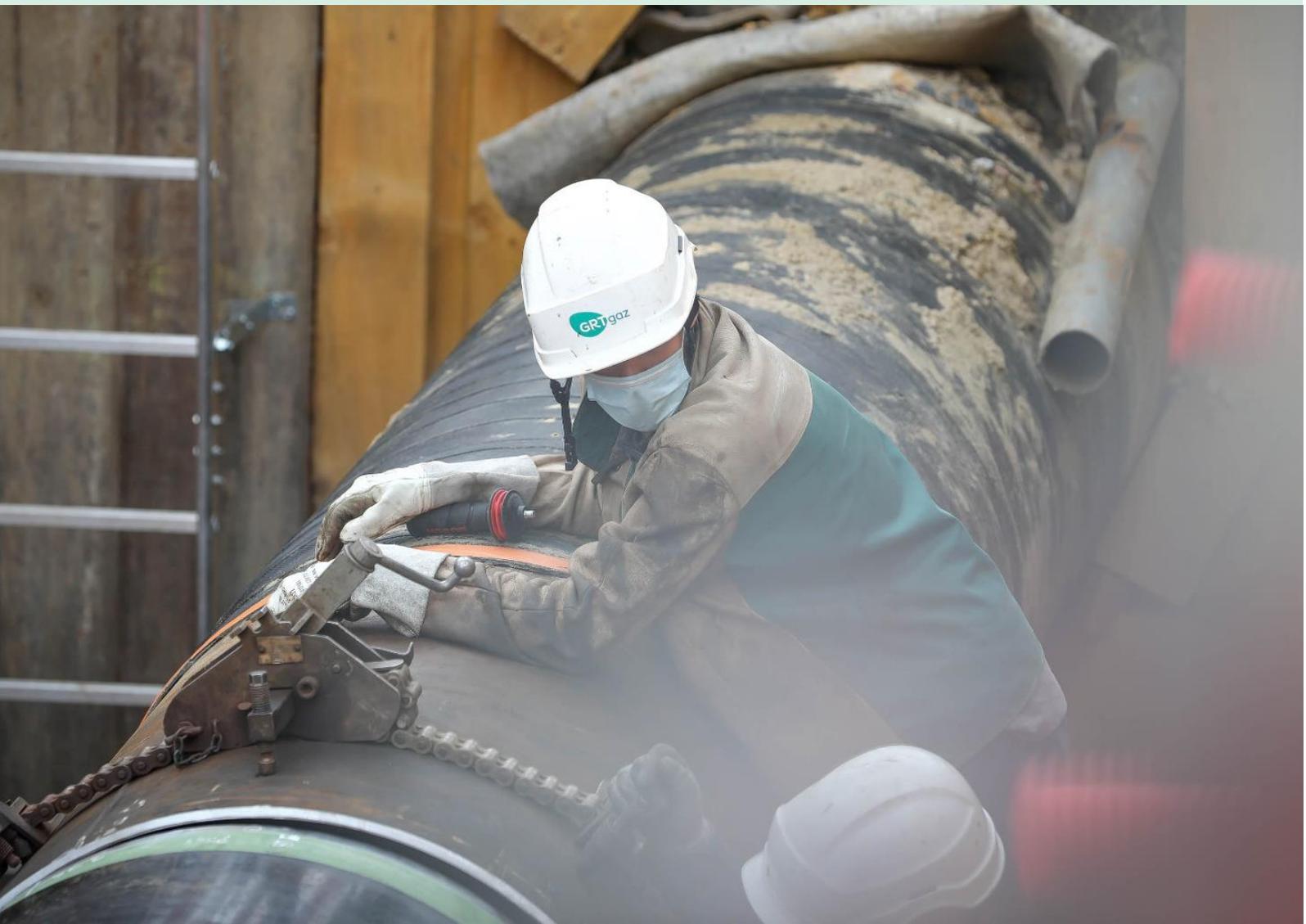




# Bilan prévisionnel pluriannuel et Plan décennal de développement 2022 - 2031

Mars 2023



# GRTgaz au service d'un approvisionnement sûr, compétitif, 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 français des façades atlantique, méditerranéenne, et de la mer du Nord, qui peuvent recevoir du gaz naturel liquéfié (GNL) du monde entier ainsi qu'à des unités de production de gaz renouvelable (le cas échéant via des réseaux de distribution) mais aussi aux stockages massifs géologiques, 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 majeure 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.

Depuis 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 ».



# GRTgaz en chiffres

## Quantités physiques de gaz transportées

630 TWh en 2021

708 TWh en 2022

## Échanges sur la place de marché française (Point d'échange gaz)

2700 GWh/j échangés en 2021

3030 GWh/j échangés en 2022

## Consommation totale au périmètre GRTgaz

2021 : 445 TWh

2022 : 404 TWh

## Canalisations

Longueur totale en 2022 : 32 541 km

Réseau principal : 7 814 km

Réseau régional : 24 727 km

Diamètre nominal minimal : 80 mm

Diamètre nominal maximal : 1 200 mm

## Effectifs

3 287 collaborateurs à fin 2022

## Investissements approuvés 2022 : 418 M€

Obligation de service public Acheminement Qualité Gaz : 54 M€

Environnement : 21 M€

Sécurité : 96 M€

Obsolescence : 71 M€

Raccordements, Travaux pour tiers : 75 M€

Fluidification : 8 M€

Hors réseau : 92 M€

## Clients

157 clients expéditeurs à fin 2022

703 clients industriels actifs en 2022 dont 14 centrales de production d'électricité

19 gestionnaires de réseau de distribution raccordés

63 unités de méthanisation raccordées directement au réseau de GRTgaz fin 2022

# Sommaire

<b>GRTgaz en chiffres</b> .....	<b>2</b>
<b>Sommaire</b> .....	<b>3</b>
<b>Editorial</b> .....	<b>5</b>
<b>Cadre réglementaire</b> .....	<b>7</b>
<b>Chapitre I – Contexte</b> .....	<b>10</b>
<b>1. Impacts de la guerre russo-ukrainienne sur le système gazier</b> .....	<b>11</b>
1.1. Une bascule des sources d’approvisionnement du gaz de l’Est vers l’Ouest de l’Europe .....	11
1.2. Des prix en hausse sur 2022 et des places de marché européennes décorréliées .....	13
<b>2. De grandes avancées législatives européennes</b> .....	<b>15</b>
2.1. Mise en œuvre du pacte vert pour l’Europe - Ajustement à l’objectif 55 .....	15
2.2. REpowerEU - action européenne conjointe en faveur d’une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable .....	16
2.3. Le 4 <sup>ème</sup> paquet gaz entre décarbonation du gaz et création du marché de l’hydrogène .....	17
<b>3. La transition énergétique en France en pleine accélération avec la crise ukrainienne</b> .....	<b>18</b>
3.1. Loi climat et résilience .....	18
3.2. Plan de sobriété énergétique et nouvelles dispositions relatives à l’interruptibilité .....	18
3.3. Loi relative à l’accélération de la production d’ENR .....	19
3.4. Textes réglementaires de soutien au biométhane .....	19
<b>Chapitre II – Bilan Gazier</b> .....	<b>22</b>
<b>1. Bilan gazier français 2022</b> .....	<b>23</b>
1.1. La demande .....	23
1.2. L’offre .....	31
1.3. L’acheminement .....	34
1.4. Prix et liquidité du marché .....	41
<b>2. Bilan prévisionnel pluriannuel</b> .....	<b>42</b>
2.1. Scénarios contrastés de baisse de la consommation de gaz méthane .....	42
2.2. Des scénarios France qui encadrent ceux du TYNDP 2022 .....	43
2.3. Évolution de la demande à la pointe .....	44
2.4. Perspectives pour le méthane renouvelable / bas-carbone .....	46
2.5. Perspectives pour l’hydrogène renouvelable / bas-carbone .....	46
2.6. Vision 2050 .....	47
2.7. Un équilibre offre demande précaire au niveau européen à court terme .....	50
2.8. Un équilibre offre demande en France avec peu de marges à l’horizon 2027 .....	51

<b>Chapitre III – Plan décennal de développement et d’adaptation du réseau .....</b>	<b>54</b>
<b>1. Evolution des infrastructures gazières en Europe .....</b>	<b>55</b>
<b>2. La détermination des capacités du système gaz .....</b>	<b>56</b>
<b>3. Actions mises en œuvre pour maximiser les capacités.....</b>	<b>57</b>
3.1. Raccordement d’un nouveau FSRU au Havre .....	57
3.2. Autres optimisations techniques des infrastructures .....	59
<b>4. Les développements possibles du réseau de transport .....</b>	<b>60</b>
4.1. Projets d’augmentation des capacités d’import.....	61
4.2. Projets d’augmentation des capacités d’export.....	63
4.3. Projets de maintien et de développement des stockages .....	65
<b>5. Projet d’adaptation gaz B/gaz H.....</b>	<b>67</b>
5.1. Une coordination nationale sous l’égide des pouvoirs publics .....	67
5.2. Les travaux sur le réseau de transport de GRTgaz .....	67
5.3. Les évolutions du réseau B en amont .....	69
5.4. Les conséquences sur l’offre.....	69
<b>6. Projets d’adaptation du réseau pour les gaz renouvelables .....</b>	<b>70</b>
6.1. Développement de la méthanisation .....	70
6.2. Pyrogazéification, gazéification hydrothermale, méthanation : les filières se structurent .....	72
6.3. Projection des investissements liés au développement des gaz renouvelables .....	73
6.4. Développement de l’hydrogène.....	73
<b>7. Les autres investissements de GRTgaz .....</b>	<b>80</b>
7.1. Obligations de Service Public.....	81
7.2. Raccordements et prestation pour tiers .....	81
7.3. Environnement.....	82
7.4. Sécurité.....	82
7.5. Fiabilisation de l’outil industriel .....	83
7.6. Hors réseau, dont SI et immobilier .....	83
<b>Annexes.....</b>	<b>86</b>
<b>1. Synthèse des évolutions de capacités .....</b>	<b>87</b>
<b>2. Chroniques des scénarios d’offre et de demande .....</b>	<b>88</b>
2.1. Scénario du type ADEME S1 .....	88
2.2. Scénario du type ADEME S3 .....	89
2.3. Scénario 320 des opérateurs .....	90
<b>Table des illustrations.....</b>	<b>91</b>

# Editorial

*Du point de vue énergétique, les épisodes qui se sont succédé au cours de 2022 vont considérablement et durablement questionner le fonctionnement de notre système énergétique. À la baisse des importations de gaz en provenance de la Russie, conséquence du conflit en Ukraine, s'est ajoutée en France une disponibilité historiquement faible du parc nucléaire conjuguée à l'hydraulicité très basse.*

*Dans ce contexte, le système gazier a fait preuve de résilience et les infrastructures gazières françaises ont démontré toute leur puissance et leur adaptabilité.*

*Les quatre terminaux méthaniers français ont accueilli en 2022 deux fois plus de gaz naturel liquéfié qu'en 2021, permettant de compenser en grande partie les baisses des importations de gaz russe en France mais également dans les autres pays européens. Les capacités de sorties du réseau de GRTgaz ont ainsi été fortement utilisées, au bénéfice de la Belgique, de la Suisse, de l'Italie et de l'Allemagne, pays avec lequel une nouvelle interconnexion physique a été mise en place en quelques semaines, depuis octobre 2022.*



*Dans le même temps, les consommations de gaz en France ont baissé significativement, sous l'effet conjugué d'un climat particulièrement clément (l'année 2022 a été l'année la plus chaude jamais enregistrée par Météo France), du niveau très élevé des prix du gaz sur les marchés européens et des efforts notables de sobriété enregistrés sous l'impulsion du Plan de sobriété présenté par le Gouvernement le 6 octobre dernier. GRTgaz a d'ailleurs contribué à la mise en œuvre de ce Plan en lançant le dispositif Ecogaz destiné à sensibiliser les consommateurs aux écogestes et à la vigilance en lien avec l'état de tension du réseau.*

*Les centrales à gaz pour la production d'électricité n'ont quant à elles jamais été autant sollicitées, pour palier la production nucléaire et préserver la capacité hydraulique pour l'hiver.*

*Parallèlement le secteur des gaz renouvelables se développe activement et GRTgaz a mis en service un nombre record de stations de « rebours », qui acheminent la production de biométhane depuis les réseaux de distribution excédentaires vers d'autres lieux de consommations. La filière des gaz renouvelables est la seule filière d'énergie renouvelable qui a, dès 2022, dépassé ses objectifs définis dans la loi de programmation pluriannuelle de l'énergie pour 2023.*

*L'année 2022 marquera également un tournant dans le besoin d'infrastructures pour l'hydrogène. L'urgence climatique et l'objectif de réduire rapidement la dépendance au gaz russe en Europe en s'appuyant sur l'hydrogène, ont accéléré non seulement le développement de l'hydrogène au sein de bassins industriels mais également l'émergence d'un besoin d'une infrastructure de grand transport transnationale.*

*Si la poursuite de l'adaptation du réseau pour accompagner le développement de la production de gaz renouvelables ne fait pas débat, en particulier au vu du contexte actuel, le besoin de développer à court terme de nouvelles capacités pour répondre aux enjeux de sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Europe doit encore être évalué à l'aune de ces bouleversements et de la solidarité européenne. À ce titre, ce plan décennal présente les investissements qui seraient nécessaires pour accroître les capacités de certains points d'entrée ou de sortie du réseau. Cette contribution devra être enrichie prochainement, avec le concours de l'ensemble des utilisateurs du réseau et en cohérence avec les plans de nos homologues européens, par une appréciation de la pertinence économiques de ces développements.*

*Par ailleurs, dans le cadre d'une réflexion pilotée par le régulateur pour le Ministère sur l'avenir des infrastructures gazières, GRTgaz, mène des études sur l'évolution envisageable du réseau au regard de différents scénarii de consommations de gaz à l'horizon 2050. Ces études seront mises en visibilité des utilisateurs du réseau en lien avec la restitution des travaux du groupe piloté par la CRE.*

*Les récents évènements montrent clairement l'importance de disposer d'une énergie stockable et d'infrastructures puissantes pour assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique du pays. Éclairer les choix d'adaptation de ces infrastructures pour répondre, de façon résiliente et économique, aux défis de l'urgence climatique et de la souveraineté, est l'un des principaux enjeux de ce bilan et de ce plan.*

*Soyez assurés que toutes les équipes de GRTgaz sont mobilisées au quotidien pour relever les nombreux défis de la décarbonation progressive du mix gazier et réussir la 3e révolution du gaz, celle des gaz renouvelables et de l'hydrogène au cœur de nos territoires.*



Thierry TROUVE

# Cadre réglementaire

## 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.

Cadre législatif européen	Cadre législatif français
<ul style="list-style-type: none"><li>• 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.</li><li>• 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.</li><li>• 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.</li><li>• Règlement 347/2013 du Parlement européen et du conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Code de l'énergie, crée par ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011.</li><li>• Article L431-6, décrivant les missions des gestionnaires de réseau de transport relatives au plan décennal de développement de leur réseau.</li><li>• Article L141-10, décrivant l'établissement d'un bilan prévisionnel pluriannuel par les gestionnaires de réseaux de transport.</li></ul>

Dans ce cadre, GRTgaz a mené une première concertation le 10 octobre 2022 focalisée sur les réponses aux problématiques d'approvisionnement liées à la guerre en Ukraine et une seconde le 7 décembre 2022 sur l'ensemble du plan décennal de développement.

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.

## 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'ENTSOG<sup>1</sup>, l'association des gestionnaires de réseaux de gaz européens, tel que prévu par le règlement CE/714/2009. Le gaz étant largement importé, les possibilités de satisfaire la demande de gaz en France s'apprécie largement au regard des évolutions de mix et d'infrastructures énergétiques dans les autres pays européens. C'est l'objet des travaux menés par l'ENTSOG qui 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 TYNDP<sup>2</sup> 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 bénéfiques, conforme à la méthodologie développée par l'ENTSOG et approuvée par la Commission européenne.

L'édition 2022 du TYNDP est en cours de finalisation et qui inclut pour la première fois les infrastructures hydrogène. Elle s'appuie sur des scénarios d'offre et de demande de gaz coconstruits avec l'ENTSOE<sup>3</sup>, l'association des gestionnaires de réseaux électriques, et publiés dans le « Final Scenario Report<sup>4</sup> » en avril 2022 par les deux associations. Ces scénarios ont été établis à partir des données issues du précédent Plan décennal de développement du réseau de GRTgaz publié en juillet 2021.

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 ont utilisé des outils de modélisation cohérents. Cette collaboration permet d'exprimer les synergies croissantes entre réseaux d'énergie (électricité, gaz, et pour la première fois hydrogène) entraînées par la décarbonation, tout en s'assurant par ailleurs de la cohérence du développement des réseaux gaziers et électriques.

L'analyse du système gazier européen et l'analyse coûts/bénéfiques des projets de développement seront publiées en 2023. Les projets concernant le réseau de GRTgaz qui s'y trouvent ont été collectés au 2<sup>e</sup> semestre 2022, et sont issus à la fois du précédent plan décennal de développement publié en juillet 2021 et du présent plan.

Parallèlement, les travaux d'élaboration du TYNDP 2024 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.

---

<sup>1</sup> European Network of Transmission System Operators for Gas

<sup>2</sup> Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

<sup>3</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

<sup>4</sup> <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2022>



**GRT**gaz



## Chapitre I – Contexte

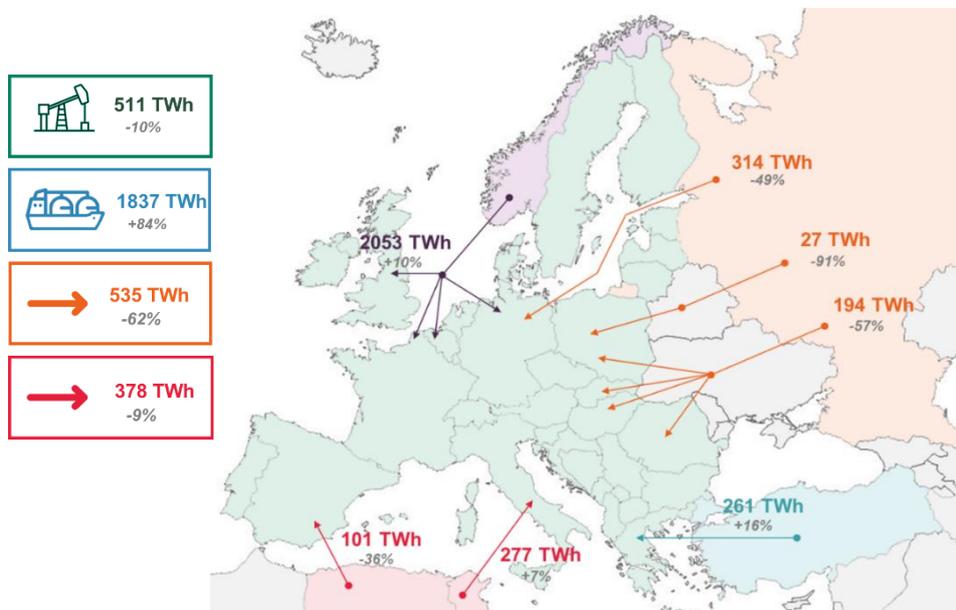
# 1. Impacts de la guerre russo-ukrainienne sur le système gazier

## 1.1. Une bascule des sources d'approvisionnement du gaz de l'Est vers l'Ouest de l'Europe

L'approvisionnement européen en 2021 faisait apparaître environ 42% de gaz d'origine Russe et principalement par canalisation.

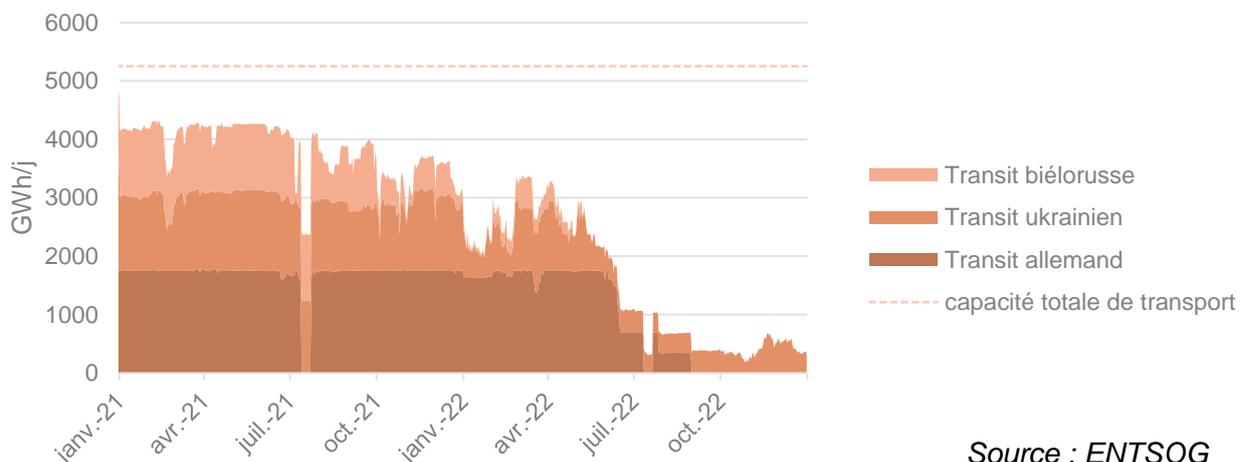
En 2022 l'approvisionnement européen par canalisation depuis la Russie a considérablement diminué (-62%) du fait de la guerre en Ukraine, les routes Allemandes, Biélorusses et Ukrainiennes ayant été quasiment toutes coupées depuis l'été.

Figure 1 – Principaux flux d'importation de gaz en Europe (y.c. UK) en 2022



Source : ENTSOG

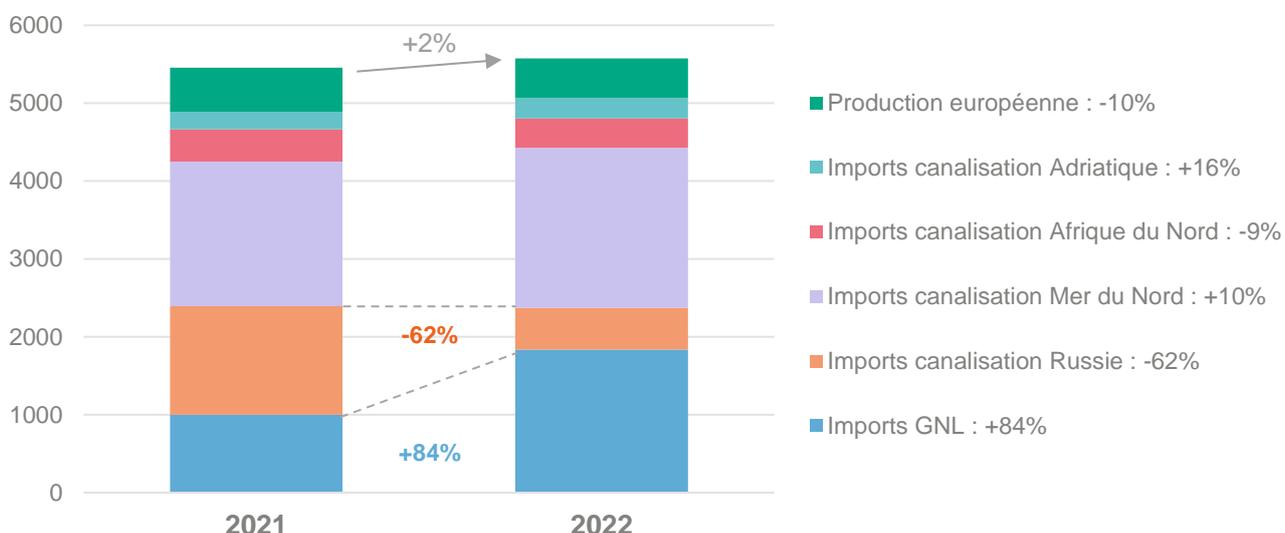
Figure 2 - Evolution des livraisons par canalisation de gaz naturel d'origine russe à l'Union Européenne



Source : ENTSOG

Ces importations russes par canalisation ont été remplacées principalement par les importations GNL<sup>5</sup> livrées majoritairement à l'Ouest de l'Europe. Les imports par GNL ont augmenté de près de 84% par rapport à 2021.

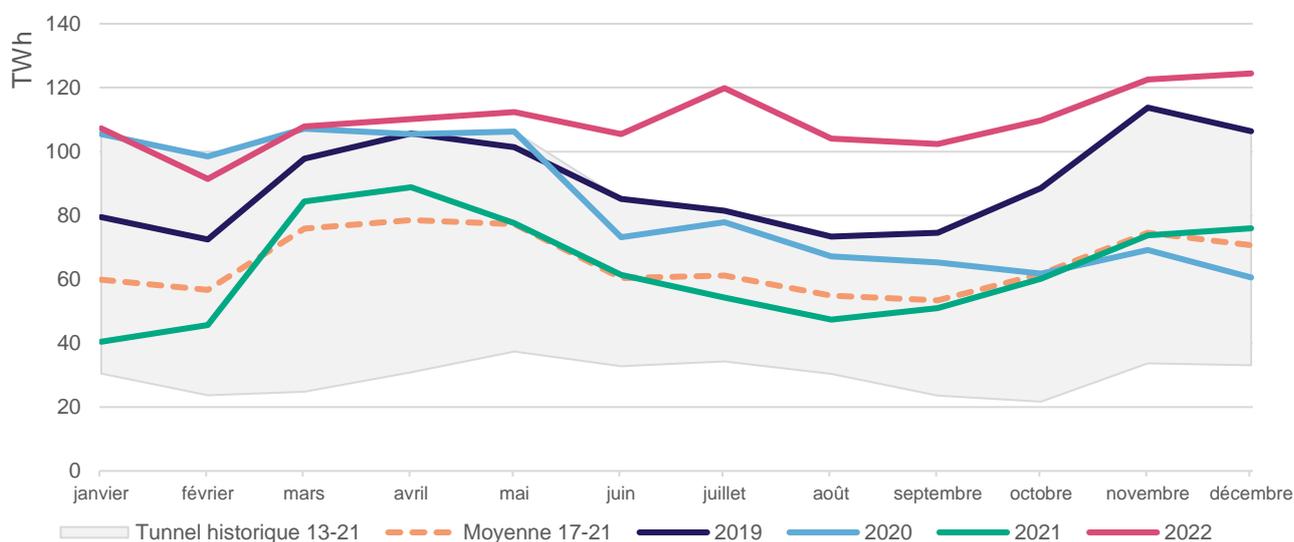
Figure 3 – Evolution des principaux approvisionnements européens (y.c. UK) en gaz (en TWh)



Source : ENTSOG

L'année 2022 est à ce titre une année record d'imports de GNL pour l'Union Européenne avec 1318 TWh regazéifiés (hors UK).

Figure 4 - Émissions de GNL sur le réseau de gaz naturel de l'UE (hors UK)



Source : ALSI, GIE

Les autres sources d'approvisionnement n'ont pu être que très marginalement accrues, les augmentations depuis l'adriatique via TAP<sup>6</sup> et de mer du nord ayant été effacées par la baisse des imports du Marghreb du fait de la fermeture du GME<sup>7</sup> en novembre et de la forte demande nationale en Algérie.

<sup>5</sup> Gaz naturel liquéfié

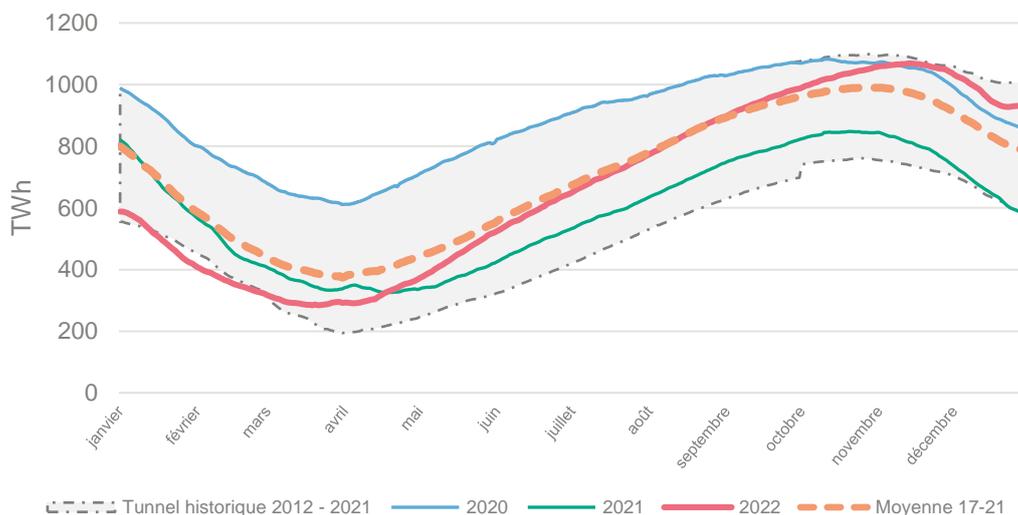
<sup>6</sup> Trans-Adriatic Pipeline reliant la Turquie à l'Italie en traversant la Grèce, l'Albanie et la mer adriatique

<sup>7</sup> Gazoduc Maghreb-Europe reliant le gisement algérien d'Hassi R'Mel à l'Espagne

La production domestique européenne de gaz naturelle poursuit son déclin (-10%) notamment avec la baisse de production de gaz du gisement de Groningue aux Pays-Bas.

La légère hausse des approvisionnements et les mesures de sobriété ont permis d'assurer un remplissage des stockages européens en prévision de l'hiver 2022/2023 et de la rupture quasi-totale des livraisons russes de gaz à l'Europe.

