivement pour chaque secteur, permettant ainsi une conversion progressive de l'ensemble de la zone jusqu'en 2029 au plus tard, à un rythme compatible avec les interventions nécessaires pour adapter le cas échéant les équipements des 1,3 million de clients concernés.

La phase pilote: conversion des secteurs de Doullens, Gravelines, Grande-Synthe et Dunkerque entre 2019 et 2020

GRTgaz a réalisé entre 2016 et 2019 toutes les modifications du réseau de transport nécessaires à la mise en œuvre de la phase pilote du plan de conversion, pour un coût d'environ 47 M€.

Les secteurs de Doullens, Gravelines et Grande-Synthe, soit 37 000 clients raccordés sur le réseau de distribution et 4 clients raccordés sur le réseau de transport, ont été convertis avec succès en gaz H respectivement en avril, septembre et novembre 2019.

La phase pilote s'est achevée avec succès à l'automne 2020 malgré la crise sanitaire avec la conversion du secteur de Dunkerque bouclant en tout et pour tout la conversion au gaz H de 80 000 clients GRDF et 7 clients GRTgaz.

FIGURE 73 | Détails des modifications réalisées dans le cadre de la phase pilote



Source : GRTgaz

La phase de déploiement: adaptations décidées pour la 1^{re} partie (2021-2024)

La phase de déploiement de la conversion a été lancée en 2021 en une nouvelle série de modifications du réseau de transport permettant la conversion de 550 000 clients distribution et 54 clients GRTgaz. En ce qui concerne les investissements de GRTgaz, la phase de déploiement a été découpée en deux parties :

- la phase 1 de déploiement correspond aux constructions et modifications d'ouvrages nécessaires pour réaliser les conversions prévues pour la période 2021-2024 (selon le plan de conversion du 23 septembre 2016) ;
- la phase 2 de déploiement correspond aux constructions/ modifications d'ouvrages nécessaires pour réaliser les conversions prévues pour la période 2025-2028 (selon le plan de conversion du 23 septembre 2016).

Les travaux nécessaires à la phase 1 de déploiement peuvent être regroupés sous forme de 3 grands types d'ouvrages :

- un programme d'adaptation d'une dizaine de sites existants :
 - la modification du poste de Loon-Plage et l'arrêt de l'adaptateur H>B pour garantir l'alimentation progressive en gaz H de l'artère Artois Ouest par le Nord,
 - les projets de raccordement du réseau de gaz B au réseau de gaz H au niveau de 5 postes existants,
 - l'isolement des réseaux de gaz B et de gaz H sur 4 sites existants,
 - l'adaptation de l'instrumentation pour le suivi et la maîtrise de la qualité du gaz transporté,
- un projet d'adaptation du site de compression de Taisnières, avec la réduction du débit minimum d'odorisation et de laminage, la préparation de l'alimentation en gaz H du secteur de Maubeuge et la fiabilisation du mélangeur enrichisseur gaz H vers gaz B ;
- un projet de construction d'une nouvelle canalisation DN 300 de 12 km entre Béthune et Lens.

FIGURE 74 | Travaux nécessaires à la phase de déploiement de la conversion



Source : GRTgaz

Ces projets ont fait l'objet d'un audit pour la fixation d'un budget cible par la CRE en mai-juin 2019, au titre de la régulation incitative de ces projets. Cet audit a conduit à la délibération de la CRE n° 2019-173 du 18 juillet 2019, qui fixe un budget cible à 30,9 M€ pour cette phase. La décision de réalisation de ces travaux a été approuvée par GRTgaz du 17 septembre 2019.

Les conséquences sur l'offre de GRTgaz

La mise en œuvre du processus de conversion prévu pour les clients raccordés au réseau de distribution nécessite le recours à un gaz appelé « B+ ». Ce gaz est conforme aux spécifications applicables pour le gaz B, mais avec un indice de Wobbe stabilisé dans une plage de variation plus réduite, en haut de la plage B. Le gaz B+ permet d'effectuer le réglage en configuration gaz H des appareils des clients, quand cela est nécessaire, en amont de l'arrivée du gaz H.

Les spécifications relatives au gaz B+ ont déjà été intégrées dans la réglementation néerlandaise pour le gaz à destination de la Belgique et de la France depuis le 1^{er} avril 2016. Les prescriptions techniques de GRDF, Storengy et GRTgaz ont également été modifiées afin d'y prendre en compte les exigences du gaz B+.

Autres conséquences sur l'offre de capacités

Les conséquences sur l'offre sont :

- la disparition du service « pointe » de conversion de gaz H en gaz B au printemps 2021, du fait de la conversion au gaz H du réseau auquel est raccordé l'adaptateur H/B de Loon-Plage ;
- la diminution de la capacité d'entrée ferme à Taisnières B de 230 GWh/j à 115 GWh/j en 2025, du fait de la conversion en gaz H de l'une des deux artères d'Artois Est entre Taisnières et Arleux (étant précisé que le stockage de Gournay devrait fonctionner en gaz B jusqu'en 2026).

Ces évolutions correspondent à la vision actuelle de GRTgaz résultant du projet de plan de conversion soumis aux autorités le 23 septembre 2016. En particulier, les échéances ci-dessus pourront évoluer si le planning de conversion actuellement envisagé est modifié.

GRTgaz n'a pas identifié, à ce jour, de besoin de capacité complémentaire pour le point d'interconnexion virtuel

Virtualys à l'horizon 2025 et au-delà, permettant le cas échéant de réutiliser tout ou partie des équipements nécessaires à la capacité de gaz B.

Une augmentation de la capacité en gaz H nécessiterait des investissements dont le déclenchement éventuel dépendra de la demande du marché. À défaut, la capacité d'entrée à Taisnières B ne sera pas convertie en gaz H.

Gaz hydrogène pur ou en mélange

Demain, de l'hydrogène dans les réseaux de gaz

Dans un contexte hydrogène extrêmement dynamique, GRTgaz se mobilise et se prépare pour accueillir l'hydrogène dans son réseau en toute sécurité et ainsi accompagner le développement du marché.

L'intégration de l'hydrogène en mélange dans les réseaux de gaz entre dans le cadre de l'extension de l'accès des tiers aux réseaux à l'ensemble des producteurs de gaz renouvelables et hydrogène bas-carbone (article L111-97 du code de l'énergie modifié par la loi Énergie-Climat de 2019). Elle est d'ores et déjà une question d'actualité et elle devrait prendre de l'ampleur dans les prochaines années lorsque des mécanismes de soutien à la production d'hydrogène décarboné, prévus par la récente Stratégie française de développement de l'hydrogène, seront mis en œuvre et que les projets de production se développeront en France.

À fin 2020, ce sont déjà près de 30 études d'opportunité de raccordement au réseau qui ont été ou sont instruites par GRTgaz à la demande de porteurs de projets. Ces demandes d'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz recouvrent des typologies de projets très variées et répondent à des besoins différents, ce qui montre l'importance qu'il y a à traiter ce sujet. Ainsi, GRTgaz accompagne aujourd'hui :

- des porteurs de projet de production d'hydrogène par électrolyse destinée en priorité à approvisionner des nouveaux usages de l'hydrogène comme dans la mobilité par exemple, mais qui souhaitent valoriser dans les réseaux de gaz des surplus de production qu'ils généreront tant que les usages dédiés de l'hydrogène ne seront pas arrivés à maturité. Même à moyen terme, ils envisagent le réseau de gaz comme un levier d'optimisation de leur production ;

