

Monographie n°6 sur les infrastructures gazières

Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Mai 2018

Synthèse

Le contexte et les évolutions induites par la transition énergétique sur les infrastructures gazières varient fortement d'une région du monde à l'autre. Certains pays, et notamment les grands pays en développement comme la Chine, sont dans une logique de développement et d'investissement importants dans les infrastructures gazières, le gaz naturel étant vu comme une solution incontournable pour répondre à la forte augmentation de la demande finale d'énergie tout en limitant l'impact sur l'environnement (par rapport au charbon et au pétrole). Aux Etats-Unis, le gaz est en fort développement du fait de l'exploitation de nouvelles ressources abondantes de gaz non conventionnels. La situation est différente en Europe où des capacités importantes (notamment de transport et regazéification) ont été développées et où les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre induisent des perspectives de baisse de la demande.

La transition énergétique en Europe se caractérise ainsi par plusieurs tendances sur les infrastructures gazières observables aujourd'hui et qui devraient prendre de l'ampleur à moyen terme :

1. Une tendance baissière de la consommation en Europe, plus marquée sur les réseaux de distribution que sur les réseaux de transport

A l'échelle mondiale, les acteurs économiques anticipent une croissance forte de la consommation de gaz naturel (respectivement +60% et +43% d'ici 2040 dans les scénarios *New Policies* et *Sustainable Development* de l'AIE). En Europe, les efforts déjà engagés ainsi que les objectifs d'efficacité énergétique induisent déjà une surcapacité dans les infrastructures de transport, de stockage et de terminaux méthaniers, ainsi qu'une tendance baissière de la consommation de gaz naturel pour les usages traditionnels (bâtiments et industrie). Cette baisse ne devrait être compensée que partiellement par l'émergence des nouveaux usages comme la mobilité (les volumes de gaz carburant ne transitant d'ailleurs pas tous par les réseaux, notamment pour le carburant liquide GNL) : l'ENTSOG anticipe ainsi une décroissance de la consommation finale de -4% à -20% entre 2020 et 2040 selon les scénarios du TYNDP 2018¹. L'évolution de la production d'électricité au gaz naturel est très variable selon les pays, mais les perspectives données par l'ENTSOG à horizon 2040 vont d'une stagnation à un doublement de la consommation pour l'usage « *Gas-to-Power* ».

Du fait de ces tendances, certaines infrastructures gazières en Europe font face à un risque à moyen et long terme de diminution de leur taux d'utilisation, pouvant être forte dans certains pays. Cette baisse soulève la question de la compétitivité du gaz (le coût unitaire d'acheminement vu par chaque client gaz croissant sous l'effet de la baisse de la demande) et du risque de voir apparaître des investissements échoués.

Cette situation commande d'être extrêmement prudent dans les nouveaux investissements (hors besoins de sécurité et de renouvellement), pour éviter de créer de nouveaux coûts échoués si les scénarios bas de demande gazière se réalisaient.

¹ Ces scénarios, qui sont pris en référence à l'échelle européenne, sont cohérents avec les scénarios de l'AIE pour l'Europe.

2. Un développement d'infrastructures GNL pour des applications dites « *small scale* » principalement liées au transport (maritime et routier)

Le renforcement récent des normes environnementales dans le secteur des transports (maritime en particulier) couplé aux objectifs de diminution des émissions de GES conduisent à développer des solutions moins polluantes que les produits pétroliers. L'utilisation du gaz naturel, en particulier sous forme liquide (GNL), est une des solutions privilégiées pour le transport lourd (transport maritime et poids lourds routiers) car elle cumule performances environnementales et capacité à répondre à des besoins d'autonomie importants.

Face à cette évolution, les opérateurs gaziers européens sont dans une dynamique de développement d'infrastructures (et de chaînes logistiques) dites « *small scale* », adaptées à ces nouvelles applications du GNL. Ces infrastructures comprennent les installations de chargement de camions citernes (« *truck loading* ») ou de micro-méthaniers au sein des terminaux méthaniers, les infrastructures de stockage intermédiaire de GNL (ie entre le terminal d'import et l'utilisateur final), les navires et barges permettant la réalisation de soutage GNL, les flottes de camions citernes et les stations routières permettant l'avitaillement de véhicules roulant au gaz. Alors que cela n'existait il y a encore quelques années que dans la péninsule ibérique, la majorité des terminaux méthaniers de l'Europe de l'ouest possèdent désormais des installations de « *truck loading* ». Les volumes GNL transportés par camions, bien qu'encore limités (~3,5 TWh en 2016 hors péninsule ibérique) ont néanmoins été multipliés par 10 en 4 ans (de 2013 à 2016). Engie et Shell, comme d'autres opérateurs d'Europe du Nord (Gasnor - acquis par Shell, Skangass), ont investi dans des barges/navires de soutage GNL pour répondre à une demande maritime dont le potentiel est jugé substantiel à moyen et long terme : les volumes de soutage européens (fioul lourd majoritairement) représentent plus de 350 TWh ; le potentiel du GNL est estimé à plusieurs dizaines de TWh à moyen terme (5 à 10 ans) à la maille de l'Europe, et à 4 à 15 TWh à 2030 à la maille française selon l'AFG.

3. L'émergence de la production décentralisée de gaz renouvelable injecté dans le réseau...

A l'instar des énergies renouvelables électriques, il existe des filières de production de gaz renouvelable c'est-à-dire de biométhane (gaz naturel de formule chimique CH₄, issu de sources renouvelables) ou d'hydrogène « vert » (produit à partir de sources renouvelables d'électricité – électrolyse - ou de gaz – reformage²-). Ces filières constituent un enjeu majeur pour les infrastructures gazières en Europe, car elles sont essentielles pour faire du gaz une solution et non un obstacle à la réduction des émissions de CO₂. La filière la plus mature est aujourd'hui celle du biogaz³ dit de 1^{ère} génération, produit à partir de matières fermentescibles (déchets ou cultures agricoles, eaux usées, déchets municipaux, ...). Si cette filière méthanisation est déjà bien développée en Europe - *elle représente une production de plus de 155 TWh/an⁴ issue de ~17.000 installations* - et en particulier en Allemagne (~85 TWh) et en Italie (~20 TWh), la grande majorité de la production est utilisée directement dans des cogénérations ou chaudières pour produire de l'électricité ou de la chaleur. L'épuration du biogaz et son injection dans

² Le reformage désigne une réaction chimique qui consiste à produire de l'hydrogène à partir du méthane présent dans le gaz naturel ou dans le biométhane

³ On parle de biogaz lorsque le gaz renouvelable produit n'est pas épuré pour satisfaire aux normes de qualité du gaz naturel de réseau ; le terme biométhane désigne le biogaz épuré, injectable dans les réseaux

⁴ TWh de biogaz et non d'énergie finale (chaleur, électricité)

les réseaux en tant que gaz renouvelable sont encore peu développées, représentant aujourd'hui ~15 TWh/an à l'échelle de l'Europe (dont ~10 TWh en Allemagne) soit ~ 0,3% des consommations de gaz européennes. En France, cette filière démarre son développement et comptabilisait fin 2017 une capacité de production installée représentant ~0,6 TWh⁵ par an, correspondant à 44 sites raccordés.

Le biogaz 1G n'est cependant pas la seule filière de production de gaz renouvelable : la pyrogazéification (gazéification de la biomasse sèche et ligneuse), au stade de la structuration industrielle et réglementaire, fait l'objet de pilotes (notamment en France), tout comme la production d'hydrogène vert avec injection réseau. La méthanisation de micro-algues est encore au stade de R&D.

Les différentes filières de production représentent un potentiel significatif. D'après une étude récente de l'Ademe, le potentiel technique (ie hors contrainte économique) à l'échelle de la France est estimé au global à plus de 350 TWh (dont ~145 TWh pour la méthanisation – *plus de 90% sur la filière agricole* – et 165 TWh pour la gazéification) et pourrait être encore supérieur en fonction des schémas de développement de l'hydrogène renouvelable (cf monographie « *Couplage des systèmes électrique et gazier* »). Les opérateurs d'infrastructures (ainsi que certains fournisseurs comme ENGIE) ambitionnent le développement d'un système gazier très largement décarboné à long terme, conforme aux objectifs environnementaux européens. Cette ambition se traduit par exemple par la mise en œuvre de la « *Green Gas Initiative* » par plusieurs GRT européens⁶, représentant l'engagement pour le développement d'un réseau gaz 100% neutre en carbone d'ici 2050, par l'ambition annoncée du groupe ENGIE pour viser ce même objectif, ou encore par la volonté de la filière française d'augmenter les objectifs de moyen terme d'injection de gaz renouvelable (revendication d'un objectif de 90 TWh injecté à 2030 dans la nouvelle PPE, vs. 30 TWh dans la PPE de 2016).

La principale interrogation réside dans la possibilité de réaliser cette ambition à un coût global (intégrant production et évolution des réseaux – cf *paragraphe suivant*) limité et acceptable pour la collectivité, notamment en regard de la concurrence d'autres énergies décarbonées comme les ENR électriques ou la chaleur renouvelable (issue de biomasse solide notamment). En France, les tarifs d'achats de la production de biométhane 1G pour les unités de méthanisations sont compris entre 65 €/MWh et ~135 €/MWh - *en fonction du type d'intrants et de la taille de l'installation* - avec une moyenne à ~95 €/MWh très supérieure aux prix de gros (~20 €/MWh).

Le potentiel de réduction des coûts de production du biométhane 1G est estimé par la filière à ~30% d'ici 5 à 10 ans, ce qui lui permet d'envisager un coût de ~60-70 €/MWh. Les leviers de réduction des coûts résident notamment dans l'industrialisation de certaines étapes du développement et de l'exploitation, la standardisation des équipements et pratiques, mais également dans le recours à des cultures énergétiques (aujourd'hui limitées réglementairement en France et qui soulèvent des difficultés de principe liées notamment à la concurrence avec la production alimentaire pour l'usage des sols). Les coûts de production attendus des technologies de gazéification se situent dans les mêmes ordres de grandeurs. Ceux de l'hydrogène vert (en injection directe c'est-à-dire sans transformation de l'H₂ en CH₄ via un process de méthanation) sont estimés à horizon 2030 à plus de 100 €/MWh pour la gestion des surplus ENR électriques mais pourraient être inférieurs pour un développement dédié à la production massive d'H₂ pour injection réseau (électrolyseurs utilisés 100% du temps et pas seulement en cas de surproduction d'électricité fatale). Enfin, au-delà des coûts de production, l'intégration massive de gaz renouvelable nécessitera une évolution profonde de l'architecture des réseaux gaz et de leur

⁵ La France compte également une production de biogaz de ~5 TWh/an valorisés en production d'électricité et de chaleur

⁶ GRTgaz, Fluxys, Gasunie, Energinet, Ontras, Gaznat, Swedegas

exploitation (cf paragraphe suivant). L'enjeu résidera donc également dans la maîtrise de ces coûts d'adaptation des réseaux.

4. ... induisant une évolution de la structure de ces réseaux et de leur exploitation, déjà l'objet d'expérimentations aujourd'hui

Tout comme dans l'électricité, le développement de la production de gaz renouvelable décentralisée requiert une évolution de la structuration des réseaux et de leur exploitation. En effet, les réseaux gaz ont été conçus pour acheminer selon une structure descendante, le gaz depuis des points d'entrée réseaux (terminaux GNL ou pipes de transit internationaux) vers les points de consommation diffus, et gérer la variation saisonnière de consommation par des stockages souterrains centralisés et connectés au réseau haute pression. Ces réseaux se voient aujourd'hui confrontés à des quantités de gaz renouvelable produites et injectées sur le réseau de distribution basse pression et ne trouvant pas localement la consommation suffisante pour être « absorbée », en particulier l'été, au creux de la demande gazière. Le développement massif de la production locale de gaz renouvelable, tel qu'ambitionné par la filière (cf supra), nécessitera donc une évolution profonde de l'architecture des réseaux gaz et de leur exploitation pour permettre une circulation bidirectionnelle du gaz (descendante et ascendante), ainsi qu'un accès aux stockages souterrains pour le gaz renouvelable.

Cette évolution devra passer par le développement de systèmes de « rebours » et le renforcement du maillage des réseaux de distribution, solutions sur lesquelles les gestionnaires de réseaux travaillent aujourd'hui mais dont le coût (estimé à ~1,3 milliards d'euros d'investissements en France à horizon 2030) et la mise en œuvre technique restent encore relativement mal connus ou maîtrisés. D'autres évolutions sont également en développement comme le stockage décentralisé de biogaz (sous forme liquide) ainsi que de nouvelles chaînes logistiques incluant le transport de biogaz par voie terrestre (« gaz porté ») et son injection dans le réseau en certains points centralisés (pour résoudre le problème de l'éloignement du réseau de certains sites de production notamment).