Figure 5 - Evolution des niveaux de stockage de gaz de l'Union Européenne



Source : ALSI, GIE

## 1.2. Des prix en hausse sur 2022 et des places de marché européennes décorréées

Les prix du gaz ont considérablement augmenté en 2022 sur toutes les places de marché européennes du fait d'une offre tendue en lien avec la baisse des approvisionnements russes depuis l'automne 2021. En moyenne le prix spot 2022 s'élevait à 121 €/MWh sur la place de marché de référence en Europe (TTF) en augmentation de 162% par rapport à 2021. En France la moyenne du prix spot sur l'année s'élevait à 97 €/MWh en 2022 en augmentation de 113% par rapport à 2021.

Figure 6 - Evolution des prix spot des places de marché de gros du gaz française (PEG) et de référence européenne (TTF)



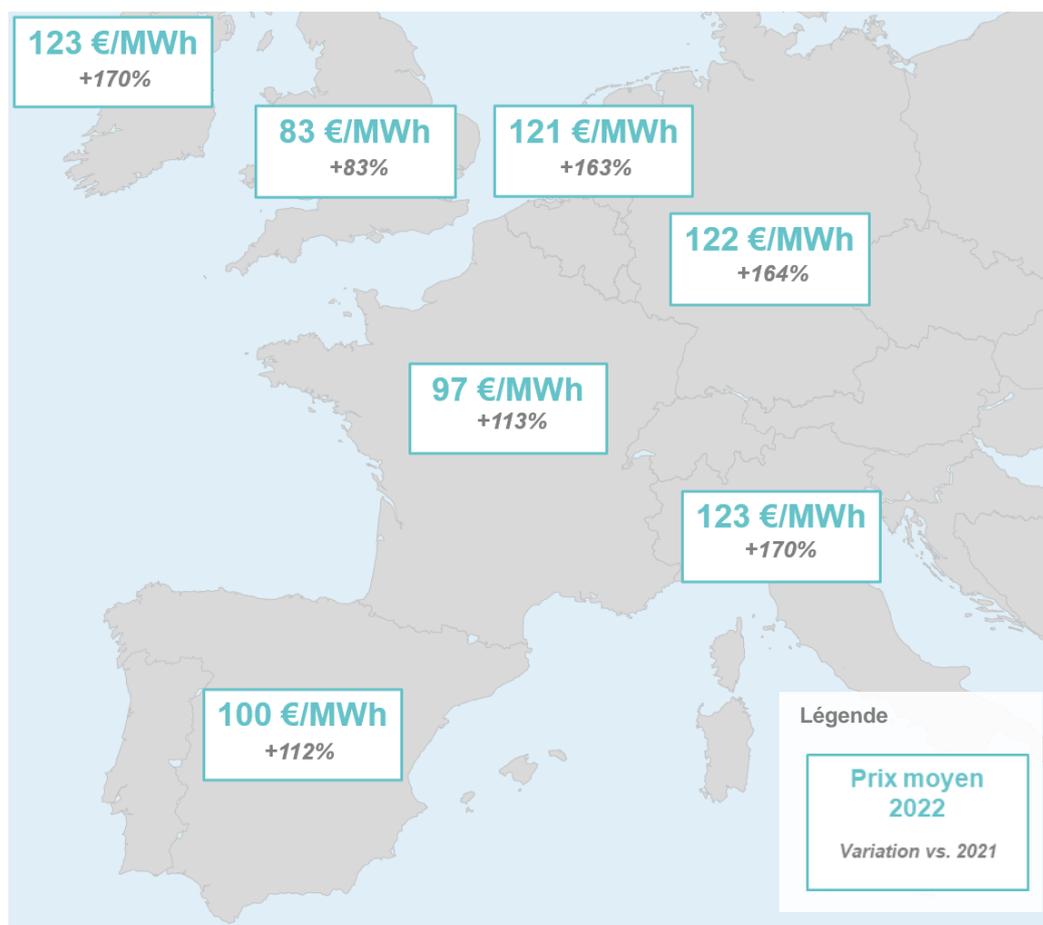
Source : EEX – Analyse : GRTgaz

Ces prix élevés ont été nécessaires pour attirer le GNL en Europe face à la demande mondiale et la France qui, grâce à sa façade maritime et ses 4 terminaux méthaniers, a conforté sa place de porte d'entrée majeure du GNL pour l'approvisionnement de la plaque européenne.

Les interconnexions ont été sollicitées à leur maximum pour acheminer le GNL vers l'Est de l'Europe, plus dépendant des entrées de gaz russe par canalisation. C'est ainsi que GRTgaz a envoyé physiquement pour la première fois de son histoire du gaz vers l'Allemagne à partir du 13 octobre 2022, tandis que le point d'interface avec la Belgique était fortement sollicité en sortie depuis la France pour alimenter plus largement les pays au Nord-Ouest de l'Europe.

L'accès facilité aux nouvelles sources de gaz pour les pays situés à l'ouest de l'Europe a permis à ces derniers de bénéficier d'un prix plus attractif sur leur place de marché.

Figure 7 - Moyenne des prix spot du gaz en 2022 sur les différentes places de marché européennes et leur évolution par rapport à 2021



Source : EEX – Analyse : GRTgaz

## 2. De grandes avancées législatives européennes

### 2.1. Mise en œuvre du pacte vert pour l'Europe - Ajustement à l'objectif 55

En juillet 2021, la Commission européenne a adopté le paquet « Ajustement à l'objectif 55 », un ensemble de mesures législatives (directives et règlements) visant à traduire concrètement l'objectif de réduction des émissions d'au moins 55% d'ici 2030, nécessaire pour respecter la trajectoire fixée par l'Accord de Paris.

Ce paquet ambitieux touche l'ensemble des secteurs de l'économie : industrie, transports, bâtiment, agriculture ou encore forêt pour décliner le pacte vert européen et définir le cadre requis pour atteindre les objectifs de décarbonation.

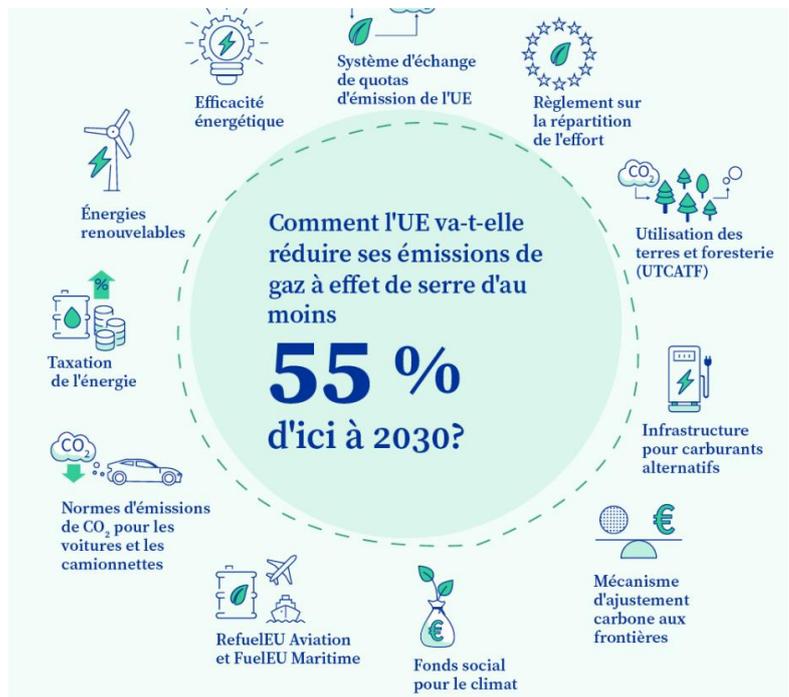
Les principaux objectifs portent sur :

- Réforme du marché européen du carbone (ajustement du plafond, suppression des exemptions pour l'aviation, inclusion du transport maritime, mécanisme séparé pour le transport routier et le chauffage des bâtiments) et création d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (CBAM).
- Objectifs contraignants pour la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen et pour l'efficacité énergétique.
- Réduction de 100 % des émissions des nouveaux véhicules d'ici à 2035.
- Réduction de l'empreinte environnementale de l'aviation et du transport maritime en favorisant les carburants durables.
- Rehaussement des niveaux de taxation sur les combustibles fossiles, suppression des exonérations.
- Objectifs pour la mise en place d'une infrastructure pour les carburants alternatifs.
- Place importante pour le H<sub>2</sub> dans la décarbonation de l'économie européenne.

Il comprend treize mesures juridiquement contraignantes (directives et règlements) qui concernent notamment la mise en place d'une taxe carbone aux frontières de l'Union européenne, le renforcement du marché européen du carbone ou encore la fin de la vente des voitures thermiques pour 2035 :

- Refonte du marché du carbone et nouveau marché du carbone pour le transport routier, le bâtiment et le transport maritime.
- Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières.
- Fin des quotas de carbone gratuits pour l'aviation.
- Création d'un fonds social pour le climat pour accompagner la transition.

Figure 8 - Illustration du contenu du paquet "Fit for 55"



Source : Conseil Européen

- Renforcement des puits de carbone naturels.
- Doublement de la part des énergies renouvelables.
- Refonte de la fiscalité de l'énergie.
- Réduction de la facture énergétique des bâtiments.
- Réduction des émissions des voitures neuves (fin de vente des voitures thermiques en 2035).
- Déploiement d'infrastructures de distribution des carburants alternatifs.
- Augmentation de la part des carburants durables pour l'aviation.
- Incitation à l'utilisation de carburants durables dans le secteur maritime.
- Répartition des efforts climatiques entre États membres.

Pour la filière gaz, l'implémentation complète de ce paquet législatif réduirait la consommation de gaz de 30%, soit 116 milliards de m<sup>3</sup>, d'ici 2030. Il incite également à la diversification des approvisionnements grâce au développement des énergies vertes telles que le biométhane et l'hydrogène.

## 2.2. REpowerEU - action européenne conjointe en faveur d'une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable

La Commission européenne a publié le paquet REPowerEU le 18 mai 2022, un plan d'action visant à accélérer la transformation du modèle énergétique européen pour pallier les conséquences de la guerre Russo-Ukrainienne. Le plan est basé sur 3 axes : réaliser des économies d'énergie, produire une énergie propre et diversifier nos sources d'approvisionnement en énergie. La Commission a proposé des mesures d'urgences concernant les prix de l'énergie et le stockage du gaz et des mesures de moyen-long terme en renforçant l'efficacité énergétique et en augmentant le recours aux énergies renouvelables.

Les mesures de court terme portent sur :

- Achats communs de gaz, de GNL et d'hydrogène par l'intermédiaire de la plateforme énergétique de l'UE pour tous les États membres qui souhaitent y participer, ainsi que pour l'Ukraine, la Moldavie, la Géorgie et les Balkans occidentaux
- Une communication de l'UE sur les économies d'énergie contenant des recommandations à destination des citoyens et des entreprises
- Remplissage des installations de stockage de gaz jusqu'à 80 % de leur capacité d'ici au 1er novembre 2022
- Plans de coordination de l'UE en matière de réduction de la demande en cas de rupture de l'approvisionnement en gaz
- Nouveaux partenariats énergétiques avec des fournisseurs fiables, y compris la coopération future en matière d'énergies renouvelables et de gaz à faible teneur en carbone
- Déploiement rapide de projets photovoltaïques et éoliens combiné au déploiement de l'hydrogène renouvelable
- Augmentation de la production de biométhane afin de réduire les importations de gaz
- Approbation des premiers projets dans le domaine de l'hydrogène à l'échelle de l'UE d'ici l'été

Les mesures à moyen terme à exécuter avant 2027 portent sur :

- Nouveaux plans REPowerEU nationaux au titre du Fonds pour la reprise et la résilience modifié — pour soutenir les investissements et les réformes pour un montant de 300 milliards d'euros
- Stimuler la décarbonation industrielle grâce à des projets bénéficiant de financements anticipés pour un montant de 3 milliards d'euros au titre du Fonds pour l'innovation
- Nouvelle législation et recommandations concernant l'accélération de l'octroi de permis pour les projets liés aux énergies renouvelables en particulier dans des « zones propices au déploiement des énergies renouvelables » spécifiques présentant des risques faibles pour l'environnement
- Investissements dans un réseau intégré et adapté d'infrastructures gazières et électriques

- Ambition accrue en matière d'économies d'énergie en relevant l'objectif d'efficacité énergétique à l'échelle de l'UE de 9 % à 13 % à l'horizon 2030
- Faire passer de 40 % à 45 % l'objectif de l'UE à l'horizon 2030 en matière d'énergies renouvelables
- Nouvelles propositions de l'UE visant à garantir l'accès de l'industrie aux matières premières critiques
- Mesures réglementaires visant à accroître l'efficacité énergétique dans le secteur des transports
- Une initiative « Accélérateur Hydrogène » pour porter la capacité de fabrication d'électrolyseurs à 17,5 GW d'ici 2025 afin d'alimenter l'industrie de l'UE avec une production domestique de 10 Mt d'hydrogène renouvelable
- Un cadre réglementaire moderne pour l'hydrogène

Les mesures envisagées permettraient de réduire d'au moins 155 milliards de m<sup>3</sup> l'utilisation de gaz fossiles en Europe, soit au-delà des objectifs fixés dans les propositions « Ajustement à l'objectif 55 » de la Commission. Ces 155 milliards de m<sup>3</sup> correspondent également au volume de gaz importé de Russie en 2021.

En outre, la Commission fixe un nouvel objectif de 35 milliards de m<sup>3</sup> de biométhane injectés dans les réseaux de gaz naturel d'ici à 2030 pour aider à la réduction des imports russes, soit 17 milliards de m<sup>3</sup> de plus que l'objectif « Ajustement à l'objectif 55 » accompagné d'une enveloppe de 37 mds€ d'investissement entre 2022 et 2030.

Enfin, du côté de l'hydrogène, les objectifs de production et d'imports sont portés à 27 milliards de m<sup>3</sup> avec une enveloppe de 27 mds€ d'investissements pour la production par électrolyse et l'acheminement. L'objectif de 6,6 Mt de production domestique défini dans le paquet « Ajustement à l'objectif 55 » est désormais porté à 10,1 Mt d'hydrogène produit en Europe. La Commission fixe également un objectif d'import d'hydrogène renouvelable de 6 Mt et environ 4 Mt d'ammoniac.

### **2.3. Le 4<sup>ème</sup> paquet gaz entre décarbonation du gaz et création du marché de l'hydrogène**

Le 4<sup>ème</sup> paquet gaz à venir est une révision de la législation gaz et, vise notamment à décarboner le marché du gaz en facilitant l'intégration des gaz renouvelables et bas carbone, et à faire émerger d'ici 2030 un grand marché de l'hydrogène.

Il a également pour rôle de mettre en place un nouveau marché de l'hydrogène qui reposerait sur des principes réglementaires de long terme et un régime transitoire d'ici-là. Il promouvrait la création d'une infrastructure spécifique pour l'hydrogène, la coordination et l'interconnexion transfrontières. Il permettrait à la fois le développement de règles techniques spécifiques et la mise en place d'une structure pour assurer la planification et l'harmonisation.

Il viserait une planification intégrée des réseaux d'électricité, de gaz et d'hydrogène et contribuerait à améliorer la résilience du système énergétique européen et la sécurité énergétique avec en sus la mise en place de dispositions spécifiques pour la cybersécurité.

Enfin, il protégerait les consommateurs, leur donnerait les moyens d'agir en facilitant le changement de fournisseur d'énergie, et renforcerait les dispositions en matière de droits contractuels fondamentaux (conditions tarifaires précises, équitables et transparentes, possibilité de choisir les gaz verts au lieu du gaz fossile).

# 3. La transition énergétique en France en pleine accélération avec la crise ukrainienne

## 3.1. Loi climat et résilience

Issue des travaux de la Convention citoyenne pour le climat, la loi portant lutte contre le dérèglement climatique et le renforcement de la résilience face à ses effets a été promulguée et publiée au Journal officiel le 24 août 2021.

Pour la filière gaz, cette loi définit un nouveau cadre de soutien au biogaz en créant un dispositif de certificats de production de biogaz (articles L446-31 à L441-36 du Code de l'énergie).

Le décret n°2022-640 du 25 avril 2022 précise le dispositif de certificats de production de biogaz. Ce dispositif de certificats de production de biogaz vise à favoriser la production de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel. Il crée une obligation d'incorporation, c'est-à-dire qu'il impose aux fournisseurs de gaz naturel une obligation de restitution à l'État de certificats. Les fournisseurs de gaz naturel peuvent s'acquitter de cette obligation, soit en produisant directement du biogaz injecté dans un réseau de gaz naturel, soit en acquérant des certificats auprès de producteurs de biogaz.

Dans ce dispositif, les producteurs de biogaz commercialisent indépendamment la molécule de biogaz et les certificats de production de biogaz. Ce dispositif permet ainsi aux producteurs de biogaz, au-delà de la vente physique du biogaz, de disposer d'un revenu supplémentaire lié à la commercialisation des certificats de production de biogaz. Le biogaz faisant l'objet de ces certificats ne bénéficie pas de soutien via des tarifs de rachat.

## 3.2. Plan de sobriété énergétique et nouvelles dispositions relatives à l'interruptibilité

Le plan de sobriété énergétique a été annoncé le 6 octobre 2022 par le gouvernement. Son objectif : une réduction de 10 % de la consommation d'électricité et de gaz d'ici 2024. Il concerne l'ensemble de la société : État, entreprises, collectivités et citoyens.

Le programme s'articule autour de 15 « mesures phares » destinées à lutter contre le gaspillage et à mieux gérer la consommation d'énergie dans tous les secteurs de l'économie, de l'administration publique et au sein des foyers.

Enfin, deux arrêtés relatifs à l'interruptibilité de la consommation de gaz naturel sont parus le 3 octobre 2022.

Désormais, un contrat d'interruptibilité garantie peut être conclu pour un lieu de consommation sous réserve du respect des trois conditions suivantes :

- Le point de livraison dont dépend le lieu de consommation livre du gaz exclusivement à ce lieu de consommation ;

- Une consommation annuelle de gaz naturel supérieure à 5000 mégawattheures doit avoir été mesurée sur le lieu de consommation au cours de l'année civile précédant la signature du contrat d'interruptibilité garantie ;
- Aucune activité de production d'électricité à partir de gaz naturel ne doit être exercée sur le lieu de consommation.

Le volume de capacités interruptibles à contractualiser par les gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel est fixé dans la limite de 144 000 MWh/j pour les contrats conclus par GRTgaz et 6 000 MWh/j pour les contrats conclus par Teréga.

### **3.3. Loi relative à l'accélération de la production d'ENR**

Le 26 septembre 2022, la ministre de la Transition énergétique a présenté un projet de loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables. Ce projet de loi entend concilier l'amélioration de l'acceptabilité locale avec l'accélération du déploiement des énergies renouvelables. Ce projet de loi fait suite au paquet réglementaire engagé à l'été 2022 pour débloquer près de 10 GW de projets et à la mobilisation des préfets et de l'ensemble des services de l'État dans les territoires pour faciliter la transition.

Il doit permettre de lever les freins législatifs et de matérialiser l'ambition de diviser par deux les délais de réalisation des projets d'énergies renouvelables notamment en accélérant les procédures d'autorisation des projets sans pour autant renier les exigences environnementales, en libérant le foncier nécessaire déjà artificialisé ou ne présentant pas d'enjeux environnementaux majeurs, et en améliorant le financement et l'attractivité des projets en partageant la valeur et les bénéfices économiques avec les riverains et les communes d'installation.

Il définit par ailleurs un cadre propice au développement de contrats directs entre consommateurs et producteurs d'énergie, dans une logique de « circuit court ».

Le projet de loi vise à élargir le dispositif des contrats d'expérimentation mis en place pour le biogaz aux projets de production de gaz bas-carbone ou de gaz renouvelable qui utilisent des technologies innovantes, dont la méthanisation, la méthanation, la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale ou l'hydrogène renouvelable.

Le texte de ce projet de loi a été adopté par le Sénat le 7 février 2023 et promulgué le 10 mars 2023.

### **3.4. Textes réglementaires de soutien au biométhane**

Deux textes réglementaires sont parus à l'automne 2022 en soutien à la production de biométhane.

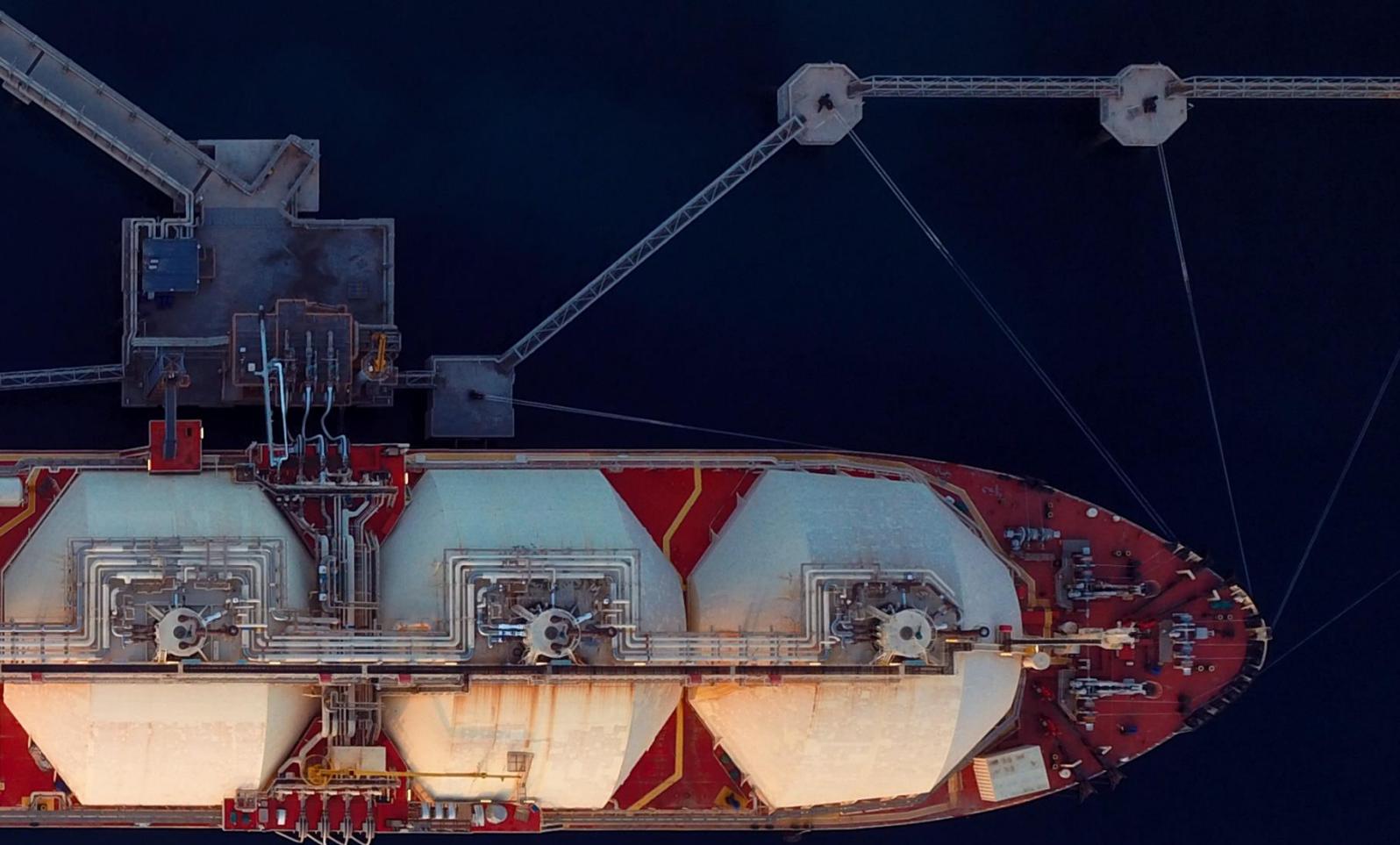
Le premier, le décret n° 2022-1248 du 20 septembre 2022 relatif à l'allongement du délai de mise en service des unités de méthanisation. Ce décret permet à certaines installations de bénéficier d'une prolongation de 18 mois du délai de mise en service.

Le second, l'arrêté du 20 septembre 2022 portant modification de l'arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. Cet arrêté permet l'intégration de l'inflation dans le tarif d'achat du biométhane.





**GRTgaz**



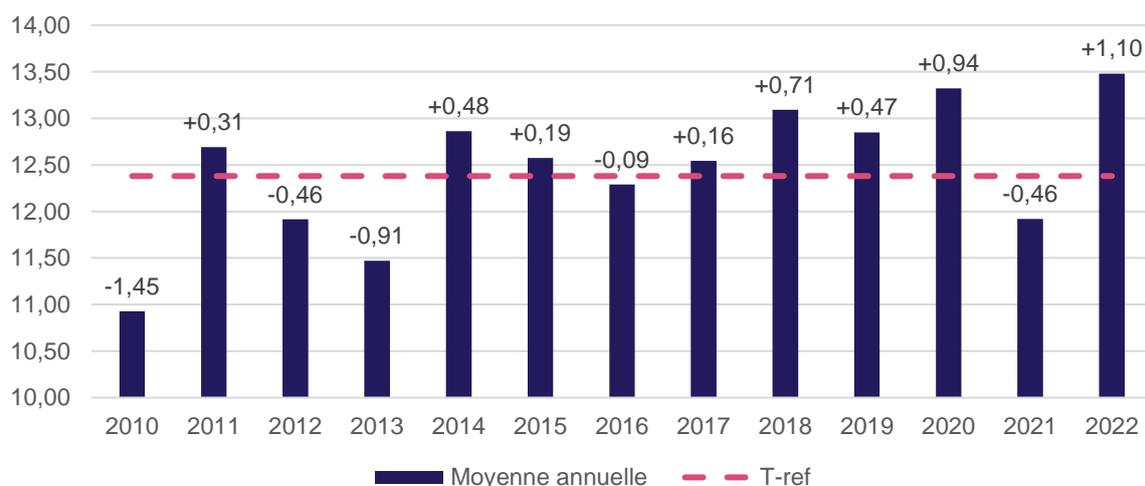
## Chapitre II – Bilan Gazier

# 1. Bilan gazier français 2022

## 1.1. La demande

En 2022, les records de températures ont été battus, et l'année a été la plus chaude jamais enregistrée par Météo France. En contraste, l'année 2021 avait été une année plus froide que la référence. L'écart des températures moyennes entre 2021 et 2022 s'élève à +1,58°C<sup>8</sup>. À noter que dans le monde, les 7 dernières années ont été les plus chaudes jamais enregistrées.

Figure 9 - Evolution et écart des températures moyennes annuelles pondérées des consommations et écart avec la température de référence en France

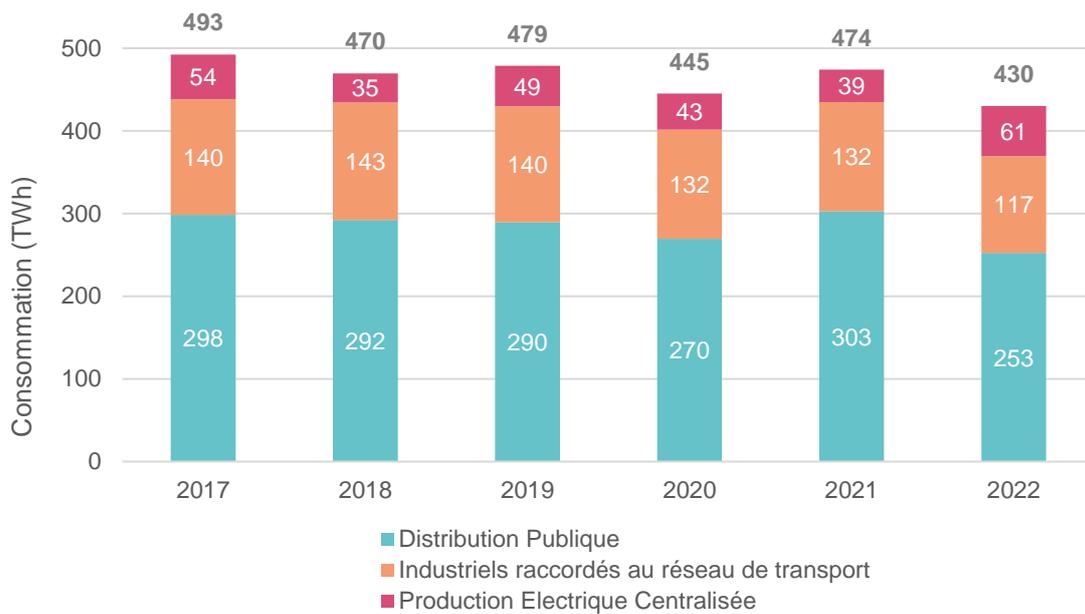


Source : Météo France – Analyse : GRTgaz

En 2022, la consommation brute de gaz est en baisse de 9,3%, et atteint 430 TWh (474 TWh en 2021). Cette baisse reflète une réduction significative des consommations des distributions publiques et des grands industriels raccordés au réseau de transport, liée à un climat doux, à la montée des prix et à la sobriété des consommateurs. Cette baisse est néanmoins compensée en partie par une plus forte sollicitation des centrales électriques au gaz pour assurer l'équilibre du bilan du système électrique.