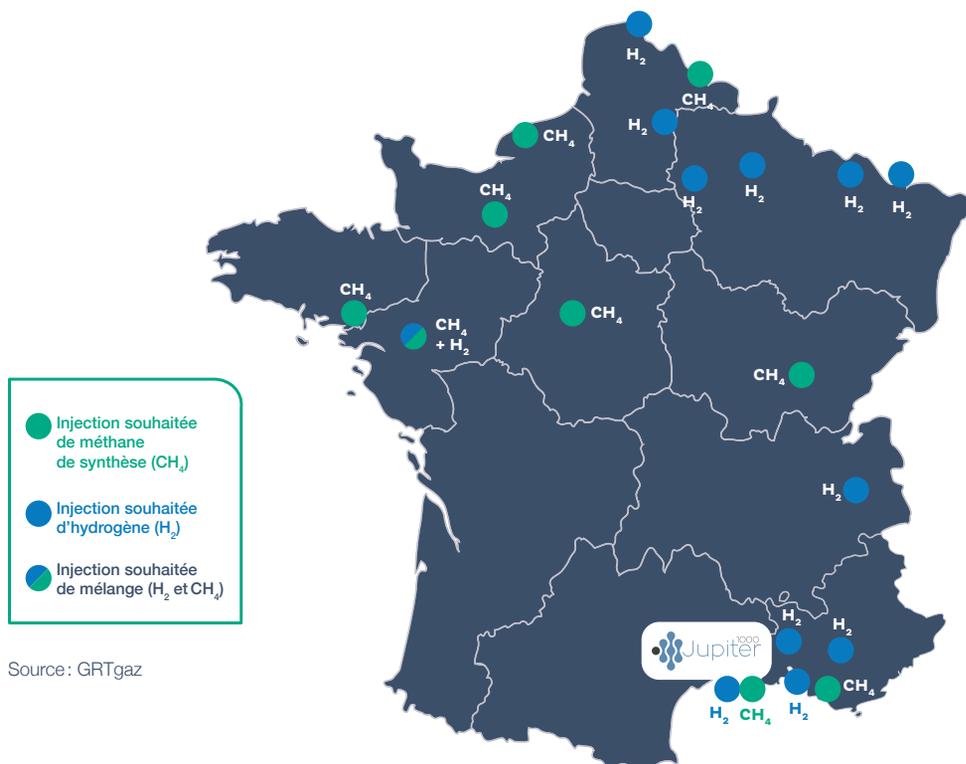
- des porteurs de projet de production d'électricité renouvelable qui étudient des solutions de power to gas avec injection dans le réseau de gaz pour valoriser électricité qui ne pourrait être intégré au réseau électrique;
- des industriels qui coproduisent de l'hydrogène dans leur process, comme c'est par exemple le cas dans l'industrie du chlore, et qui souhaitent valoriser ce coproduit plutôt que de le torcher;
- des porteurs de projet de production de gaz de synthèse (pyrogazéification à partir de biomasse ou déchets, gazéification hydrothermale d'effluent...), qui peuvent contribuer à décarboner les usages existants du gaz naturel et dont la production peut contenir quelques pourcentages d'hydrogène mélangé au méthane de synthèse.

Il ressort ainsi clairement que les réseaux de gaz peuvent être un facilitateur de l'émergence d'un marché de l'hydrogène décarboné et d'écosystèmes territoriaux, en offrant aux producteurs d'hydrogène une voix de valorisation, complémentaire aux usages dédiés de l'hydrogène (mobilité, industrie...).

La stratégie européenne sur l'hydrogène, publiée en juillet de cette année, a d'ailleurs souligné ce rôle clé que peut jouer le mélange de l'hydrogène dans les réseaux de gaz existants dans une phase de transition avant l'avènement d'un marché de l'hydrogène mature et la plupart des pays européens l'envisagent également. Il est donc d'autant plus important de préparer les réseaux de gaz français à intégrer de l'hydrogène, que les pays voisins, avec lesquels les réseaux gaziers sont très connectés, s'y préparent aussi activement.

À moyen terme, dans la perspective où des capacités d'électricité renouvelable intermittente se développeront fortement, avoir préparé les solutions pour intégrer l'hydrogène dans les réseaux de gaz pourrait être un élément essentiel pour garantir les besoins de flexibilité du système énergétique et faire bénéficier au système électrique des capacités de stockage du système gazier.

FIGURE 75 | Carte des demandes de raccordement hydrogène et gaz de synthèse



Un programme de R&D pour anticiper l'intégration de l'hydrogène en mélange dans les réseaux de gaz

Dès 2019, conformément à ce qui était prévu par le Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, les opérateurs d'infrastructures gazières ont étudié les conditions techniques et économiques d'intégration de l'hydrogène dans les infrastructures gazières dans un rapport remis au ministre de la Transition écologique et solidaire.

Cette étude, rendue publique en novembre 2019, a montré qu'il est possible d'intégrer un volume significatif d'hydrogène dans le mix gazier à l'horizon 2050 avec des coûts limités d'adaptation des infrastructures, en mettant en œuvre un programme de R&D coordonnée pour lever les incertitudes et les freins techniques qui subsistent encore. À l'horizon 2030, les opérateurs d'infrastructures gazières recommandent de fixer une capacité cible d'intégration d'hydrogène en mélange dans les réseaux à 10 %.

Fort des enseignements de cette étude, GRTgaz a structuré un programme de R&D pour l'intégration de l'hydrogène dans son réseau, piloté par son Centre de recherche et innovation pour l'énergie (RICE).

Il prévoit notamment de caractériser les enjeux de sécurité des ouvrages (intégrité des canalisations, équipements et accessoires réseaux et procédures de maintenance associées) et de pilotage du réseau (adaptation des technologies d'injection, des équipements d'analyse du gaz, de compression, des équipements de comptage, des systèmes de facturation et des outils de conduite) pour maximiser l'intégration d'hydrogène dans les réseaux existants dans des conditions de sécurité et de coûts optimales.

FenHYx : une plateforme d'essai pour l'injection d'hydrogène et de gaz décarboné dans les réseaux de gaz

FenHYx (Future Energy Network for HYdrogen and miX) est un projet de plateforme de recherche avec pour objectif de définir les conditions techniques, économiques et réglementaires d'injection d'hydrogène et de gaz décarbonés dans les réseaux de transport de gaz et par extension dans les infrastructures gazières.

Il s'inscrit dans le cadre de la R&D hydrogène de GRTgaz, qui a identifié les besoins en infrastructures d'essais en tenant compte des projets existants de centre R&D européens.

FenHYx vise en particulier à reproduire les fonctionnalités des réseaux gaziers et notamment celles des réseaux de transport de gaz au moyen de plusieurs modules d'essais : compression, détente, mesure, analyse, boucle d'injection... Des essais, à différentes pressions et concentrations d'hydrogène et de méthane, permettront de tester, d'évaluer et de certifier la tenue des équipements des infrastructures gazières à ces nouveaux gaz et de déterminer les paramètres dynamiques à prendre en compte en termes de variation de pression, de qualité de gaz. Elle permettra en somme d'accélérer la mise en compatibilité du réseau avec l'injection et le transport d'hydrogène et d'autres nouveaux gaz, de mobiliser la filière et unir les opérateurs, et enfin de former les exploitants.

Le premier module sera construit en 2021 à Alfortville sur le site de recherche de GRTgaz. Nommé Cluster 1, il regroupera les bancs d'essais statiques, notamment en vue de tester l'intégrité des aciers ou l'étanchéité du matériel et des compteurs en présence d'hydrogène en mélange ou à 100 %.

Ce cluster 1 du projet, visant à étudier la tenue des équipements du réseau à la présence d'hydrogène, a été approuvé par la CRE par délibération du 23 janvier 2020, amendée par celle du 22 janvier 2022, pour un budget de 4,4 M€ (dont 0,8 M€ de financement par des tiers).

Le deuxième module aura pour objet de réaliser des essais liés à la séparation de l'hydrogène et du gaz naturel dans l'optique de disposer de solutions de protection de clients potentiellement sensibles à des mélanges hydrogène/méthane. Le dernier module portera sur la réalisation d'essais dynamiques (le gaz sera compressé et en mouvement) sur la métrologie, la corrosion et le fonctionnement des matériels et des équipements.

D'autres clusters sont également nécessaires pour réaliser l'ensemble des essais par des tests en dynamique sur des boucles ouvertes et fermées. Ces clusters sont actuellement en phase de définition.

L'ambition de GRTgaz est de faire de FenHYx une véritable plateforme de recherche, d'innovation et de coopération européenne, sur tout type de mélanges méthane. Elle a déjà donné lieu à un accord de collaboration avec le transporteur allemand ONTRAS Gastransport GmbH. Cette plateforme est aussi parfaitement en ligne avec les priorités fixées dans le cadre de la Stratégie pour le développement de l'hydrogène en France, qui prévoit de soutenir la recherche et l'innovation notamment dans les infrastructures de transport.

Mais d'ores et déjà, des premiers tests d'injection d'hydrogène dans le réseau sont en cours sur Jupiter 1000, projet de démonstrateur de *power to gas* par électrolyse à l'échelle industrielle (1 MW) situé à Fos, piloté par GRTgaz, qui injecte de l'hydrogène dans une artère du réseau de transport depuis février 2020.

Jupiter 1000 : un démonstrateur de power to gas

Avec le projet Jupiter 1000, GRTgaz met en œuvre à l'échelle industrielle une installation innovante de production d'hydrogène d'1 MWélec destiné à être tout ou partie injectée sur le réseau. Ce démonstrateur est constitué de deux électrolyseurs de deux technologies différentes : PEM (membrane) et Alcaline.