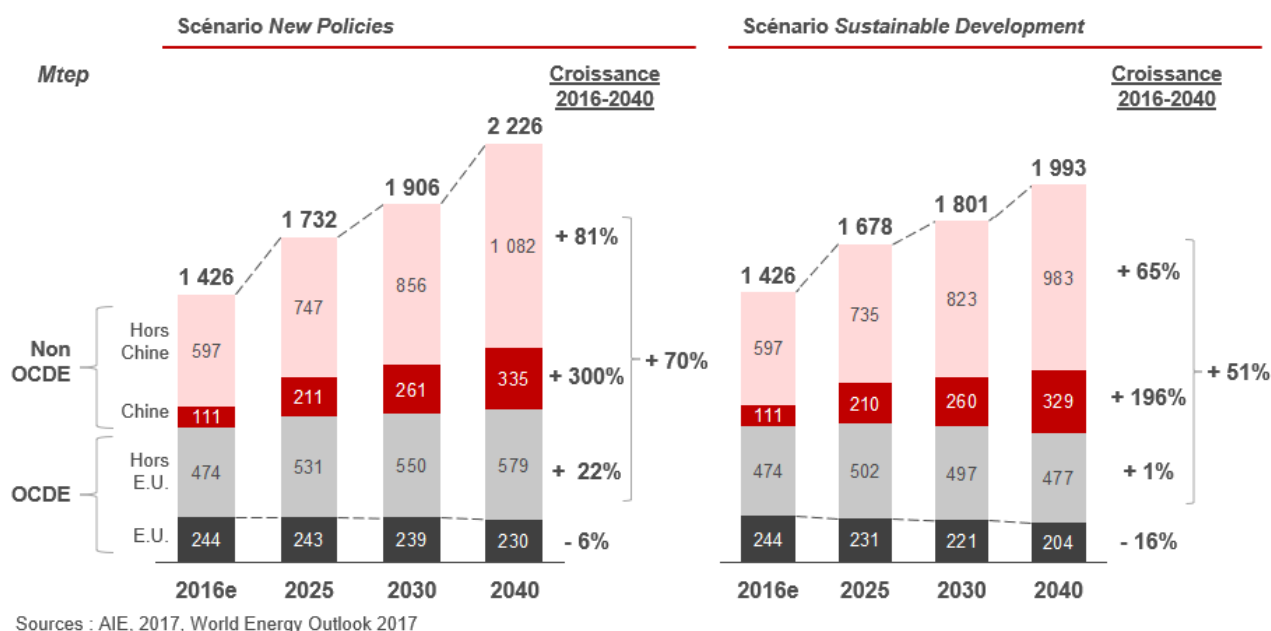
L'enjeu à long terme résidera dans la capacité des opérateurs à réaliser ces évolutions de structure et d'exploitation nécessaires du réseau à un coût acceptable pour la collectivité.

SYNTHESE.....	2
I. UNE TENDANCE BAISSIERE DE LA CONSOMMATION DE GAZ	7
II. UN DEVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES GNL DITES « <i>SMALL SCALE</i> » POUR DES APPLICATIONS LIEES AU TRANSPORT PRINCIPALEMENT (MARITIME ET ROUTIER)	12
III. LE DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE DE GAZ RENOUVELABLE	16
1) LES DIFFERENTES SOURCES ET FILIERES DE GAZ RENOUVELABLE	16
2) UN DEVELOPPEMENT DU GAZ RENOUVELABLE ENCORE LIMITE EN VOLUME AUJOURD'HUI	18
3) UNE AMBITION FORTE DES ACTEURS GAZIERS SUR LA DECARBONATION DU RESEAU GAZ VIA LE DEVELOPPEMENT DES GAZ RENOUVELABLES	20
4) L'ENJEU DE LA REDUCTION DES COUTS	21
IV. UNE EVOLUTION DE L'ARCHITECTURE ET DE LA MANIERE D'OPERER LES RESEAUX, LIEE A L'EMERGENCE DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE	22
1) LES CONTRAINTES LIEES AU DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE DE GAZ RENOUVELABLE	22
2) LES EVOLUTIONS NECESSAIRES DES INFRASTRUCTURES RESEAUX	24
V. ANNEXES	27
1) SYNTHESE DE L'ETUDE ADEME 2018 SUR « UN MIX DE GAZ 100% RENOUVELABLE EN 2050 ? »	27
2) GLOSSAIRE	28
3) LISTE DES FIGURES.....	28
4) BIBLIOGRAPHIE	29

I. Une tendance baissière de la consommation de gaz

Hors Europe, les acteurs économiques anticipent une croissance forte de la consommation de gaz naturel, aussi bien comme énergie finale qu'en termes de demande primaire (respectivement +70% et +50% d'ici 2040 dans le scénario *New Policies* de l'AIE, +57% et +22% dans le scénario *Sustainable Development*). Certains pays, et notamment les grands pays en développement (comme la Chine), sont dans une logique de développement et d'investissement importants dans les infrastructures gazières (réseaux comme GNL), le gaz naturel étant vu comme une solution incontournable à court et moyen terme pour répondre à la forte augmentation de la demande finale d'énergie tout en limitant l'impact sur l'environnement (par rapport au charbon et au pétrole) [cf figure 1].

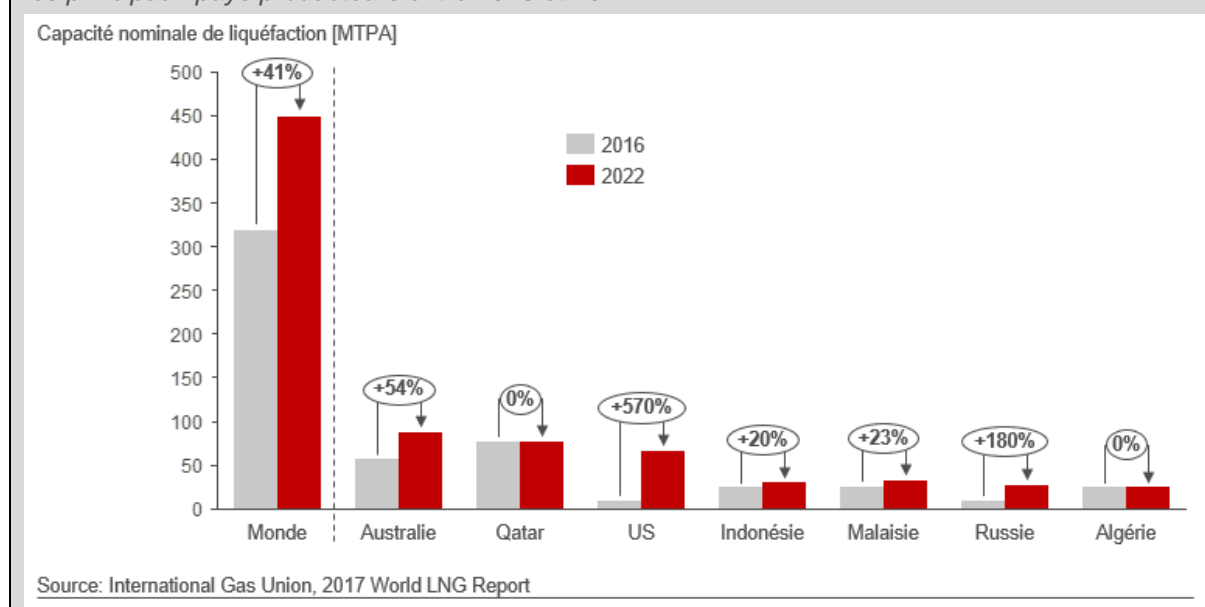
Figure 1 - Evolution de la consommation finale de gaz naturel (i.e. hors production d'électricité) par géographie dans les scénarios *New Policies* et *Sustainable Development* de l'AIE (WEO 2017)



Perspectives de développement de la production de GNL :

La croissance attendue de la consommation de gaz naturel à l'échelle mondiale se traduit également dans les perspectives de développement important des infrastructures GNL. Cinq pays (Australie, Qatar, Malaisie, Indonésie et Algérie) représentent aujourd'hui plus de 60% de la capacité mondiale de liquéfaction. Les Etats-Unis et l'Australie, avec respectivement 57,6 MTPA et 31,3 MTPA, représentent 78% de la capacité totale en construction au niveau mondial. La capacité russe de liquéfaction devrait également augmenter de ~180% d'ici à 2022 par rapport à son niveau 2016.

Figure 2 : Perspectives de développement des capacités de liquéfaction au niveau mondial et dans les principaux pays producteurs entre 2016 et 2022



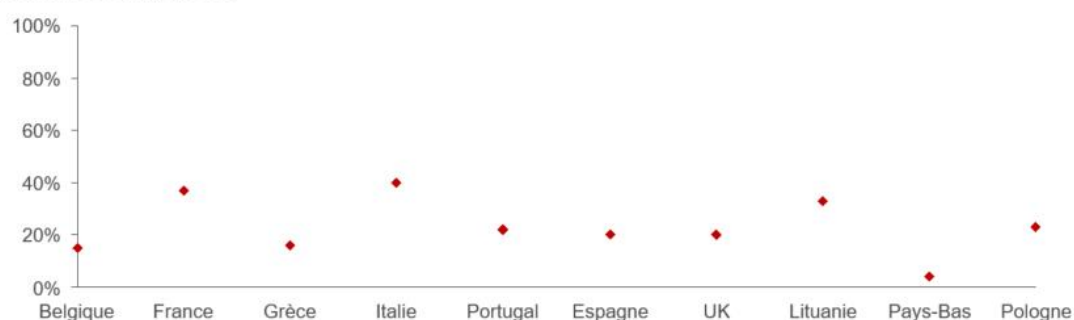
La situation est très différente en Europe où des capacités importantes (notamment de transport et de regazéification) ont été développées dans la plupart des pays, et où les objectifs de réduction des émissions à long-terme induisent des perspectives de baisse de la demande.

L'évolution récente des taux d'utilisation des terminaux méthaniers et des stockages en Europe semble indiquer que les infrastructures gazières européennes sont en surcapacité :

- Les taux d'utilisation des terminaux méthaniers européens ont subi une baisse importante depuis 2010, passant d'un taux moyen de 53% à moins de 20% en 2016⁷.

Figure 3 : Taux d'utilisation des terminaux méthaniers en 2016 en Europe, par pays

Taux d'utilisation des terminaux GNL



Source: International Gas Union, 2017 World LNG Report

- La surcapacité de stockage en Europe est matérialisée par la chute du spread été/hiver, qui est par exemple passé de ~7 €/MWh en avril 2009 à ~1 €/MWh en avril 2017 sur le hub hollandais TTF⁸, impactant durement les opérateurs de stockage. En Allemagne et en Autriche

⁷ GIE Data

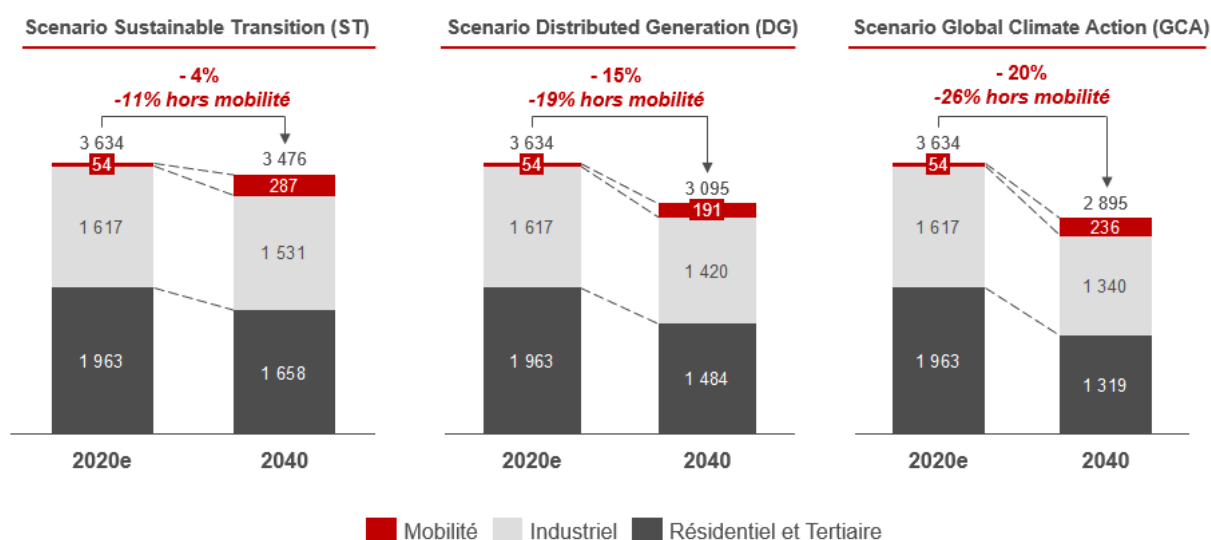
⁸ Timera Energy ; European Commission Quarterly Report on European Gas Markets

notamment, de nombreux sites de stockage pourraient être mis sous cocon ou fermer dans les années à venir⁹.

- Les résultats des enchères PRISMA de capacité de transport de gaz, quasiment toujours sans premium, montrent que les réseaux de transport sont aussi en surcapacité.