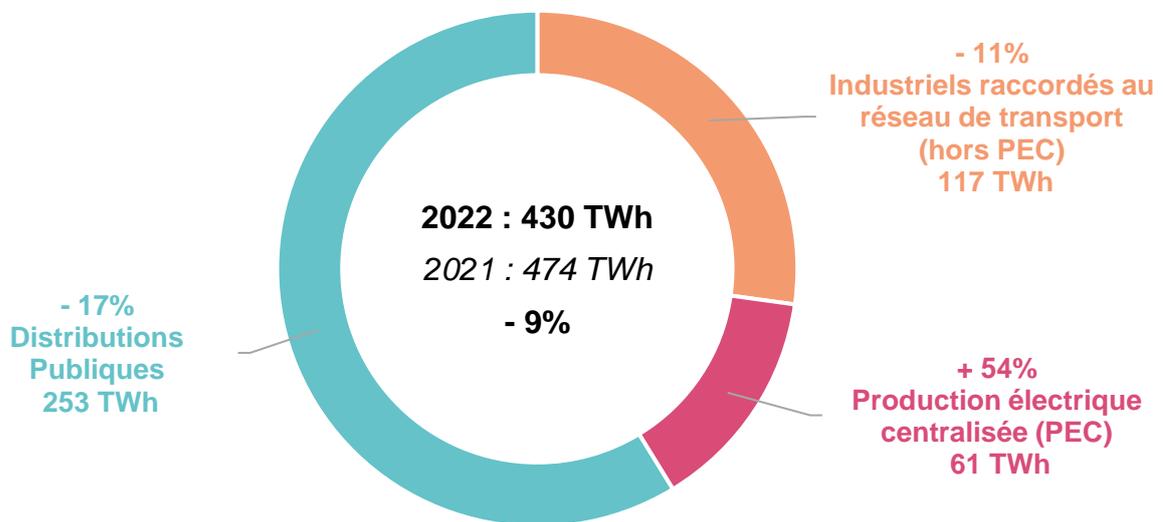
<sup>8</sup> Écart des températures moyennes pondérées des consommations

Figure 10 - Evolution de la consommation brute annuelle en France de 2017 à 2022 ventilée par secteur



Source : GRTgaz, Teréga, ODRE

Figure 11 - Consommation brute de gaz en France en 2022

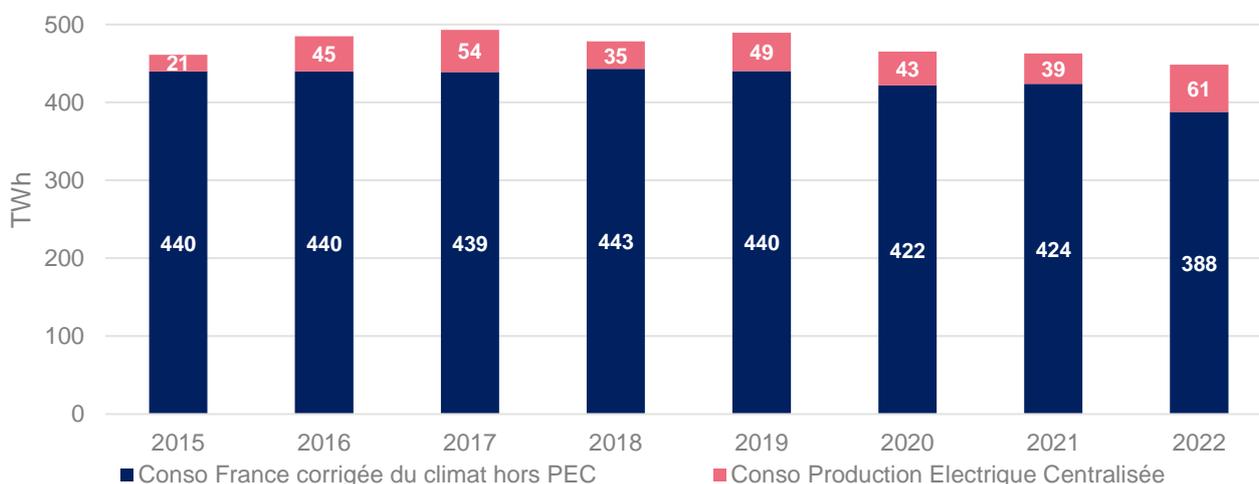


Source : GRTgaz, Teréga, ODRE

Après 5 années de stabilité entre 2015 et 2019, la demande finale de gaz (hors production électrique centralisée), neutralisée des aléas climatiques, avait baissé en 2020 subissant l'effet de la crise sanitaire (confinements). L'année 2021 n'a pas marqué de reprise des consommations corrigées du climat en raison d'une reprise économique atone dans la plupart des secteurs des clients gaz (difficultés d'approvisionnement en matières premières et semi-conducteurs) effacée par un contexte particulier dans le raffinage et pétrochimie.

En 2022 la baisse a continué, en lien avec la hausse des prix de l'énergie engendrée par la guerre Russo-Ukrainienne. Aussi la consommation finale de gaz (hors Production Électrique Centralisée) en 2022, neutralisée des effets climatiques, affiche une baisse d'environ 12% par rapport à la moyenne des 5 années pré-CoViD (2015-2019)

Figure 12 - Evolution de la consommation de gaz en France, neutralisée des effets climatiques



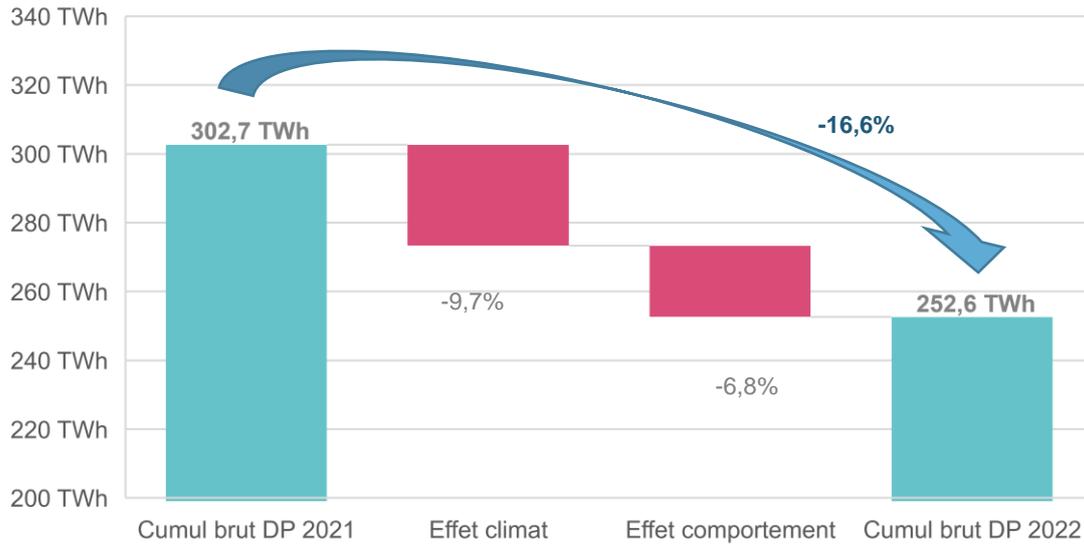
Sources : GRTgaz, GRDF, ODRE – Analyse : GRTgaz

### 1.1.1. Consommation des distributions publiques et régies

Les consommations brutes des distributions publiques sont en baisse de 16,6% entre 2021 et 2022, sous l'effet conjugué d'un climat doux et d'efforts de sobriété. L'année 2022, la plus chaude jamais enregistrée par Météo France, affiche un écart avec 2021 de +1,58°C en moyenne annuelle pondérée des consommations.

Sur la base des données définitives, le climat doux a eu un effet baissier sur la consommation des distributions publiques d'environ 9,7% par rapport à 2021. Le reste de la baisse (-6,8%) est attribué à un changement de comportement des consommateurs, à la fois lié à la hausse des prix de l'énergie au cours de l'année 2022, mais également du fait de la prise de conscience civique de la nécessité de réduire nos consommations d'énergie. Ce changement de comportement intègre la baisse du nombre de clients gaz dont l'effet peut être estimé à environ -1% sur la consommation de gaz des distributions publiques.

Figure 13 - Décomposition de la baisse de consommation brute de gaz des Distributions Publiques en France par type d'effet

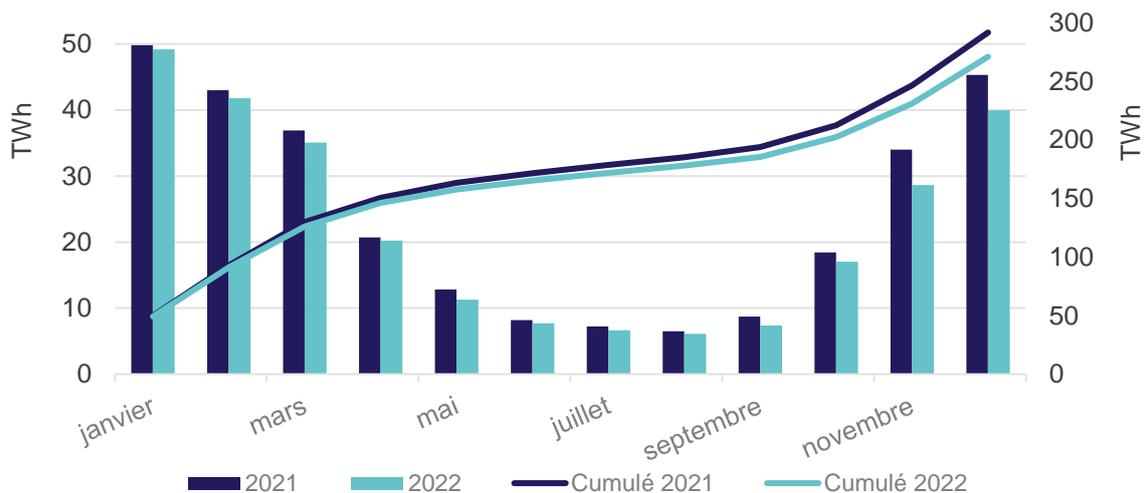


Source : GRDF, ELD – Analyse : GRTgaz

On observe une accentuation de la sobriété des clients des distributions publiques et régies à partir de septembre en lien avec le plan de sobriété du gouvernement.

Dans ce contexte, GRTgaz a mis en place un indicateur de suivi des consommations de gaz pour l'hiver 2022/2023 ainsi qu'une plateforme [myecogaz.com](https://myecogaz.com) informant les Français en temps réel du niveau de consommation de gaz pour limiter les tensions sur l'équilibre offre-demande de gaz en France et ainsi éviter le délestage des grands industriels, essentiellement en cas de froid très intense en hiver.

Figure 14 - Evolution mensuelle et cumulée de la consommation de gaz corrigée du climat des distribution publiques et régies en France

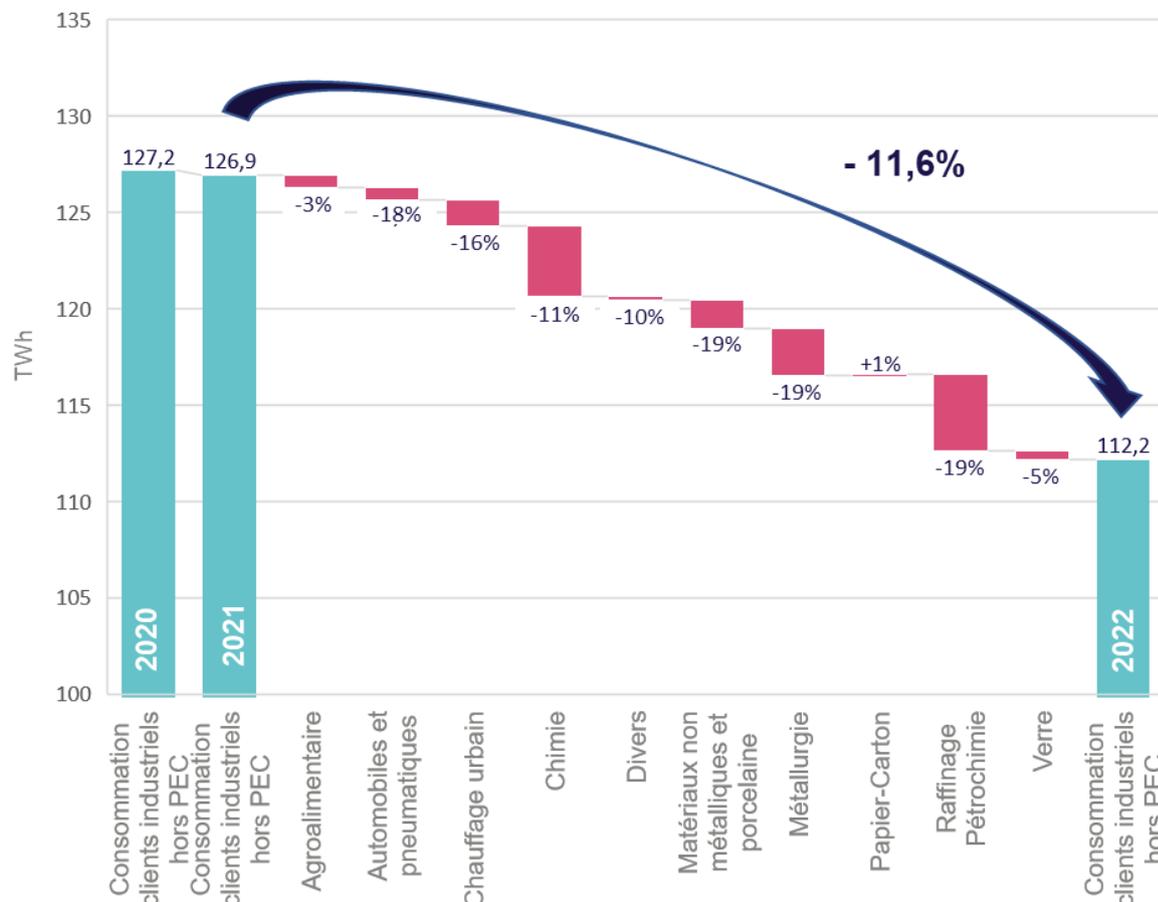


Source : GRTgaz

## 1.1.2. Consommation des industriels

En 2022, dans un contexte de hausse des prix de l'énergie, les industriels ont considérablement réduit leur consommation (-11,6% vs. 2021).

Figure 15 - Evolution des consommations brutes de gaz des clients industriels raccordés au réseau de GRTgaz ventilées par secteur (hors production électrique centralisée)



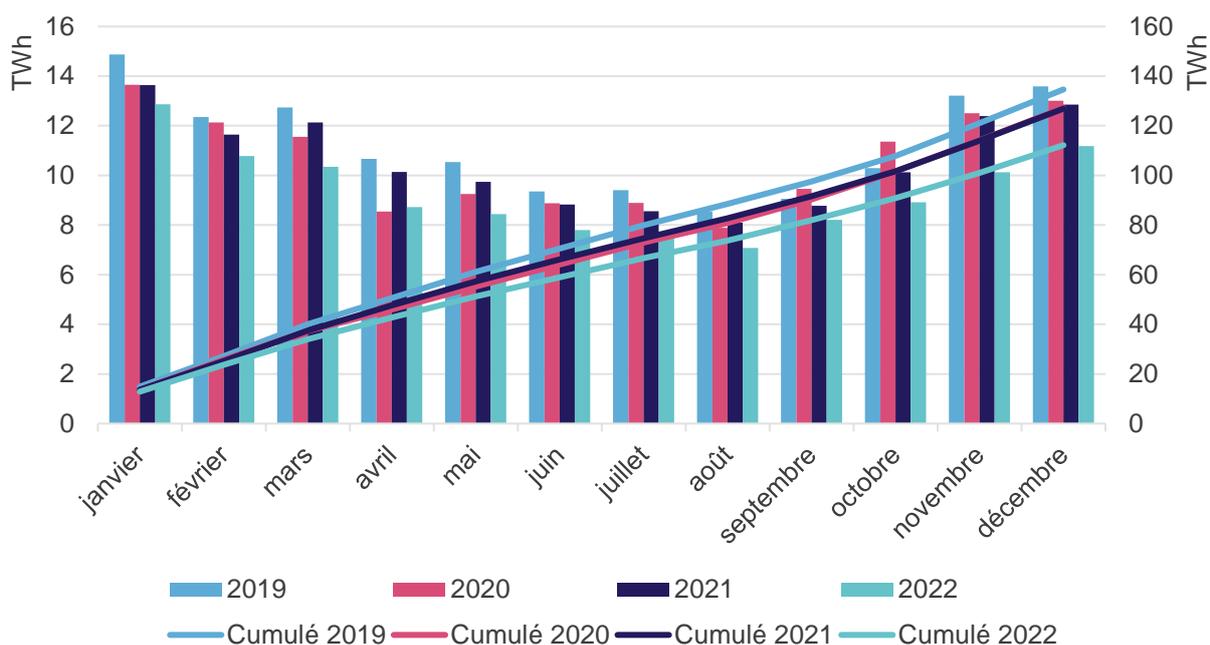
Source : GRTgaz

Depuis 2020, la production du secteur chimie recule en raison de la baisse de la demande et de la crise énergétique. En pratique, les arrêts de production des producteurs d'engrais et d'ammoniac s'expliquent par un prix élevé du gaz à usage matière première.

Dans le secteur de la métallurgie aussi, l'explosion des prix de l'énergie en 2022 a conduit à la mise à l'arrêt de certaines installations. De plus, la demande chinoise (qui représente 50% du marché de l'acier) a fortement baissé en 2022. En 2021, le prix de l'acier était exceptionnellement haut, ce qui avait permis de maintenir des marges sans réduire la production ; en 2022 il a diminué et donc eu un impact sur la rentabilité.

Dans le domaine du raffinage et de la pétrochimie, l'année 2022 a été marquée par de nombreux arrêts pour maintenance et une chute des consommations, elles aussi principalement dues au prix de l'énergie. Les raffineries ont arbitré leurs consommations de gaz vers d'autres produits et ceci jusqu'en septembre.

Figure 16 - Evolution au cours de l'année des consommations des clients industriels raccordés au réseau de transport de GRTgaz



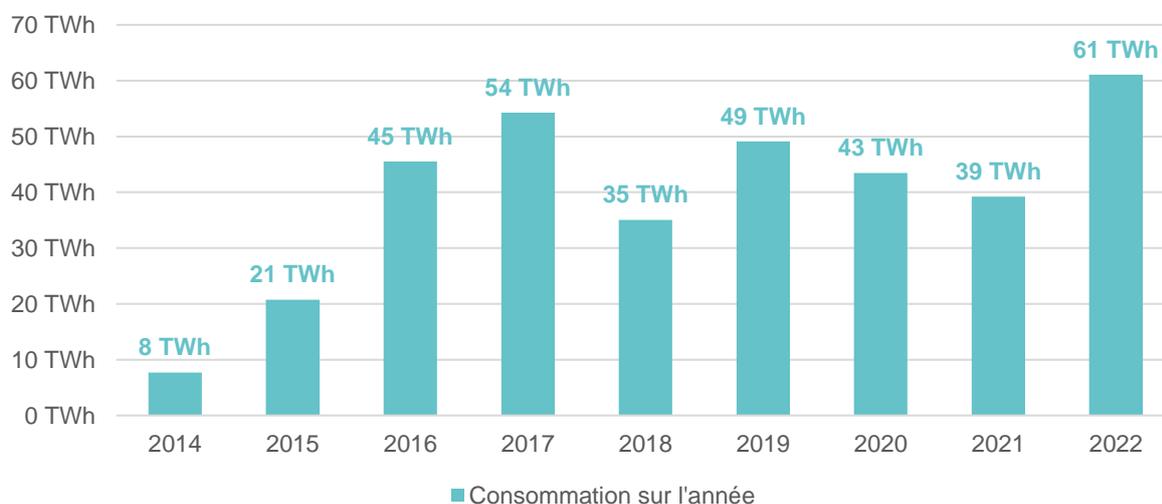
Source : GRTgaz

### 1.1.3. Consommation des productions électriques centralisées

La consommation des centrales à gaz avait baissé en 2021 du fait d'une meilleure disponibilité du parc de centrales nucléaires qu'en 2020.

En revanche en 2022, les centrales à gaz ont été très fortement sollicitées pour pallier les nombreuses indisponibilités des centrales nucléaires, arrêtées pour examen et réparations des circuits concernés par la corrosion sous contrainte, ainsi que la faible hydraulicité nécessitant de préserver l'eau dans les barrages pour l'hiver. Dans ce contexte, 2022 est une année record pour la consommation des centrales électriques à partir de gaz avec 60 TWh consommés sur l'année (+54% vs 2021) dépassant le précédent record de 2017 (54 TWh).

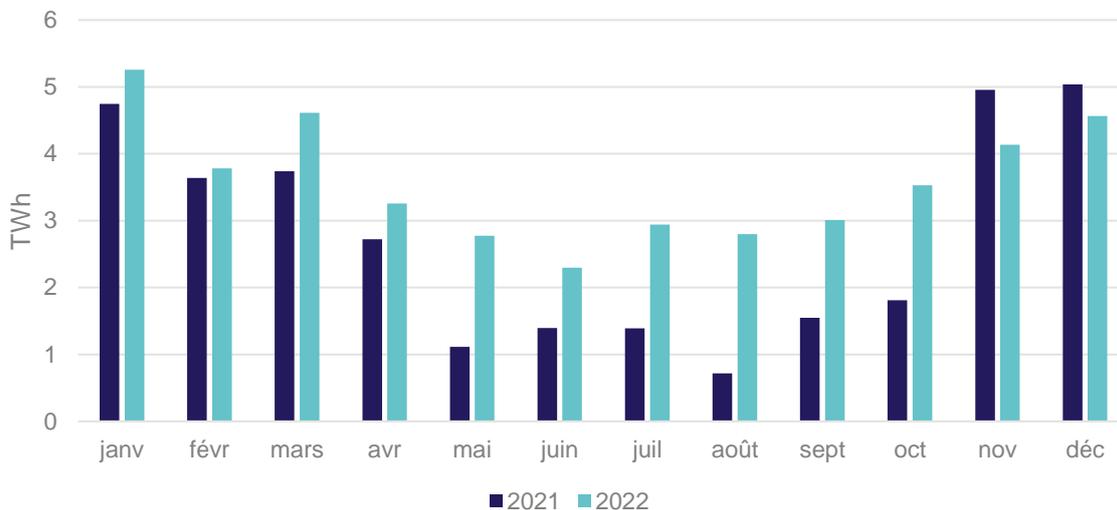
Figure 17 - Evolution de la consommation brute de gaz des productions électriques centralisées



Source : GRTgaz

Les centrales électriques au gaz y compris les sites de cogénération ont fortement produit tout au long de l'année, notamment l'été, jusqu'au retour en ligne des réacteurs des centrales nucléaires en fin d'année.

Figure 18 - Production électrique (centralisée et cogénération) issue du gaz en 2021 et 2022



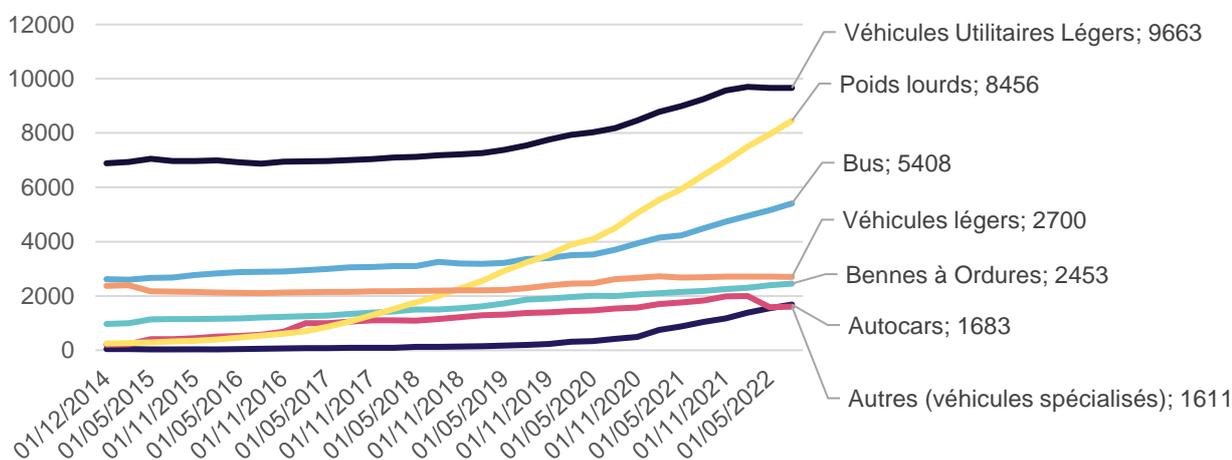
Source : RTE

En mars 2022, la nouvelle centrale de Landivisiau (400 MWe) a été mise en service et a contribué à sécuriser l'approvisionnement électrique de la Bretagne.

#### 1.1.4. Consommation de gaz naturel véhicule (GNV)

Enfin du côté de la demande en gaz naturel véhicule (GNV et BioGNV), le parc continue sa croissance notamment sur la gamme Poids Lourds.

Figure 19 - Evolution du parc de véhicules roulants au gaz naturel ou Biogaz (chiffres arrêtés au 01/08/2022)

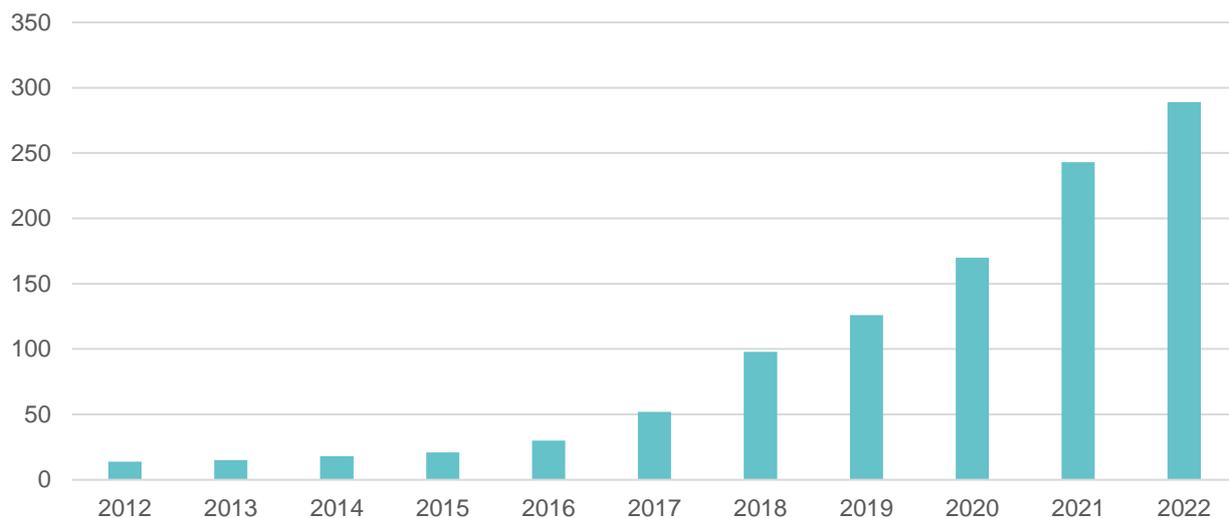


Source : AFGNV

En 2022 46 stations supplémentaires ont été mises en service portant à 289 le nombre de stations publiques en service à fin 2022.

Le GNV/bioGNV est principalement utilisé pour le marché des flottes captives et offre une solution alternative au diesel EURO6 sur le transport lourd à court et moyen termes.

*Figure 20 - Evolution du nombre de points d'avitaillement GNV en service*

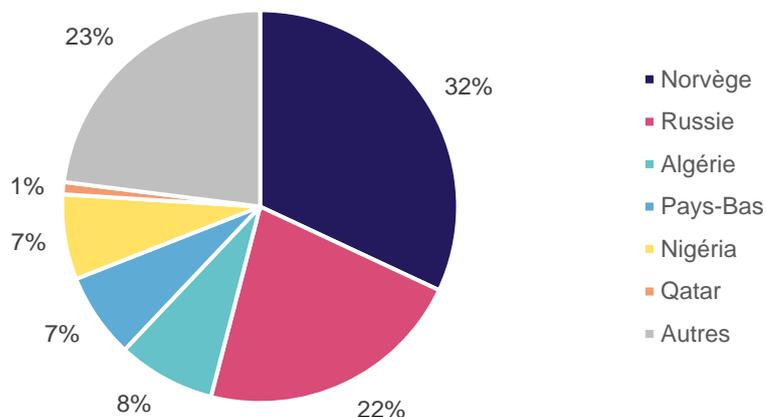


Source : AFGNV

## 1.2. L'offre

La France en 2021 était moins dépendante que l'Europe vis-à-vis des approvisionnements russes. Ces derniers représentaient néanmoins 22% des approvisionnements français.