Le démonstrateur comprendra également une unité de captage de CO₂ sur les cheminées d'un industriel voisin et une unité de méthanation pour convertir l'hydrogène produit et le CO₂ ainsi recyclé en méthane de synthèse. Ce gaz neutre en carbone, sera ensuite injecté sur le réseau de transport.

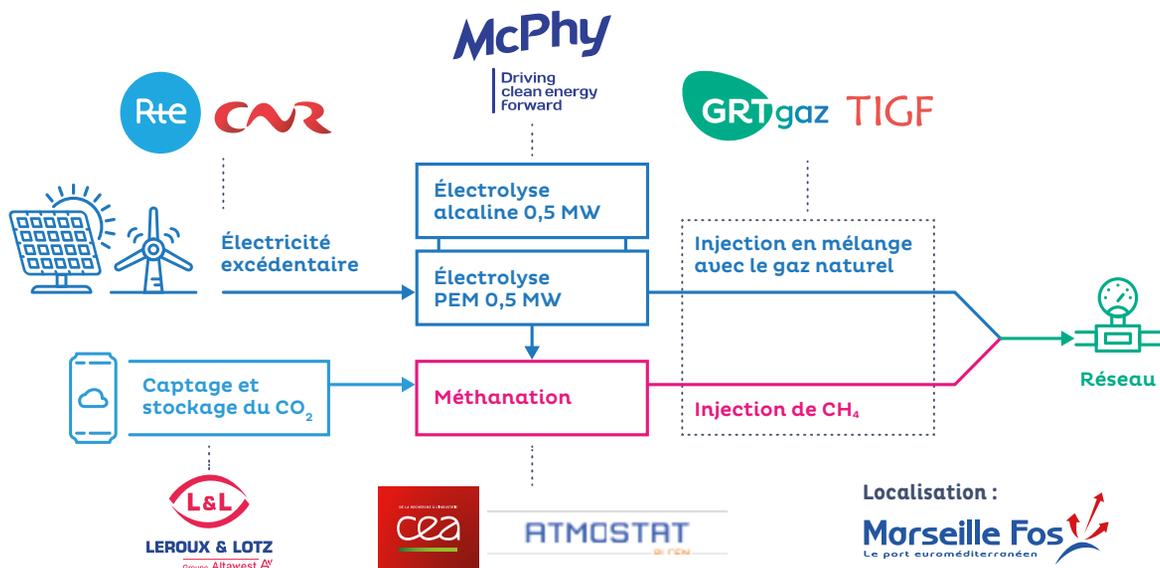
Ce projet unique en France permettra d'étudier la validité technico-économique du procédé et de faire émerger une nouvelle filière de production de gaz renouvelable à l'horizon 2030.

Il est localisé à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône), sur la plateforme « Innovex » du Grand Port Maritime de Marseille dédiée à l'accueil de démonstrateurs en lien avec la transition énergétique.

Le projet a été décidé en 2015, avec l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie.

Les travaux sont en cours d'achèvement. L'injection d'hydrogène a débuté en 2020 et celle de méthane de synthèse est prévue fin 2021.

FIGURE 77 | Partenaires du projet power to gas Jupiter 1000



Un projet soutenu financièrement par l'ADEME, la région PACA et les fonds européen FEDER

Source : GRTgaz

Vue sur le poste de mélange, Jupiter 1000.



En parallèle du programme de R&D, certains équipements du réseau qui doivent être renouvelés vont être progressivement remplacés par des appareils compatibles avec l'exploitation d'un réseau intégrant de l'hydrogène. C'est par exemple le cas pour les chromatographes, qui mesurent et analysent en continu la composition du gaz qui circule dans le réseau. Ils ne sont actuellement pas adaptés à l'analyse d'un mix contenant de l'hydrogène. Après une phase de tests de nouveaux appareils en 2020, une première phase pilote de déploiement de nouveaux chromatographes compatibles à l'hydrogène sera réalisée en 2021 : la stratégie de déploiement consiste à équiper en premier lieu les points d'entrée aux frontières pour une mesure de la qualité du gaz importé.

Une démarche de concertation lancée pour préparer le cadre réglementaire et contractuel

Enfin, au-delà des aspects techniques, c'est tout un cadre réglementaire et contractuel qu'il s'agit de construire, comme cela s'est fait progressivement pour l'intégration du biométhane dans les réseaux de gaz. C'est pourquoi GRTgaz a également initié un groupe de concertation sur l'injection d'hydrogène au printemps

2019. Il doit permettre de définir et de cadrer les différents aspects techniques et contractuels de l'injection d'hydrogène dans les réseaux de manière concertée entre les porteurs de projet de production d'hydrogène, les opérateurs d'infrastructures gazières, les pouvoirs publics et les éventuels clients gaz impactés. Le sous-groupe de travail « usages », lancé officiellement lors d'un webinar en octobre 2020, a rassemblé plus de 170 représentants de clients et fédérations industrielles, ce qui confirme l'intérêt de la concertation sur ce sujet.

L'accompagnement de la filière passe également par la publication courant 2021 d'une cartographie à destination des producteurs d'hydrogène souhaitant injecter dans le réseau de GRTgaz, qui leur permette d'identifier rapidement les zones propices à l'injection d'hydrogène à court terme, qui correspondent à des antennes du réseau sans contraintes techniques et desservant des clients consommateurs cherchant à décarboner leurs process.

L'objectif final est qu'à l'issue du programme R&D et de la concertation, GRTgaz soit en mesure de préciser les conditions de raccordement et d'injection pour les producteurs d'hydrogène ou de mélange contenant de l'hydrogène.

D'autres sujets d'adaptation en lien avec la transition

L'adaptation aux baisses de consommation

Les baisses diffuses de consommation à l'horizon 2030, dans les scénarios envisagés dans ce plan, ne permettent pas d'identifier à ce stade de tronçons ou d'équipements du réseau devenus inutiles pour le transport de méthane.

La baisse des consommations locales peut en revanche avoir pour effet d'accroître les besoins d'acheminer le gaz injecté dans la zone vers des zones de consommations plus éloignées, faute de pouvoir être consommé près du point d'injection sur le réseau. Pour maintenir les capacités commercialisées sur les points d'entrée sur le réseau, il pourrait s'avérer nécessaire de prévoir de nouveaux équipements afin de renforcer les capacités transrégionales du réseau (fluidité). Ces investissements seraient bien entendu à comparer à une solution qui consisterait à diminuer les capacités d'entrée sur le réseau.

Ce phénomène pourrait être rencontré en premier lieu dans la zone de Fos, où les capacités locales d'absorption du réseau pourraient être réduites de 1 à 2 GWh/an selon l'évolution des consommations. À l'horizon de 2030, des investissements pourraient être nécessaires pour conserver les capacités initiales.

Des études plus détaillées devront être menées dans les prochains plans pour éclairer cette problématique en lien avec les dynamiques locales de baisse des consommations journalières qui seront observées ou anticipées.

Valorisation du réseau pour l'acheminement de l'hydrogène avec les perspectives de vallées H₂ et d'une dorsale européenne

Au-delà de l'injection d'hydrogène pur ou en mélange dans le réseau, le besoin de transport d'hydrogène dans des réseaux dédiés pourrait s'avérer nécessaire pour relier des productions massives d'hydrogène à des hubs de consommation éloignés de ces dernières. Cette solution pourrait en outre favoriser comme cela a été le cas pour le gaz naturel l'émergence d'un marché compétitif et l'atteinte d'une sécurité d'approvisionnement globale au système.

Par ailleurs, l'installation d'unités de *power to gas* au pied des futurs usages ne sera pas nécessairement possible ou optimale économiquement dans toutes les zones de consommation. Pour certaines régions, ne disposant pas de gisements importants en électricité renouvelable ou situées loin de zones ayant des potentiels de stockage de CO₂, il sera dans certains cas plus économique d'accéder à un hydrogène renouvelable compétitif acheminé *via* des réseaux de transport d'hydrogène par canalisations, qui représente la solution de transport la plus économique sur des distances importantes.

La Commission européenne a d'ailleurs souligné dans sa stratégie hydrogène, le rôle clé des infrastructures de transport par canalisations pour faire émerger un marché développé de l'hydrogène-énergie en Europe.