Les efforts déjà engagés ainsi que les objectifs d'efficacité énergétique devraient conduire à une baisse de la consommation finale de gaz naturel sur les usages traditionnels (bâtiments et industrie), compensée seulement partiellement par l'émergence des nouveaux usages comme la mobilité (les volumes de gaz carburant ne transitant d'ailleurs pas tous par les réseaux, notamment pour le carburant liquide GNL). L'ENTSO anticipé ainsi une décroissance de la consommation finale hors usage mobilité de -11% à -26% entre 2020 et 2040 selon les scénarios du TYNDP 2018 [cf figure 4], ce qui reflète notamment le résultat attendu des réflexions lancées en Europe sur l'enjeu de la décarbonation de la chaleur. Cette baisse serait plus limitée, de -4% à -20% en prenant en compte les prévisions pour la mobilité du TYNDP 2018. Ces prévisions sont cependant très optimistes : elles supposent une multiplication de la demande en GNV par un facteur ~5 dans le scénario *Sustainable Transition*, qui est celui qui limite le plus la baisse de la demande finale en gaz, à -4%.

Figure 4 - Evolution de la consommation finale de gaz naturel (entre 2020 et 2040) dans les scénarios de l'ENTSO (TYNDP 2018) – En TWh/an



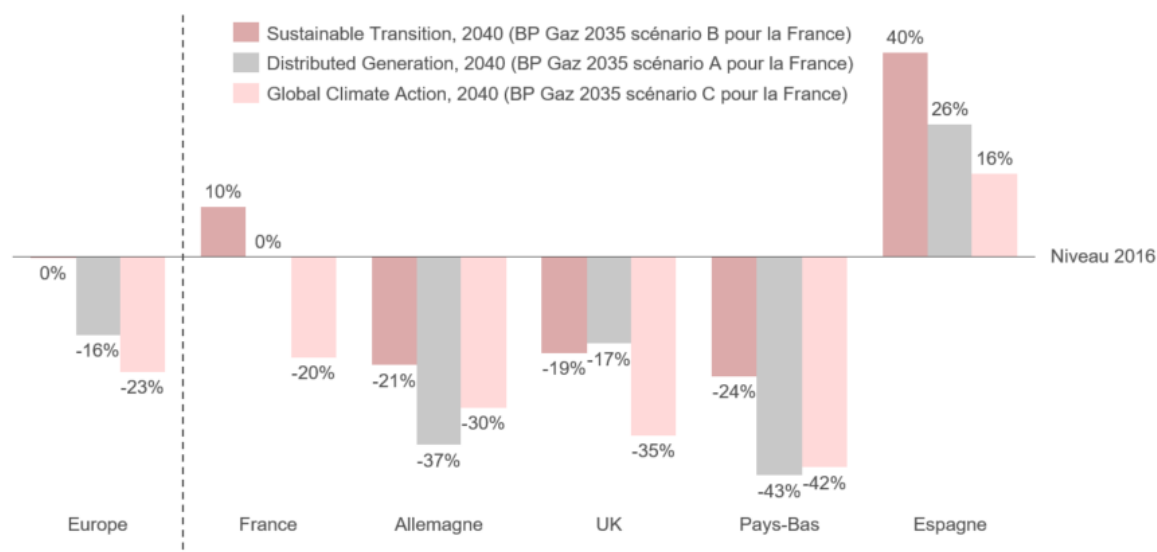
Source: ENTSOG – TYNDP 2018

L'évolution de la production d'électricité (via gaz naturel) est très variable selon les pays, mais les perspectives données par l'ENTSO à horizon 2040 vont d'une stagnation à un doublement de la consommation pour l'usage « *Gas-to-Power* ».

En ce qui concerne la demande totale (consommation finale + consommation pour la production électrique), la tendance est un peu plus incertaine à l'échelle de l'Europe, mais la consommation de gaz naturel devrait au plus stagner, et deux scénarios sur trois anticipent une baisse pouvant aller jusqu'à -23%. Une forte baisse est anticipée en Allemagne, au Royaume-Uni et aux Pays-Bas ; [cf figure 5].

⁹ S&P Global, 2017, "European natural gas storage facilities face closure on weak economics: industry"

Figure 5 - Evolution des consommations totales (incluant la production d'électricité) de gaz en Europe et par pays, entre 2016 et 2035 selon le Bilan Prévisionnel Pluriannuel Gaz 2017 pour la France, et entre 2016 et 2040 selon les scénarios de l'ENTSO-G pour l'Europe et les autres pays

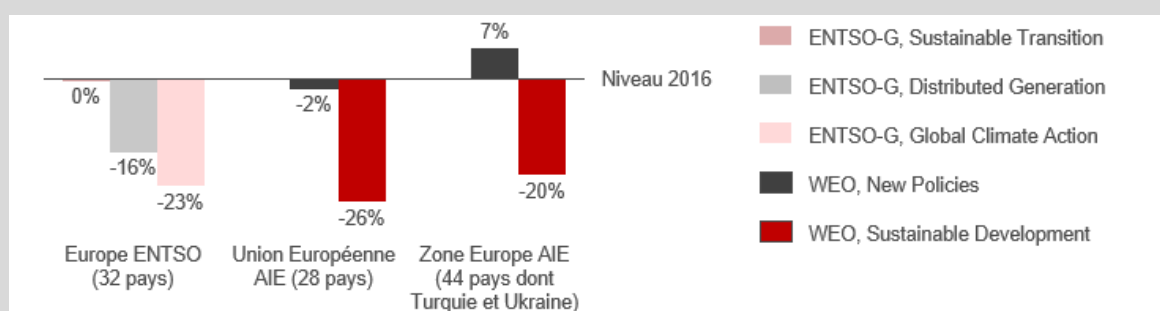


Sources : ENTSO-G, 2017, TYNDP 2018; Bilan Prévisionnel Pluriannuel Gaz 2017, Perspectives gaz naturel et renouvelable; analyses E-CUBE Strategy Consultants

CAVEAT :

Pour l'Europe, nous prenons en référence dans ce paragraphe les scénarios développés conjointement par l'ENTSO-E et l'ENTSO-G dans le *Ten-Year New Development Plan 2018*. Ces scénarios, qui constituent la vision agrégée de l'ensemble des GRT européens, sont cohérents avec les scénarios du *World Energy Outlook 2017* de l'AIE pour l'Europe.

Figure 6 : Comparaison des évolutions à 2040 de la demande totale en gaz, par rapport à 2016, à l'échelle européenne, dans les différents scénarios de l'ENTSO-G et de l'AIE



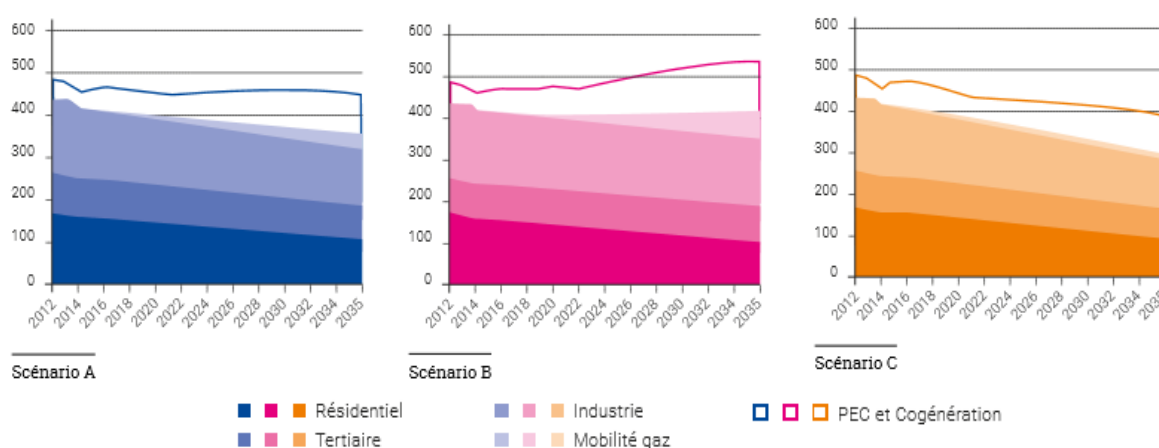
Sources : ENTSO-G, 2017, TYNDP 2018 ; AIE, 2017, World Energy Outlook ; analyses E-CUBE Strategy Consultants

Au périmètre français, les gestionnaires de réseaux anticipent dans leur dernier bilan prévisionnel une baisse de la demande finale (ie hors électricité) sur les usages traditionnels (ie hors mobilité) de **-11% à -29%** d'ici 2035 selon les scénarios, avec une hypothèse de référence de **-20%**. Le scénario de référence (scénario A dans le document et sur la figure 5) anticipe une décroissance de la consommation finale (usage mobilité compris) de **-12%** d'ici 2035 et une stagnation de la consommation globale liée à un doublement de la consommation de gaz pour la production électrique [cf figure 7].

Quel que soit le scénario envisagé (A, B ou C – cf figure 7), les GRT et GRD de gaz français anticipent une consommation de gaz pour la production d'électricité fortement à la hausse à l'horizon 2035 (autour de 100 TWh de gaz consommé dans les 3 scénarios, vs. 46 TWh en 2016). Ces hypothèses paraissent néanmoins aujourd'hui très optimistes en regard des scénarios développés dans le dernier bilan prévisionnel de RTE (BP 2017¹⁰). Ce dernier anticipe en effet une production d'électricité à partir des centrales gaz (cycles combinés et cogénérations¹¹) dans les 2 scénarios privilégiés par les pouvoirs publics « Ampère » et « Volt » respectivement de 28 TWh et 23 TWh, correspondant à une consommation annuelle de gaz naturel de l'ordre respectivement de ~50 TWh et ~40 TWh.

Au-delà de cet horizon de temps, les objectifs de long terme fixés par la LTECV (à horizon 2050 : -50% de consommation d'énergie finale¹², -75% d'émissions de GES¹³) pourraient par ailleurs se traduire par une accélération de la décroissance des consommations de gaz naturel, au-delà des chiffres estimés à l'horizon 2035/2040 par les GRT français et européens ou l'AIE.

Figure 7 - Consommation de gaz en France dans les scénarios du BP Pluriannuel Gaz 2017 des GRT [TWh]



Compte tenu de ces tendances, il apparaît que les réseaux gaziers sont suffisamment dimensionnés aujourd'hui, en France comme dans les principaux pays européens. Certaines infrastructures font face à un risque à moyen et long terme de diminution significative de leur taux d'utilisation, ce qui soulève la question de la compétitivité du gaz (le coût d'acheminement vu par chaque client gaz croissant sous l'effet de la baisse de la demande) et le possible amorçage d'une spirale déflationniste sur la demande de gaz. Cette dégradation de la compétitivité du gaz due à la couverture des charges d'infrastructure pourrait être accentuée par la transition vers un gaz renouvelable, lui-même plus cher que le gaz fossile. Ces évolutions pourraient faire apparaître un risque d'investissements échoués, lui-même défavorable à la réalisation des investissements nécessaires pour intégrer le gaz renouvelable (flux rebours). Il sera dès lors essentiel d'établir la valeur de ces infrastructures gazières et du gaz dans la construction de systèmes énergétiques décarbonés, en complément de l'électricité renouvelable, notamment dans leur capacité de stockage et de réponse à la variation de demande énergétique inter-saisonnière.

¹⁰ RTE – « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande » - Edition 2017 - http://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017_complet_vf.pdf

¹¹ Une partie de la production par cogénération provenant par ailleurs non pas de gaz naturel mais de biomasse

¹² Par rapport à la consommation 2012

¹³ Par rapport aux émissions de 1990

II. Un développement des infrastructures GNL dites « *small scale* » pour des applications liées au transport principalement (maritime et routier)

Les différents usages dits « *small scale* » du GNL

Le gaz naturel sous forme liquide (GNL) est aujourd'hui très majoritairement utilisé pour le transport du gaz naturel des pays producteurs aux pays consommateurs, en alternative aux *pipelines*. La majorité des volumes de GNL est donc aujourd'hui regazéifiée dans des terminaux méthaniers pour être injectée sous forme gazeuse dans les réseaux des pays consommateurs.

Cependant, depuis quelques années se développe des utilisations directes du GNL pour d'autres usages dits « *small scale* » (petite échelle, par comparaison à la regazéification opérée dans les terminaux) ; ces usages/marchés sont les suivants :

- **le transport maritime** : le GNL peut être utilisé comme carburant maritime pour les navires, en alternatives au fioul lourd (HFO) ou diesel marin (MGO)

- **le transport routier** : le GNL peut être utilisé en alternative aux carburants pétroliers. Il est particulièrement adapté aux transports lourds qui présentent un besoin important d'autonomie car il offre aujourd'hui un meilleur compromis technico-économique que la propulsion électrique pour ce type d'usage. Le gaz naturel utilisé comme carburant peut aussi l'être sous forme de gaz naturel comprimé (GNC) – cf encadré ci-dessous « *GNL, GNC ou GNV ?* »

- **les consommateurs industriels non connectés aux réseaux de gaz naturel** : le GNL est dans ce cas une alternative à l'utilisation du fioul (lourd ou domestique) ou du GPL (propane) pour des usages liés aux besoins de chaleur.

- **les collectivités non connectées aux réseaux de gaz naturel** : à l'image des réseaux GPL (propane) développés localement pour des collectivités n'ayant pas accès au réseau de distribution publique de gaz naturel, le GNL peut permettre la création de réseaux locaux et autonome de gaz naturel pour alimenter les usagers d'une collectivité, en alternative à l'utilisation du GPL, du fioul ou de l'électricité, pour les usages substituables par le gaz naturel

Le GNL pour les transports maritimes

Le renforcement récent des normes environnementales dans le secteur des transports (maritime en particulier [cf figure 8]) couplé aux objectifs de diminution des émissions de GES conduisent aujourd'hui les acteurs gaziers (opérateurs d'infrastructures, fournisseurs) et consommateurs à développer des solutions moins polluantes que les produits pétroliers.