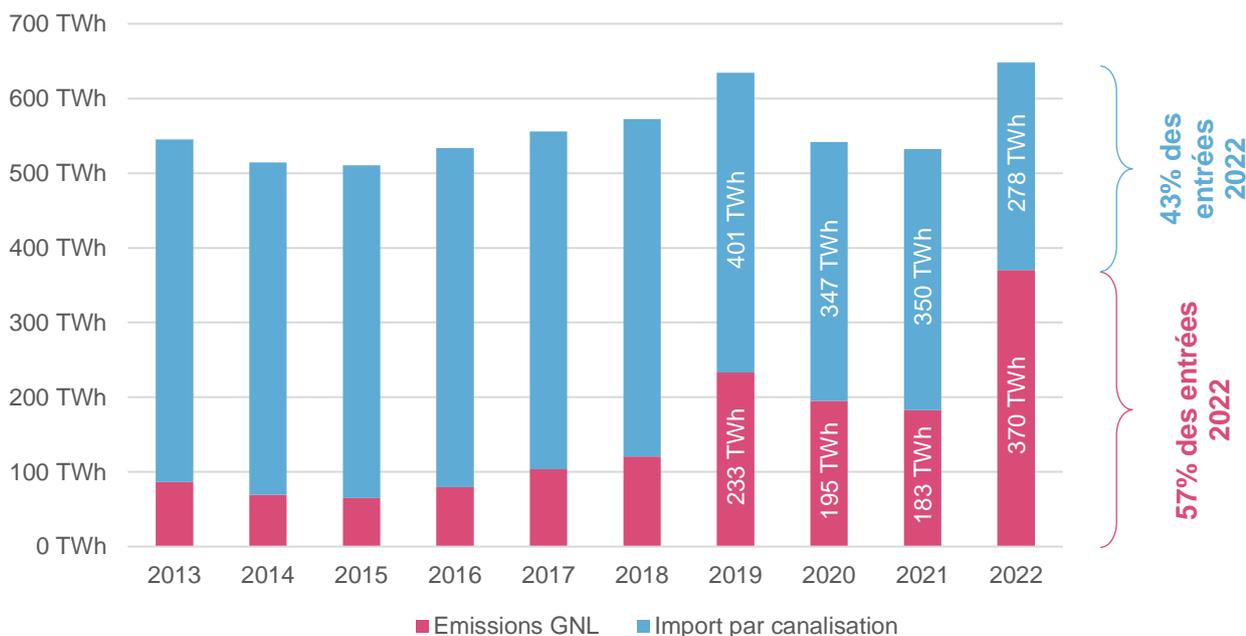
Figure 21 - Importations de gaz naturel en France par pays d'origine en 2021



Source : MTES - SDES

La baisse progressive des flux en provenance de Russie tout au long de l'année 2022 a eu un impact sur le mix d'approvisionnement en gaz, et à l'instar de nombreux autres pays européens la France s'est tournée également vers le GNL. Les imports GNL ont par conséquent doublé et la France, au travers de ses 4 terminaux méthaniers, a assuré une partie de l'approvisionnement de ses pays voisins. La France confirme sa position de porte d'entrée du GNL en Europe.

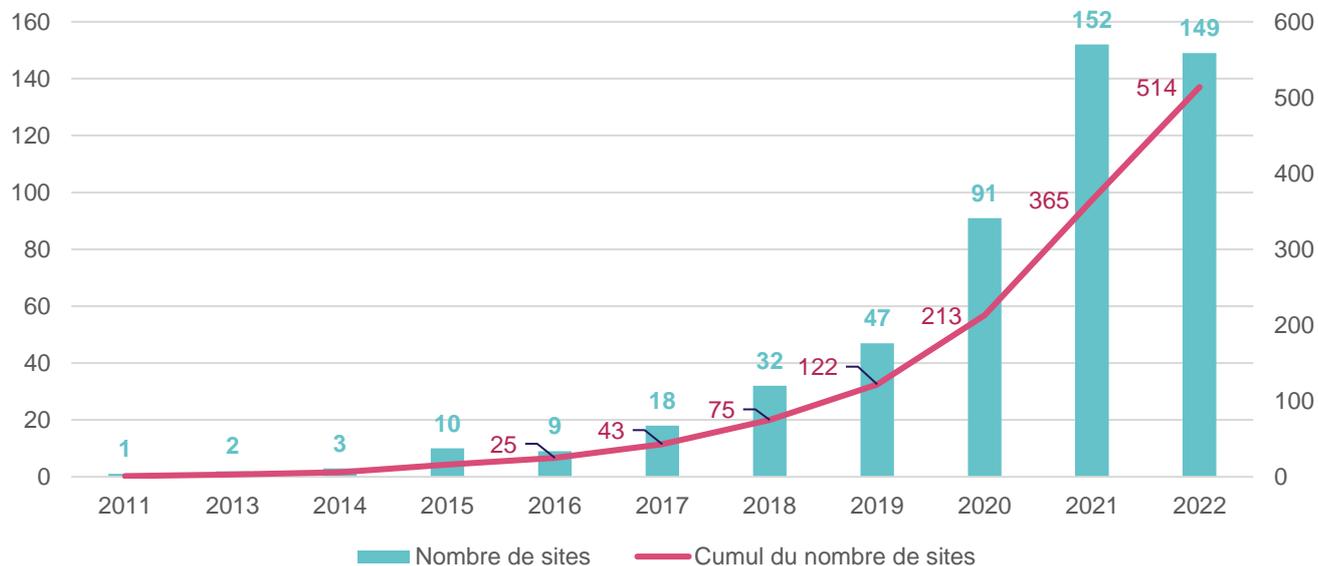
Figure 22 - Evolution des entrées de gaz par canalisation et par les terminaux GNL du territoire français\*



\* y.c. les émissions à destination de la Belgique - Source : GRTgaz, ALSI

Du côté de la production nationale, la filière biométhane maintient un certain dynamisme avec 149 sites supplémentaires mis en service en 2022. Au 31 décembre 2022, la France comptait 514 sites de production de biométhane injectant sur le réseau de gaz naturel représentant une capacité installée de 9 TWh/an.

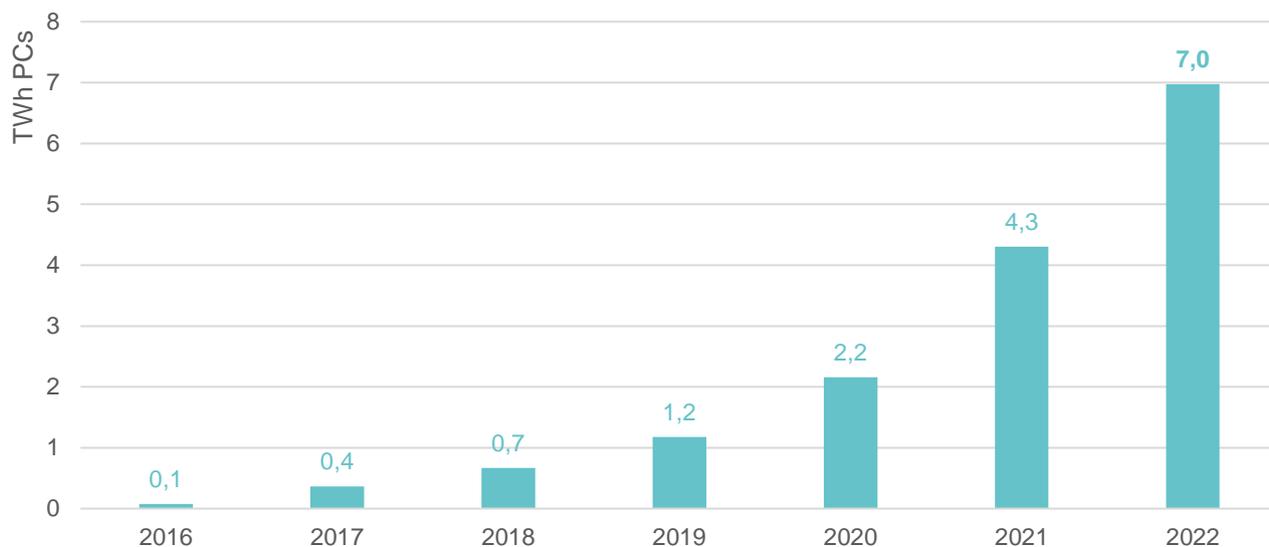
Figure 23 - Evolution des mises en service de sites de production de biométhane en France



Source : ODRE

Les injections de biométhane sur le réseau de gaz français représentent 4,3 TWh en 2021 et près de 7 TWh en 2022.

Figure 24 - Production annuelle de biométhane sur le réseau français de gaz naturel

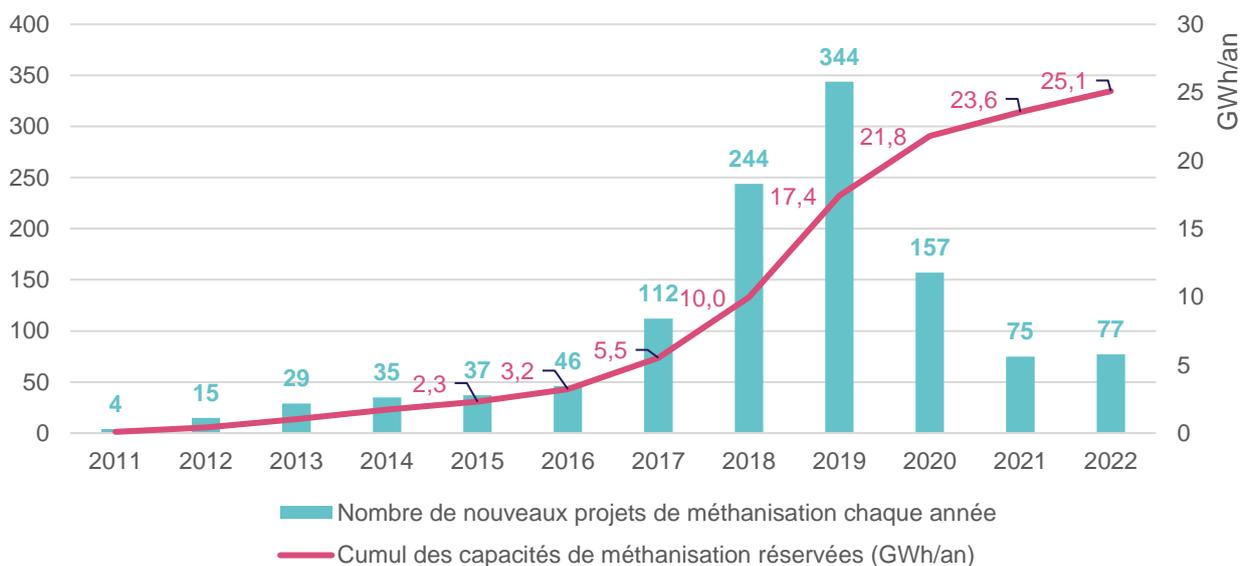


Source : ODRE

Un registre de capacités, tenu par GRTgaz et Teréga, a été mis en place afin de gérer les réservations de capacités et de suivre l'avancement des projets. À fin octobre 2022, 1 160 sites y sont enregistrés représentant une capacité de production de 25 TWh de biométhane.

Le nombre de projets initiés est en baisse depuis 2020 en raison des incertitudes sur les mécanismes de soutien à la filière. Les récentes délibérations de la CRE sur la mise en place des Certificats de Production Biométhane (CPB) et les derniers textes réglementaires sur les tarifs de rachat sont de nature à redynamiser ce registre de capacités.

Figure 25 - Nombre de nouveaux projets chaque année et cumul des capacités réservées dans la file d'attente du registre biométhane en France



Source : ODRE

## 1.3. L'acheminement

### 1.3.1. 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.

L'accès au réseau de transport 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).

Ce modèle simplifié pour les expéditeurs, leur permet, tout en restant équilibrés<sup>9</sup> :

- 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.

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.

Figure 26 - Réseau de transport de gaz français



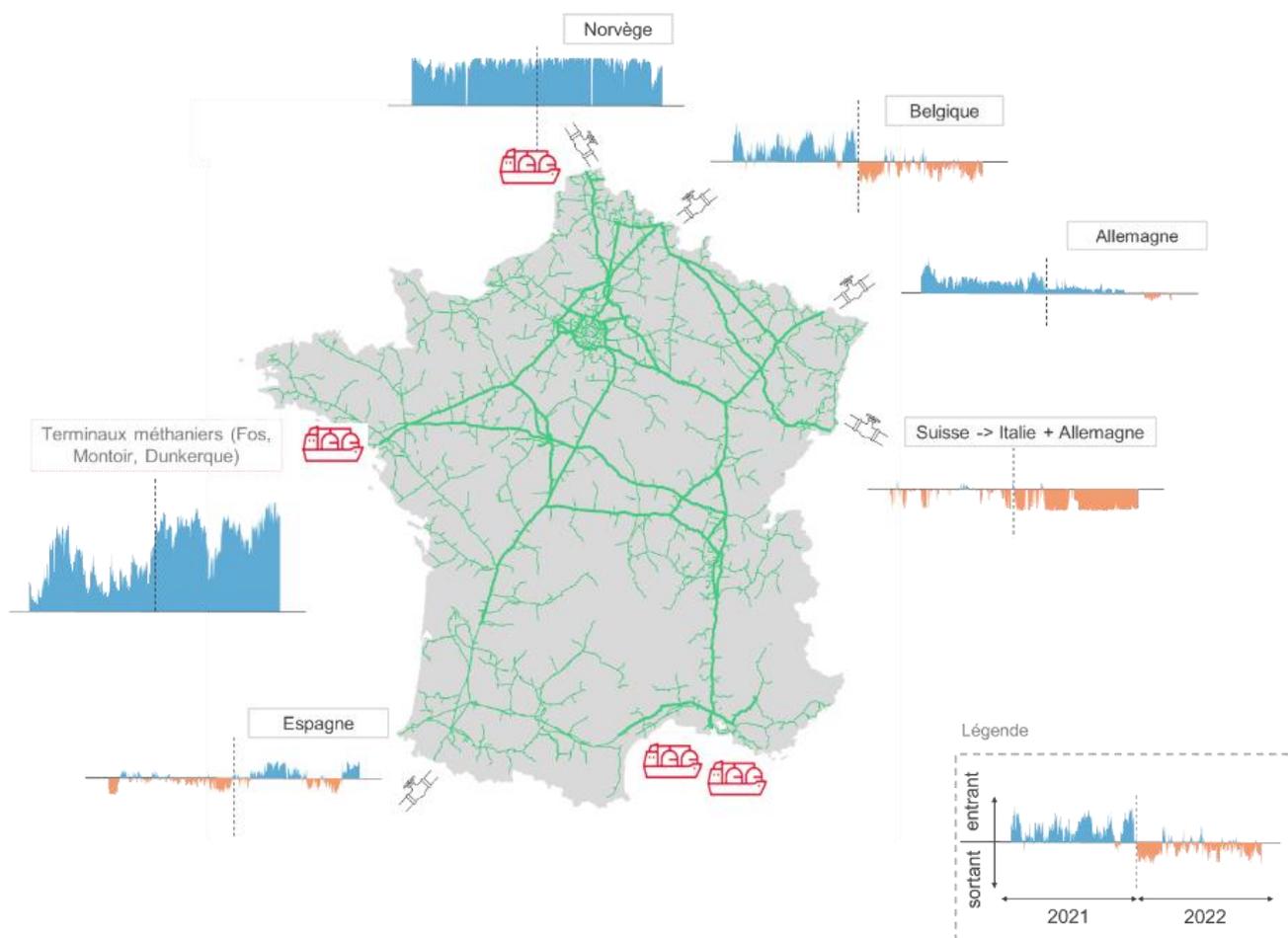
Source : GRTgaz

<sup>9</sup> Les expéditeurs doivent équilibrer leurs entrées et sorties de gaz sur la journée gazière

En 2021, 630 TWh de gaz avait été transportés par GRTgaz en France, en baisse de 1% par rapport à 2020 avec notamment un niveau limité du transit vers les pays adjacents.

En 2022 les schémas de flux ont été significativement modifié en raison de la crise Russo-Ukrainienne. La fin des flux de l'Est de l'Europe vers l'Ouest a accentué l'inversion des flux notamment vers la Belgique, et l'Italie depuis les terminaux méthaniers fortement sollicités mais également avec l'Espagne créant une nouvelle configuration Ouest-Est et Sud-Nord. Pour la première fois, du gaz a été physiquement exporté de la France vers l'Allemagne. La bidirectionnalité des flux aux frontières françaises illustre le niveau de maturité atteint par les réseaux gaziers français et européen, capables de s'adapter à des configurations de flux très variées.

Figure 27 - Evolution des flux physiques entre 2021 et 2022 aux PIR<sup>10</sup> et PITT<sup>11</sup>



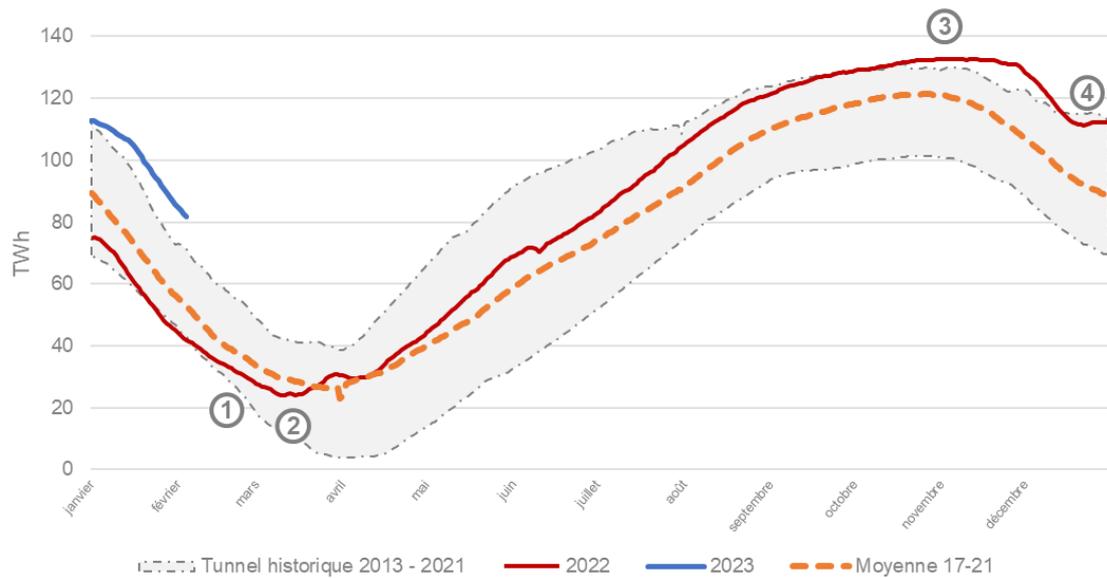
Source : GRTgaz, Teréga, ALSI – Analyse : GRTgaz

La campagne d'injection dans les stockages pour atteindre 100% de remplissage au début de l'hiver 2022 a pesé significativement sur le volume de gaz transité sur le réseau. Les stockages sont passés de 15 TWh de soutirage net en 2021 à 38 TWh d'injection nette en 2022.

<sup>10</sup> Point d'Interconnexion Réseau

<sup>11</sup> Point d'Interconnexion Transport – Terminaux Méthaniers

Figure 28 - Evolution du niveau des stockages de gaz français



Source : AGSI, GIE

Les stockages se trouvaient à un niveau plus bas que la moyenne en début de conflit<sup>①</sup>. Dans le contexte de la guerre en Ukraine et du risque de coupure des approvisionnements russes, la campagne d'injection 2022 a été anticipée<sup>②</sup>. Le niveau de remplissage a atteint 100% en début d'hiver<sup>③</sup>. Des réinjections au même eu lieu en pleine campagne de soutirage en décembre<sup>④</sup>.

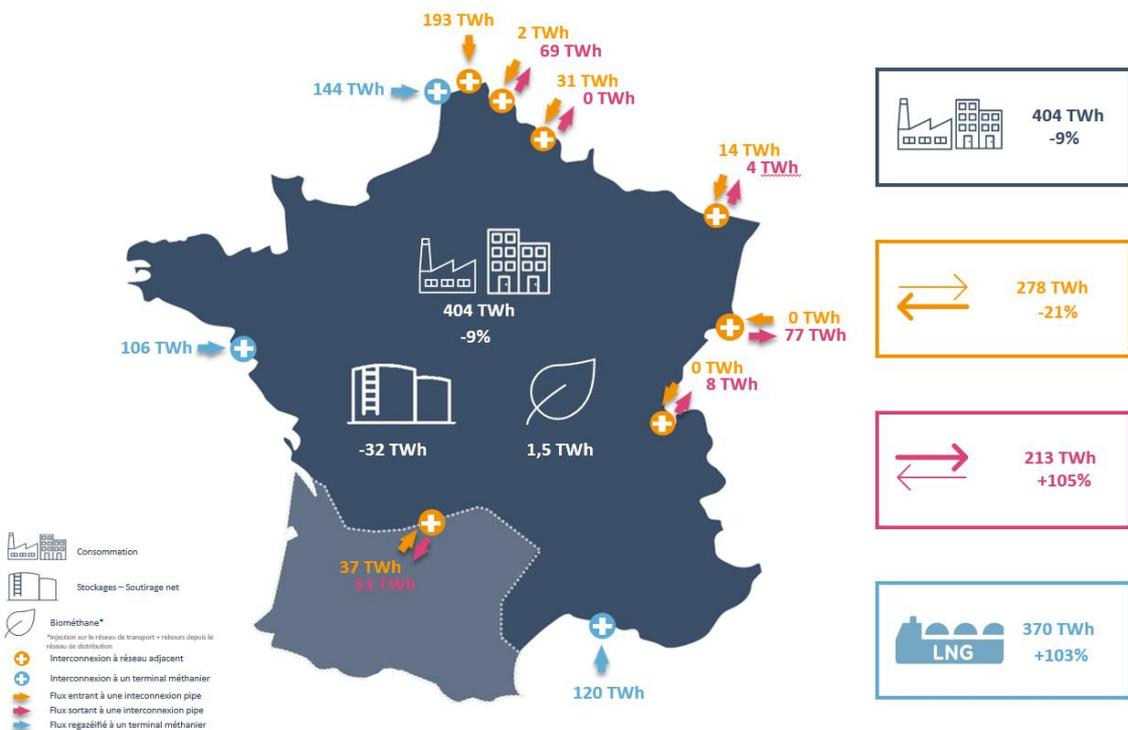
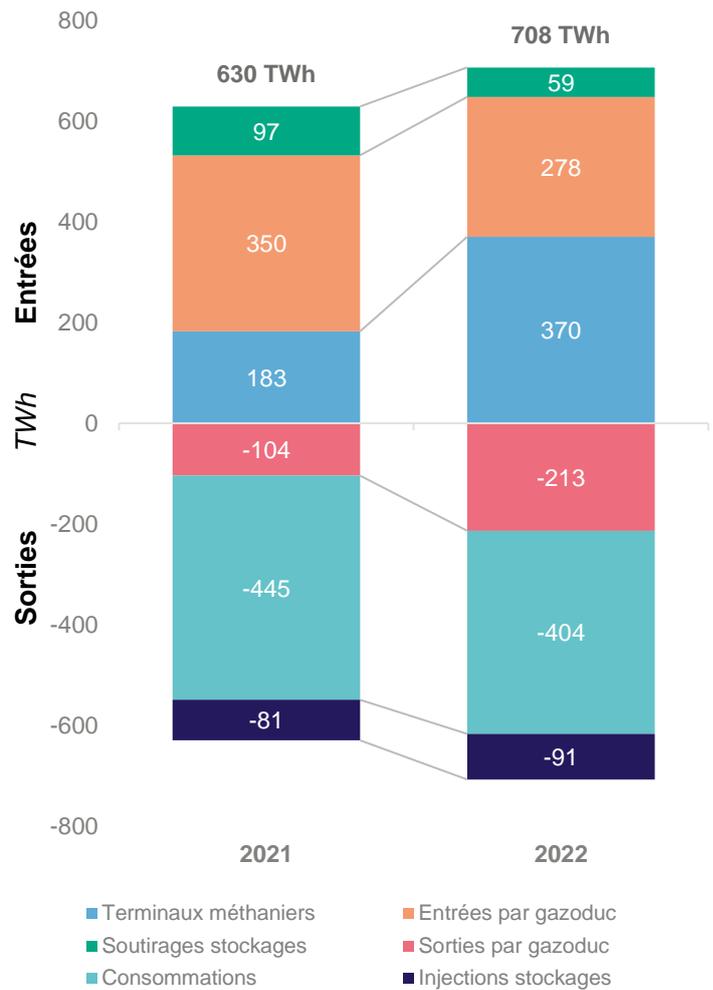
Ainsi les quantités de gaz transportées par GRTgaz en 2022 ont augmenté de 12% pour atteindre 708 TWh.

En substance, la consommation française en 2021 et 2022 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.

Le réseau gazier a été largement sollicité et a démontré sa grande maturité permettant, même dans une situation de crise et de renversement des flux, un accès sécurisé aux gaz, en particulier le GNL, pour assurer les besoins propres à la France et contribuer à alimenter les pays adjacents tels que l'Allemagne, la péninsule ibérique ou l'Italie via la Suisse, tout en accueillant des quantités croissantes de biométhane. Cette fluidité a été rendue possible grâce aux investissements significatifs réalisés ces dix dernières années sur le réseau.

Figure 29 – Niveau et évolution des quantités physiques de gaz transportées sur le réseau de GRTgaz

Flux physiques (TWh)	2022	Évolution par rapport à 2021
<b>ENTREES</b>	<b>708</b>	<b>+12%</b>
<b>Entrées GNL</b>	<b>370</b>	<b>+103%</b>
Dunkerque	144	+175%
Montoir	106	+87%
Fos	120	+63%
<b>Entrées gazoducs</b>	<b>278</b>	<b>-21%</b>
Dunkerque (Norvège)	193	+6%
Virtualys (Belgique)	2	-95%
Taisnières B	31	-27%
Obergailbach (Allemagne)	14	-78%
Midi	37	+124%
Oltingue	0	-80%
<b>Injections biométhane</b>	<b>1,5</b>	<b>+40%</b>
<b>Soutirage Stockage</b>	<b>59</b>	<b>-39%</b>
<b>SORTIES</b>	<b>708</b>	<b>+12%</b>
<b>Sorties gazoducs</b>	<b>213</b>	<b>+105%</b>
Virtualys (Belgique)	69	+263%
Oltingue + Jura (Italie)	85	+276%
Midi	53	-12%
Obergailbach	4	Nouveau flux
<b>Consommations</b>	<b>404</b>	<b>-9%</b>
<b>Injections stockages</b>	<b>91</b>	<b>+12%</b>



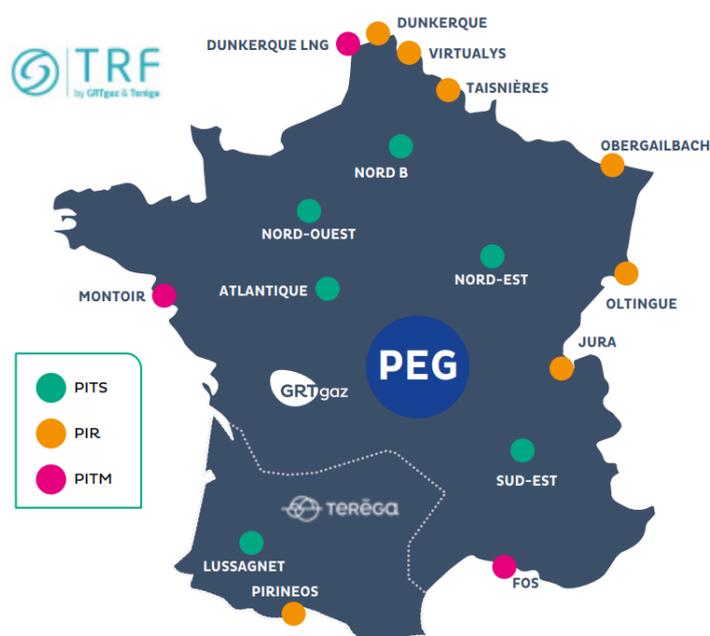
Source : GRTgaz

### 1.3.2. 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 1er novembre 2018. Elle s'appuie sur un schéma optimisé d'investissements 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. Cette orientation a été actée par la CRE dans sa délibération du 7 mai 2014, à la suite d'une consultation publique.

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

Figure 30 - TRF : une zone de marché unique en France



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 ; jusqu'à l'hiver 2022/23, il a été utilisé essentiellement pour résoudre les congestions Nord vers Sud : il a été déclenché 59 fois entre le 1er novembre 2018 et le 1er novembre 2022, pour un montant total de 8,06 M€ 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 dans le sens Nord vers Sud et de réduire les coûts associés.

En revanche depuis l'hiver 2022/23, les GRT font face à des situations inédites de congestion Sud vers Nord en France. En effet, l'interruption des exportations de gaz russe vers l'Europe a depuis plusieurs mois presque entièrement arrêté les entrées de gaz H en France depuis l'Allemagne et la Belgique, mettant le réseau dans une configuration de flux Sud vers Nord en hiver. Or, le 28 novembre dernier cette situation s'est accentuée, car les importations de gaz norvégien via le Point d'Interconnexion Réseau (PIR) Dunkerque ont fortement diminué, créant un déficit significatif de gaz dans le Nord de la France et un excédent dans le Sud, bien approvisionné en gaz naturel liquéfié (GNL) depuis les terminaux méthaniers et l'Espagne ainsi que par les stockages de Lussagnet

et Atlantique. La configuration actuelle du réseau ne permet pas de faire remonter l'intégralité de l'excédent de gaz du Sud vers le Nord, créant une situation de congestion (atteinte de la limite « SN3 »).

Cette situation est rencontrée lorsque le niveau de consommation de gaz est élevé en France et en Europe : le prix du PEG étant l'un des moins élevés d'Europe, le gaz norvégien part préférentiellement dans les autres pays au détriment de la France, ce qui explique la chute des flux au PIR Dunkerque. Par ailleurs, au niveau français, 2/3 des consommations sont situées au Nord, alors que plus de 2/3 des volumes de stockage sont situés au Sud, ce qui accentue le besoin de remonter du gaz du Sud vers le Nord, et contribue également à la congestion.

Plus de 50 spreads localisés ont été lancés fin 2022 pour résoudre ces situations de congestion, pour un montant de plus de 34 M€. 16 restrictions mutualisées ont également dû être déclenchées en dernier recours car les spreads localisés n'étaient pas suffisants pour résoudre les congestions. Les GRT et la CRE étudient actuellement des solutions pour résoudre cette situation.