À terme, la Commission européenne envisage que la production d'hydrogène renouvelable dans l'UE sera, le cas échéant, complétée par des imports d'hydrogène renouvelable de pays voisins (Afrique du Nord, est de l'Europe...) pour atteindre les objectifs de décarbonation, et pourrait justifier des flux transnationaux au sein de l'Europe et donc des besoins d'infrastructures de transport sur de grandes distances.

C'est d'ailleurs dans cette perspective que certains opérateurs de réseaux adjacents, notamment allemands, ont mentionné dans leur réponse à l'enquête de GRTgaz le besoin d'étudier les conditions d'importation de gaz renouvelables et en particulier d'hydrogène, dans leur pays à partir de la France.

GRTgaz se doit d'être attentif au développement de l'hydrogène. En effet, la production d'hydrogène constitue aujourd'hui une part non négligeable de la consommation de méthane acheminé sur son réseau; toute substitution des modes de production de cet hydrogène pourrait entraîner une baisse significative et localisée des besoins de transport. D'autre part, la baisse des consommations de gaz projetées dans les exercices prospectifs pourrait amener, à terme, certaines parties du réseau à être moins sollicitées, permettant d'envisager une réutilisation des canalisations qui ne seraient plus nécessaires au transport du méthane. Cette réutilisation serait d'autant plus facilitée pour les tronçons disposant de deux canalisations en parallèle.

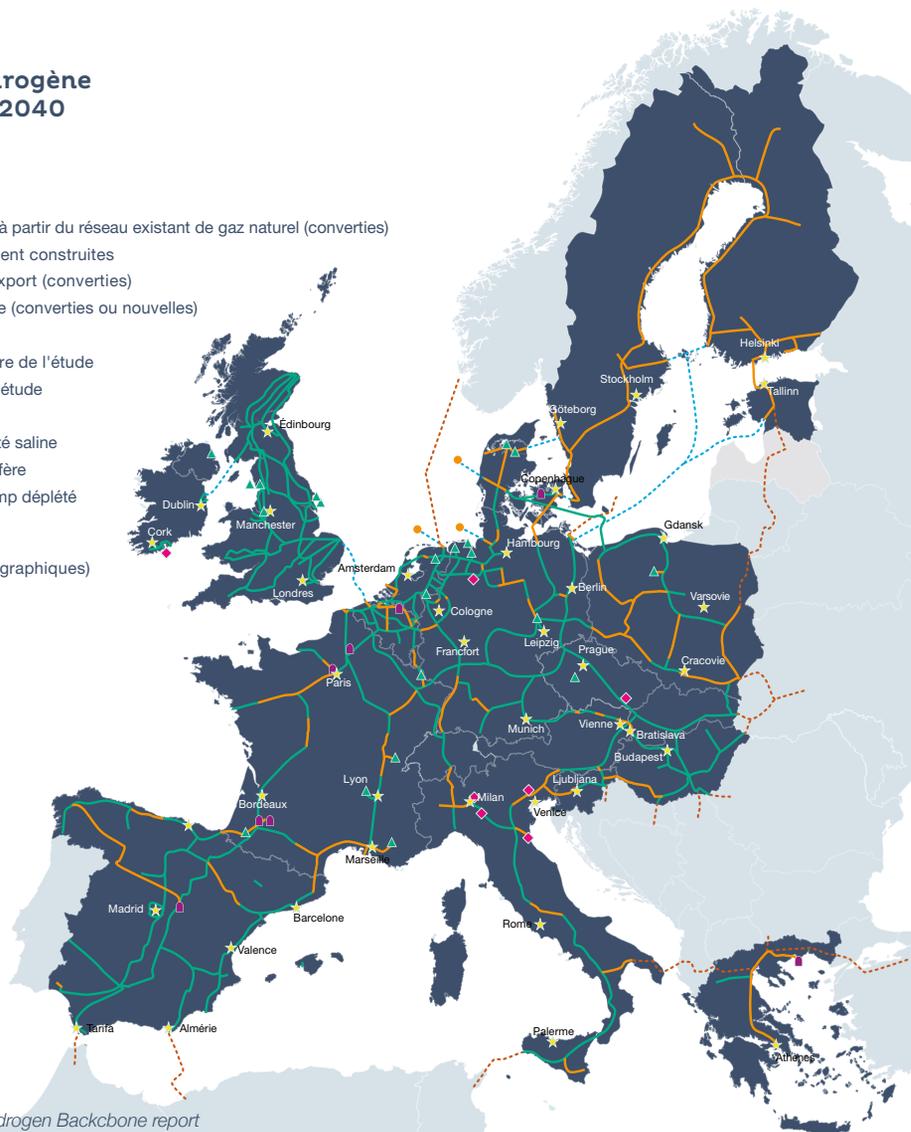
C'est dans cette perspective que GRTgaz a pris part à l'initiative *European Hydrogen Backbone*. Cette initiative

FIGURE 78 | Dorsale hydrogène européenne à l'horizon 2040

- Canalisations H₂ converties à partir du réseau existant de gaz naturel (converties)
- Canalisations H₂ nouvellement construites
- - - Canalisations H₂ d'import/export (converties)
- - - Canalisations H₂ sous-marines (converties ou nouvelles)

- Pays inclus dans le périmètre de l'étude
- Pays hors du périmètre de l'étude

- ▲ Stockage H₂ potentiel : cavité saline
- Stockage H₂ potentiel : aquifère
- ◆ Stockage H₂ potentiel : champ déplété
- Îlot énergétique pour de la production H₂ offshore
- ★ Ville (à titre de repères géographiques)



Source : Gas for climate, European Hydrogen Backbone report

regroupant des gestionnaires de réseau de transport de 21 pays en Europe a pour objet de mettre en visibilité ce que pourrait être le réseau européen d'hydrogène au service d'un marché intégré en Europe. La vision présentée par le groupement envisage un réseau de près de 40 000 km dont 69 % serait constitué d'infrastructures gazières existantes reconverties. Les évaluations de coûts montrent que la réutilisation de ces ouvrages existants serait significativement plus économique que la pose de canalisations neuves, permettant ainsi de minimiser le coût du transport d'hydrogène sur de longues distances et de considérer avantagusement la production d'hydrogène dans les zones les plus propices. La réutilisation permettrait en outre d'adapter au mieux le réseau de transport de méthane au bénéfice de ses utilisateurs.

En étant en interaction et à l'écoute des enjeux des régions et des projets territoriaux sur l'hydrogène, GRTgaz a pu identifier des premières possibilités de conversion d'ar-

tères du réseau de gaz naturel au transport d'hydrogène dédié pour accompagner l'émergence des premières vallées hydrogène. C'est le cas par exemple avec le projet mosaHYc (*Moselle Sarre Hydrogene Conversion*), qui vise la conversion de 70 km de canalisations de gaz en partenariat avec le gestionnaire de réseau allemand Creos Deutschland entre la France, l'Allemagne et à proximité du Luxembourg. Ce projet s'intègre dans un écosystème hydrogène territorial en émergence, dans lequel il permettra de connecter des sites de production d'hydrogène par électrolyse et des zones actuelles et futures de consommation autour d'usages dans la mobilité (bus, bennes à ordures, poids lourds, train) et l'industrie. En augmentant globalement la taille du marché final d'hydrogène accessible et en renforçant la sécurité d'approvisionnement de l'écosystème global, le projet mosaHYc renforce la viabilité économique des projets de production et de développement d'usages et peut donc faciliter l'émergence de ce hub territorial.

Pour GRTgaz, ce projet serait aussi le premier démonstrateur en France de conversion de canalisation existante de gaz naturel au transport de l'hydrogène pur. Il permettrait de faire émerger les dispositions techniques et réglementaires permettant la conversion de réseaux existants au transport de l'hydrogène-énergie. Le caractère transfrontalier des ouvrages apportera en outre un éclairage complémentaire dans la perspective du développement à plus long terme des dorsales européennes de transport d'hydrogène.

Autres investissements

Les investissements nécessaires sur le réseau ne se limitent pas aux adaptations mentionnées dans les paragraphes précédents. Les investissements de GRTgaz réalisés en 2020 sont de l'ordre de 385 M€.

Les investissements liés à des actions de développement du réseau décrits dans le présent plan ont représenté en 2020 environ 115 M€, soit environ 30 % des investisse-

ments de GRTgaz cette année. Ils concernent les projets visant à fluidifier le réseau, à répondre aux obligations de continuité d'acheminement et à raccorder de nouveaux consommateurs ou producteurs au réseau de transport.