Figure 8 - Evolution attendue des différentes normes environnementales liées aux émissions de polluants (Sox et Nox) dans le domaine du transport maritime et impactant l'Europe

	Plafond Sox	Date de mise en œuvre	Contexte
Directive Européenne sur les Sox	0,5%	2020	<ul style="list-style-type: none"> Le Conseil Européen a validé le 21 novembre 2012 la « directive Sox » → 0,1% pour les navires à quai pendant plus de deux heures dans les ports de l'UE ; → 0,1% à partir du 1er janvier 2015 en zone ECA européenne (en ligne avec MARPOL) ; → 1,5% jusqu'au 1er janvier 2020, pour les navires à passagers dans les ZEE européennes ; → 0,5% à partir du 1er janvier 2020 dans les ZEE européennes (sans possibilité de report).
Zones ECA (zones spécifiques)	0,1%	Mis en place en 2015 (2021 pour les NOx)	<ul style="list-style-type: none"> Mis en place en Limitation des émissions en zone Mer du Nord, Mer Baltique, Manche à 0,1% de SOx Amendement de la convention MARPOL afin de faire passer la zone Mer du Nord, Baltique et Manche en contrôle Nox (Tier III à partir de 2021) Réflexions en cours sur des projets de nouvelles zones SECA (Méditerranée, Mexique...)
Limitation mondiale des émissions de SOx (MARPOL Annexe VI)	0,5%	2020	<ul style="list-style-type: none"> Annexe VI de la résolution MEPC adopté par le comité sur la protection du milieu marin de l'IMO entrée en vigueur le 1er juillet 2010. Interdiction d'une teneur en soufre des carburants utilisés supérieure à 0,5, soit en 2020, – décision prise en octobre 2016



Source: IMO, Directive EU, DNV

Définitions :

- 1) SOx : Oxydes de Soufre
- 2) NOx : Oxydes d'Azote
- 3) ECA : Emission Control Area – zones d'émissions contrôlées
- 4) MARPOL : [Marine Pollution] convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires
- 5) MEPC : Marine Environment Protection Committee
- 6) SECA : Sulphur Emission Control area – zones d'émissions contrôlées de soufre
- 7) Tier III : Standards d'émissions d'oxydes d'azote introduits dans la convention MARPOL en 2008
- 8) ZEE : Zone Economique Exclusive

L'utilisation du gaz naturel, en particulier sous forme liquide (GNL), est une des solutions privilégiées pour le transport lourd (transport maritime et poids lourds routiers) car elle cumule performances environnementales et capacité technique à répondre à des besoins d'autonomie importants.

Quelles solutions pour répondre au renforcement des normes environnementales dans le transport maritime ?

Le renforcement des normes environnementales dans le transport maritime, en particulier la limitation des émissions de SOx à 0,5% au niveau mondial à partir de 2020, va forcer les transporteurs à réévaluer leur système de carburant. En effet, le HFO (fioul lourd), principal carburant marin utilisé aujourd'hui, ne permettra pas de respecter cette norme.

4 solutions s'offrent aujourd'hui aux transporteurs :

- L'utilisation de **diesel marin (MGO – Marine Gasoil)** qui permet de respecter les seuils de SOx sans modification (ou avec très peu) des systèmes de carburant existants mais dont le coût carburant est significativement supérieur au HFO ou au GNL (en particulier à court terme, le temps nécessaire à l'adaptation de l'outil industriel de raffinage pour produire plus de MGO pourrait limiter les volumes disponibles les premières années)
- L'utilisation de systèmes de post-traitement « nettoyeurs » de fumées dits « **scrubbers** » qui permettent de continuer à utiliser du HFO mais qui représente un surcoût d'investissement

et d'exploitation (par rapport au MGO) et produisent, en « boucle fermée », des résidus polluants qui doivent être gérés ; par ailleurs, la solution « scrubbers » ne permet pas une réduction des oxydes d'azote (Nox) qui vont eux-mêmes voir leur limite d'émissions diminuer à moyen terme ; enfin, elle ne permet pas non plus une réduction des émissions de CO₂

- L'utilisation de **fioul lourd à basse teneur en soufre (« Low Sulfur HFO »)** – dont la production par l'industrie du raffinage est aujourd'hui très limitée et dont le développement est incertain à moyen terme, qui représenterait une solution avec coûts carburants plus élevés (vs. HFO) mais sans surcoût d'investissement. Elle ne permettrait cependant pas de diminution des émissions de Nox ni de CO₂.
- L'utilisation du **GNL comme carburant**, qui est aujourd'hui vu comme la solution technique répondant au mieux aux futures normes environnementales (Sox, Nox et CO₂) mais qui représente un surcoût d'investissement important (par rapport au MGO) et fait face encore à une problématique d'approvisionnement liée au manque d'infrastructure pour le soutage GNL (chaîne logistique en développement mais encore peu développée à l'échelle mondiale)

La solution GNL est donc (et restera à court et moyen terme) en compétition avec l'utilisation du MGO (éventuellement du LSHFO) et des « scrubbers » mais apparaît comme la solution la plus pertinente à long terme. Les volumes de soutage GNL restent encore très limités car la restriction des normes est très récente dans certaines zones (2015 pour zones SECA) et pas encore applicable au niveau mondial (mise en œuvre 2020). Toutefois, certains grands armateurs ont récemment noué des partenariats (Maersk – plus grand armateur de porte-conteneurs au monde - avec Qatar et Shell) ou ont passé des commandes significatives de navires à carburation GNL, comme CMA CGM qui a confirmé en 2017 la commande de 9 navires porte-conteneurs fonctionnant au GNL et représentant une consommation de ~300.000 tonnes par an (soit ~4,5 TWh/an)¹⁴.

Pour répondre à cette évolution, les opérateurs gaziers européens s'inscrivent dans une dynamique de développement d'infrastructures (et de chaînes logistiques) dites « *small scale* », adaptées à ces nouvelles applications du GNL : installations de chargement de camions citernes (« *truck loading* ») ou de micro-méthaniers au sein des terminaux méthaniers, infrastructures de stockage intermédiaire de GNL (ie entre le terminal d'import et l'utilisateur final), navires et barges permettant la réalisation de soutage GNL, flottes de camions citernes et de stations routières permettant l'avitaillement de véhicules roulant au gaz.

Alors que ce service était quasi-inexistant il y a encore quelques années (à l'exception de la péninsule ibérique), la majorité des terminaux méthaniers de l'Europe de l'ouest possède désormais des installations de « *truck loading* ». Les volumes GNL transportés par camions, bien qu'encore limités (~3,5 TWh en 2016 hors péninsule ibérique¹⁵ [cf figure 9]) ont néanmoins été multipliés par ~10 en 4 ans (de 2013 à 2016). ENGIE et SHELL, comme d'autres opérateurs d'Europe du Nord (GASNOR¹⁶, SKANGASS), ont également investi dans des barges/navires de soutage GNL pour répondre à une demande maritime, encore faible aujourd'hui (quelques TWh), mais anticipée comme potentiellement significative à moyen et long-terme : les volumes de soutage européens représentent en effet plus de

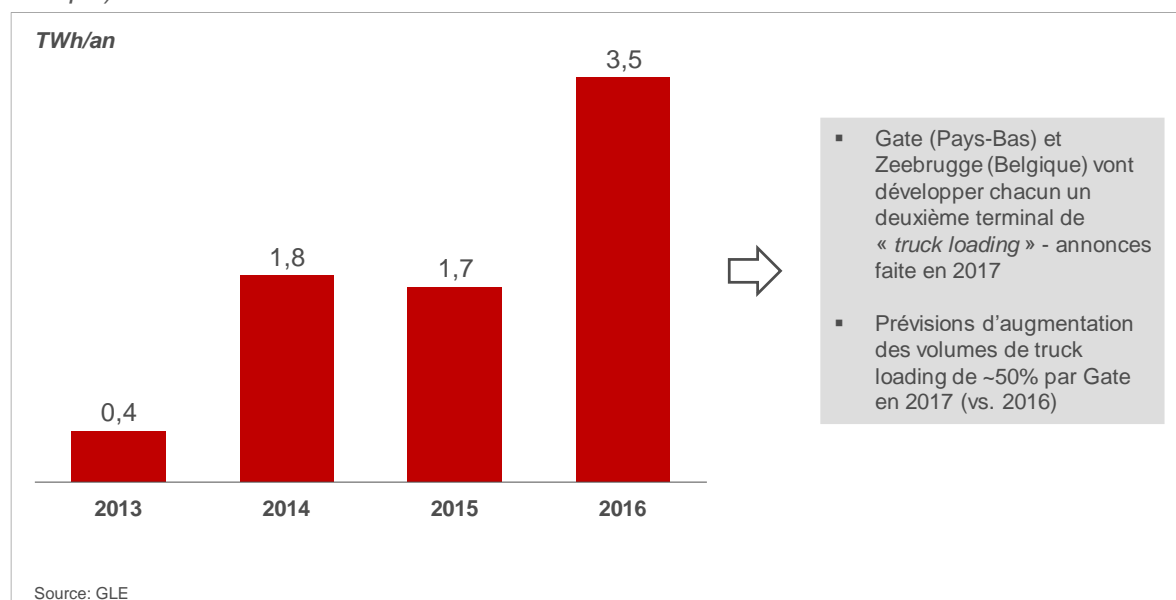
¹⁴ Source : <http://www.gaz-mobilite.fr/actus/total-alimenter-porte-conteneurs-gnl-cma-cgm-1792.html>

¹⁵ La péninsule ibérique possède un marché historique du « *truck loading* » GNL pour des applications néanmoins différentes des applications transport, principales applications en cours de développement aujourd'hui dans le reste de l'Europe ; il s'agit notamment d'alimentation en GNL d'industriels non raccordés au réseau ainsi que des

¹⁶ Entreprise acquise par SHELL en 2012

350 TWh de demande d'énergie (pourvue aujourd'hui par du fioul lourd ou diesel marin), le potentiel du GNL au sein de cette demande est estimé à plusieurs dizaines de TWh à moyen terme (5 à 10 ans) à la maille de l'Europe, et à 4 à 15 TWh à 2030 à la maille française uniquement selon l'AFG¹⁷. Au niveau mondial, TOTAL estime à ~150 TWh le potentiel de demande à horizon 2025¹⁸.

Figure 9 - Evolution des volumes de chargement de citernes en GNL en Europe (hors péninsule ibérique)



Le GNL pour les transports routiers

GNL, GNC ou GNV ?

« **GNV** » signifie gaz naturel véhicule et désigne l'utilisation du gaz naturel comme carburant pour les transports routiers de manière générale, sans distinction faite de la forme du gaz (comprimée ou liquéfiée). Le gaz naturel utilisé comme carburant peut néanmoins être utilisé dans les véhicules sous 2 formes : sous forme gazeuse comprimée (réservoirs sur les véhicules stockant le gaz sous forme gazeuse à ~200 bars), on parle alors de **GNC** (gaz naturel comprimé), ou alors sous forme liquide (réservoirs cryogéniques permettant un maintien du gaz naturel sous forme liquide à très basse température ~ -161°C à pression atmosphérique), on parle alors de **GNL**. La différence dans l'utilisation est liée au réservoir et non à l'utilisation dans les moteurs (qui se fait sous forme gazeuse). L'avantage du GNL par rapport au GNC réside dans l'autonomie supérieure qu'il procure (grâce à une meilleure densité énergétique), l'inconvénient étant le surcoût (réservoirs cryogéniques plus coûteux que les réservoirs de gaz comprimés) et la problématique technique d'évaporation du GNL (« *boil-off* »). En Europe, la très grande majorité des stations d'avitaillement en GNL sont aujourd'hui alimentées par camions citernes à partir du GNL issu directement des terminaux méthaniers alors que les stations GNC ont dans leur grande majorité un approvisionnement issu du réseau (le gaz est ensuite comprimé via des compresseurs). Les stations GNL peuvent également distribuer du GNC en récupérant et stockant le gaz de « *boil-off* » des cuves GNL, on parle alors de stations GNL-C.

¹⁷ Source : AFG – 2016 – « Rôle du GNL carburant marin et fluvial dans la transition énergétique pour la croissance verte – contribution au CANCA »

¹⁸ Source : <https://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/interview-le-marin.pdf>

Au niveau du transport routier, de nombreuses stations d'avitaillement GNL ont vu le jour ces dernières années en Europe, soutenues par le programme européen « Blue-Corridor ». Les principaux acteurs de ce développement en Europe sont: ENGIE (via sa filiale GNVert), AIRLIQUIDE, GAS NATURAL FENOSA, HAM, ENDESA, LIQVIS (UNIPER), PITPOINT (TOTAL), PRIMAGAZ, SHELL. Les acteurs de la filière anticipent aujourd'hui une croissance rapide de ces infrastructures GNL en Europe et en France en particulier : fin 2016, 101 stations GNL étaient déjà opérationnelles en Europe représentant une multiplication par 3,5 par rapport à 2013. A plus long terme, le potentiel de développement du GNL routier dépendra fortement de la capacité de la mobilité gaz à « verdir » son origine tout en restant compétitif (cf Monographie n°1 sur la « *Demande d'énergie finale* »). il pourrait néanmoins significatif : NGVA Europe anticipe un parc de 400.000 poids lourds GNL à horizon 2030 en Europe (représentant plus de 100 TWh de consommation), les ambitions de la PPE française de 2016 étant l'atteinte d'un parc de ~110.000 poids lourds GNV (et non uniquement GNL) sur le sol français.