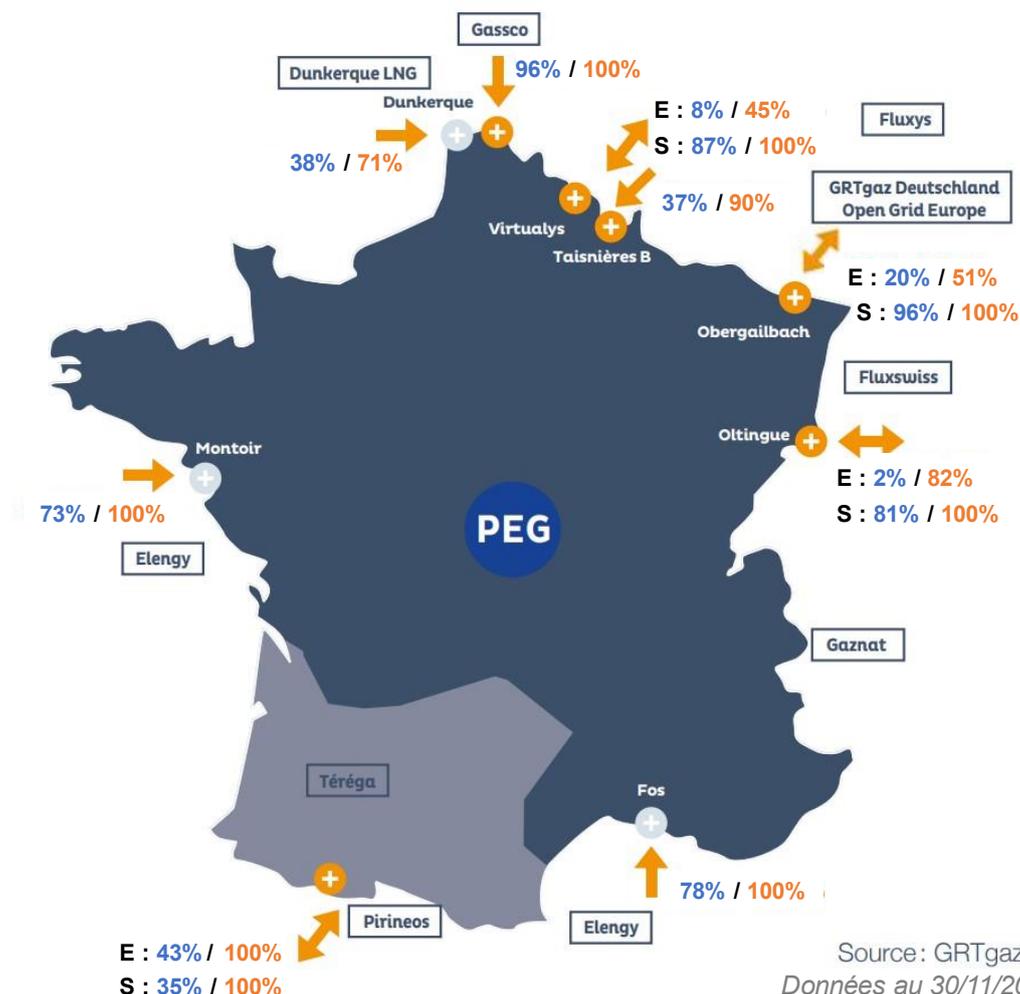
### 1.3.3. Utilisation et souscription de capacités

#### 1.3.3.1 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.

Figure 31 - Taux d'utilisation moyen et maximum des points d'interconnexion au réseau de transport en 2022

Taux d'utilisation moyen 2022 / Taux d'utilisation maximum 2022  
/ par rapport à la capacité technique ferme



Les interconnexions ont été bien plus utilisées qu'auparavant, notamment en entrée depuis la Norvège et depuis les terminaux méthaniers, ainsi qu'en sortie vers l'Allemagne, la Belgique et la Suisse. Le PIR Dunkerque est le point d'entrée le plus sollicité quasiment aux limites de ses capacités. Les conditions ayant fortement varié au cours de l'année, les points offrant des capacités bidirectionnelles (Virtualys, Oltingue, Pirineos et désormais Obergailbach) ont été fortement sollicités dans les deux sens ce qui illustre l'intérêt du marché pour des offres de capacités en sens sortie.

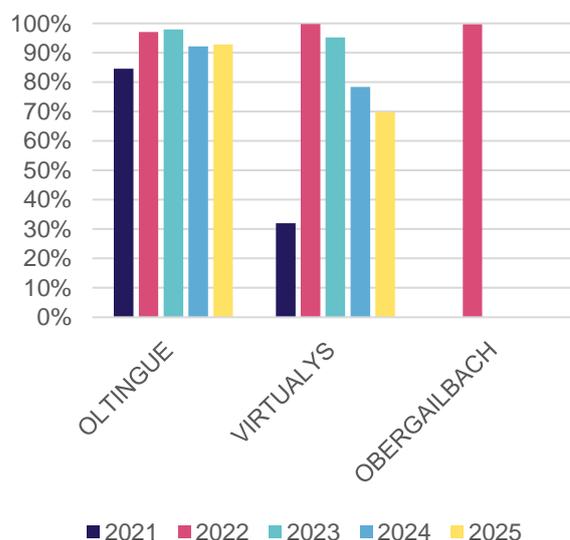
### 1.3.3.2 Les souscriptions de capacités

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. Néanmoins, à l'exception d'Oltingue, les capacités réservées à long terme décroissent significativement sur la période jusqu'à 2025.

Figure 32 - Souscriptions aux différents points d'entrée du réseau de transport de GRTgaz



Figure 33 - Souscription aux différents points de sortie du réseau de transport de GRTgaz

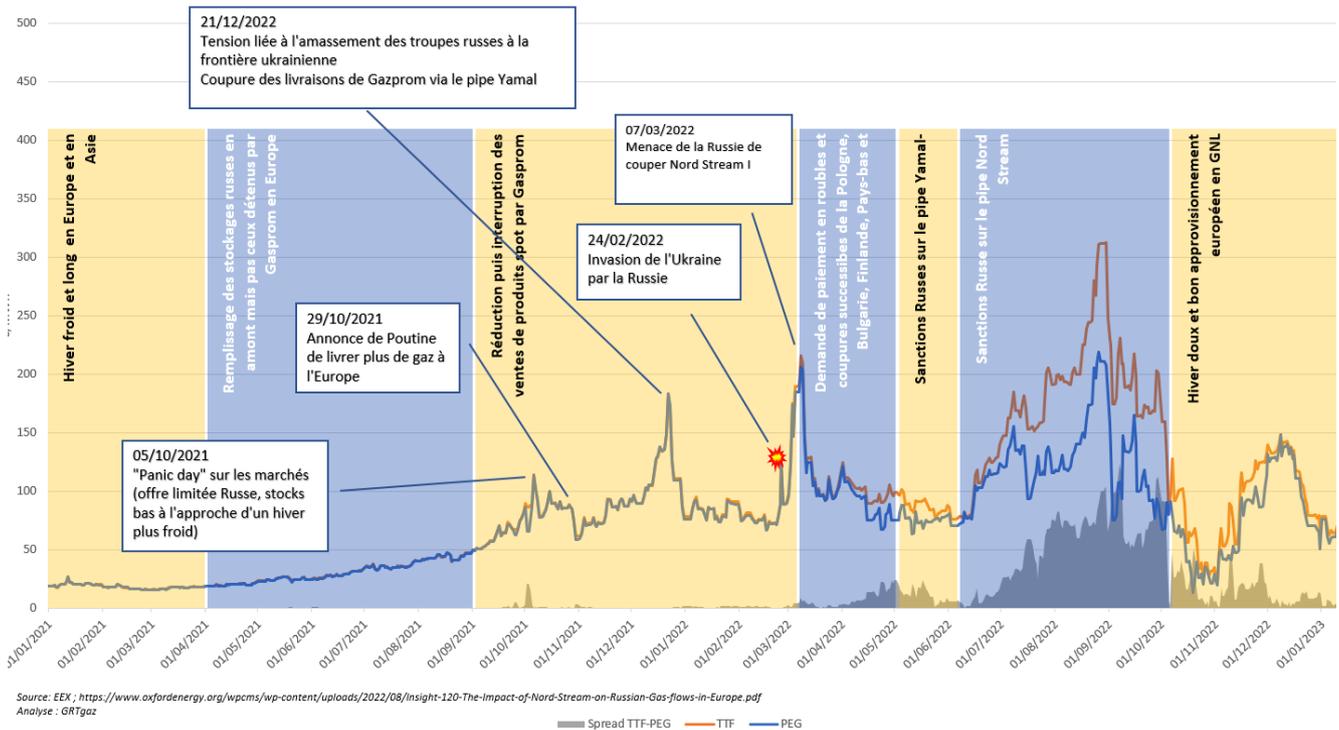


Source : GRTgaz

## 1.4. Prix et liquidité du marché

Le PEG est une des places de marché les moins chères d'Europe en 2022, grâce à 3 façades maritimes et à 4 terminaux méthaniers, lui permettant de bénéficier de fortes arrivées de GNL. Comme pour toutes les places de marché européennes, le prix du PEG est monté fortement à partir du printemps 2022 sous l'effet des craintes de diminution du gaz russe et de la nécessité de remplir les stockages européens.

Figure 34 - Evolution du prix marche de gros du gaz en France et en Allemagne dans le contexte de la crise russo-ukrainienne



Source : EEX, Oxford Institute for Energy Studies août 2022 – Analyse : GRTgaz

En été 2022, des spreads records ont été observés entre le PEG et les places de marché allemande (THE) et néerlandaise (TTF), le PEG étant moins cher de plus de 80 €/MWh par rapport à ses voisins. Le prix du PEG ainsi que les spreads diminuent depuis l'automne 2022, sous l'effet des températures en moyenne assez douces, permettant aux stockages européens de rester à un très bon niveau de remplissage (plus de 80% en janvier).

Sur l'année l'écart des prix spot moyen entre le PEG et le THE représentait 25 €/MWh qui, rapporté à la consommation française de gaz de 430 TWh, représente plus de 10 milliards d'euros.

La liquidité du PEG augmente progressivement d'année en année. En 2022, les volumes échangés ont significativement augmenté passant de 2700 GWh/j échangés en 2021 à 3030 GWh/j échangés en 2022 (+12%). Les acteurs actifs au PEG sont également de plus en plus nombreux (135 fin 2022 contre 105 en 2018).

## 2. Bilan prévisionnel pluriannuel

Le code de l'énergie<sup>12</sup> prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport établissent tous les ans un bilan prévisionnel pluriannuel, prenant en compte d'une part les évolutions de la consommation en fonction des actions de sobriété, d'efficacité et de substitutions d'usage et d'autre part les capacités de transport, de distribution, de stockage, de regazéification, de production renouvelable mais aussi les échanges avec les réseaux gaziers étrangers.

Ce chapitre présente les prévisions de consommation, de production de gaz renouvelables, de demande journalière à la pointe 2% et les besoins d'importation pour l'Europe selon différents scénarios.

Il présente également la cohérence de ces scénarios avec ceux présentés dans le plan décennal de développement des infrastructures gazières européennes mené par l'ENTSOG.

Enfin il expose les perspectives de l'équilibre entre l'offre et la demande à l'horizon 10 ans.

### 2.1. Scénarios contrastés de baisse de la consommation de gaz méthane

Depuis la publication du dernier Plan de Développement Décennal de GRTgaz, plusieurs études prospectives sont parues à l'échelle de la France. Parmi ces travaux, on retient notamment l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME parue en 2021, et qui présente 4 scénarios très contrastés d'atteinte de la neutralité carbone à 2050.

Par ailleurs, les opérateurs de réseau ont également publié en juillet dernier une mise à jour de leurs Perspectives Gaz<sup>13</sup> présentant notamment le scénario TERRITOIRES, accompagné de diverses variantes sur les hypothèses susceptibles d'affecter la consommation de méthane.

En concertation avec la CRE, parmi ces sources, 3 scénarios possibles d'évolution de la consommation de gaz à moyen et long-terme ont été retenus pour les travaux sur l'avenir des infrastructures gazières commandités par le Ministère de la Transition énergétique à la CRE. Néanmoins il existe des scénarios plus ambitieux en matière de molécule gazeuse comme le scénario S4 de l'ADEME.

- **ADEME S1** : scénario « Génération frugale » de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME, il s'agit d'un scénario de rupture qui modélise des transformations importantes des modes de vie et stabilise la demande énergétique. La neutralité carbone est atteinte sans leviers technologiques du type CCS, mais par la sobriété et des évolutions des comportements. La consommation de méthane diminue fortement dès 2030 et aboutit à 165 TWh en 2050 ;
- **ADEME S3** : scénario « Technologies vertes » de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME, il s'agit d'un scénario de développement technologique pour répondre aux défis environnementaux. La consommation de méthane baisse mais aboutit à 245 TWh PCS<sup>14</sup> en 2050 ;
- **Scénario 320 des opérateurs** : il s'agit d'une variante du scénario TERRITOIRES des opérateurs de réseaux de transport (dont une mise à jour a été publiée en juillet 2022) et dans lequel le potentiel réaliste de production de méthane renouvelable en France, estimé à 320 TWh PCS en 2050, vient couvrir des aléas de la transition énergétique (retards de développement des capacités ENR et/ou nucléaires,

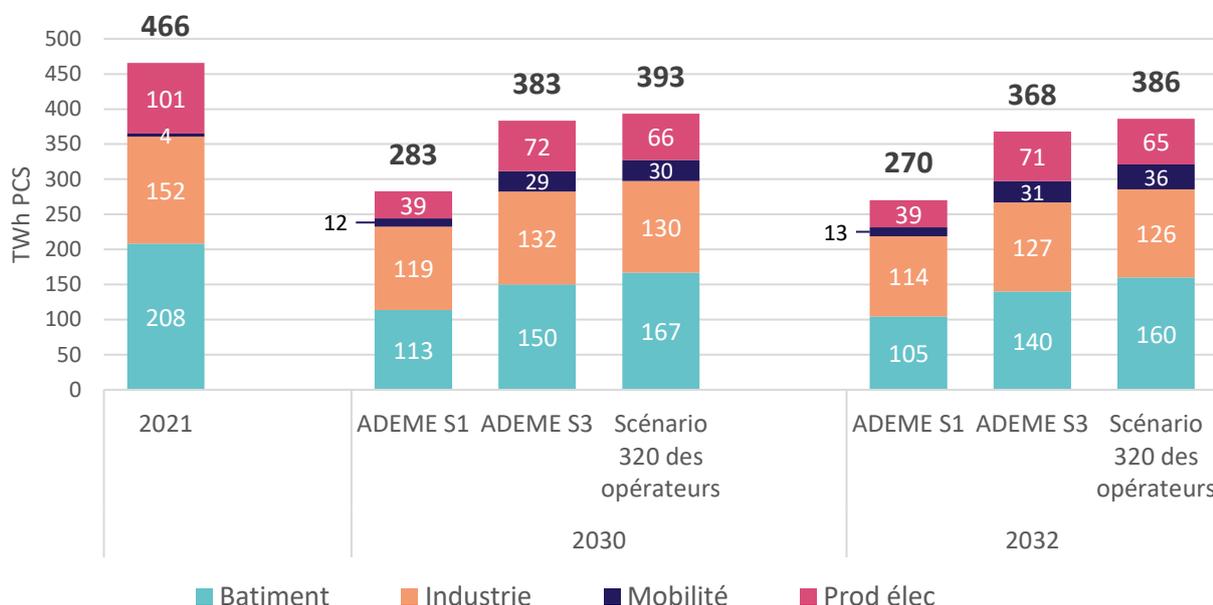
<sup>12</sup> Article L.141-10 mis à jour par l'ordonnance 2018-1165

<sup>13</sup> <https://www.grtgaz.com/medias/actualites/perspectives-gaz-2022>

<sup>14</sup> Pouvoir Calorifique Supérieur

rénovations moins performantes que prévu) et permet malgré cela d'atteindre la neutralité carbone en 2050.

Figure 35 – Projection à l'horizon 10 ans de la consommation totale de méthane selon les différents scénarios de demande retenus (en TWh PCS)



Sources : Perspectives Gaz 2022, GRTgaz, Teréga, GRDF

Par rapport à la demande de référence de méthane, de 466 TWh PCS en 2021 (données corrigées du climat), les trois scénarios retenus proposent des évolutions à la baisse respectivement de -39%, -18% et -16% entre 2021 et 2030, en lien avec le développement de l'efficacité énergétique et les transferts de certains usages vers d'autres vecteurs moins carbonés.

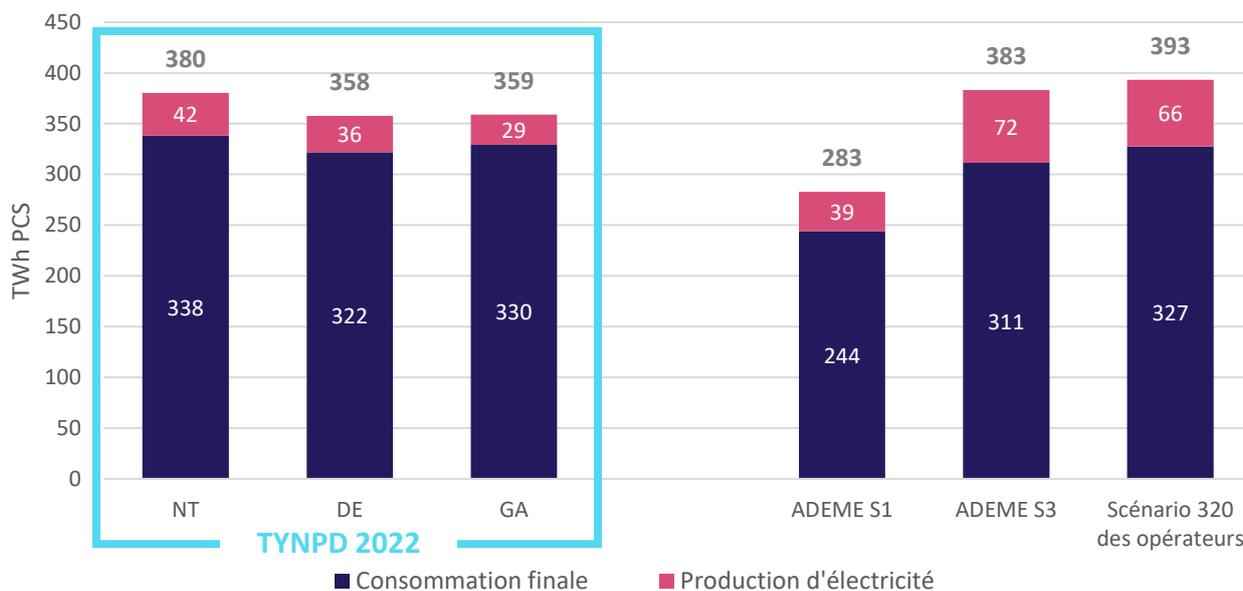
Seul le secteur de la mobilité voit les consommations de GNV/bioGNV augmenter, avec le développement de ce vecteur pour les poids-lourds et les bus et cars.

## 2.2. Des scénarios France qui encadrent ceux du TYNDP 2022

L'ENTSO-G et l'ENTSO-E ont collaboré pour élaborer conjointement les scénarios du TYNDP 2022. Celui-ci propose trois scénarios d'évolution des consommations d'énergie au sein de l'union européenne :

- **National Trend (NT)**, qui reflète les objectifs des stratégies nationales énergie climat (la SNBC pour la France)
- Et deux trajectoires contrastées d'atteinte des objectifs climatiques européens (Baisse de 55% des émissions de gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 1990 et neutralité carbone à 2050) :
  - **Distributed Energy (DE)**, où la transition est impulsée à l'échelle nationale ou locale et où l'union européenne vise l'autonomie par la maximisation de sa production renouvelable et le couplage des vecteurs
  - **Global Ambition (GA)**, où la transition est incitée au niveau européen voire international et s'appuie de façon complémentaire sur des imports d'énergie bas-carbone

Figure 36 - Projection à l'horizon 2030 des consommations de méthane selon les différents scénarios retenus en comparaison avec ceux du TYNDP 2022



Source : ENTSOG, ADEME – Analyse : GRTgaz

À l'horizon 2030 cependant, en termes de consommations de méthane à l'échelle de la France, les scénarios du TYNDP 2022 présentent une fourchette des possibles moins étendue que le spectre des scénarios retenus dans ce document, qui reflètent davantage les incertitudes possibles.

### 2.3. Évolution de la demande à la 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 » validée en Groupe de Travail Gaz (GTG).

La pointe prise pour référence dans cet exercice est celle de l'hiver 2021/2022 : elle est de 4 202 GWh/j sur le périmètre France entière et dont 3 902 GWh/j sur le périmètre GRTgaz.

L'évolution jusqu'à 2030 de la demande à la pointe long terme 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.

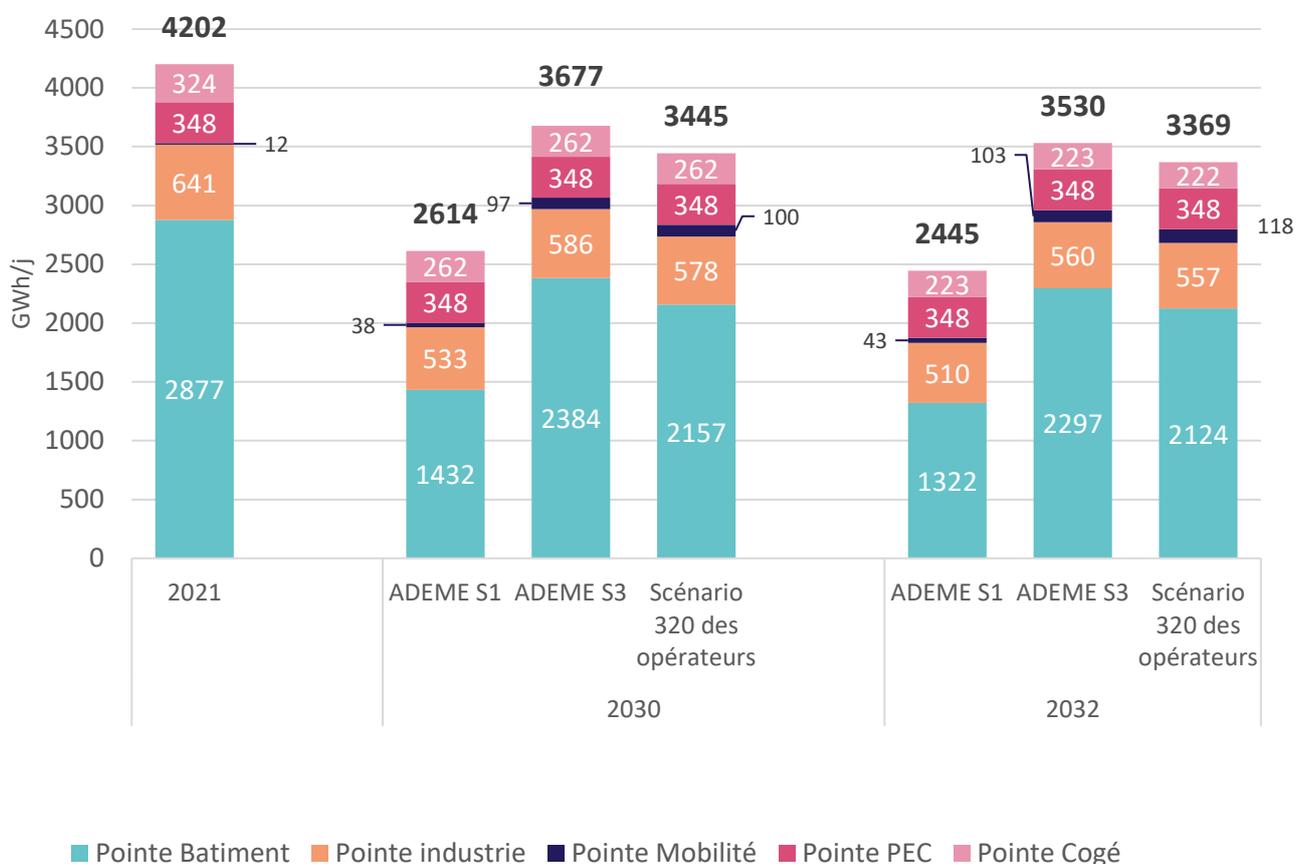
Une nuance est cependant apportée pour le calcul de la pointe du secteur résidentiel, car une partie des clients gaz basculerait vers un système de pompes à chaleur (PAC) hybride (respectivement 33 % et 8% en 2030 pour les scénarios ADEME S3 et scénario 320 des opérateurs). La consommation de gaz de ces clients sur l'année ne correspond plus qu'à une faible part de celle d'un client ne disposant que d'une chaudière gaz. Pour autant

leur besoin à la pointe reste sensiblement le même car avec ce système la chaudière au gaz 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 Landivisiau, 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.

Figure 37 - Projection à l'horizon 10 ans de la pointe P2 de consommation journalière de méthane au périmètre France (en GWh/j)



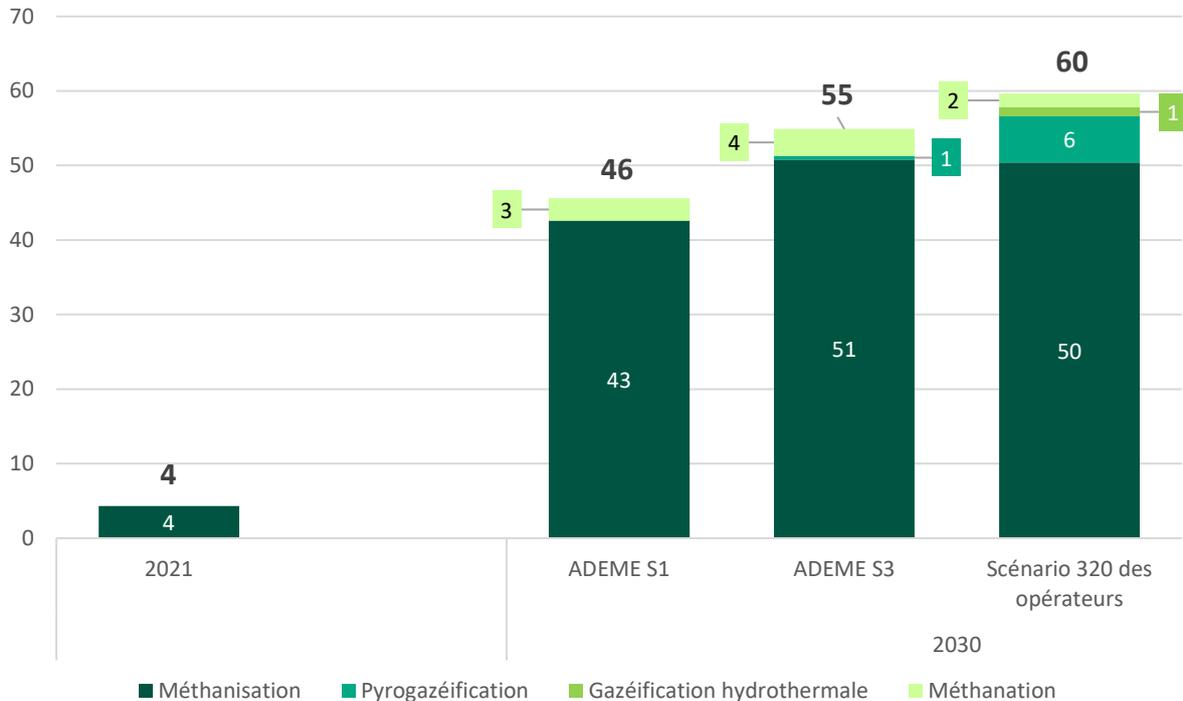
Source : Perspectives Gaz 2022, GRTgaz, Teréga, GRDF

## 2.4. Perspectives pour le méthane renouvelable / bas-carbone

Le contexte actuel de crise énergétique en Europe a accentué le besoin de substitution des approvisionnements en gaz naturel par une production nationale renouvelable / bas-carbone permettant tout à la fois de décarboner le mix et de renforcer la souveraineté énergétique. La Commission européenne s'est fixée pour objectif dans REPowerEU de produire à 35 milliards de mètres cubes (environ 400 TWh PCS) de biométhane dans les États membres d'ici à 2030.

La France dispose d'environ un quart du potentiel de méthanisation de l'union européenne, et environ 16% du potentiel de pyrogazéification<sup>15</sup>. En considérant que chaque État membre contribue à hauteur de son potentiel, l'objectif français de biométhane de méthanisation et pyrogazéification pour 2030 serait de 73 TWh PCS. Les trois scénarios retenus dans ce document proposent des volumes de méthane renouvelable à cet horizon allant de 46 à 59 TWh donc du même ordre de grandeur, en intégrant également l'émergence dans la décennie des filières de gazéification hydrothermale et de méthanation.