Les investissements dits de fluidification du réseau, qui sont constitués des renforcements du réseau grand transport pour accroître les entrées et permettre l'intégration du marché français sont maintenant marginaux. Ils devraient le rester sous réserve de lancement de projets d'opérateurs adjacents ayant un impact significatif sur le réseau.

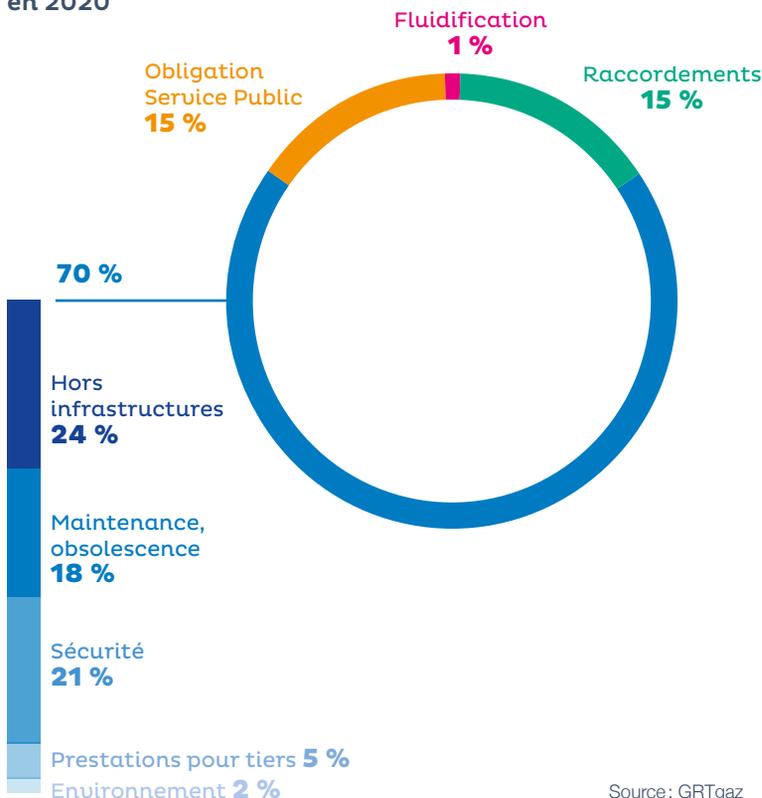
Les projets liés à la gestion de la qualité gaz dans les Hauts de France et au raccordement de la centrale de production d'électricité de Landivisiau représentent la moitié de ces investissements, tandis que les raccordements et adaptations liés au biométhane en représentent 20 % (20 M€ pour les raccordements et 5 M€ pour les rebours en 2020). Ces derniers investissements seront appelés à croître dans les prochaines années, ainsi que les raccordements de stations d'avitaillement pour véhicules au GNC. Les autres investissements de développement concernent les raccordements de quelques clients industriels ou renforcement de distributions publiques. Au vu de l'évolution des consommations attendues, ces investissements devraient rester modestes dans les prochaines années.

Le reste des investissements (soit près de 70 %) sont des investissements pour maintenir en condition opérationnelle le réseau, en conformité avec le respect des réglementations en vigueur, et les services hors réseaux (systèmes d'informations).

Ainsi pour acheminer le gaz, le réseau GRTgaz est composé de plusieurs organes :

- des canalisations (environ 32.550 kilomètres allant de 80 cm à 1,20 m de diamètre);
- des stations de compressions (26 stations comprenant 78 machines pour une puissance totale de plus de 600 MW, la moitié de cette puissance étant délivrée par des électrocompresseurs, le reste par des turbocompresseurs);
- des postes (près de 9.500 postes de livraison ou de ligne) et des interconnexions (au nombre de 42 sur le réseau de GRTgaz, elles mettent en liaison à minima 3 canalisations);
- d'un système d'information industriel et tertiaire permettant de surveiller et de piloter ces équipements et de produire l'offre en lien avec les utilisateurs du réseau.

FIGURE 81 | Répartition des investissements de GRTgaz en 2020





La tomographie : une technique innovante pour surveiller les gazoducs.

GRTgaz intervient sur l'ensemble de ces ouvrages pour maintenir leurs performances dans des conditions opérationnelles de sécurité.

Chaque année, GRTgaz inspecte, et réhabilite le cas échéant, 10 % de ses canalisations en application de l'arrêté Multi-Fluides. Ces inspections viennent renforcer la surveillance continue du réseau et les systèmes de protection préventive des canalisations que constituent les systèmes de protection contre la corrosion (revêtement et protection cathodique).

Au regard de l'âge moyen du réseau de canalisations, aucun programme significatif de renouvellement lié au vieillissement n'est prévu à court terme. En revanche des modifications importantes ont été apportées à l'Arrêté Multifluides et à sa déclinaison en Guides Professionnels GESIP. Les grandes évolutions qui s'appliqueront sur les prochaines années portent sur :

- une diminution de la durée maximale autorisée entre deux inspections d'un même tronçon, conduisant à un accroissement de la fréquence de réinspection ;
- un durcissement des modalités d'inspection privilégiant les techniques d'inspection directes et, le cas échéant des techniques indirectes (notamment Recherche systématique de fuites) ;

- un suivi rigoureux des cycles de pression pour vérifier qu'ils sont limités en nombre et en intensité.

Des tronçons de canalisation peuvent par ailleurs être traités spécifiquement lorsque ceux-ci ne respectent plus les standards de pose du fait d'une modification de l'environnement ou d'une évolution de la réglementation. La pose d'une nouvelle canalisation sous la Durance à la suite de l'érosion du lit de la rivière illustre ce type d'adaptation.

Les stations de compressions, quant à elles, ont été largement rénovées des quinze dernières années, en particulier pour les rendre conformes aux spécifications d'émissions d'oxyde d'azote. Le parc est dans l'ensemble assez récent surtout pour les électrocompresseurs. Cependant certaines stations doivent être rénovées à plus ou moins court terme. La station de Vindecy est ainsi en cours de rénovation. Cette rénovation a été dimensionnée au vu de l'apport de cette station pour les utilisateurs du marché (notamment capacités entre le nord et le sud du réseau). Une analyse coût-bénéfice a permis de limiter l'investissement au strict nécessaire. Une autre station de compression située à La Bégude-de-Mazenc (26) devra faire l'objet d'une adaptation au cours de la prochaine décennie. Des actions sont égale-

ment menées sur ces ouvrages afin de réduire les émissions de méthane.

Outre les canalisations et stations de compression, le réseau comporte un certain nombre d'installations annexes. Il s'agit des stations d'interconnexion, sorte de « carrefours » de canalisations et des postes. Les postes sont donc des installations généralement isolées et positionnées tout au long du réseau. On compte :

- les postes de livraison (postes possédant principalement une fonction de détente, de sécurité pression, de filtration, de comptage) situés en extrémité du réseau en interface avec le client (distribution publique ou industrielle);
- les postes de pré détente (postes possédant principalement une fonction de détente, de sécurité pression...) situés au sein du réseau et servent d'interface pour des réseaux ayant des pressions d'exploitation différente;

- les postes de sectionnement (postes possédant principalement une fonction de sectionnement pour isoler des tronçons de réseau voire les mettre à l'évent) situés à intervalles réguliers le long du réseau ;
- les postes de coupure avec gare (postes possédant principalement une fonction d'introduction de pistons instrumentés, racleurs) situés au sein du réseau.

La majeure partie de ces postes sont des équipements de sécurité et sont indispensables pour opérer le réseau. Les investissements sur les postes concernent pour un tiers des créations ou adaptations de postes aux variations de débits pour les consommateurs directement raccordés au réseau ou aux distributions publiques, et pour deux tiers leurs maintenances, en particulier celles des postes de ligne. Les travaux à mener sont liés à des mises en conformité réglementaires mais également à l'obsolescence de certains équipements de ces postes. Le niveau d'investissement actuellement consenti sur ces installations permet d'envisager un taux de renouvellement cohérent avec leur durée de vie.

GRTgaz intervient enfin sur les ouvrages du réseau permettant de mesurer les quantités et la qualité du gaz livré aux clients : comptages, chromatographes, automates et équipements de télérelève et télésurveillance.