Le GNL pour les industriels (ou grands consommateurs) non raccordés au réseau de gaz naturel

Outre le développement du GNL pour le transport (maritime ou routier), l'utilisation « *small scale* » du GNL vise également les industriels non raccordés au réseau de gaz naturel qui souhaitent substituer les produits pétroliers actuellement utilisés (GPL ou Fioul) par le gaz naturel, ainsi que l'alimentation de nouveaux réseaux de distribution de gaz naturel non connectés au réseau de transport (en concurrence avec une alimentation GPL). Le marché industrie, historiquement développé dans la péninsule ibérique (représentant ~10 TWh/an en Espagne) est en cours de développement dans le reste de l'Europe. Néanmoins, ce débouché est lui plus fortement soumis à la contrainte économique que les applications liées au transport qui sont stimulées par les nouvelles contraintes réglementaires environnementales.

III. Le développement de la production décentralisée de gaz renouvelable

La production décentralisée de gaz renouvelable est encore émergente aujourd'hui, mais constitue un enjeu majeur pour les infrastructures gazières en Europe. En effet les objectifs européens de réduction des émissions de CO₂, qui mettent déjà sous pression le charbon, auront à long terme le même effet sur le gaz en tant qu'énergie fossile, à moins que son verdissement ne le rende compatible avec les objectifs climatiques. Les réflexions en cours sur la décarbonation de la chaleur en Europe laissent déjà présager de cette tendance. Ces enjeux de long terme pour les infrastructures gazières seront par ailleurs développés de manière plus extensive dans la [\[thèse sur les systèmes gaziers\]](#).

1) Les différentes sources et filières de gaz renouvelable

Comme pour les énergies renouvelables électriques, il existe des filières de production de gaz renouvelable c'est-à-dire de biométhane¹⁹ (gaz naturel – de formule chimique CH₄ - issu de sources renouvelables) ou d'hydrogène « vert » (produit à partir d'électricité ou de gaz renouvelable) :

- **La méthanisation** (biogaz de 1^{ère} génération – 1G) : consiste en un procédé biologique (la digestion anaérobie²⁰) permettant la production de biogaz à partir de matière organique fermentescible (déchets ou cultures agricoles, eaux usées, déchets organiques municipaux ou

¹⁹ On parle de biogaz lorsque le gaz renouvelable produit n'est pas épuré pour satisfaire aux normes de qualité du gaz naturel de réseau ; le terme biométhane désigne le biogaz épuré, injectable dans les réseaux

²⁰ Processus naturel biologique de dégradation de la matière organique en absence d'oxygène

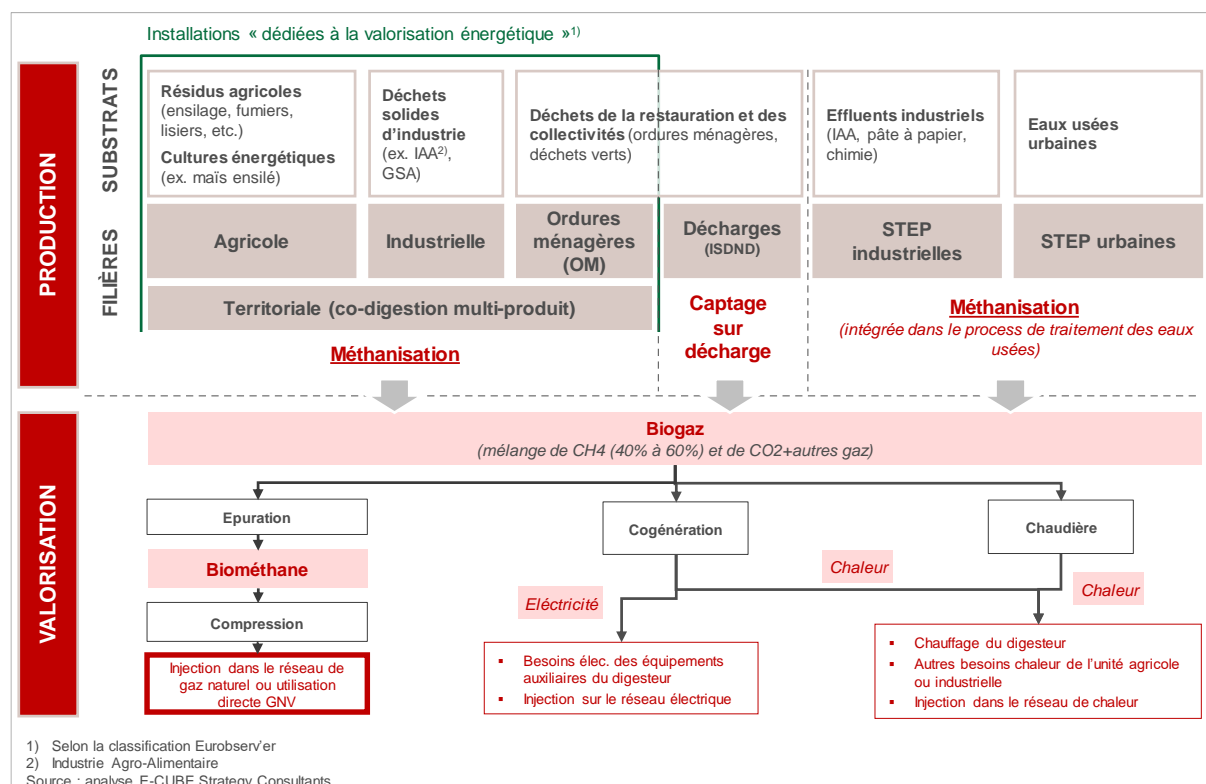
industriels, ...) [cf figure 10]. La méthanisation peut également utiliser des micro-algues comme source de biomasse : cette filière est à un stade de R&D.

- **La pyrogazéification** (biogaz de 2nde génération – 2G) : consiste en la pyrolyse puis la gazéification (production d'un gaz de synthèse) de biomasse sèche ou ligneuse (bois et dérivés, marcs de raisins, déchets d'olives, bagasse, balle de riz, son, paille)
- **Le « power-to-gas »** consiste en la production d'hydrogène (H₂) (éventuellement transformé par la suite en gaz naturel de synthèse via un procédé de méthanation²¹) à partir d'électricité ou de gaz naturel renouvelable (respectivement via électrolyse ou reformage²²). Cette filière est en particulier envisagée dans le cadre de l'optimisation des systèmes énergétiques pour apporter une solution à la gestion des surplus de production ENR électriques intermittentes à l'avenir (cf monographie « couplage des systèmes électriques et gaziers »).

La notion de « gaz renouvelable » recouvre donc non seulement des filières technologiques différentes reposant sur des intrants différents mais également des gaz différents (méthane ou hydrogène). Par ailleurs, ce gaz renouvelable peut être valorisé sous forme d'électricité et/ou de chaleur, sous forme de gaz naturel épuré injectable au sein du réseau ou utilisable sous forme de carburant (bioGNV).

Le schéma ci-dessous [figure 10] représente ces différentes notions pour la filière 1G. Pour cette filière, l'enjeu de décarbonation des infrastructures gazières se limite au développement de la valorisation du biogaz sous forme de gaz naturel épuré injectable au sein du réseau (biométhane).

Figure 10 - Schématisation des différentes sources d'intrants et méthodes de valorisation du biogaz 1G



²¹ Réaction de synthèse du méthane (CH₄) à partir de dihydrogène (H₂) et de monoxyde de carbone (CO) ou de dioxyde de carbone (CO₂)

²² Le reformage désigne une réaction chimique qui consiste à produire de l'hydrogène à partir du méthane présent dans le gaz naturel ou dans le biométhane

2) Un développement du gaz renouvelable encore limité en volume aujourd'hui

Toutes les filières de production évoquées au paragraphe précédent ne sont pas au même stade de maturité. La plus mature - *et la seule à un stade « commercial »* - est la méthanisation (production du biogaz 1G). Si cette filière est déjà bien développée en Europe - *elle représente une production de plus de 155 TWh/an issue de ~17.000 installations* - en particulier en Allemagne (~85 TWh) et en Italie (~20 TWh), la grande majorité de la production est aujourd'hui utilisée directement dans des cogénérations ou chaudières pour produire de l'électricité ou de la chaleur [cf figure 11 et 12].

Figure 11 - Production de biogaz (ie biogaz non épuré et non injecté au réseau) par pays fin 2014 pour les principaux pays européens - en TWh

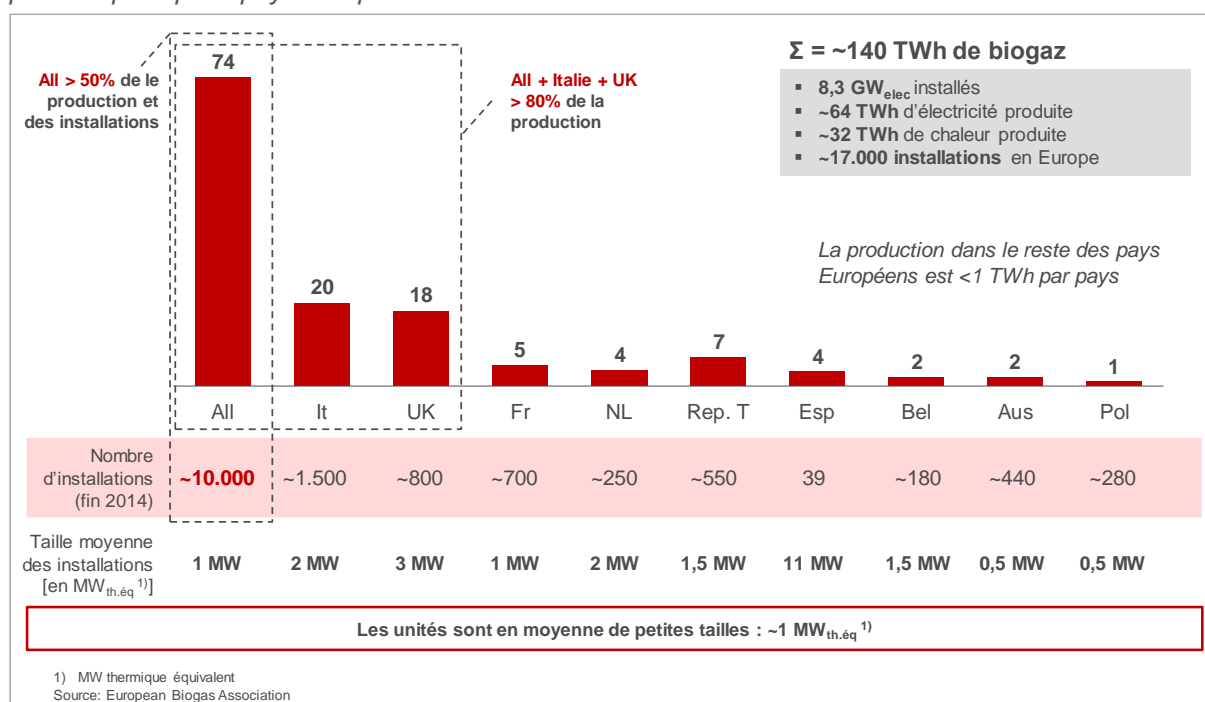
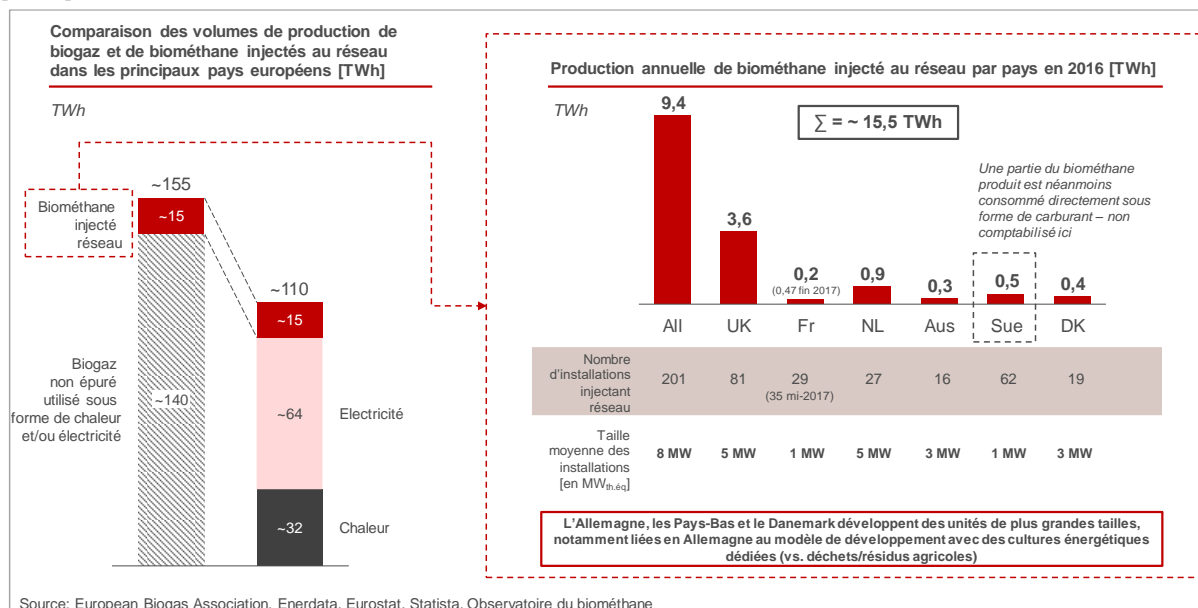
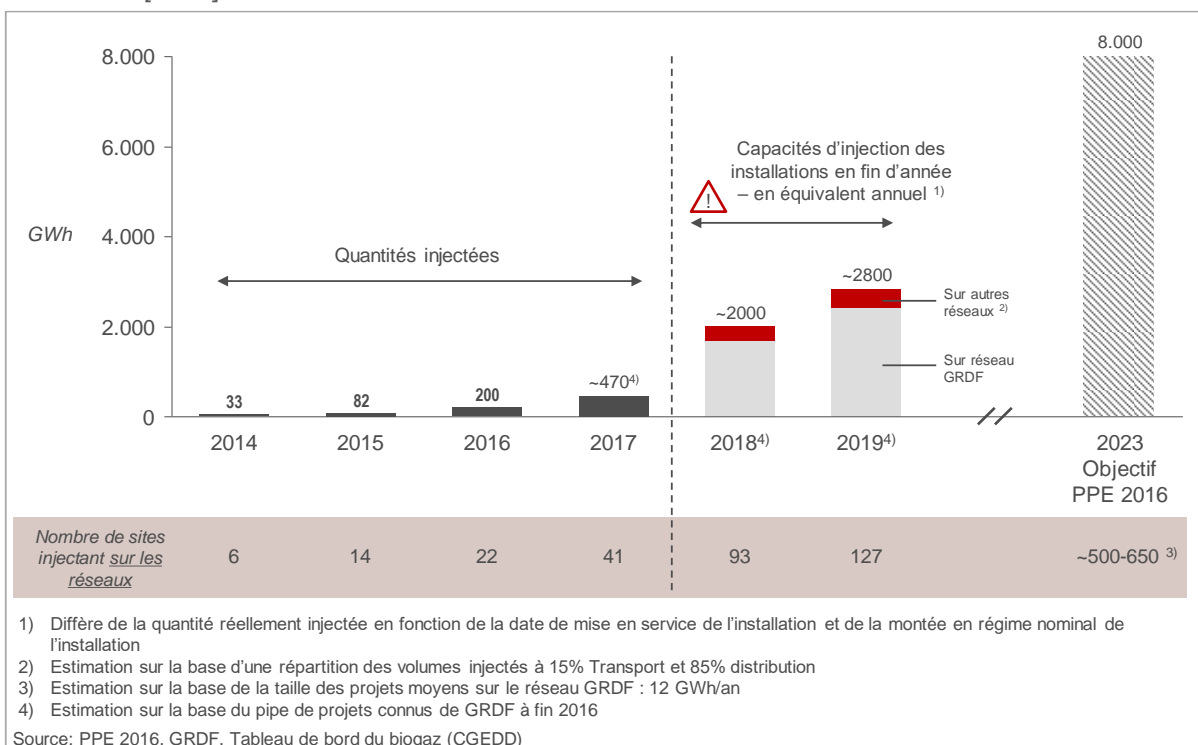