Figure 38 - Projection à l'horizon 2030 de la production de méthane renouvelable et bas-carbone (en TWh PCS)



Sources : Perspectives Gaz 2022, GRTgaz, Teréga, GRDF

## 2.5. Perspectives pour l'hydrogène renouvelable / bas-carbone

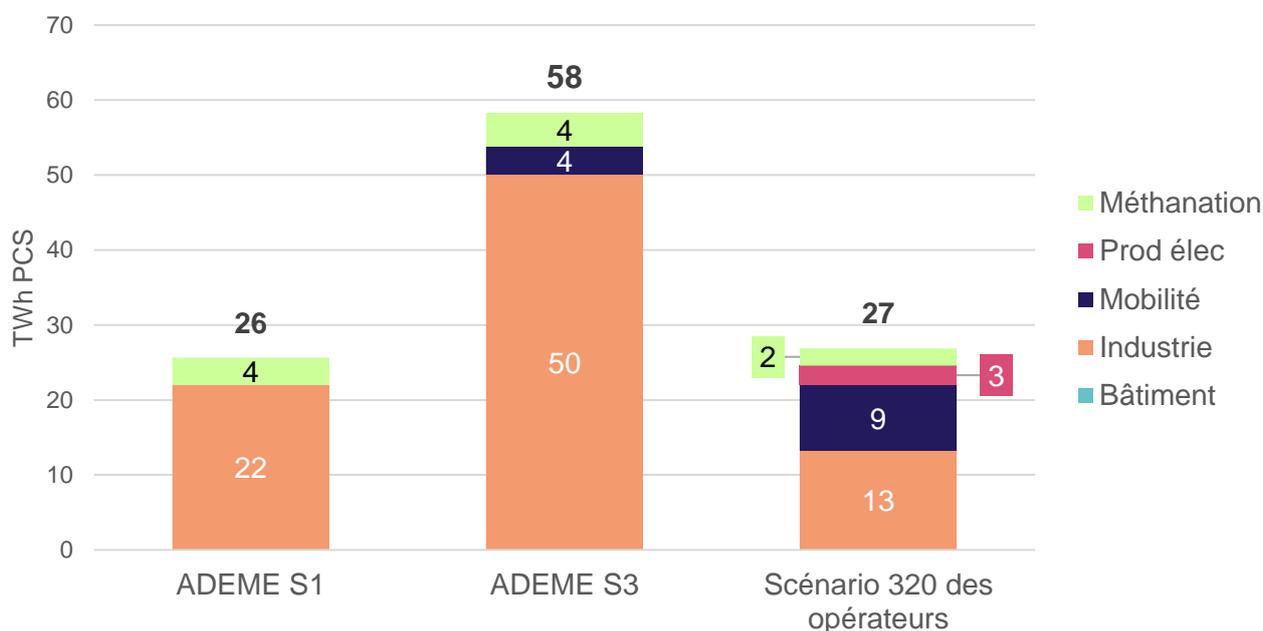
Appuyé par la stratégie nationale hydrogène, le développement de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone est également vu comme un moyen d'améliorer la souveraineté énergétique de la France. Plus de 200 projets ont déjà été répertoriés par France Hydrogène sur le territoire, qu'il s'agisse d'unités de production, de consommation industrielle (pour la production d'ammoniac par exemple) ou de stations pour la mobilité.

<sup>15</sup> The future role of biomethane, Gas for Climate, Décembre 2021

À horizon 2030, la France s'est fixée pour objectif le développement de 6,5 GW d'électrolyseur, ce qui correspond à un volume annuel de l'ordre de 22 TWh PCS d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone.

Les scénarios ADEME S1 et 320 des opérateurs, présentent des niveaux de consommation à peu près alignés avec cet objectif, la production d'hydrogène renouvelable et décarbonée étant complétée par une faible part d'hydrogène gris. Le scénario ADEME S3 en revanche envisage une nette accélération d'un transfert d'usages industriels vers l'hydrogène, notamment dans la sidérurgie (15 TWh PCS), dans la synthèse du méthanol (18 TWh PCS), dans la production d'engrais (7 TWh PCS) ou pour l'hydrogénation des huiles dans les bioraffineries (1 TWh PCS). En revanche, il est fait l'hypothèse qu'une faible part de ces consommations (5 TWh PCS) sera produite par électrolyse à cet horizon.

Figure 39 – Projection à l'horizon 2030 de la consommation d'hydrogène selon les différents scénarios retenus (en TWh PCS)



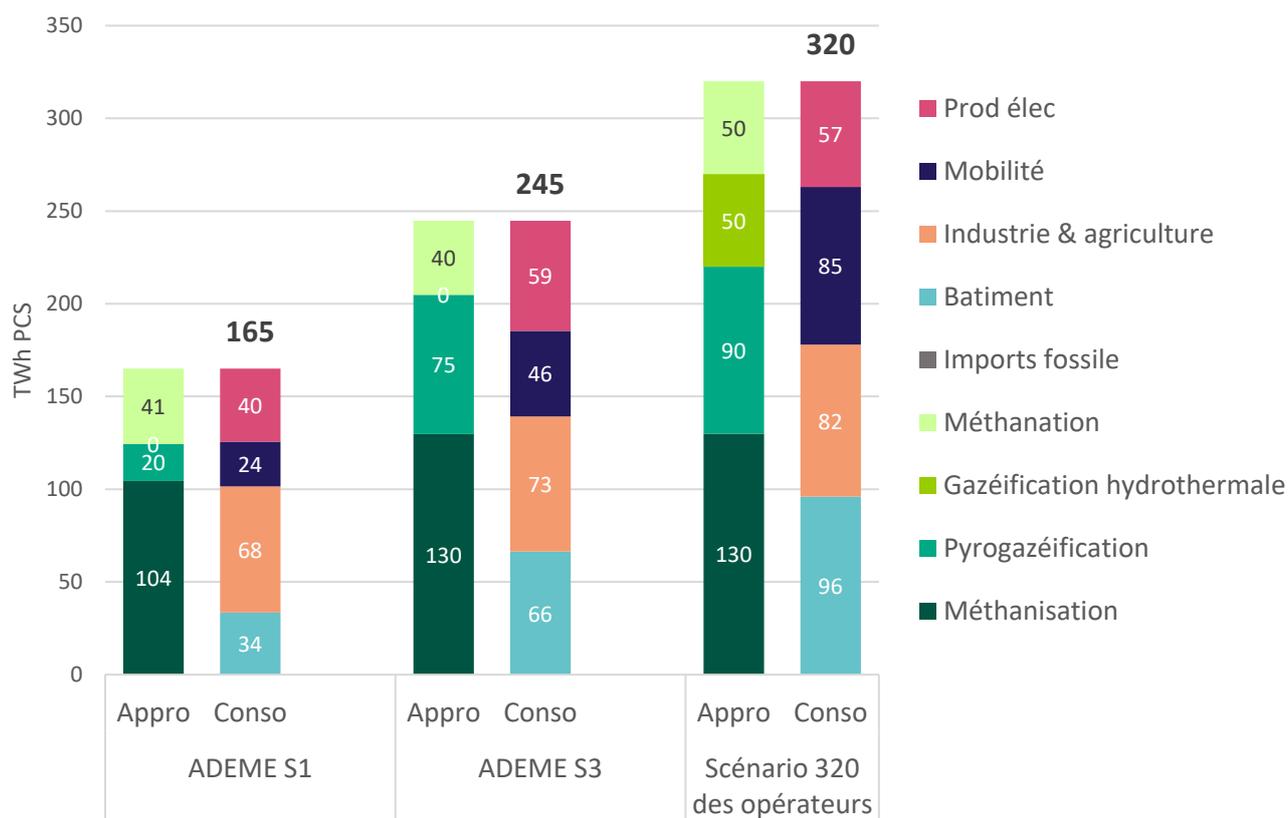
Sources : Perspectives Gaz 2022, GRTgaz, Teréga, GRD

## 2.6. Vision 2050

### 2.6.1. Consommation et approvisionnement en méthane

Comme rappelé précédemment, les trois scénarios retenus dans cet exercice sont tous compatibles avec l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone en 2050. En termes de consommation de méthane, cela se traduit par le fait que l'approvisionnement est assuré à 100% par du méthane d'origine renouvelable ou bas-carbone. Par ailleurs, il a également été retenu des scénarios où la production nationale annuelle coïncide avec le volume annuel des consommations. Cela ne signifie pas qu'aucun échange de gaz ne sera nécessaire avec les voisins mais qu'ils se produiront de manière plus marginale. Les scénarios ADEME S1 et ADEME S2, qui présentaient dans le document original une part minoritaire d'imports de gaz pour compléter la production nationale ont été ajustés ici à la marge pour ne dépendre que de la production nationale en cohérence avec le cadre autarcique de la SNBC.

Figure 40 – Vision à l'horizon 2050 de l'équilibre offre-demande annuel de méthane (en TWh PCS)



Sources : Perspectives Gaz 2022, GRTgaz, Teréga, GRDF

Les trois scénarios reposent sur une mobilisation plus ou moins importante du gisement de méthane renouvelable en France dont le potentiel a été estimé à 430 TW PCS tout en conservant une priorité donnée aux usages alimentaire et matière.

Concernant l'évolution des consommations, si la part du méthane dans l'industrie représente autour de 75 TWh dans les trois scénarios, de plus grandes disparités s'observent sur les secteurs du Bâtiment, de la mobilité et de la production d'énergie, reflétant la grande variabilité d'hypothèses qui déterminent les consommations de ces secteurs.

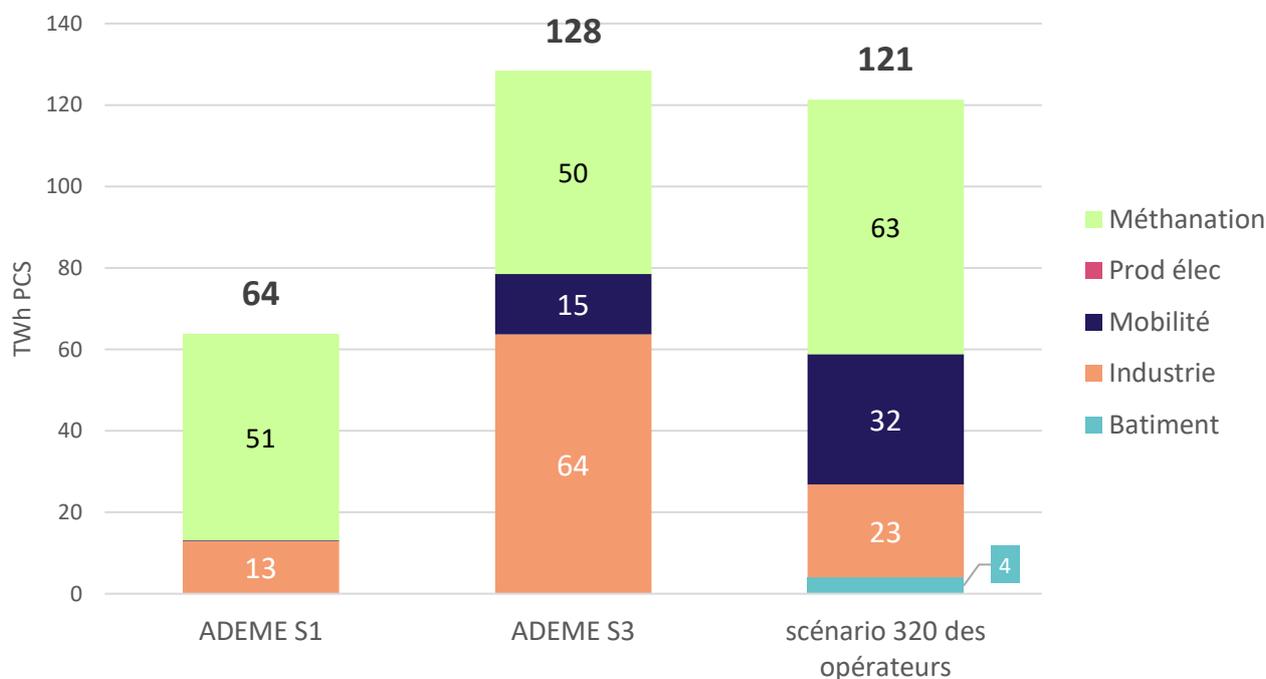
## 2.6.2. Consommation d'hydrogène

Associés aux 3 scénarios d'évolution de la consommation de méthane précédemment présentés, les perspectives d'évolution de la demande d'hydrogène à 2050 sont importantes, en particulier dans le domaine de l'industrie où on imagine notamment que le procédé de DRI va se généraliser pour la production d'acier, mais également dans la chimie et la production d'e-carburants pour l'aviation.

Il est à noter que dans ces 3 scénarios, des volumes non négligeables d'hydrogène sont dédiés à la production de méthane de synthèse, via le procédé de méthanation, déployé en couplage avec la méthanisation, de manière à valoriser le CO<sub>2</sub> biogénique émis lors de l'épuration du biogaz.

À cet horizon, l'approvisionnement est assuré exclusivement en hydrogène renouvelable / bas-carbone produit par électrolyse dans les scénarios ADEME S3 et 320 des opérateurs. Pour le scénario ADEME S1, 20% de l'hydrogène est produit par vaporeformage de gaz, avec capture et stockage de carbone.

Figure 41 – Vision de la demande d'hydrogène à l'horizon 2050 (en TWh PCS)



Sources : Perspectives Gaz 2022, GRTgaz, Teréga, GRDF

Enfin, il est rappelé que d'autres scénarios plus ambitieux sur le développement de l'hydrogène existent, allant jusqu'à plus de 150 TWh PCS d'hydrogène consommé en 2050 ; c'est le cas notamment de la variante H+ des Futurs énergétiques de RTE, ou bien de la variante Accélération Hydrogène des Perspectives Gaz 2022 des opérateurs de réseau.

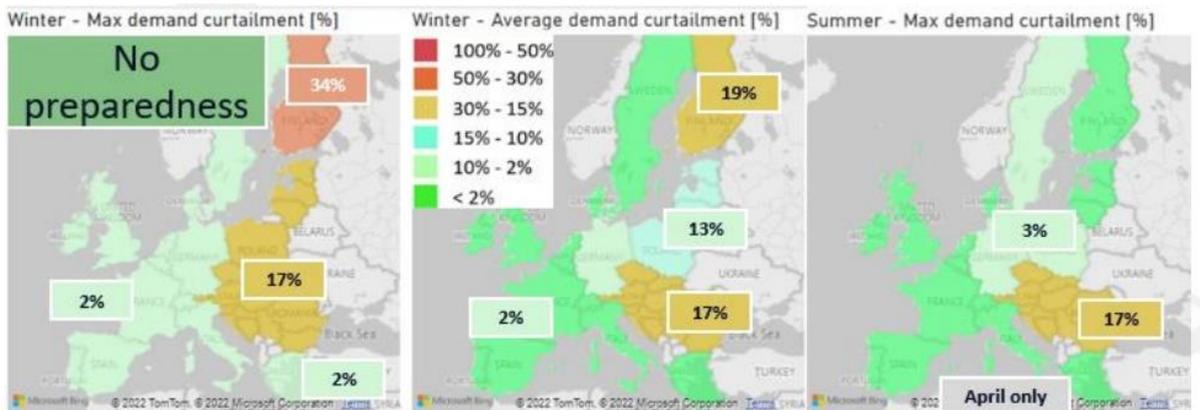
## 2.7. Un équilibre offre demande précaire au niveau européen à court terme

En complément des exercices réglementaires d'analyse saisonnière de la sécurité d'approvisionnement, "Winter Outlook" et "Summer Outlook", l'ENTSOG a publié le 27 juillet 2022 une analyse de risque de l'impact d'un arrêt des approvisionnements russes par gazoduc sur une année complète d'octobre 2022 à octobre 2023. Les résultats montrent notamment qu'une réduction de la demande de 15% permet de réduire significativement le risque de rupture dans le cas d'un hiver moyen.

Des actions supplémentaires destinées à assurer le remplissage des stockages seront nécessaires en préparation de l'hiver 2023/2024. Les stockages jouent habituellement un rôle essentiel dans la sécurité d'approvisionnement. En l'absence d'approvisionnements depuis la Russie, et sans mesures préventives, les stockages risquent d'être vidés à la fin de l'hiver 22/23 et de n'être que partiellement remplis à la fin de l'été 2023, plus particulièrement à l'Est de l'Europe.

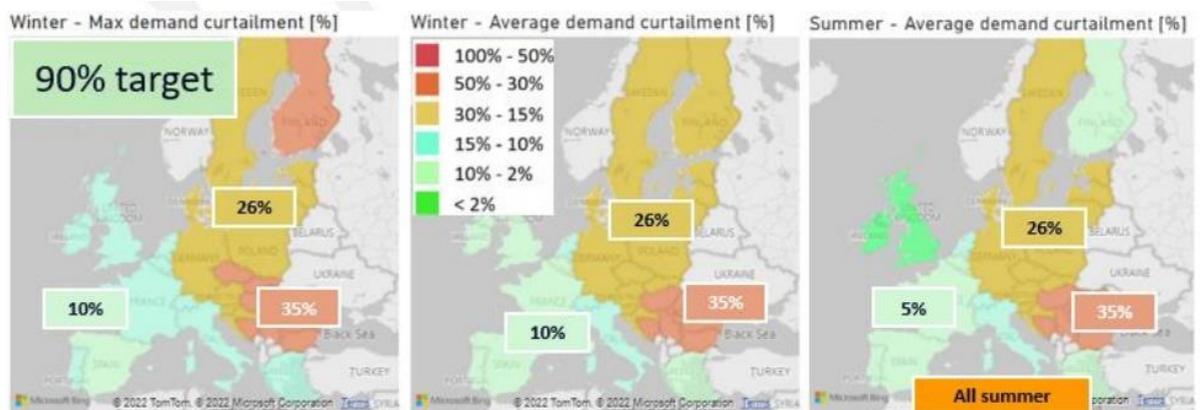
Pour atteindre un remplissage de 90% des stockages en octobre 2023, il serait nécessaire de réduire la demande y compris en été, et de manière plus marquée à l'Est de l'Europe.

Figure 42 - Niveau de réduction de la demande en Europe en considérant les capacités fermes, aucune préparation spécifique de l'hiver et aucun approvisionnement russe sur l'année gazière 2022/2023



Source : Yearly Supply Outlook 2022/2023, ENTSOG

Figure 43 - Niveau de réduction de la demande en Europe en considérant les capacités fermes, une préparation spécifique de l'hiver et aucun approvisionnement russe sur l'année gazière 2022/2023



Source : Yearly Supply Outlook 2022/2023, ENTSOG

## 2.8. Un équilibre offre demande en France avec peu de marges à l'horizon 2027

En l'absence de vision sur l'équilibre offre demande donnée par l'ENTSOG sur l'Europe, GRTgaz a projeté l'équilibre offre demande en France à horizon 2027.

En France, du fait du changement des schémas de flux récent les perspectives de marge de l'équilibre offre demande seraient très réduites à l'horizon 2027 par rapport aux marges préexistantes.

Avant la crise, le système gazier français disposait d'une marge de plus de 30% à la pointe de froid tout en assurant les transits vers la Belgique, l'Italie et l'Espagne. Cette marge permettait d'assurer la pointe de froid y compris en cas de défaillance du plus important point d'entrée.

Avec le bouleversement des flux dorénavant orientés vers l'Est, deux des principales entrées du réseau depuis l'Allemagne (Obergailbach) et la Belgique (Taisnières) sont dorénavant principalement utilisées en sortie. Les interconnexions avec la Suisse (Oltingue), avec la Belgique (Virtualys et DKB) et depuis le mois d'octobre avec l'Allemagne sont utilisées à des niveaux significatifs en sortie. Les points d'entrée par canalisation sont réduits aux entrées de gaz norvégien à Dunkerque, et de gaz depuis l'Espagne (Pirineos), tandis que les terminaux méthaniens sont utilisés également à des niveaux historiques à Dunkerque LNG, Montoir-de-Bretagne et Fos-sur-Mer.

Ce schéma de flux conduit à des marges très faibles pour le système. En cas de maximisation de la solidarité européenne et donc des exports vers la Belgique, l'Italie et l'Allemagne, tous les autres points d'entrées doivent être utilisés à leur maximum, sans flexibilité aucune et sans marge d'arbitrage pour le marché. La pointe de froid ne peut pas être couverte dans ce schéma de flux, y compris en considérant l'arrivée du FSRU du Havre à partir de 2023. L'indisponibilité d'une des entrées restantes (cas N-1) ou le développement d'exports dégradent davantage ce bilan à la pointe.

Figure 44 - Evolution des schémas de flux

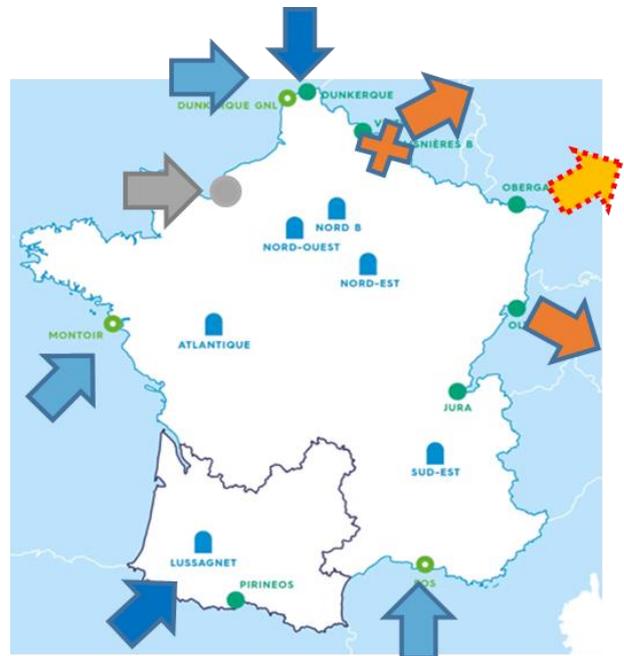
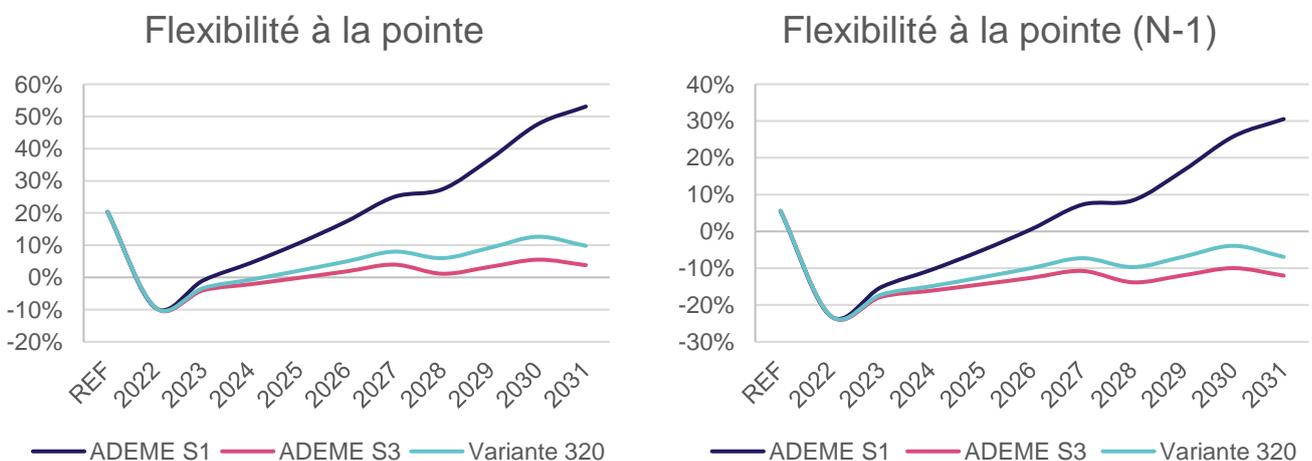


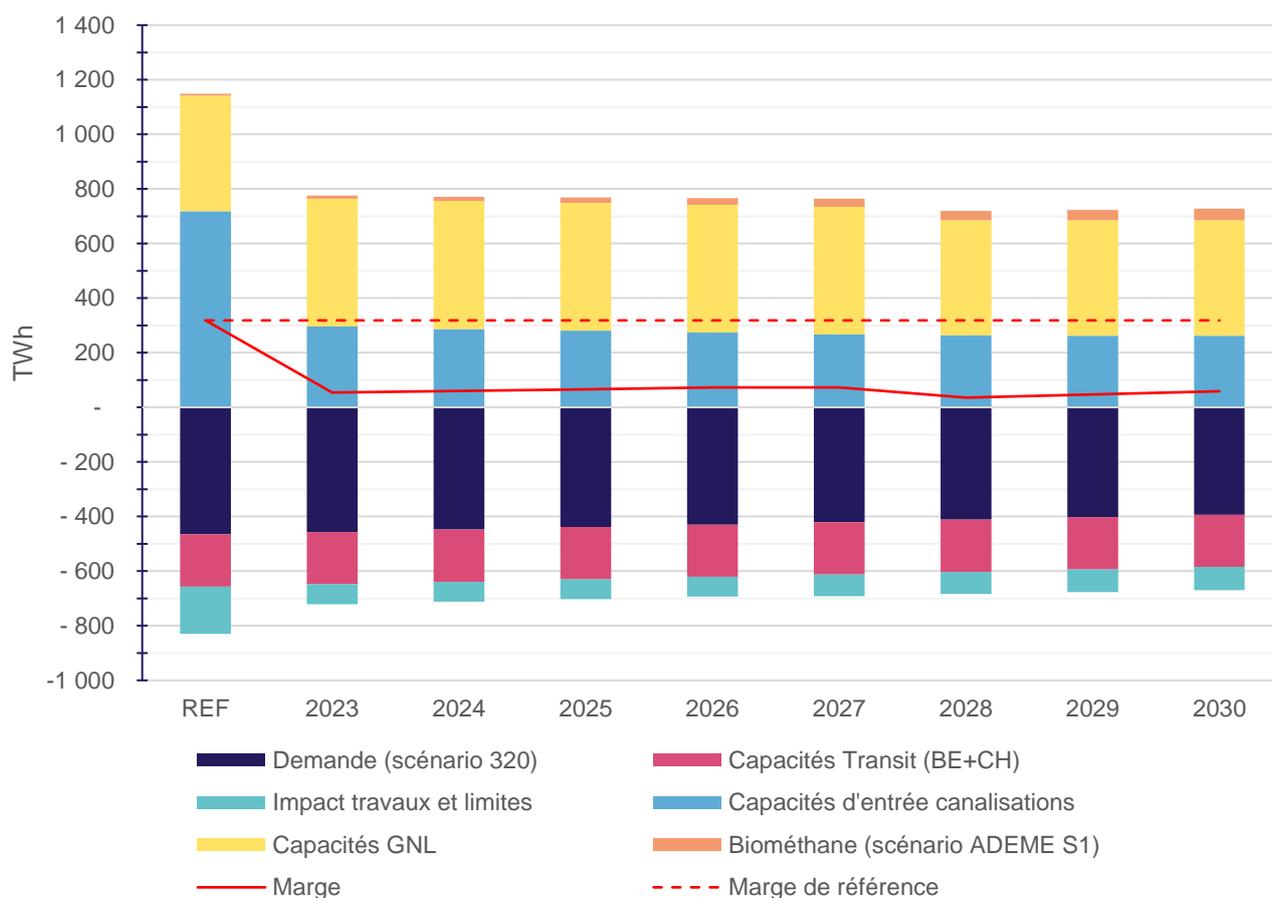
Figure 45 - Evolution de la flexibilité à la pointe



\*Hypothèses : 1 FSRU au Havre, sans export vers l'Allemagne, Virtualys et Oltingue dans le sens des sorties, infrastructure n-1 = Dunkerque

En bilan annuel, et en cas d'hiver froid, le bilan est également très tendu et nécessite la maximisation de tous les points d'entrée depuis la Norvège, l'Espagne et les terminaux français pour assurer à la fois la demande française et les sorties vers la Suisse et la Belgique. La situation est également tendue en cas de déséquilibre des stockages sur un an, c'est-à-dire si les soutirages des stockages excèdent les injections. Ce schéma de flux entraîne une réduction très significative de la flexibilité du réseau de transport et cet équilibre est assez peu modifié en fonction des scénarios de demande.

Figure 46 - Evolution des marges de manœuvre techniques et des possibilités d'arbitrage à l'horizon 10 ans



\*Hypothèses : hiver froid, sans approvisionnement possible depuis l'Allemagne et la Belgique, FSRU du Havre en fonctionnement jusqu'à fin 2027

L'atteinte des objectifs de baisse de la demande et de production de biométhane à l'horizon 2027, ainsi que la mise en service du FSRU du Havre contribueront à rehausser légèrement les marges de manœuvre. Le FSRU du Havre offrira ainsi une capacité de regazéification d'environ 45 TWh par an, soit 10% de la demande française à partir de 2023 pour une durée de 5 ans.

Toutefois, les marges de manœuvre techniques et les possibilités d'arbitrage seront fortement réduites pour le marché et pour les opérateurs dans leur gestion des maintenances, et potentiellement incompatible avec un bon fonctionnement du marché et la gestion des maintenances et aléas d'approvisionnement. C'est pourquoi des projets possibles d'augmentation de capacités sont présentés dans ce Plan Décennal et soumis à concertation.



**GRTgaz**

1006  
10-FE-378.4



## Chapitre III – Plan décennal de développement et d'adaptation du réseau

# 1. Evolution des infrastructures gazières en Europe

Sous l'effet de la guerre en Ukraine, les flux historiquement en provenance de l'Est se sont inversés. Un tarissement progressif des entrées de gaz provenant de Russie s'est opéré en 2022 et les pays européens disposant de façades maritimes et de terminaux méthaniers se sont tournés vers le GNL pour compenser leur déficit d'approvisionnement.

À fin 2022 près de 30 terminaux et FSRU sont en service pour une capacité totale de 264 bcm en Europe (169 bcm pour l'UE). De nombreux projets de FSRU, de terminaux méthaniers et d'extension de terminaux existants sont planifiés entre 2022 et 2027 pour accroître les capacités d'imports, représentant un total de 139 bcm supplémentaires.