La gestion physique des flux dans le réseau s'appuie en effet sur de nombreux équipements d'informatique industrielle. Ce système comprend notamment :

- des équipements de télétransmissions nommés « RTU » (*Remote Terminal Unit*) en interface avec les applications SI pour d'une part, la remontée des données terrains de comptage, qualité gaz, et d'autre part, la surveillance et le pilotage à distance des installations ;
- des équipements de télécommunications comprenant les routeurs, les modems, les switches et les firewalls permettant les échanges de données via les différents réseaux de télécommunications RTC, GSM, satellite... ;
- des systèmes de contrôle commande incluant les Automates programmables industriels « API », les Automates programmables de sécurité « APS », les consoles de maintenance, les passerelles de communications, les Interfaces homme machine (IHM) ;
- les supervisions industrielles stations.

Alors qu'un programme de rénovation des RTU est en voie d'achèvement, GRTgaz devra dans les prochaines années continuer à gérer l'obsolescence des automates sur le réseau mais également adapter fortement sa



Surveillance aérienne du réseau, région Rhône-Méditerranée.

chaîne de transmission de données aux transformations technologiques touchant le domaine des télécommunications. En effet, la France a décidé de remplacer à partir de 2023 le réseau téléphonique commuté par des technologies IP (*Internet Protocol*). L'arrêt de ce service, s'accompagne également de la fin du réseau de cuivre, support des services ADSL et SDSL au profit de la fibre. La plus ancienne génération de service de communication mobile encore en service, la 2G (ou GSM), est également en cours de fermeture avec une cible en 2024.

Le système d'information commercial doit également faire l'objet d'une rénovation afin d'offrir aux clients du réseau un accès sécurisé, adaptable et convivial à l'ensemble des données dont ils ont besoin.

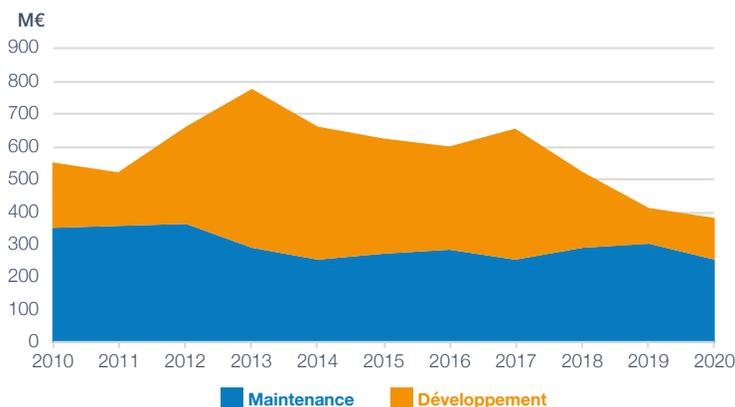
L'activité de GRTgaz qui s'opère sur une grande étendue géographique, l'amène à traiter un grand nombre de données que ce soit pour la gestion des flux et de l'actif ou pour apporter les informations commerciales nécessaires aux fournisseurs ou aux consommateurs en lien avec des process de production ou des marchés de l'énergie de plus en plus réactifs. Le système d'information est devenu un actif à part entière pour les opérateurs de réseau. Chaque année GRTgaz investit près de 50 M€ pour faire évoluer son système d'information commercial et industriel.

Ce système devra relever plusieurs défis dans les prochaines années : l'adaptation aux nouveaux usages du réseau et protection contre la cybercriminalité. Le couplage des systèmes énergétiques et l'émergence des productions décentralisées entraîneront en effet une sollicitation différente du réseau et le besoin de fournir aux clients des informations plus nourries afin de leur permettre de participer également à l'équilibre du système énergétique. L'émergence des solutions IOT³³ industrielles devrait faciliter l'augmentation à moindre coût du nombre d'informations et de points de mesures et leur retransmission vers le SI de GRTgaz, tout en devant répondre aux exigences industrielles propre à l'activité de transport de gaz : environnement ATEX³⁴, fiabilité, gammes de mesure de précision appropriée, couverture géographique... L'arrivée de ces nouvelles technologies s'accompagne également du développement de la cybercriminalité. GRTgaz, en tant qu'entreprise qui opère un actif couvrant une grande part du territoire national

33 | *Internet of things*.

34 | *Atmosphère Explosive*.

FIGURE 82 | Historique des investissements de GRTgaz 2010 - 2020



Source : GRTgaz

dédié au transport d'une énergie essentielle pour le pays, a placé la gestion des risques et la sécurité informatiques au centre de ses préoccupations. Ces dernières années, cette attention s'est renforcée en lien avec la digitalisation des process, l'accroissement des cybermenaces et la généralisation du télétravail en période de crise sanitaire. Des investissements significatifs sont consacrés à la protection du système d'information.

Depuis 2016, GRTgaz s'est donné pour objectif de réduire son empreinte carbone par l'optimisation de ses besoins en énergie pour le fonctionnement du réseau et la réduction des émissions de méthane.

Entre 2016 et 2020, les émissions de méthane ont été divisées par 3.

En octobre 2020, la Commission européenne a établi une stratégie méthane qui annonce la création d'un cadre réglementaire sur la réduction des émissions de méthane. La future réglementation portera sur les obligations de mesures, reporting et vérification des reporting (« MRV ») et des obligations de mener des campagnes de recherche et traitement des fuites (programmes « LDAR », *Leak detection and repair*). La Commission européenne envisage également une réglementation sur les mises à l'événement et le brûlage dans des conditions dites « de routine » et pourrait imposer des objectifs de réduction des émissions de méthane ainsi que de nouveaux critères pour l'éligibilité à des programmes européens.

GRTgaz ambitionne d'ici 2024 de diviser ses émissions de méthane par cinq comparées à 2016.

Si les efforts déployés jusqu'à présent concernaient majoritairement une attention portée dans les procédures de maintenance, l'atteinte de l'objectif nécessite maintenant de compléter ces actions par une adaptation des équipements en particulier au niveau des compressions.

Ainsi GRTgaz envisage des investissements visant à :

- supprimer les fuites aux événements (provenant des mauvaises étanchéités des vannes d'événement et d'isolement) ;

- valoriser par recompression ou cogénération le gaz issu des dépressurisations ;
- traiter les fuites aux garnitures (étanchéité à l'azote ou valorisation) ;
- réduire les défauts pouvant générer une mise en sécurité intempestive des ateliers (MSU)

Ce programme qui représente dans son ensemble de l'ordre de 55 M€ jusqu'en 2030 permet d'éviter des émissions à un coût significativement inférieur au coût de la valeur tutélaire du carbone préconisée par le rapport Quinet en 2030. Les investissements liés aux actions les plus matures ainsi qu'aux tests *in situ* des technologies innovantes ont été validés par la CRE en début 2021.

En synthèse, alors que les grands investissements de fluidification sont achevés, les investissements dédiés à la maintenance du réseau représentent une part prépondérante des investissements de GRTgaz, comme illustré dans le graphique ci-contre. Les différents scénarios de consommation mentionnés précédemment et sous réserve de stabilité du cadre réglementaire, ne sont pas de nature à engendrer a priori des variations significatives d'investissements, de maintenance et de maintien en condition opérationnelle du réseau dans les prochaines années.