Figure 12 - Comparaison des volumes de production biogaz (non injectés au réseau) et biométhane (injecté au réseau) au niveau européen & production annuelle de biométhane injecté réseau par pays [TWh]



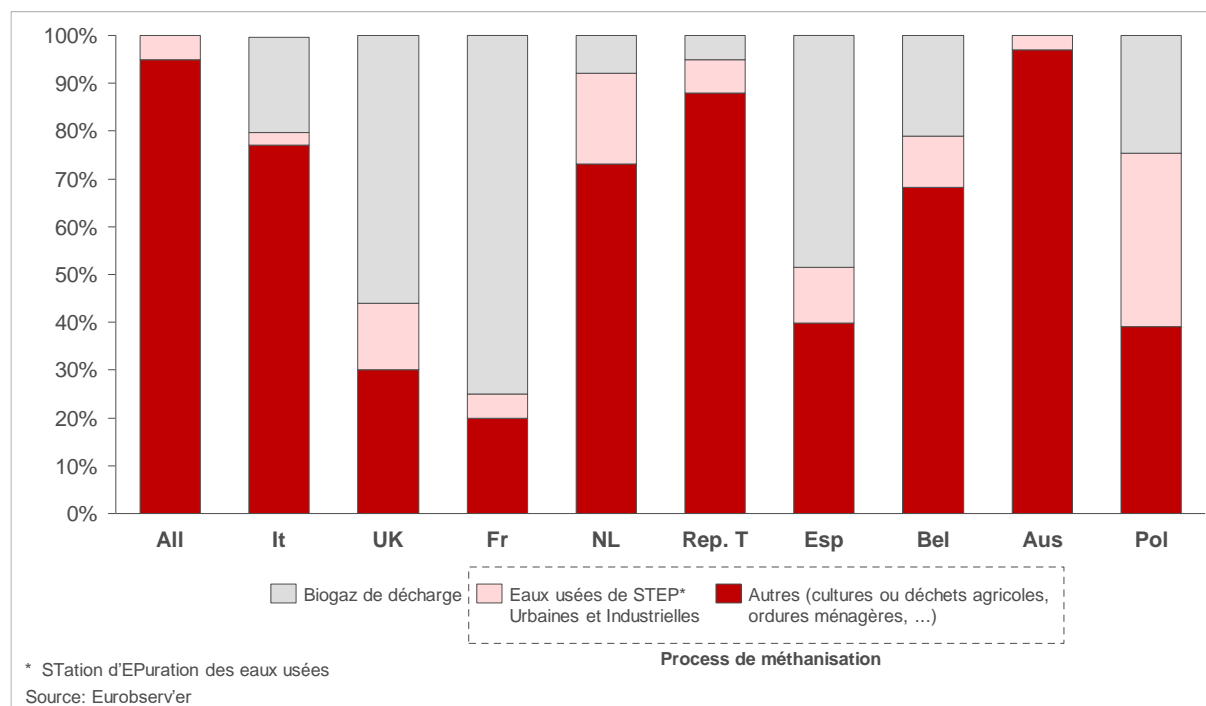
L'épuration du biogaz et son injection dans les réseaux en tant que gaz renouvelable sont encore peu développées, représentant aujourd'hui ~15 TWh/an à l'échelle de l'Europe (dont ~10 TWh en Allemagne) soit ~ 0,3% des consommations de gaz européennes. En France, cette filière démarre son développement et comptabilisait mi-2017 une capacité de production installée de ~0,5 TWh/an correspondant à 35 sites raccordés, avec un développement attendu d'ici fin 2019 de ~3 TWh/an en capacité de production annuelle. [cf figure 13]

Figure 13 - Quantité de biométhane injectée dans les réseaux en France et perspectives d'évolution court terme [GWh]



La répartition du mix d'intrants des unités de production de biogaz est aujourd'hui différente selon les pays [cf figure 14]. Les intrants d'origine agricole représentent la majorité des sources d'intrants utilisées à l'heure actuelle (sauf en France et au Royaume-Uni, mais les développements sont principalement aujourd'hui orientés vers cette filière) comme également la majorité du gisement exploitable – cf paragraphe ci-après. C'est le cas en Allemagne où le développement de la filière biogaz s'est principalement réalisé via l'utilisation de cultures énergétiques (maïs ou colza), permettant une industrialisation et une standardisation plus forte de la filière et ainsi un développement plus rapide et à moindre coût par rapport à l'utilisation et la gestion de déchets d'exploitations. L'Allemagne limite néanmoins aujourd'hui le recours à ce type de cultures pour la filière biogaz. L'utilisation de ce type d'intrants est également limitée réglementairement en France en volume par projet, car pouvant potentiellement engendrer une problématique de compétition des sols avec des usages alimentaires.

Figure 14 : Répartition de la production de biogaz 1G par type d'intrants [en %, 2017]



3) Une ambition forte des acteurs gaziers sur la décarbonation du réseau gaz via le développement des gaz renouvelables

Si la production de gaz renouvelable est encore limitée en volume, les différentes filières de production représentent un potentiel significatif. D'après une récente étude de l'Adème²³ (cf annexe 1), le potentiel technique (i.e. hors contrainte économique) en France est estimé à plus de 350 TWh (dont ~145 TWh pour la méthanisation – plus de 90% sur la filière agricole, dont ~30% attribuables aux cultures intermédiaires à vocation énergétique²⁴ – et 165 TWh pour la gazéification) et pourrait être encore

²³ Notamment par l'ADEME et les opérateurs d'infrastructures gazières : 2018 – « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? – Synthèse de l'étude ; 2014 – « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire »

²⁴ Une culture intermédiaire à vocation énergétique (CIVE) est une culture implantée et récoltée entre deux cultures principales dans une rotation culturale. Les CIVE sont récoltées pour être utilisées en tant qu'intrant dans une unité de méthanisation agricole

supérieur en fonction des schémas de développement de l'hydrogène renouvelable (cf. monographie « Couplage des systèmes électrique et gazier »).

Ce gisement important incite aujourd'hui les opérateurs d'infrastructures (ainsi que certains fournisseurs comme ENGIE) à ambitionner le développement d'un système gazier très largement décarboné à long terme, conforme aux objectifs environnementaux européens. Cette ambition se traduit par exemple par la mise en œuvre de la « *Green Gas Initiative* » par plusieurs GRT européens²⁵, représentant l'engagement de ces GRT au soutien du développement d'un réseau gaz 100% neutre en carbone d'ici 2050, par l'ambition annoncée du groupe ENGIE pour viser ce même objectif, ou encore par la volonté de la filière française d'augmenter les objectifs de moyen terme d'injection de gaz renouvelable (revendication d'un objectif de 90 TWh injecté à 2030 dans la nouvelle PPE, vs. 30 TWh dans la PPE de 2016).

4) L'enjeu de la réduction des coûts

La principale interrogation réside dans la capacité de la filière à décarboner le gaz à un coût global (intégrant production et évolutions des réseaux – cf *paragraphe suivant*) limité et acceptable pour la collectivité, notamment en regard de la concurrence d'autres énergies décarbonées comme les ENR électriques ou la chaleur renouvelable (issue de biomasse solide notamment).

En France, les tarifs d'achats actuels du biométhane 1G sont compris entre 65 €/MWh et ~135 €/MWh - *en fonction du type d'intrants et de la taille de l'installation* - avec une moyenne à ~95 €/MWh très supérieure au prix du marché de gros (~20 €/MWh). Le potentiel de réduction des coûts de production du biométhane 1G est estimé par la filière à ~30% d'ici 5 à 10 ans, permettant d'envisager un coût de production autour de 60-70 €/MWh. Les leviers de réduction des coûts du biométhane 1G résident principalement dans l'amélioration de l'efficacité de certaines parties du procédé de production et notamment la préparation du mix d'intrants et l'épuration du biogaz en biométhane. Une grande partie du potentiel de réduction des coûts réside également dans l'industrialisation de certaines étapes du développement et de l'exploitation, la standardisation des équipements et pratiques, mais aussi dans le recours à des cultures énergétiques (aujourd'hui limitées réglementairement en France néanmoins). Une meilleure valorisation des co-produits de la méthanisation (digestats) permettrait également d'améliorer la rentabilité des projets et donc le coût global de production du biométhane 1G.

Les coûts de production attendus des technologies de gazéification de la biomasse se situent dans les mêmes ordres de grandeurs mais la capacité pour cette technologie de passer d'un stade de pilote industriel à un stade de développement commercial reste encore à démontrer.

Les coûts de production de l'hydrogène vert (en injection directe c'est-à-dire sans transformation de l'H₂ en CH₄ via un process de méthanation) sont estimés à horizon 2030 à plus de 100 €/MWh pour la gestion des surplus ENR électriques. Ils pourraient être inférieurs dans un schéma de production massive d'H₂ pour l'injection dans des réseaux dédiés. La production massive d'H₂ pour décarboner les systèmes énergétiques et en particulier les réseaux de gaz naturel est aujourd'hui étudiée par plusieurs acteurs. Deux schémas sont envisagés : la production locale par électrolyse (à partir d'énergie renouvelable) d'un hydrogène décarboné injecté dans le réseau existant de gaz naturel (et mélangé au gaz naturel dans des proportions techniquement acceptables par le réseau) – *projet ambitionné par la*

²⁵ GRTgaz, Fluxys, Gasunie, Energinet, Ontras, Gaznat, Swedegas

société H2VProduct en France par exemple ; l'importation massive d'hydrogène produit dans des zones géographiques fortement ensoleillées permettant un coût de production plus bas mais nécessitant une logistique plus complexe d'importation (utilisation de navires permettant le transport d'hydrogène, dans un schéma répliquant la chaîne logistique du secteur pétrolier et gazier) – schéma envisagé au Japon (Kawasaki Heavy Industries développe actuellement un pilote de vraquier d'hydrogène permettant une telle logistique, avec pour objectif une mise en service en 2020²⁶) mais également par ENGIE. (cf **Monographies « Demande d'énergie finale » et « Couplage systèmes électriques et gaziers »**) Les coûts de production de ces chaînes hydrogènes sont encore très incertains mais pourraient être compétitifs à moyen terme avec ceux des filières de production de biométhane 1G et 2G.