En outre plusieurs projets d'infrastructures ont été mis en service à l'Est de l'Europe dont notamment le Baltic pipe et l'interconnexion Pologne – Lituanie qui permettent dorénavant d'approvisionner directement en gaz norvégien cette région historiquement dépendante des approvisionnements russes.

Les développements récents des infrastructures s'inscrivent dans le cadre du règlement RTE-E sur les infrastructures transeuropéennes. Ce règlement a été révisé et publié au journal officiel de la Commission Européennes du 3 Juin 2022 afin de l'inscrire désormais dans les objectifs européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de promouvoir l'intégration des énergies renouvelables et de nouvelles technologies pour des énergies propres. La mise à jour du règlement a étendu le périmètre aux infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène, aux électrolyseurs, ainsi qu'au réseaux intelligents du système gazier et au développement de réseaux transfrontaliers de transport de CO<sub>2</sub>. En revanche, les infrastructures destinés à transporter ou stocker du gaz naturel ne font plus l'objet de ce règlement.

Le TYNDP 2022 élaboré par l'ENTSOG présente les principaux projets de développement des infrastructures gazières, méthane et hydrogène recensés à l'été 2022.

## 2. La détermination des capacités du système gaz

La création de la zone de marché unique du gaz en France en 2018 (TRF) était basée sur un schéma d'investissement limité, constitué des ouvrages Val de Saône et Gascogne-Midi associé à des mécanismes de marché permettant la gestion des congestions résiduelles.

Il subsiste ainsi des Limites Opérationnelles du Réseau, qui ont été identifiées pour différentes configurations de flux.

Les schémas de flux établis pour la création de la TRF en 2018 et concertés avec le marché correspondaient principalement à des schémas d'approvisionnements dans le sens Nord Sud qui sont aujourd'hui substantiellement modifiés.

Figure 47 - Limites Nord->Sud et Est->Ouest



Figure 48 - Limites Sud->Nord



Source : GRTgaz

Outre les solutions commerciales illustrées au Chapitre II §1.3, des solutions techniques d'adaptation sont envisagées ici.

# 3. Actions mises en œuvre pour maximiser les capacités

Plusieurs actions techniques ont été menées afin d'augmenter rapidement les capacités d'entrée sur le réseau de transport de GRTgaz pour pallier la baisse des approvisionnements russes à destination de l'Europe et offrir de nouvelles capacités de transit notamment vers l'Allemagne.

## 3.1. Raccordement d'un nouveau FSRU au Havre

Le raccordement d'un terminal méthanier flottant dans le port du Havre a été lancé au printemps 2022 depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie, et pour faire face à l'arrêt des approvisionnements depuis la Russie. Les terminaux méthaniers flottants, ou FSRU (*Floating Storage and Regaseification Unit*) constituent des solutions flexibles, rapides à mettre en œuvre et de grandes capacités. Ces installations consistent en un bateau amarré à terre et permettant de stocker temporairement le GNL apporté par un cargo méthanier et de le remettre sous forme gazeuse pour être injecté dans le réseau de transport.

Les installations HAROPA du port du Havre ont été identifiés comme les plus aptes à accueillir rapidement une telle unité étant donné les installations portuaires et la présence d'une canalisation de transport à haute pression à proximité. Le port du Havre a en effet accueilli pendant 25 ans le premier terminal méthanier de France avant d'être démantelé en 1989.

Il s'agit d'un emplacement des mieux adaptés pour être en mesure d'accueillir des navires du gabarit d'un FSRU et ne nécessitant pas la pose d'une canalisation de raccordement de plusieurs dizaines voire centaines de kilomètres. Le site d'implantation du FSRU a été retenu après analyse comparée de plusieurs sites possibles dans la zone.

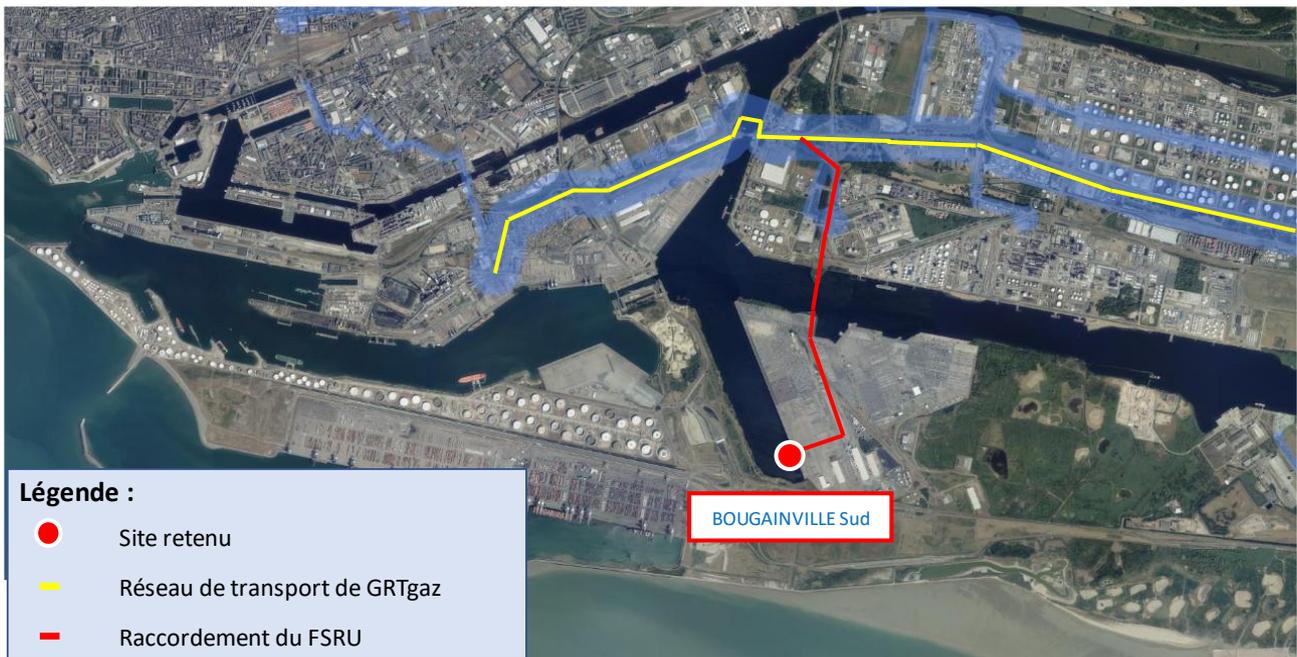
TotalEnergies a mobilisé le Cape Ann, qui permettra d'importer environ 45 TWh, soit environ 60% du gaz importé depuis la Russie en 2021, ou environ 10% de la consommation française.

GRTgaz a lancé en juillet 2022 les travaux nécessaires à son raccordement. Ils consistent en une canalisation de 3,5 km dans le port du Havre, avec un passage sous le canal du Havre effectuée par micro-tunnelier et un poste d'interface qui comprendra les dispositifs de sécurité, une unité de réchauffage et d'odorisation du gaz.

Le raccordement a été approuvé par la CRE dans sa délibération du 22 juillet 2022 pour un budget de 24 M€.

La mise en service de ce raccordement est prévue au mois de septembre 2023.

Figure 49 - Carte du raccordement du FSRU dans le port du Havre



Source : GRTgaz, Géoportail

Le FSRU sera opéré pour une durée de 5 ans<sup>16</sup> par TotalEnergies qui a fait une demande d'exemption à l'accès des tiers à l'infrastructure pour 50% des capacités du terminal. La CRE a donné un avis favorable à cette demande dans sa délibération du 24 novembre 2022. La décision de la Commission européenne est attendue courant 2023.

Les capacités de transport du FSRU dépendent des consommations à l'exutoire du FSRU, et seront donc déterminées chaque année pour l'année suivante ; pour l'année 2023, elles seront de l'ordre de 125 GWh/j de septembre à novembre et de 150 GWh/j en décembre.

<sup>16</sup> Loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat

## 3.2. Autres optimisations techniques des infrastructures

Sur les points d'entrée, les capacités d'émissions techniques maximales de transport depuis le terminal de Dunkerque LNG ont été optimisées et sont passées à 575 GWh/j au total. Les capacités vers la TRF (519 GWh/j) et vers la Belgique (270 GWh/j) restent inchangées.

À Montoir, les capacités d'exutoire du réseau de transport dépendent en partie des consommations locales. La baisse des consommations locales et la hausse de la production de biométhane entraînent ainsi une diminution de la capacité d'accueil des émissions en provenance du terminal. Afin de maintenir ces capacités sur le long terme, le ré-étagement de la station de compression d'Auvers le Hamon sera réalisé en 2024.

Le dégoulottage technique sur le terminal de Fos Cavaou a permis de développer la capacité annuelle de 17 TWh supplémentaire depuis mai 2022.

Du côté des sorties, le réseau français a été également mobilisé pour participer à l'approvisionnement des pays adjacents et notamment l'Allemagne au travers de nouvelles capacités quotidiennes fermes.

L'unique point d'interconnexion existant entre la France et l'Allemagne à Obergailbach avait été conçu à l'origine pour fonctionner dans le sens Allemagne vers France. Ainsi, GRTgaz, en collaboration avec les transporteurs allemands (OGE et GRTgaz Deutschland), a réalisé les adaptations techniques nécessaires afin de pouvoir inverser le sens de fonctionnement de l'interconnexion et rendre le flux France vers Allemagne effectif. La commercialisation des premiers flux physiques de gaz odorisé s'est opérée à hauteur de 31 GWh/j. Le niveau de cette capacité, évalué tous les jours en fonction des conditions de réseau, est monté jusqu'à 100 GWh/j depuis sa mise en service. Ces capacités ne peuvent pas être proposées dans les cas particuliers suivants :

- niveau de vigilance orange ou rouge sur les limites Sud/Nord du réseau français ;
- inversion de flux physiques à Obergailbach du sens « sortie France » vers le sens « entrée France » ayant eu lieu moins d'une semaine avant ;
- différence de qualité du gaz liée aux spécifications entre pays (voire entre opérateurs) ;
- travaux ;
- à la demande de l'autorité administrative compétente dès lors qu'il existe un risque de ne plus pouvoir assurer la continuité d'alimentation de gaz naturel sur le territoire métropolitain continental

Un retour d'expérience sera mené après l'hiver 2022/2023 sur le fonctionnement de l'offre.

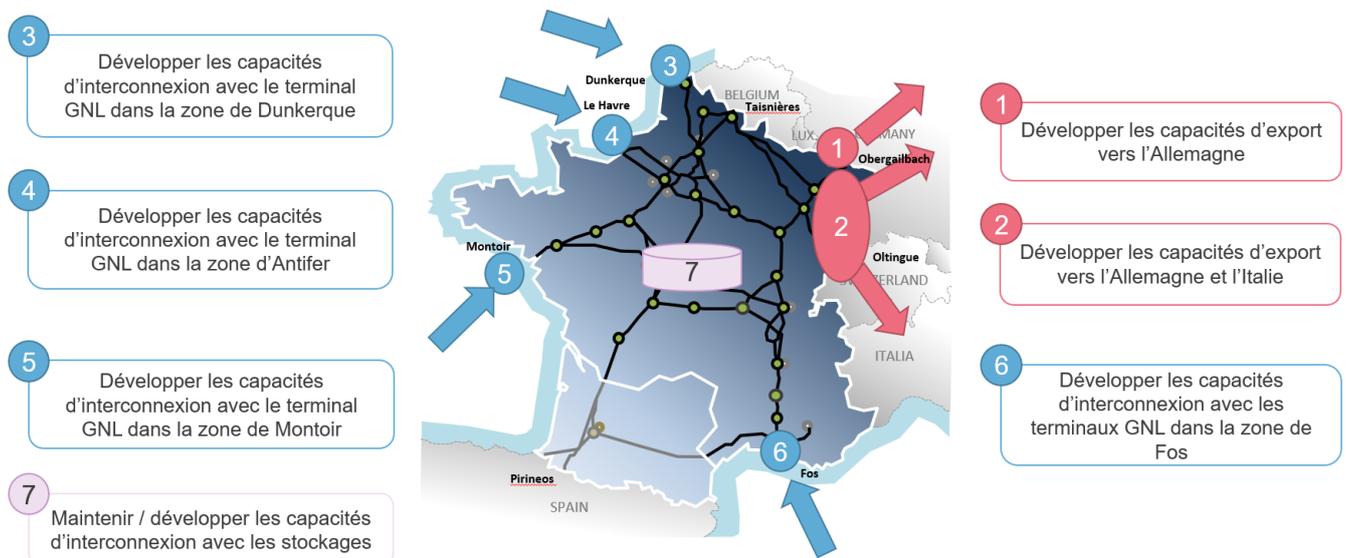
# 4. Les développements possibles du réseau de transport

En conséquence de l'invasion de l'Ukraine par la Russie et de la cible REPowerEU, de nouveaux besoins de capacités de transport de GNL vers l'Est de l'Europe sont apparus.

Disposant de 4 terminaux méthaniers sur ses façades Atlantique, méditerranéenne et en mer du Nord, et d'un FSRU, la France est idéalement située comme point d'entrée du GNL pour le transporter vers le cœur de l'Europe.

Pour assurer l'approvisionnement de la France en gaz naturel et contribuer davantage encore à la solidarité avec ses pays voisins, des investissements pourraient être nécessaires.

Figure 50 - Carte des développements possibles du réseau de transport de gaz naturel



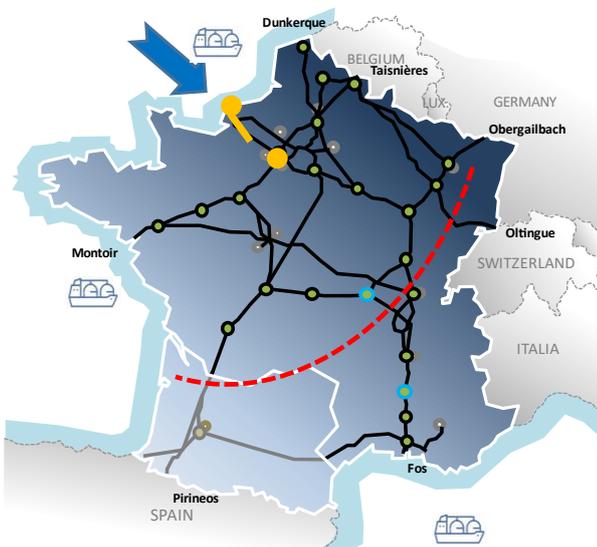
Source : GRTgaz

Les montants d'investissements indiquées ci-après ne sont pas engageants. Ils ont été estimés sur la base d'études d'opportunité, avec des hypothèses de coûts 2022. La fourchette d'incertitude est à ce stade de l'ordre de 40%, hors dispositions permettant la conversion à l'hydrogène.

Ces investissements seront confirmés en fonction de l'intérêt témoigné par le marché et après approbation de la CRE.

## 4.1. Projets d'augmentation des capacités d'import

### 4.1.1. Augmentation des capacités de transport depuis le nouveau FSRU au Havre



Afin d'optimiser les capacités de transport disponibles du nouveau FSRU prévu au Havre, des travaux seront menés au niveau du site de stockage de Saint-Clair-sur-Epte, afin de pouvoir comprimer le gaz depuis la zone Normande vers le cœur du réseau.

Ces travaux consistent en une inversion de sens de la compression et la modification des comptages. Les travaux sont prévus en 2023-2024 pour une mise en service au plus tard fin 2024.

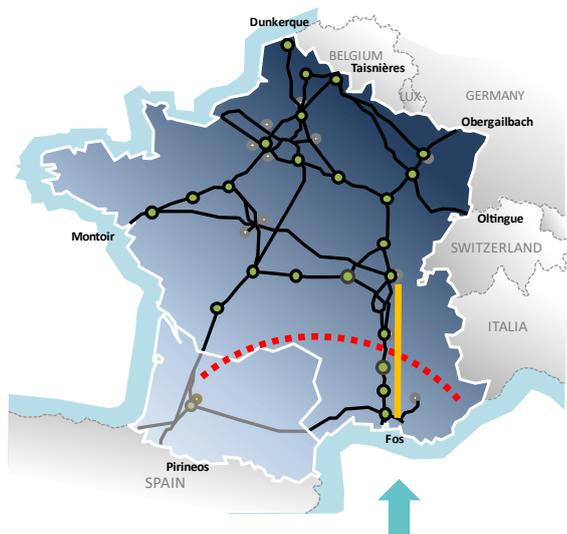
Ces investissements permettront d'augmenter de 15 à 20 GWh/j les capacités d'entrée sur le réseau pour le FSRU du Havre.

D'autres développements sont envisageables pour accroître

les capacités d'imports depuis le Havre :

- Le développement d'un terminal méthanier d'une capacité de 300 GWh/j à Antifer en remplacement à terme du FSRU du Havre nécessiterait la pose d'une canalisation de 40 km en DN1050 pour se raccorder au réseau existant, le doublement sur 40 km de l'artère de Normandie et le renforcement de la station de compression de Fontenay. Ce projet représenterait un coût de l'ordre de 450 M€.
- De la même manière, il pourrait être envisagé le développement d'un second FSRU à Antifer d'une capacité de 150 GWh/j en complément du FSRU du Havre actuellement en construction. Cela nécessiterait les mêmes investissements que pour le développement d'un terminal méthanier évoqué supra pour un même ordre de coûts autour de 450 M€.
- Enfin, pour aller au-delà de ces capacités supplémentaires, il pourrait être envisagé le développement d'un terminal méthanier en complément du FSRU actuellement en construction. De telles capacités supplémentaires nécessiteraient des renforcements de cœur de réseau pour un budget supérieur à 700 M€ pour un délai normatif d'environ 5 ans sachant que ce tracé devrait traverser des zones naturelles sensibles.

#### 4.1.2. Augmentation des capacités depuis les terminaux méthanier de Fos-sur-Mer



À Fos Cavaou, Fosmax LNG envisage une augmentation de capacité de regazéification du terminal de 10 Gm<sup>3</sup>/an actuellement à 12 ou 16Gm<sup>3</sup>/an à l'horizon 2028.

À Fos Tonkin, Elengy envisage de prolonger l'utilisation du terminal d'une capacité de 1,5 Gm<sup>3</sup>/an au-delà de 2028. À noter que l'emplacement pourrait accueillir un FSRU en complément des terminaux actuels.

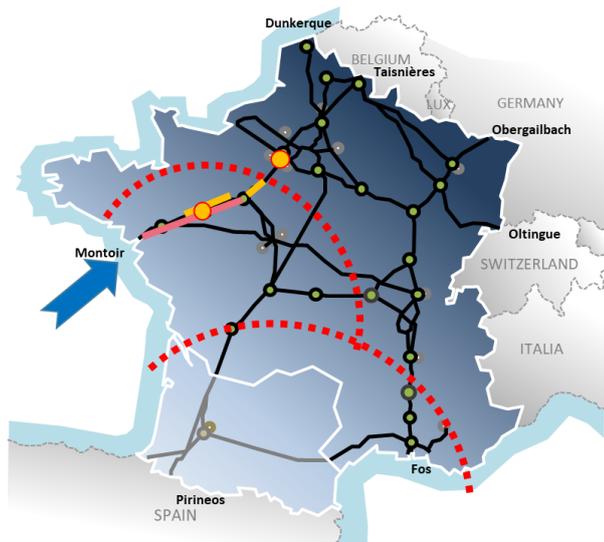
En 2022, les capacités d'entrée sur le réseau au point d'interconnexion transport – terminaux méthaniers de Fos sont de 397 GWh/j l'été et 431 GWh/j l'hiver. Pour maintenir ces capacités au-delà de 2028 il sera nécessaire de renouveler la station de compression de La Bégude représentant un budget d'environ 100 M€ et un délai de réalisation de 5 ans.

Pour aller au-delà et augmenter les capacités, il serait nécessaire de :

- doubler l'artère du Rhône sur une distance de 220 km entre St Martin de Crau (13) et Saint-Avit (26),
- contourner l'Est Lyonnais sur une distance de 150 km entre Saint-Avit et Etrez (01)
- le cas échéant, renforcer les compressions de St Avit (+16 MW) et de Voisines (+7,5 MW)

Le budget estimé s'élèverait à plus de 1,5 Mds€ pour un délai de mise en œuvre de 6 ans.

#### 4.1.3. Augmentation des capacités depuis le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne



Elengy envisage de porter la capacité du terminal de Montoir de 10 à 12,5 Gm<sup>3</sup>/an en 2027.

Actuellement le point d'interconnexion transport – terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne permet une capacité de 370 GWh/j en été et 400 GWh/j en hiver. Pour maintenir ces capacités, un ré-étagement de la station de compression d'Auvers-le-Hamon (72) est nécessaire. Pour cela des travaux sont en cours pour un budget estimé à moins de 10 M€ et une mise en service en 2024.

Pour aller au-delà et développer les capacités, il pourrait être envisagé d'adapter la station de compression d'Auvers, d'effectuer un doublement partiel ou complet de l'artère du Maine en DN 900 entre Montoir et Cherré (72) représentant entre 100 et 240 km, et le doublement de l'artère du Perche

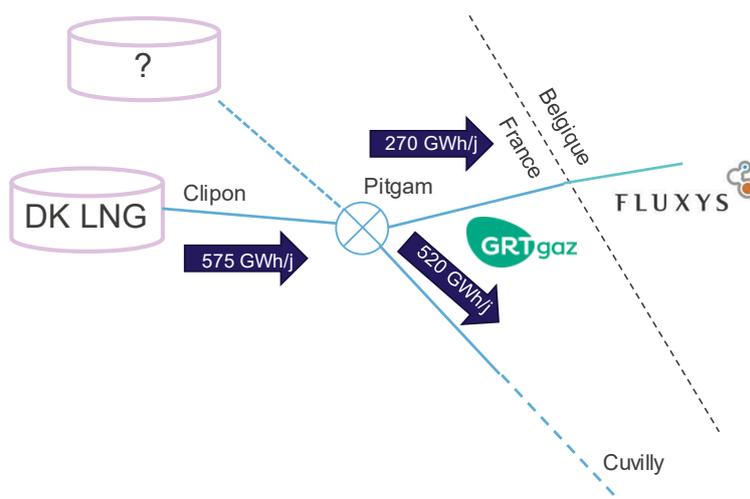
sur 63 km. Cela nécessiterait également le renforcement des compressions de Fontenay, Auvers et Cherré. Les coûts estimés pour ces développements s'élèveraient entre 650 et 1150 M€ pour un délai de 6 ans de travaux.

#### 4.1.4. Augmentation des capacités depuis le terminal méthanier de Dunkerque LNG

Dunkerque LNG étudie les opportunités d'augmentation de la capacité maximale d'émission du terminal jusqu'à 600 GWh/j. La capacité de l'exutoire au point d'interconnexion transport – terminal méthanier de Dunkerque a été portée de 520 GWh/j à 575 GWh/j et pourrait être portée à 600 GWh/j.

Pour accroître les capacités d'entrée au-delà, un renforcement de l'exutoire actuel ou la création d'un nouveau raccordement serait nécessaire. Le cas échéant, les postes de Clipon et de Pitgam devraient être adaptés et un renforcement serait nécessaire entre les deux postes au travers d'une nouvelle station de compression ou le doublement de la canalisation en DN 600.

Figure 51 - Schéma du réseau au niveau de l'interconnexion avec la terminal méthanier de Dunkerque LNG



Source : GRTgaz

Pour augmenter les capacités vers la TRF actuellement limités à 520 GWh/j, la station de Cuvilly devra être adaptée.

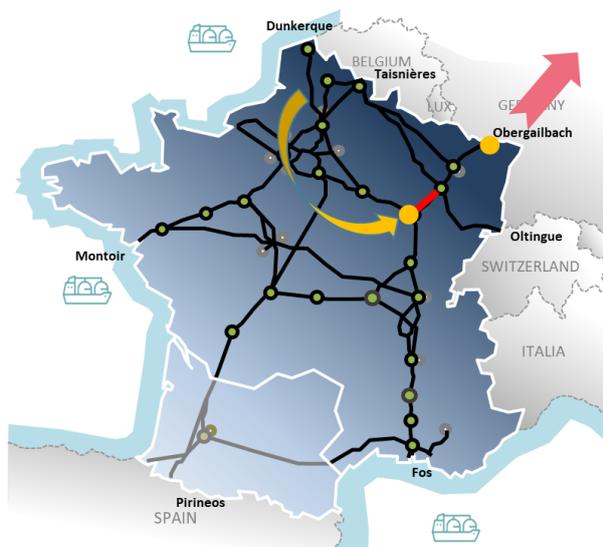
## 4.2. Projets d'augmentation des capacités d'export

GRTgaz a examiné les potentiels d'augmentation de capacités d'export vers l'Allemagne et la Suisse et l'Italie dont les approvisionnements reposaient en majorité sur la Russie.

Les potentiels d'augmentation de capacités de Virtualys vers la Belgique n'ont pas été évalué à ce stade mais seront étudiées.

Comme indiqué au Chapitre II, paragraphe 2.8, des capacités de sortie ferme supplémentaires viendraient en concurrence des perspectives de marges du système gazier français.

### 4.2.1. Avec l'Allemagne



La France et l'Allemagne sont interconnectées au point d'Obergaillbach/Medelsheim d'une capacité de 620 GWh/j de l'Allemagne vers la France.

Afin de contribuer à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement de l'Allemagne, fragilisée par les conséquences de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, un flux physique a été créé de la France vers l'Allemagne depuis le 7 octobre 2022, en coordination avec Open Grid Europe (OGE) et GRTgaz Deutschland. Une capacité quotidienne ferme est commercialisée permettant jusqu'à 100 GWh/j de flux physique vers l'Allemagne.

Dans les variantes LNG+ B et C du plan décennal de développement du réseau allemand 2022-2032, le besoin d'une capacité de 100 GWh/j depuis Medelsheim est retenu

Des premiers investissements ont été engagés :

- côté français pour adapter les automatismes et faciliter les changements de sens et adapter les systèmes d'odorisation, mis à disposition à partir de mars 2023
- côté allemand pour automatiser les inversions de sens d'une centaine de vannes entre Medelsheim et Mittelbrunn (mise en service prévue en 2024) et lancer les études de traitement du gaz, et notamment la présence d'oxygène et de sulfure d'hydrogène

Pour développer 130 GWh/j de capacités annuelles fermes vers l'Allemagne, les développements suivants doivent être envisagés :

- doublement partiel entre Voisines et Morelmaison sur 71 km en DN900
- adaptation des stations d'Obergaillbach, Voisines et Morelmaison

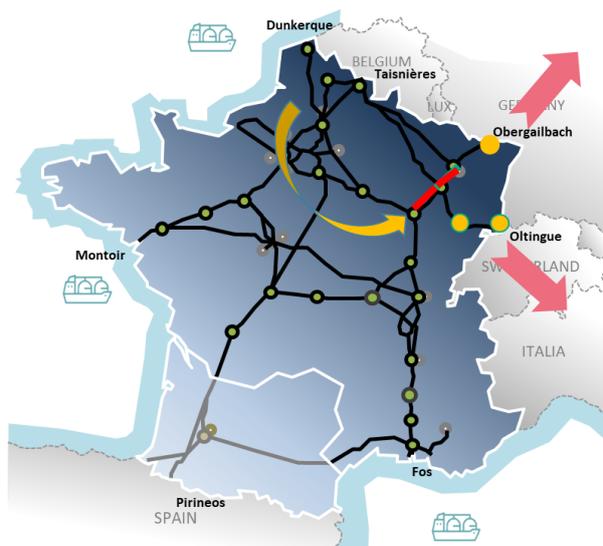
Le budget d'investissement est estimé à 180 M€ pour un délai de mise en œuvre normatif de 5 ans (2028).

Pour développer un total de 200 GWh/j, les développements suivants doivent être envisagés :

- doublement partiel entre Voisines et Morelmaison sur 79 km en DN900
- adaptation des stations d'Obergaillbach, Voisines et Morelmaison
- renforcement de la compression de Voisines (+7,5 MW)

Le budget d'investissement est estimé à 280 M€ pour un délai de mise en œuvre normatif de 5 ans (2028).

#### 4.2.2. Avec la Suisse, l'Italie et l'Allemagne



La France et la Suisse, et en aval, l'Italie et l'Allemagne, sont interconnectées au point d'Oltingue/Rodersdorf avec une capacité de 260 GWh/j de la France vers la Suisse et de 100 GWh/j de la Suisse vers la France.

Pour développer les capacités d'export vers la Suisse, des développements de cœur de réseaux doivent être envisagés, dont une partie commune au développement de capacités vers Obergailbach :

- doublement complet entre Voisines et Morelmaison sur 79 km en DN1050
  - création d'une station de compression à Champey, +32 MW
  - adaptation des stations d'Obergailbach et Oltingue
- le cas échéant renforcement de la compression à Morelmaison +10,5 MW
  - le cas échéant renforcement de la compression à Voisines +7,5 MW

Ces développements permettraient d'augmenter de 100 à 150 GWh/j les capacités vers la Suisse, Italie, Allemagne via Oltingue, conjointement à 100 à 200 GWh/j de capacités vers l'Allemagne via Obergailbach.

Les coûts d'investissements seraient compris entre 450 M€ et 600 M€ selon les configurations.

### 4.3. Projets de maintien et de développement des stockages

La France dispose, pour assurer sa sécurité d'approvisionnement, 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.

#### 4.3.1. Gournay : conversion de gaz B vers gaz H

Storengy envisage des investissements à Gournay d'ici à 2026 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.