FIGURE 79 | Évolution des émissions de méthane depuis 2016

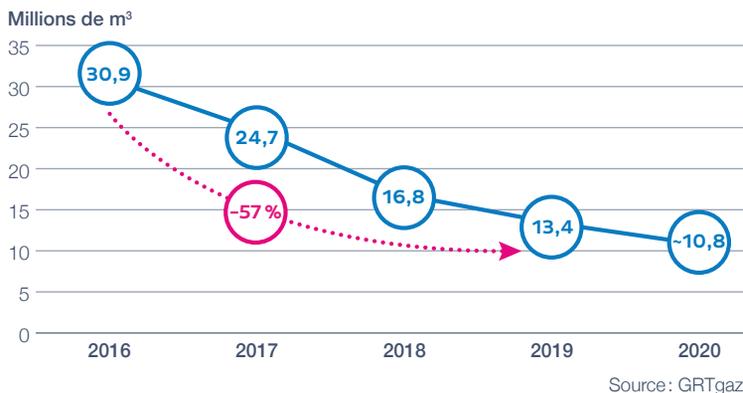
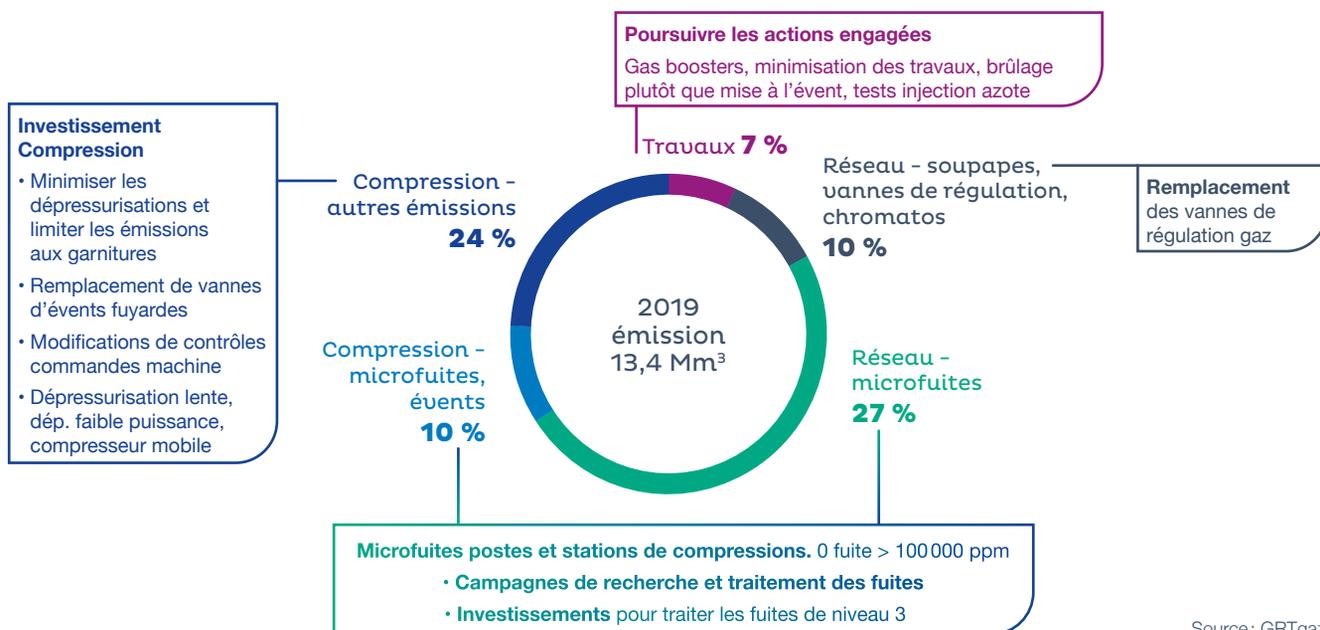


FIGURE 80 | Répartition en 2019 des dépenses liées aux efforts de réduction des émissions de méthane



3.2 | Synthèse des ouvrages mis en service et évolution des capacités

Ouvrages mis en service entre 2019 et 2023

Les ouvrages dont la mise en service est attendue entre 2019 et 2023 sont détaillés ci-dessous. Leur réalisation a été décidée et prévue dans le plan de financement de GRTgaz. Le conseil d'administration a approuvé l'enveloppe financière correspondant à leur réalisation.

Enjeux	Code TYNDP	Ouvrages à adapter ou à construire	Date de mise en service	Statut	Budget
Phase pilote du plan de conversion du gaz B en gaz H	TRA-N-429	Connexion au gaz H des antennes de Doullens, Gravelines, Grande-Synthe et Dunkerque	2019	En service	47 M€
Adaptation du réseau pour l'injection de biométhane		Rebours distribution / transport de Pontivy (56) et Pouzauges (85)	2019	En service	6,5 M€
Adaptation du réseau pour l'injection de biométhane		Rebours distribution / transport de Chessy (77)	2020	En service	3,6 M€
Adaptation du réseau pour l'injection de biométhane		Rebours distribution / transport de Marchémoret (Pays de Valois) (77) et Bourges (18)	2021	En réalisation	6,1 M€
Renforcement de la Bretagne Sud en prévision du raccordement de la Centrale à Cycle Combiné Gaz à Landivisiau		Renforcement du réseau régional entre Pleyben (29) et Pluvignert (56) (98 km en DN 400 et DN 500) Adaptation de la station de Prinquiau (44)	Janvier 2022 au plus tard	En réalisation	144 M€
Plan de conversion du gaz B en gaz H (phase 1 de déploiement)	TRA-N-429	Connexion progressive au gaz H du réseau de transport de gaz B	2021/2024	En réalisation	30,9 M€
Adaptation du réseau pour l'injection de biométhane		Rebours distribution / transport Soissons (02), Rethel (08), Craon (53), Laon (02), Argentan (61) et Troyes (10)	2022	À l'étude	16 M€

Ouvrages mis en service à partir de 2024

La décision de réaliser les autres ouvrages sera prise lorsque :

- l'intérêt du marché aura été confirmé ;
- la décision de réalisation de l'infrastructure adjacente aura, le cas échéant, été prise ;
- le financement sera assuré ;
- l'investissement aura été approuvé par la CRE.

Pour établir le calendrier des ouvrages à construire, GRTgaz prend en compte les informations indicatives de capacités et de dates de mise en service souhaitées fournies par les opérateurs d'infrastructures adjacentes. Les ouvrages à construire ou adapter, notamment en cœur de réseau, dépendent de l'ordre d'arrivée et de l'importance des besoins d'augmentation de capacités d'entrée ou de sortie dans la zone de marché considérée. Les ouvrages mentionnés ci-dessous devraient donc être revus si le calendrier des demandes de capacités était modifié.

Compte tenu de cette incertitude, les études de dimensionnement ont été réalisées de façon préliminaire pour les échéances éloignées. Des analyses plus approfondies compléteront les premières études lorsque les besoins se préciseront, ce qui pourrait révéler la nécessité d'adapter d'autres ouvrages.

Enjeux	Code TYNDP	Ouvrages à adapter ou à construire	Date de mise en service	Statut	Évolution
Adaptation du réseau pour l'injection de biométhane		Rebours distribution / transport, réseaux de collecte, compressions mutualisées suivant plans de zonage élaborés conjointement entre transporteur et distributeur et validés par la CRE	2023 et au-delà	En attente de l'émergence des projets	
Augmentation des capacités d'entrée à partir du terminal de Montoir de 10 à 12,5 Gm ³ /an	TRA-N-258	Adaptation de la station de compression d'Auvers-le-Hamon Doublement de l'Artère du Maine et renforcement de la compression de Cherré le cas échéant Le cas échéant, création d'une artère entre Chémery et Dierrey	2023/2025	En attente décision du promoteur	Décalé par le promoteur
Extension du terminal de Fos-Cavaou de 8,25 à 11 Gm ³ /an		Les ouvrages ou mécanismes permettant l'accueil de nouvelles capacités seront réexaminés au vu des besoins précisés	2024	En attente décision du promoteur	Décalé par le promoteur
Extension du terminal de Fos-Cavaou à 12,5 Gm ³ /an			2030	En attente décision du promoteur	Décalé par le promoteur
Plan de conversion du gaz B en gaz H (phase 2 de déploiement)	TRA-N-429	Connexion progressive au gaz H du réseau de transport de gaz B	2023 et au-delà	À l'étude	

Évolution possible des capacités fermes annuelles

Au 1 ^{er} janvier en GWh/j	2019	2020	À terme
CAPACITÉ D'ENTRÉE	3 685	3 685	3 910
Norvège PIR Dunkerque	570	570	570
Belgique PIR Taisnières H	640	640	640
Belgique PIR Taisnières B	230	230	115 ³⁵
Allemagne PIR Obergailbach	620	620	620
Suisse/Italie PIR Oltingue	100	100	100
GNL PITTM Montoir	370	370	460 ³⁶
GNL – Dunkerque PITTM Dunkerque vers Zone Nord et Dunkerque vers Belgique	520	520	520
GNL PITTM Fos	410	410 ³⁷	560 ³⁸
Espagne via TERÉGA - PIRINEOS	225	225	225
CAPACITÉ DE SORTIE	696	696	659
Suisse/Italie PIR Oltingue	260	260	223 ³⁹
Belgique PIR Alveringem et Dunkerque vers Belgique	271	271	271
Espagne via TERÉGA - PIRINEOS	165	165	165

Capacités au 1 ^{er} janvier en GWh/j ⁴⁰	2019	2020	2021	2027
Gaz H vers gaz B service pointe (interruptible)	57	57	57 ⁴¹	0
Gaz B vers gaz H (interruptible)	125	125	70	125

35 | Dès 2025 et 0 après 2029.

36 | Capacité prévisionnelle, non décidée.

37 | À partir du 1^{er} avril 2021, la capacité devient saisonnière à 399 GWh/j en été et 428 GWh/j en hiver.

38 | Capacité prévisionnelle, non décidée.

39 | Dès 2025.