Enfin, au-delà de l'enjeu lié aux coûts de production, l'intégration massive de gaz renouvelable sur les réseaux nécessitera une évolution profonde de l'architecture des réseaux gaz et de leur exploitation (cf paragraphe suivant). L'enjeu résidera donc également dans la maîtrise de ces coûts d'adaptation des réseaux.

IV. Une évolution de l'architecture et de la manière d'opérer les réseaux, liée à l'émergence de la production décentralisée

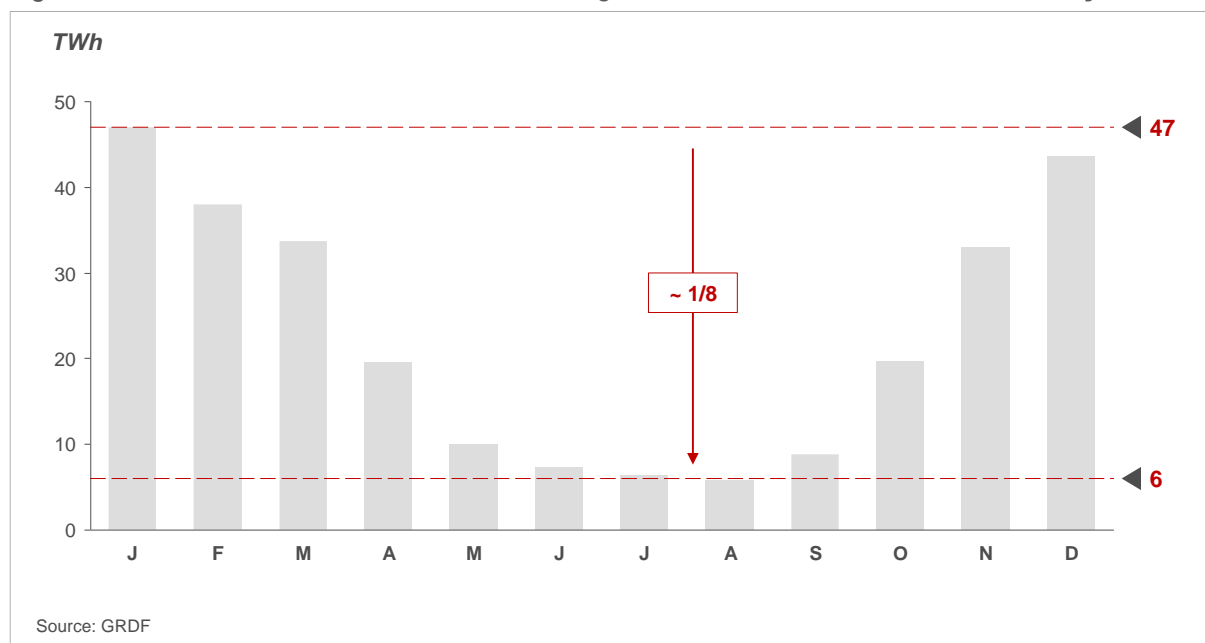
1) Les contraintes liées au développement de la production décentralisée de gaz renouvelable

Les contraintes liées à l'injection de biométhane

Tout comme dans l'électricité, le développement de la production de gaz renouvelable décentralisée requiert une évolution de la structuration des réseaux et de leur exploitation. Les réseaux de gaz ont été conçus pour acheminer le gaz selon une structure descendante, depuis des points d'entrée réseaux (terminaux GNL ou pipes de transit internationaux) vers les points de consommation diffus, et gérer la variation saisonnière de consommation par des stockages souterrains centralisés et connectés au réseau haute pression. Ils se voient aujourd'hui confrontés au besoin de gérer des quantités de gaz renouvelable souvent produites et injectées sur le réseau de distribution basse pression et ne trouvant pas localement la consommation suffisante pour être « absorbées », en particulier l'été, car le réseau n'est aujourd'hui pas capable de remonter des flux vers les stockages souterrains. En effet, alors que la production des unités de biogaz est relativement stable sur une année (sans fortes fluctuations saisonnières), les consommations de gaz naturel sur le réseau de distribution sont fortement saisonnières [cf **figure 13**]. Cette variabilité saisonnière est couplée à une variabilité hebdomadaire et journalière pouvant également être importante sur certaines mailles du réseau de distribution, ajoutant à la complexité d'absorption du gaz renouvelable par le réseau.

²⁶ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling>

Figure 15 - Profil de consommation mensuelle de gaz à la maille distribution à l'échelle française²⁷



Les contraintes additionnelles liées à l'injection d'hydrogène dans les réseaux

Comme évoqué au chapitre précédent, l'injection directe d'hydrogène décarboné dans les réseaux de gaz naturel est aussi une solution envisagée pour la décarbonation du réseau gaz et l'optimisation des systèmes énergétique au global – interaction système électrique / système gaz (cf monographie « Couplage entre les systèmes électrique et gazier ») faisant actuellement l'objet d'expérimentations.

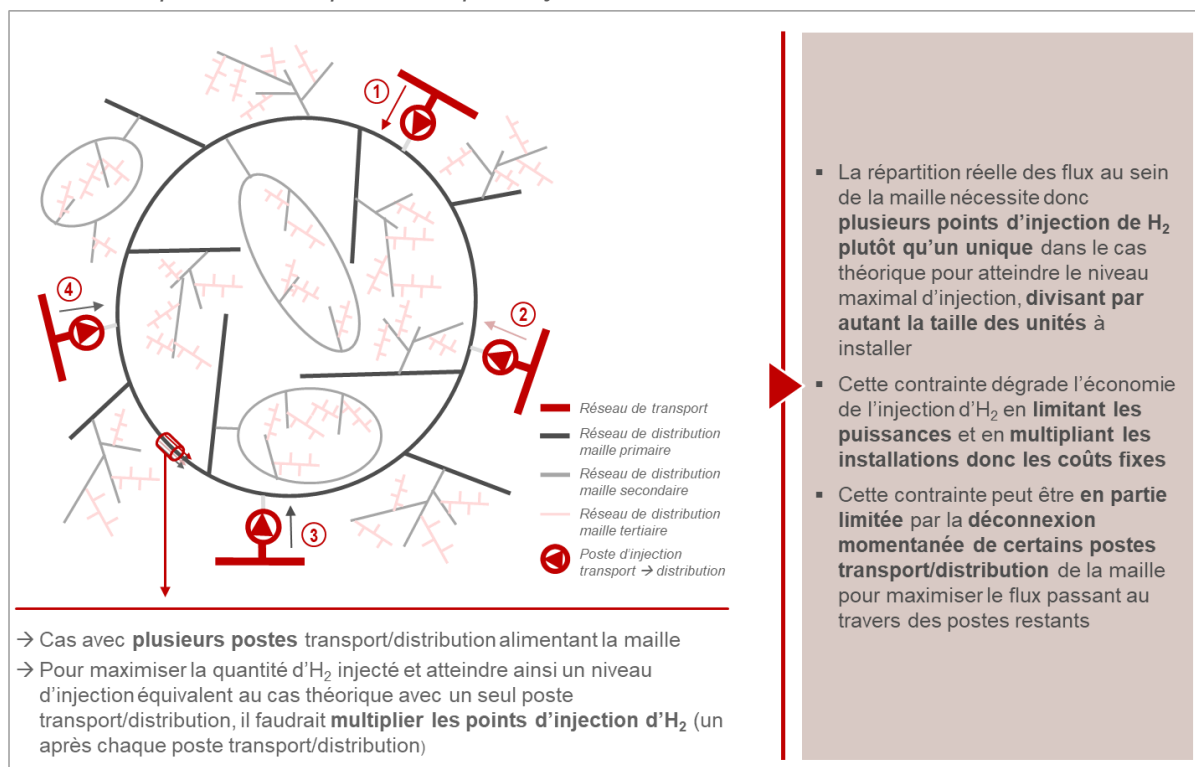
L'injection directe d'hydrogène présente des contraintes additionnelles liées au plafonnement nécessaire, à chaque instant et pour chaque m³ de gaz, du taux d'H₂ circulant dans le flux de gaz distribué par les réseaux. En effet, le taux d'H₂ acceptable sans forte modification des équipements dépend des applications et reste aujourd'hui très limité dans la majorité des cas. D'après les études réalisées sur le sujet, un taux de 20% en volume pourrait être accepté dans les réseaux, ce qui représente environ 6 à 7% en énergie (cf monographie « Couplage entre les systèmes électrique et gazier »). Toutefois, certains équipements ne tolèrent, en l'état actuel des technologies et/ou des réglementations, qu'un taux d'H₂ inférieur à 10% en volume, soit 3% en énergie, voire moins. C'est en particulier le cas des turbines à gaz (utilisées pour la production d'électricité centralisée), des compresseurs de gaz naturel (nécessaires pour injecter et soutirer dans les stockages souterrains) et des moteurs de véhicules au gaz naturel.

La contrainte de capacité d'absorption des réseaux pour le biométhane due à la variabilité de la demande (notamment due à la saisonnalité) pèse également sur l'injection d'hydrogène. Elle est même aggravée par le fait que le potentiel de production d'H₂ à partir de surplus d'ENR électriques est principalement anticipé lors des périodes estivales (forte production solaire PV), périodes représentant justement les périodes de plus faibles consommations finales de l'usage gaz.

²⁷ Profil de consommation actuelle de la Distribution publique – sans prise en compte de l'évolution future liée au GNV ou à l'efficacité énergétique

Ce plafond nécessaire de taux de mélange engendre également une contrainte supplémentaire liée à la répartition variable (spatialement) des flux de gaz au sein des mailles du réseau. En effet, dans la réalité, plusieurs postes transport/distribution peuvent alimenter une même maille de réseau de distribution. La totalité du gaz consommé sur une maille de distribution ne passe donc pas par un unique poste transport/distribution mais est une somme de l'ensemble des flux passant au travers d'une multiplicité de postes. Pour atteindre le volume maximal d'injection d'H₂, il faudrait donc placer des postes d'injection d'H₂ à la sortie de chacun de ces postes transport/distribution [cf figure 14].

Figure 16 - Illustration schématique des réseaux de distribution de gaz et des flux au sein de ces réseaux & explication de la problématique d'injection directe d'H₂



Ces contraintes supplémentaires (par rapport au biométhane) plaident pour privilégier une injection directe d'H₂ à des niveaux du réseau présentant une consommation plus élevée (et de plus hauts débits), donc plutôt sur les réseaux de transport ou dans les cas « favorables » du réseau de distribution (avec faible saisonnalité des consommations et avec production locale de biométhane).

2) Les évolutions nécessaires des infrastructures réseaux

Compte tenu des contraintes évoquées précédemment, le développement massif de la production de gaz renouvelable (biométhane ou hydrogène vert), ambitionné par la filière, nécessitera une évolution profonde de l'architecture des réseaux gaz et de leur exploitation. Celle-ci devra permettre une

circulation bidirectionnelle du gaz (soit une remontée de la production locale vers des niveaux « amont » du réseau) ainsi qu'un accès aux stockages souterrains pour le gaz renouvelable²⁸.

Cette évolution passera par le développement de systèmes de « rebours » d'une part (cf infra), mais également l'amélioration du maillage des réseaux de distribution (c'est-à-dire relier une zone de faible consommation à une autre où la consommation est plus importante, permettant le foisonnement des consommations). Les gestionnaires de réseaux travaillent aujourd'hui sur ces solutions dont les coûts ont fait l'objet de premières estimations²⁹. D'autres évolutions sont également en expérimentation comme le stockage décentralisé de biogaz (sous forme liquide, sur le site de production) ainsi que le transport de biogaz par voie terrestre (« gaz porté ») et son injection dans le réseau en certains points centralisés³⁰ (pour injecter à des niveaux amont du réseau et limiter le problème de la capacité locale d'absorption, mais également pour faire face à l'éloignement au réseau de certains sites de production). Par ailleurs, le développement de la mobilité gaz naturel apporterait une contribution positive au problème de saisonnalité des consommations réseaux, car le profil de consommation des transports est relativement constant au cours d'une année et diminue donc l'écart relatif hiver-été.

Le développement des installations de « rebours »

GRTgaz mène actuellement deux projets d'expérimentation d'installations de « rebours » situés à Pontivy (Morbihan) et Pouzauges (Vendée) dans le cadre du projet *West Grid Synergy*³¹ (mise en service prévue en 2019), à l'interface entre le réseau de distribution et de transport, et anticipe avec TIGF, selon le résultat des expérimentations, la mise en œuvre à horizon 2025 d'une trentaine d'installations de ce type représentant un coût global estimé à 110 M€ (coût d'investissement estimé par installation de 2 à 4 M€). Le principe général du « rebours » vise à installer un compresseur en parallèle du poste de détente, permettant de compresser le gaz avant son injection à un niveau plus amont du réseau (sens inverse du flux « naturel »). Les « rebours » peuvent être internes au réseau de transport, à l'interface entre distribution et transport, ou internes au réseau de distribution.