40 | Cette évolution correspond à la vision actuelle de GRTgaz résultant du projet de plan de conversion soumis aux autorités le 23 septembre 2016. Elles pourront évoluer notamment si le planning de conversion actuellement envisagé est modifié.

41 | Puis 0 à partir du 01/04/2021.



TERRITOIRES

Consommation de CH₄ en TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Résidentiel	169	168	167	169	169	168	163	159	155	151	147	143	138	134	129	124
Tertiaire	76	78	79	79	78	75	71	68	66	62	58	55	52	49	46	43
Industrie	151	150	156	159	154	144	142	146	146	144	141	137	133	130	126	122
PEC+ Cogé	59	90	89	70	88	77	82	80	77	75	72	69	67	64	62	59
Mobilité	1	1	2	2	2	2	5	7	8	11	15	18	22	27	32	37
Agriculture	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5
TOTAL	459	490	496	482	494	469	466	463	457	447	437	427	417	408	399	390
Consommation de gaz naturel	459	490	495	481	492	467	462	455	444	429	414	398	383	367	351	336
Demande de pointe de méthane en GWh/j	4291	4264	4261	4164	4144	4146	4204	4257	4165	4074	3983	3891	3800	3710	3619	3528

Consommation d'hydrogène renouvelable et bas-carbone en TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Industrie	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	5	7	10	13	15
Mobilité	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	3	5
Injecté dans le réseau de CH ₄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
TOTAL	0	1	1	2	4	6	10	13	18	22						

Production de gaz renouvelables et bas-carbone en TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Méthanisation	0	0	0	1	1	2	4	7	12	17	23	28	33	38	44	49
Pyrogazéification	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
Gazéification hydrothermale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Hydrogène renouvelable / bas-carbone	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	4	6	10	13	17	22
CONSOMMATION TOTALE DE GAZ	459	490	496	482	494	469	466	464	458	449	441	433	426	420	415	410

ALTERNATIVE INTERNATIONALE

Consommation de CH₄ en TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Résidentiel	169	168	167	169	169	168	165	162	160	159	157	156	154	152	151	149
Tertiaire	76	78	79	79	78	75	73	72	71	69	66	64	62	60	58	56
Industrie	151	150	156	159	154	144	144	149	151	150	149	147	144	142	141	138
PEC+ Cogé	59	90	89	70	88	77	82	80	77	75	72	69	67	64	62	59
Mobilité	1	1	2	2	2	2	5	7	8	11	15	18	22	27	32	37
Agriculture	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5
TOTAL	459	490	496	482	494	469	473	474	472	467	463	458	454	450	447	443
Consommation de gaz naturel	459	490	495	481	492	467	469	467	460	450	440	430	420	410	402	391
Demande de pointe de méthane en GWh/j	4 291	4 264	4 261	4 164	4 144	4 146	4 204	4 257	4 232	4 207	4 182	4 157	4 132	4 107	4 082	4 057

Consommation d'hydrogène renouvelable et bas-carbone en TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Industrie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	4	5	6	9
Mobilité	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Injecté dans le réseau de CH ₄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	0	1	2	2	4	5	6	9								

Production de gaz renouvelables et bas-carbone en TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Méthanisation	0	0	0	1	1	2	4	7	12	17	23	28	33	38	44	49
Pyrogazéification	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
Gazéification hydrothermale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Hydrogène renouvelable / bas-carbone	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4	4	5	7	9
CONSOMMATION TOTALE DE GAZ	459	490	496	482	494	469	473	474	473	468	465	461	458	455	454	452

NATIONAL gaz haut

Consommation de CH₄ en TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Résidentiel	169	168	167	169	169	168	162	159	155	152	149	146	143	140	137	134
Tertiaire	76	78	79	79	78	75	72	70	68	64	58	54	50	47	43	41
Industrie	151	150	156	159	154	144	140	139	139	136	133	129	126	122	118	113
PEC+ Cogé	59	90	89	70	88	77	88	88	88	89	89	89	89	90	90	90
Mobilité	1	1	2	2	2	2	3	4	4	5	6	7	8	10	12	14
Agriculture	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5
TOTAL	459	490	496	482	494	469	469	464	459	449	439	430	422	413	405	397
Consommation de gaz naturel	459	490	495	481	492	468	466	460	452	440	427	414	403	391	379	367
Demande de pointe de méthane en GWh/j	4 291	4 264	4 261	4 164	4 144	4 146	4 204	4 257	4 153	4 049	3 945	3 842	3 739	3 635	3 532	3 430

Consommation d'hydrogène renouvelable et bas-carbone en TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Industrie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	4	5	6	9
Mobilité	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Injecté dans le réseau de CH ₄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	0	1	2	2	4	5	6	9								

Production de gaz renouvelables et bas-carbone en TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Méthanisation	0	0	0	1	1	2	2	4	6	9	12	16	19	22	26	30
Pyrogazéification	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gazéification hydrothermale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydrogène	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4	4	5	7	9
CONSOMMATION TOTALE DE GAZ	459	490	496	482	494	469	469	464	459	450	441	433	425	418	412	405

NATIONAL gaz bas

Consommation de CH₄ en TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Résidentiel	169	168	167	169	169	168	162	157	153	148	143	138	133	127	121	115
Tertiaire	76	78	79	79	78	75	72	69	67	62	56	51	47	43	39	35
Industrie	151	150	156	159	154	144	140	139	139	136	133	129	126	122	118	113
PEC+ Cogé	59	90	89	70	88	77	88	88	88	89	89	89	89	90	90	90
Mobilité	1	1	2	2	2	2	3	4	4	5	6	7	8	10	11	13
Agriculture	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5
TOTAL	459	490	496	482	494	469	468	462	455	444	432	419	408	396	385	373
Consommation de gaz naturel	459	490	495	481	492	468	465	458	449	435	419	404	389	374	359	343
Demande de pointe de méthane en GWh/j	4 291	4 264	4 261	4 164	4 144	4 146	4 204	4 257	4 118	3 980	3 842	3 704	3 566	3 429	3 292	3 156

Consommation d'hydrogène renouvelable et bas-carbone en TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Industrie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	4	5	6	9
Mobilité	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Injecté dans le réseau de CH ₄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	0	1	2	2	4	5	6	9								

Production de gaz renouvelables et bas-carbone en TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Méthanisation	0	0	0	1	1	2	2	4	6	9	12	16	19	22	26	30
Pyrogazéification	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gazéification hydrothermale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydrogène	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4	4	5	7	9
CONSOMMATION TOTALE DE GAZ	459	490	496	482	494	469	468	462	456	445	433	422	411	401	391	381

Crédits photos : GRTgaz, Agence Com'air, Hamid Azmoun, Jean-Marc Bannwarth, BC IMAGE, Benjamin Béchet, Jérôme Cabanel, Benjamin Cochard, D. Coulier, Nicolas Dohr, Franck Dunouau, Philippe Dureuil, Julien Gazeau, Vincent Krieger, L'Europe vue du ciel, Luc Maréchaux

Conception-réalisation : Créapix

GRTgaz est un leader européen du transport de gaz et un expert mondial des systèmes gaziers.

En France, l'entreprise exploite plus de 32 000 km de canalisations enterrées pour transporter le gaz des fournisseurs vers les consommateurs raccordés à son réseau :

- gestionnaires des distributions publiques qui desservent les communes ;
- centrales de production d'électricité ;
- sites industriels.

GRTgaz assure des missions de service public visant à garantir la continuité d'acheminement du gaz naturel. Avec ses filiales Elengy, leader des services de terminaux méthaniers en Europe, et GRTgaz Deutschland, opérateur du réseau de transport MEGAL en Allemagne, GRTgaz joue un rôle clé sur la scène européenne des infrastructures gazières.

L'entreprise exporte ses savoir-faire à l'international notamment grâce aux prestations développées par son centre de recherche RICE (Research & Innovation Center for Energy).

Acteur de la transition énergétique, GRTgaz investit dans des solutions innovantes pour accueillir sur son réseau un maximum de gaz renouvelables, y compris l'hydrogène, soutenir ces nouvelles filières et contribuer ainsi à l'atteinte de la neutralité carbone.

LIENS UTILES

grtgaz.com
gasinfocus.com
cre.fr
entsog.eu
acer.europa.eu
gie.eu
aie.org
ec.europa.eu
eurogas.org
developpement-durable.gouv.fr
statistiques.developpement-durable.gouv.fr



GRTgaz

société anonyme au capital
de 620 424 930 euros
Siège social 6, rue Raoul Nordling
92270 Bois-Colombes
440 117 620 RCS Nanterre