Ce type d'installations est (ou a été) également expérimenté à l'étranger et notamment les projets suivants (liste non exhaustive) :

- au Royaume-Uni : projet IFI de Skipton (2009-2103) impliquant *Northern Gas Networks* (gestionnaire des réseaux publics de gaz naturel au Nord de l'Angleterre) en partenariat avec *National Grid* (gestionnaire de réseaux de transport d'électricité et de gaz britannique) et *CNG Services* (spécialiste de l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel britannique) et ayant validé la solution technique

²⁸ En France, l'autorisation d'injection de biométhane dans les stockages souterrains de gaz naturel est validée depuis mi 2017 (à la suite d'études menées par Storengy) ; si aucun stockage souterrain dédié à l'hydrogène n'existe en France, il en existe néanmoins déjà 4 dans le monde (3 aux USA et 1 en Angleterre) fondés sur les mêmes techniques que celles utilisées pour le stockage souterrain de gaz naturel. On procède par ailleurs déjà aujourd'hui en France et à l'étranger, au stockage de l'hydrogène ajouté en faibles quantités au gaz naturel dans les stockages souterrains de gaz naturel. Ce procédé permet un gain de la capacité énergétique offerte par l'hydrogène – source inerte : <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/stockage-souterrain-hydrog%C3%A8ne-1468824082.pdf>

²⁹ Des estimations ont été données par GRDF et GRTgaz d'ici 2030 : rebours 450 M€ (150 à 3 M€ pièce), maillage distribution 400 M€, refaction raccordement 400 M€, soit au total 1,3 G€

³⁰ Cf étude de l'ADEME – Aout 2016

http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/injection_biomethane_reseau_gaz_201608_synthese.pdf

³¹ Projet intégrant des acteurs locaux dont notamment Soregies, Morbihan Énergies, le SIEM (syndicat d'énergie du Maine et Loire), le SYDEV (syndicat d'énergie de la Vendée) et qui vise à développer plus généralement des expérimentations sur la configuration et le pilotage des réseaux de gaz naturel à une échelle locale, en intégrant de la production de biométhane

- en Allemagne : le projet porté par ENBW à Emmertsbühl depuis 2010, lié à un projet de production biométhane agricole, permettant la compression du gaz d'un niveau basse pression (1 à 5 bars) vers un tronçon du réseau à plus haute pression (40 bars).
- ou encore aux Pays-Bas : projet de Wijster mené depuis 2015 par Attero (spécialiste de la méthanisation et du traitement des déchets) avec GTS (entité service de Gasunie – gestionnaire du réseau de transport) et Enexis (gestionnaire du réseau de distribution)

L'Allemagne, pays précurseur en Europe sur ce type d'infrastructure, comptait déjà 7 installations de rebours en service en 2016, pour une capacité totale de 6100 m³/h et ~11 Mm³ ³².

L'enjeu économique à long terme résidera dans la capacité à réaliser ces évolutions de structure et d'exploitation du réseau à un coût acceptable pour la collectivité.

³² GRTGaz, 2017, « Développer les capacités d'injection de gaz renouvelable – Présentation des 2 projets pilotes »

V. Annexes

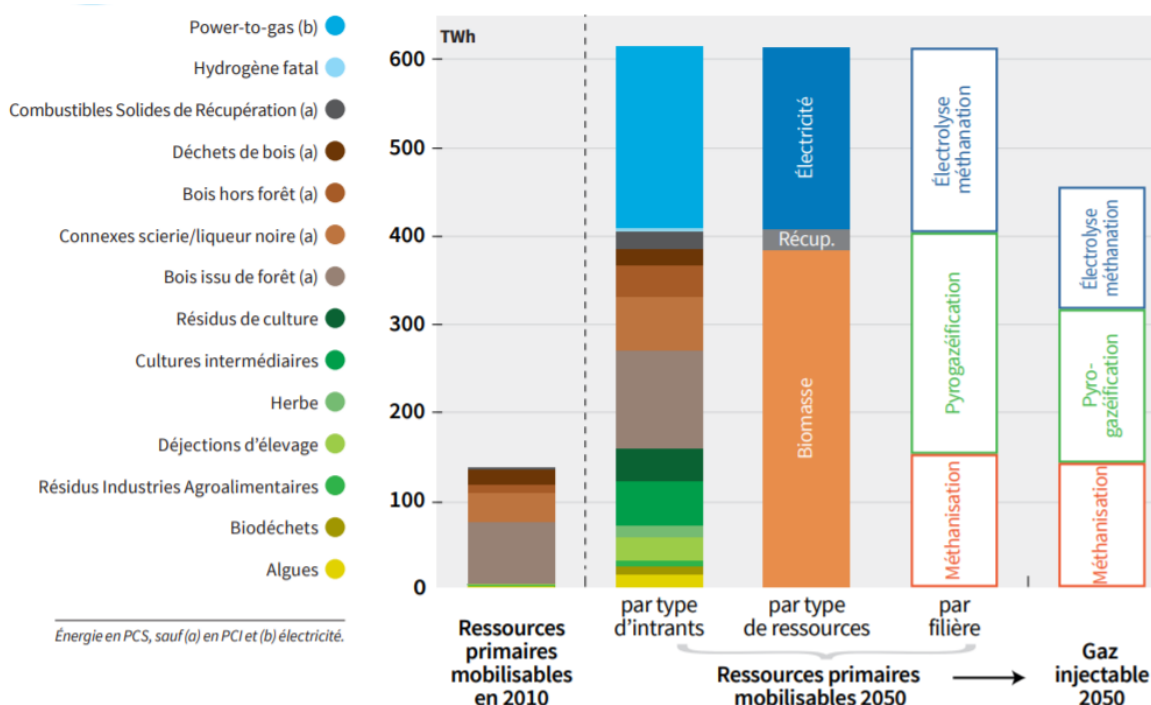
1) Synthèse de l'étude ADEME 2018 sur « un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? »

L'ADEME, GRTgaz et GRDF ont récemment (Janvier 2018) publié une étude dont l'objectif est d'analyser les conditions de faisabilité technico-économique d'un système gazier basé à 100 % sur du gaz renouvelable à horizon 2050 (« Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? »). L'étude couvre la France métropolitaine (les ressources sont nationales et les possibilités d'importation de gaz renouvelable n'ont pas été prises en compte), est focalisée sur le gaz de réseau, et n'analyse pas la trajectoire jusqu'à 2050 ni l'optimisation globale du système énergétique.

Les conclusions de l'étude sont résumées ci-dessous.

- Sur la base des disponibilités en ressources, l'ADEME évalue à 460 TWh_{PCS} la production potentielle de gaz renouvelable, dont 140 TWh_{PCS} (40%) pourrait provenir de la méthanisation d'intrants principalement d'origine agricole, 180 TWh_{PCS} (40%) de la filière de pyrogazéification du bois et ses dérivés, des CSR³³ et de résidus agricoles, et 140 TWh_{PCS} (30%) du « power-to-gas » dans le contexte d'un mix électrique 100% renouvelable visant à maximiser la production de gaz de synthèse

Figure 17 : Disponibilité en ressources et production potentielle de gaz renouvelable en France



- Cette estimation du potentiel démontre qu'un scénario 100% gaz renouvelable est techniquement accessible, compte tenu des perspectives de décroissance des consommations finales liées à l'efficacité énergétique (4 scénarios sont décrits, allant d'un niveau de consommation nationale de 276 TWh (min) à 361 TWh (max))

³³ Combustibles solides de récupération

- D'un point de vue économique, l'ADEME estime le coût complet du MWh de gaz de réseau consommé (intégrant les coûts de l'infrastructure gazière) entre 116 et 153 €/MWh (selon les scénarios envisagés, différents par les types de gisements exploités et la consommation) apportant notamment les conclusions économiques suivantes en regard de ces coûts estimés
 - « Ces coûts sont comparables aux 120 à 130 €/MWh évalués pour l'électricité dans l'étude « Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations » (2015) »
 - « Les coûts du réseau et du stockage ne représentent qu'une faible part 15 à 20 % du coût total (entre 20 et 23 €/MWh). En particulier, les seuls coûts de raccordement, incluant des besoins limités de renforcement du réseau de distribution et les installations de rebours, sont d'environ 3 €/MWh. »
 - Les coûts d'un scénario 75% ENR uniquement (vs. 100%) sont 10 à 20% plus faible seulement mais dans l'hypothèse forte d'un prix du CO₂ à 200 €/t
- Ces estimations sont fondées sur des hypothèses de décroissance des coûts de la filière méthanisation permettant d'atteindre des coûts inférieurs à 80 €/MWh pour l'ensemble du gisement exploité, des coûts de pyrogazéification de 80 à 120 €/MWh et des coûts de la filière P2G compris entre 65 et 185 €/MWh (65 à 125 €/MWh pour le Power-to-H₂), la fourchette basse représentant donc une hypothèse de décroissance forte des coûts de la filière P2G.

2) Glossaire

- **AIE** : Agence Internationale de l'Energie
- **ENR** : ENergie Renouvelable
- **ENTSO** : European Network of Transmission System Operators for Gas
- **GES** : Gaz à Effet de Serre
- **GNL** (ou LNG) : Gaz Naturel Liquéfié
- **GNC** : Gaz Naturel Compressé
- **GNV** : Gaz Naturel Véhicule
- **GRT/GRD** : Gestionnaire de Réseau de Transport / Distribution
- **H₂** : Hydrogène
- **HFO** : Heavy Fuel Oil
- **LTCEV** : Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte
- **MGO** : Marine GasOil
- **PITD** :
- **PPE** : Programmation Pluriannuelle de l'Energie
- **TYNDP** : Ten Year National Development Plan
- **WEO** : World Energy Outlook

3) Liste des figures

Figure 1 - Evolution de la consommation finale de gaz naturel (i.e. hors production d'électricité) par géographie dans les scénarios New Policies et Sustainable Development de l'AIE (WEO 2017).....	7
Figure 2 : Perspectives de développement des capacités de liquéfaction au niveau mondial et dans les principaux pays producteurs entre 2016 et 2022	8
Figure 3 : Taux d'utilisation des terminaux méthaniers en 2016 en Europe, par pays	8
Figure 4 - Evolution de la consommation finale de gaz naturel (entre 2020 et 2040) dans les scénarios de l'ENTSO (TYNDP 2018) – En TWh/an	9

Figure 5 - Evolution des consommations totales (incluant la production d'électricité) de gaz en Europe et par pays, entre 2016 et 2035 selon le Bilan Prévisionnel Pluriannuel Gaz 2017 pour la France, et entre 2016 et 2040 selon les scénarios de l'ENTSO-G pour l'Europe et les autres pays.....	10
Figure 6 : Comparaison des évolutions à 2040 de la demande totale en gaz, par rapport à 2016, à l'échelle européenne, dans les différents scénarios de l'ENTSO-G et de l'AIE	10
Figure 7 - Consommation de gaz en France dans les scénarios du BP Pluriannuel Gaz 2017 des GRT [TWh].....	11
Figure 8 - Evolution attendue des différentes normes environnementales liées aux émissions de polluants (Sox et Nox) dans le domaine du transport maritime et impactant l'Europe	13
Figure 9 - Evolution des volumes de chargement de citernes en GNL en Europe (hors péninsule ibérique)	15
Figure 10 - Schématisation des différentes sources d'intrants et méthodes de valorisation du biogaz 1G	17
Figure 11 - Production de biogaz (ie biogaz non épuré et non injecté au réseau) par pays fin 2014 pour les principaux pays européens - en TWh.....	18
Figure 12 - Comparaison des volumes de production biogaz (non injectés au réseau) et biométhane (injecté au réseau) au niveau européen & production annuelle de biométhane injecté réseau par pays [TWh].....	19
Figure 13 - Quantité de biométhane injectée dans les réseaux en France et perspectives d'évolution court terme [GWh].....	19
Figure 14 : Répartition de la production de biogaz 1G par type d'intrants [en %, 2017]	20
Figure 15 - Profil de consommation mensuelle de gaz à la maille distribution à l'échelle française	23
Figure 16 - Illustration schématique des réseaux de distribution de gaz et des flux au sein de ces réseaux & explication de la problématique d'injection directe d'H2	24
Figure 17 : Disponibilité en ressources et production potentielle de gaz renouvelable en France	27

4) Bibliographie

- ADEME, GRTgaz, GrDF – 2018 – « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? – Synthèse de l'étude »
- ADEME, GRTgaz, GrDF – 2014 – « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire »
- AIE – 2017 – “World Energy Outlook 2017”
- GRTgaz, GRDF, SPEGNN, TIGF – 2017– « Bilan Prévisionnel Pluriannuel Gaz 2017 »
- GRTgaz, GRDF, SPEGNN, TIGF, SER – 2017– « Panorama du gaz renouvelable en 2016 »
- GRgaz – 2017 – « Plan décennal de développement du réseau de transport GRTgaz »
- France Biométhane et SIA Partner – 2017 – « Observatoire du biométhane – benchmark des filières européennes »
- AFG – 2016 – « Rôle du GNL carburant marin et fluvial dans la transition énergétique pour la croissance verte – contribution au CANCA »