Après sa conversion au gaz H en 2026, l'exutoire du stockage de Gournay restera constitué de la seule canalisation Gournay-Arleux qui deviendra un facteur limitant pour le stockage au vu de son potentiel (15 TWh de volume utile et 250 GWh/j en débit de pointe). L'exutoire de Gournay serait limité à 170 GWh/j à la fin de la conversion de la zone en 2028, avec pour conséquence soit une réduction au pro-rata du volume utile du stockage (si le sous-sol le permet), soit plus vraisemblablement une commercialisation de Gournay en offre saisonnière SERENE, soit dans les deux cas une perte de capacités pour la sécurité d'approvisionnement.

Afin de maintenir des capacités de stockage au Nord de la France, GRTgaz envisage la réalisation d'une connexion entre les réseaux H et ex-B entre Gournay et Cuvilly, distants de 2km, afin de connecter Gournay à un carrefour important du réseau H et ainsi fluidifier et optimiser le réseau.

Le coût de cet investissement est estimé entre 15 et 35 M€ selon les configurations pour une mise en service en 2027. Des discussions sont conduites entre Storengy et GRTgaz sur ce sujet.

### 4.3.2. Etrez

Storengy envisage la mise en gaz et le raccordement de 2 cavités existantes aujourd'hui en saumure, pour 1,6 TWh, sous réserve d'une approbation de la CRE.

Deux cavités supplémentaires pourraient être mise en gaz sans apport de capacités d'injection ou de soutirage associées.

### 4.3.3. Manosque

Géométhane envisage d'ici 2024 la mise en gaz et le raccordement de 2 cavités existantes aujourd'hui en saumure, pour 1,1 TWh (sans apport de capacités d'injection ou de soutirage associées), sous réserve d'une approbation de la CRE.

Ces deux derniers projets n'ont pas d'impact sur le réseau de transport mais permettraient d'augmenter le volume utile de stockage en France et d'améliorer la sécurité d'approvisionnement l'hiver. En revanche, l'augmentation du volume utile entraînerait un allongement de la durée d'injection, pouvant mettre en tension le remplissage des stocks en été, en particulier après un hiver froid.

## 5. Projet d'adaptation gaz B/gaz 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 représentait en 2018 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 France ne devrait plus recevoir de gaz B à l'horizon de fin 2028.

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

### 5.1. Une coordination nationale sous l'égide des pouvoirs publics

Un comité de suivi réunit, sous l'autorité des ministres chargés de l'énergie, de la sécurité industrielle et de l'économie, les parties prenantes concernées :

- CRE (Commission de régulation de l'énergie),
- les représentants des fournisseurs de gaz,
- les gestionnaires de réseaux de gaz,
- l'opérateur de stockage,
- les opérateurs d'injection de gaz de mine et de biométhane,
- les équipementiers et professionnels du gaz,
- l'association France Gaz,
- les autorités concédantes concernées,
- les associations de consommateurs et les fédérations syndicales de l'énergie, qui désignent chacun un représentant.

Ce comité détermine les priorités, les différentes orientations et veille au respect du calendrier de conversion.

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.

### 5.2. Les travaux sur le réseau de transport de GRTgaz

Une phase pilote entre 2019 et 2020 a permis de convertir avec succès les secteurs de Doullens, Gravelines, Grande-Synthe et Dunkerque et d'éprouver les processus opérationnels. Cette phase pilote a nécessité au préalable une adaptation des réseaux de transport avec notamment la création de connexion entre les réseaux H et B à Gravelines, Brouckerque et Valhuon. Ces travaux engagés en 2016 se sont achevés en 2020 pour un montant total de 47,7 M€.

Une deuxième série de modifications du réseau de transport a été engagée en 2019 pour permettre la conversion entre 2021 et 2024 des secteurs de Calais et St Omer (2021), Béthune Nord, Boulogne et Abbeville (2022), Amiens, Aisne Sud et Aisne Nord (2023) et Arras, Béthune et Lens (2024). Les principaux travaux de cette phase

consistent en l'adaptation de la station de compression de Taisnières à des bas débits, la construction d'une canalisation en DN300 entre Béthune et Lens (2023) et à des adaptations de postes existants pour raccorder et isoler les réseaux H et B et contrôler la qualité du gaz. Un budget cible de 30,9 M€ a été fixé par la CRE pour réaliser ces travaux.

Figure 52 - Carte de la conversion de la zone Gaz B en Gaz H – situation à fin 2022

SITUATION À FIN 2022



Source : GRTgaz

La dernière phase de travaux sera engagée en 2023 pour préparer les conversions entre 2025 et 2028 des secteurs de Lille Ouest et Douai (2025), de Lille Ouest et Gournay-Arleux (2026), Cambrai, St-Amand et Valenciennes (2027) et Maubeuge (2028). La conversion du stockage de Gournay en gaz H sera effectuée au printemps 2026. Les travaux prévus consistent en des travaux de raccordements à Taisnières des Artois Est au réseau H et du secteur de Maubeuge, à la poursuite de l'adaptation de la station de compression de Taisnières à des bas débits et des travaux d'adaptation des postes pour isoler les réseaux H et B, garantir la continuité d'alimentation, et maîtriser et contrôler la qualité du gaz. Ces travaux sont estimés à ce stade à 25 M€.

### 5.3. Les évolutions du réseau B en amont

À la suite des décisions ministérielles des Pays-Bas d'arrêter définitivement les extractions de gaz depuis Groningen en 2023 (sauf circonstances exceptionnelles), plusieurs mesures ont été prises afin de garantir les exports de gaz B vers l'Allemagne, la Belgique et la France, avec notamment l'augmentation des capacités des installations d'appauvrissement du gaz H à l'azote de Wieringermeer en décembre 2019 et la construction d'une usine de production d'azote à Zuidbroek dont la mise en service est prévue fin 2023 et la conversion du stockage de Grijpskerk en gaz B pour l'année gazière 2023/24. Ces mesures permettront de couvrir 100% des besoins en gaz B.

Le marché Belge sera entièrement converti en gaz H en septembre 2024. Une des deux artères parallèles entre les Pays Bas (Hilvarenbeek) et la France (Blareignies/Taisnières) sera maintenue en gaz B afin de garantir l'approvisionnement en gaz B des consommateurs français jusqu'à leur conversion finale.

### 5.4. Les conséquences sur l'offre

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.

Le stockage de Gournay sera maintenu en gaz B jusqu'en avril 2026.

Les capacités d'entrées fermes à Taisnières B seront progressivement réduites de 230 GWh/j en 2022 à 105 GWh/j en 2025 du fait de la conversion progressive de la zone B en gaz H et en 2025 de la conversion en H de l'une des deux artères des Artois Est entre Taisnières et Arleux :

En GWh/j	Oct 22-Oct 23	Oct 23-Oct 24	Oct 24-Oct 25	Oct 25-Oct26
<b>Capacité technique ferme Taisnières B</b>	200	170	170	115

Ces évolutions correspondent à la vision actuelle de GRTgaz résultant du projet de plan de conversion soumis aux autorités en novembre 2020. En particulier, les échéances ci-dessus pourront évoluer si le planning de conversion actuellement envisagé est modifié. De même les valeurs de capacité technique sont mises à jour annuellement pour tenir compte de l'évolution des hypothèses de consommations et de développement du biométhane.

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.

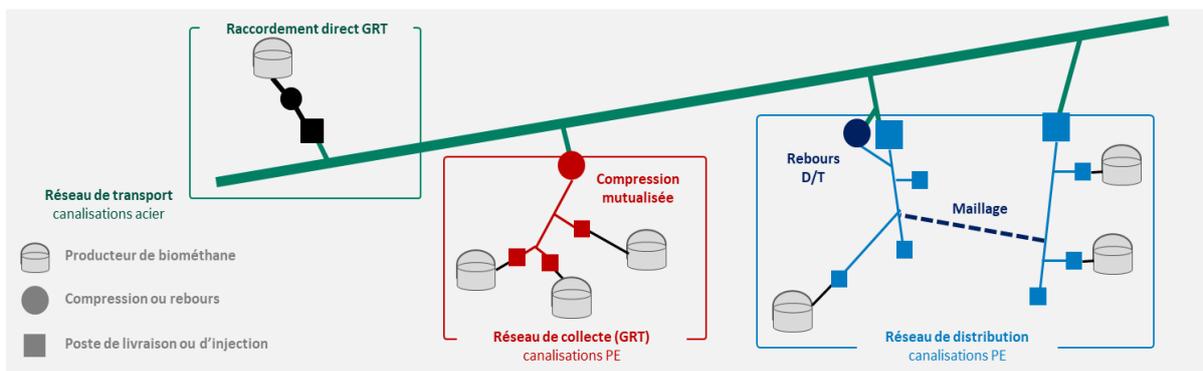
# 6. Projets d'adaptation du réseau pour les gaz renouvelables

## 6.1. Développement de la méthanisation

Le développement de la production de biométhane, par méthanisation, filière la plus mature et qui sera la principale source de gaz renouvelable d'ici 2030, s'accompagnera de la réalisation de raccordements des unités de production sur les réseaux de distribution, mais également, pour les plus gros projets ou les projets éloignés des réseaux de distribution, directement sur les réseaux de transport.

Par ailleurs, les injections dans les réseaux de distribution peuvent dépasser les consommations 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 les réseaux de transport.

Figure 53 - Solutions pour l'intégration des surplus de productions de biométhane du réseau de distribution



Source : GRTgaz

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 technico-économique et sur une planification des ouvrages (appelée zonage).

À fin novembre 2022, 312 zonages ont été validés par la CRE pour un volume raccordable de 34,6 TWh et un investissement total de 1,1 Mds€ tous opérateurs confondus.

Depuis la mise en œuvre du droit à l'injection, la CRE a approuvé la réalisation de 31 installations rebours, soit 33 rebours au total en incluant les rebours pilotes de Pouzauges et Pontivy.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2023, 12 rebours sont en service sur le réseau de GRTgaz à Chessy, Bourges, Valois, Craon, Argentan, Soisson, Laon, Troyes, Vouziers et Rennes Ouest. Sur les 4 prochaines années, GRTgaz prévoit la mise en service de 33 postes rebours, soit un quadruplement de la taille du parc en 4 ans.

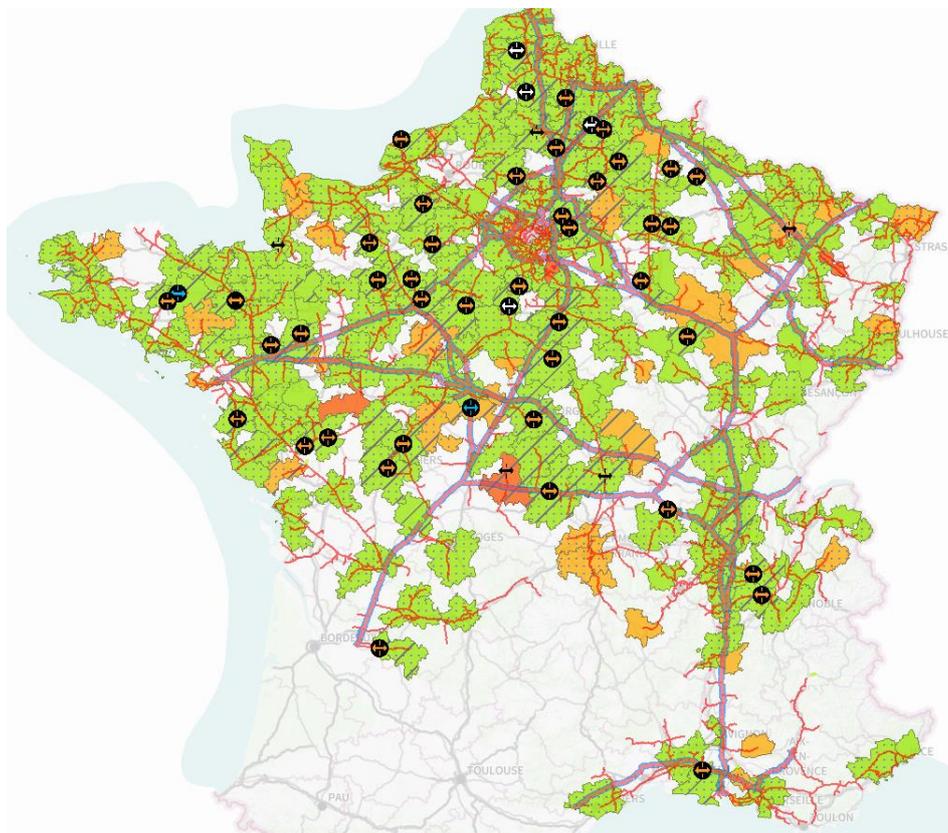
Un ralentissement du nombre de mises en service est attendu entre 2025 et 2026 reflétant la baisse du nombre de nouveaux projets rentrant dans le registre de capacité. Néanmoins, au-delà de 2026, les nouveaux dispositifs mis en place par le gouvernement (ex. révision des tarifs, mise en place des certificats de production de biométhane, lancement d'appel d'offres) devraient permettre de relancer la dynamique de développement du biométhane et l'émergence de nouveaux projets. De ce fait, GRTgaz prévoit une nouvelle accélération des saturations des zones en cohérence avec les zonages validés. Hors tarif d'achat, les projets pourraient bénéficier d'un financement par des industriels pour poursuivre le développement de la filière.

À fin 2022, 514 sites de production de biométhane sont connectés au réseau de gaz naturel représentant une capacité de production totale de 9 TWh.

Parmi ces sites, 63 sites sont raccordés au réseau de GRTgaz représentant une capacité de production annuelle de 1,6 TWh. En 2023 et 2024, GRTgaz raccordera 42 sites supplémentaires pour atteindre une capacité d'injection sur le réseau de transport de 3,8 TWh annuelle. Le nombre de mises en service devrait ralentir en 2024-2025 du fait de la baisse des nouveaux projets depuis la fin des tarifs de rachat historiques en 2020.

Compte tenu du contexte actuel, les objectifs européens et nationaux de production de gaz renouvelables ont été réhaussés pour réduire les importations russes de gaz fossiles (RePower EU). Ces annonces tendent à accélérer les discussions sur la mise en place de nouveaux mécanismes de soutien (appel d'offre et certificat de production biométhane). Ces discussions prennent également en compte les difficultés économiques de la filière à faire émerger des projets, avec notamment les questions d'indexation des tarifs à l'inflation.

Figure 54 - Cartographie des zonages de raccordement



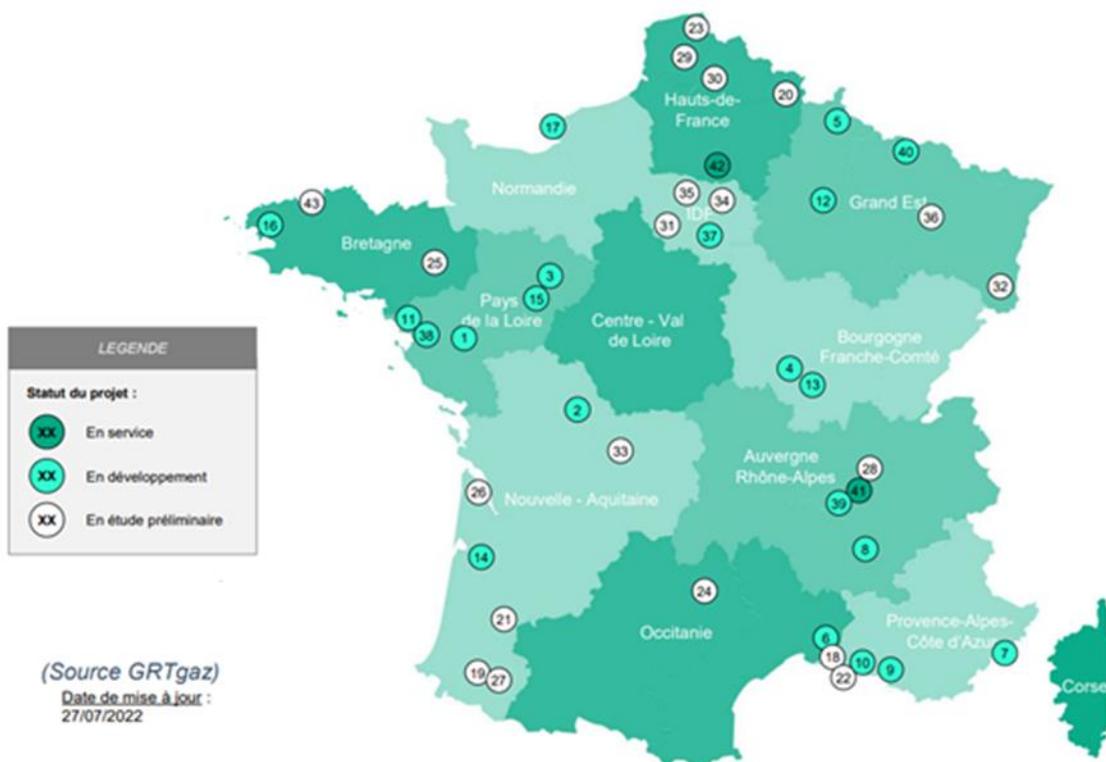
Source : GRTgaz

## 6.2. Pyrogazéification, gazéification hydrothermale, méthanation : les filières se structurent

Ces trois filières bénéficient d'avancées réglementaires qui sont de nature à accélérer leur émergence. Ainsi, la loi accélération des Energies renouvelables étend les dispositions du droit à l'injection au biométhane et au gaz bas carbone, quel que soit la technologie employée.

Cette reconnaissance des gaz issus des technologies de pyrogazéification ou gazéification hydrothermale est de nature à accélérer l'essor de ces filières. Des projets se structurent en territoire, comme le démontrent les résultats de Appel à Manifestation d'Intérêt sur la Pyrogazéification pour Injection lancé par le Comité Stratégique de Filière « Nouveaux Systèmes Énergétiques » et piloté par GRTgaz en 2022. 49 porteurs de projets de production de gaz renouvelables et bas-carbone ont répondu et déposé un dossier. Ces projets sont répartis sur l'ensemble du territoire national : 11 régions sur 13 sont représentées. 19 projets sont au stade de développement.

Figure 55 - Projets recensés dans l'AMI lancé par le CSF NSE et piloté par GRTgaz



Source : GRTgaz

Des projets de méthanation et de gazéification hydrothermale sont également à l'étude pour des mises en service projetées avant 2030.

C'est pourquoi GRTgaz intègre à ses scénarios une production de 10 TWh de production de gaz renouvelables à horizon 2030 issu de ces nouvelles filières prometteuses.

### 6.3. Projection des investissements liés au développement des gaz renouvelables

À l'horizon 2030, pour atteindre 46 TWh d'injection de gaz verts en France, correspondant au scénario ADEME S1, les modèles estiment un besoin pour le réseau de GRTgaz de 81 rebours, 10 compressions mutualisées et 30 petites compressions transport/transport (nécessaires pour remonter le gaz depuis le réseau régional vers le réseau principal transport) correspondant à un investissement pour GRTgaz d'environ 300 M€. Pour atteindre un volume d'injection de gaz verts de 60 TWh associé au scénario « 320 des opérateurs », les modèles estiment un besoin de 97 rebours, 11 compressions mutualisées et 40 petites compressions transport/transport correspondant à un investissement pour GRTgaz d'environ 370 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.

### 6.4. Développement de l'hydrogène

La transition énergétique et l'atteinte de la neutralité carbone imposent la sortie des énergies fossiles et le report en partie des usages actuels des énergies fossiles vers des énergies bas-carbone. L'hydrogène renouvelable ou bas-carbone est appelé à jouer un rôle significatif dans l'atteinte de la neutralité carbone.

D'abord, il s'agit de décarboner la production actuelle de l'hydrogène consommé comme « matière première » dans la fabrication de certains produits de l'industrie (produits pétroliers, engrais, ammoniac, etc.). Cet hydrogène est aujourd'hui produit en grande partie à partir de vaporeformage de méthane, dont la réaction conduit à des émissions de CO<sub>2</sub>. Le recours à la technologie de capture de carbone et à la production par électrolyse, dans un contexte où la production d'électricité est décarbonée, permet de réduire ces émissions.

L'hydrogène renouvelable constitue aussi un vecteur énergétique qui n'émet pas de gaz à effet de serre lors de son utilisation et lors de sa production, il peut être utilisé directement en combustion ou pour conversion vers l'électricité via une pile à combustible ou une centrale électrique.

Enfin, l'hydrogène peut représenter aussi une forme de stockage de l'électricité pour contribuer à assurer l'équilibre du système électrique : l'hydrogène peut être produit par électrolyse lors de périodes d'abondance de production d'électricité, puis stocké massivement en cavité sous-terrainne, pour être utilisé ultérieurement dans une centrale à l'hydrogène pour produire de l'électricité (on parle de boucle power-to-hydrogen-to-power). Cette solution permet d'apporter une flexibilité « de longue durée » (modulation « inter-saisonnière » et « inter-hebdomadaire »), qui ne peut être apportée par les batteries stationnaires, les STEP, le pilotage des véhicules électriques ou des ballons d'eau chaude. Une flexibilité « de longue durée », basée sur des centrales thermiques à partir de gaz décarboné est nécessaire dans les scénarios à forte pénétration d'EnR dans le mix électrique.

#### 6.4.1.1 Au niveau européen, l'initiative *European Hydrogen Backbone* apporte des visions nourries sur le développement de l'H<sub>2</sub> et le rôle des infrastructures pour ce développement

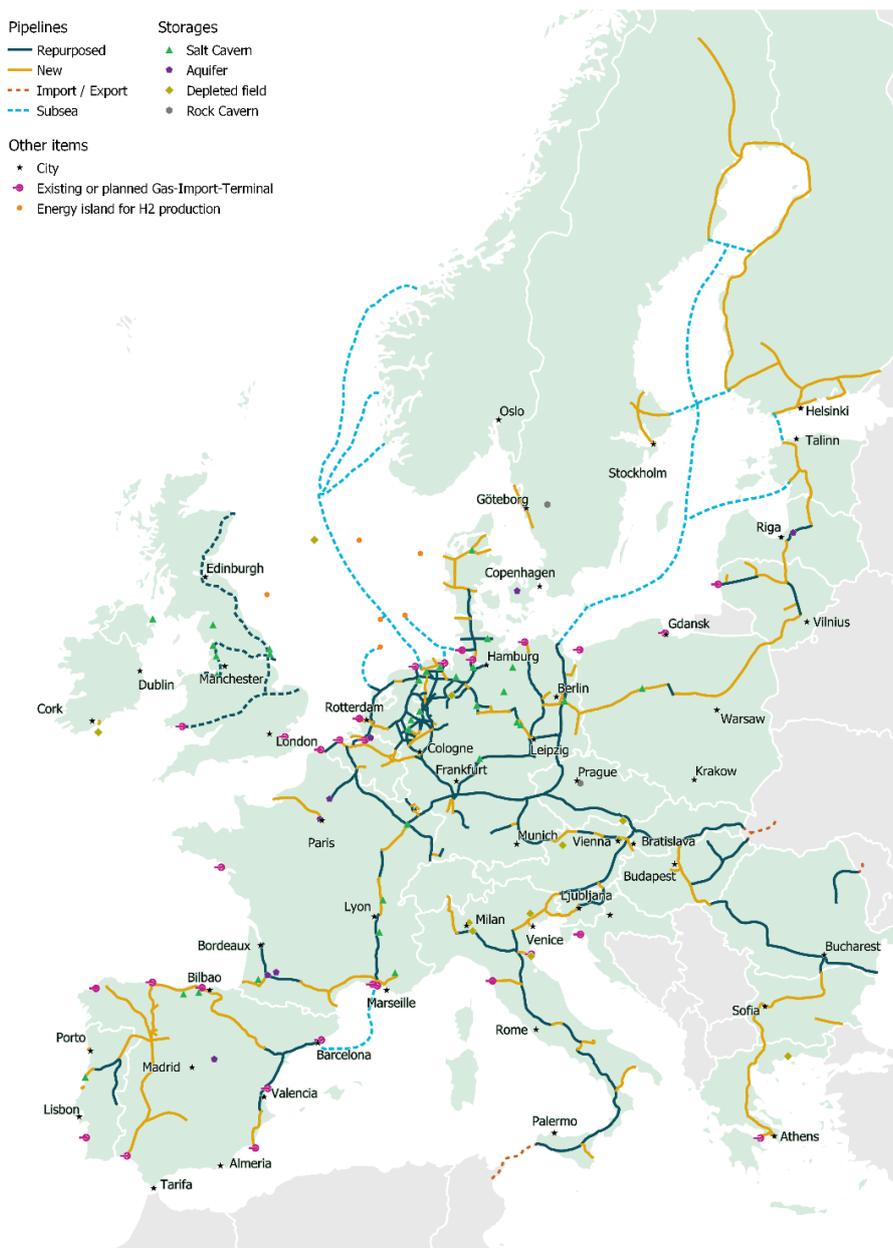
L'initiative *European Hydrogen Backbone* (EHB) consiste en un groupe de trente et un opérateurs d'infrastructures énergétiques, unis par une vision commune d'une Europe climatiquement neutre rendue possible par un développement significatif de l'hydrogène renouvelable et à faible émission de carbone.

L'initiative EHB vise à accélérer la décarbonisation de l'Europe en définissant le rôle essentiel de l'infrastructure de l'hydrogène - basée sur les pipelines existants et nouveaux - pour permettre le développement d'un marché de l'hydrogène paneuropéen compétitif, liquide, renouvelable et à faible teneur en carbone.

L'initiative vise à favoriser la concurrence sur le marché, la sécurité de l'approvisionnement, la sécurité de la demande et la collaboration transfrontalière entre les pays européens et leurs voisins.

Depuis sa fondation en 2020, l'initiative *European Hydrogen Backbone* (EHB) apporte des éléments permettant d'optimiser le développement de l'hydrogène en Europe grâce aux publications de ses cartes phares<sup>17</sup>, avec une vision d'une infrastructure paneuropéenne de transport de l'hydrogène. En réponse aux évolutions du marché et l'accélération liée à RepowerEU, la vision a été actualisée<sup>18</sup> et élargie.

Figure 56 - Vision à 2030 de la dorsale hydrogène européenne (EHB initiative)



Source : EHB, Gas for Climate

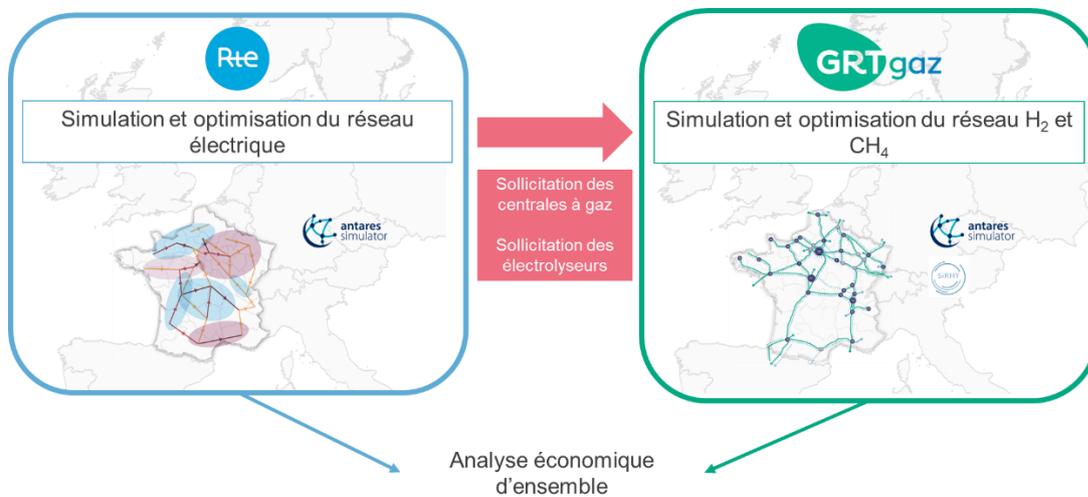
<sup>17</sup> <https://ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps>

<sup>18</sup> <https://www.ehb.eu/newsitems#european-hydrogen-backbone-grows-to-meet-repower-eu-s-2030-hydrogen-targets>; <https://www.ehb.eu/files/downloads/EHB-Supply-corridor-presentation-Full-version.pdf>; <https://www.ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>;

### 6.4.1.2 Au niveau national, GRTgaz mène des études conjointes avec RTE

Compte-tenu du fort couplage entre les vecteurs électricité, hydrogène (l'hydrogène étant supposé principalement produit par électrolyse) et méthane (notamment car des éléments du réseau de méthane peuvent être convertis à l'hydrogène), l'évaluation des infrastructures de stockage et de transport hydrogène doit être menée en cohérence avec l'évaluation des infrastructures de production et de transport d'électricité et de méthane. La flexibilité des électrolyseurs et éventuellement l'utilisation de l'hydrogène dans les centrales au gaz assureront la flexibilité du système électrique. Le développement du réseau d'hydrogène pourra se construire en partie sur la reconversion de canalisations au méthane, dans un contexte de baisse des consommations de méthane et de sa production locale par méthanisation. Le développement du stockage d'hydrogène pourra se construire en partie sur la reconversion de cavités salines au méthane. Les études sur les infrastructures doivent donc tenir compte des infrastructures existantes.

Figure 57 - Schéma de principe des études conjointes GRTgaz-RTE



Source : Concertation, GRTgaz, RTE

GRTgaz et RTE mènent actuellement ainsi une étude conjointe sur les besoins d'infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène et de transport d'électricité associés au développement de l'électrolyse. Cette étude se situe dans le prolongement des Futurs énergétiques 2050 de RTE ainsi que des analyses sur les infrastructures hydrogène menées par GRTgaz.

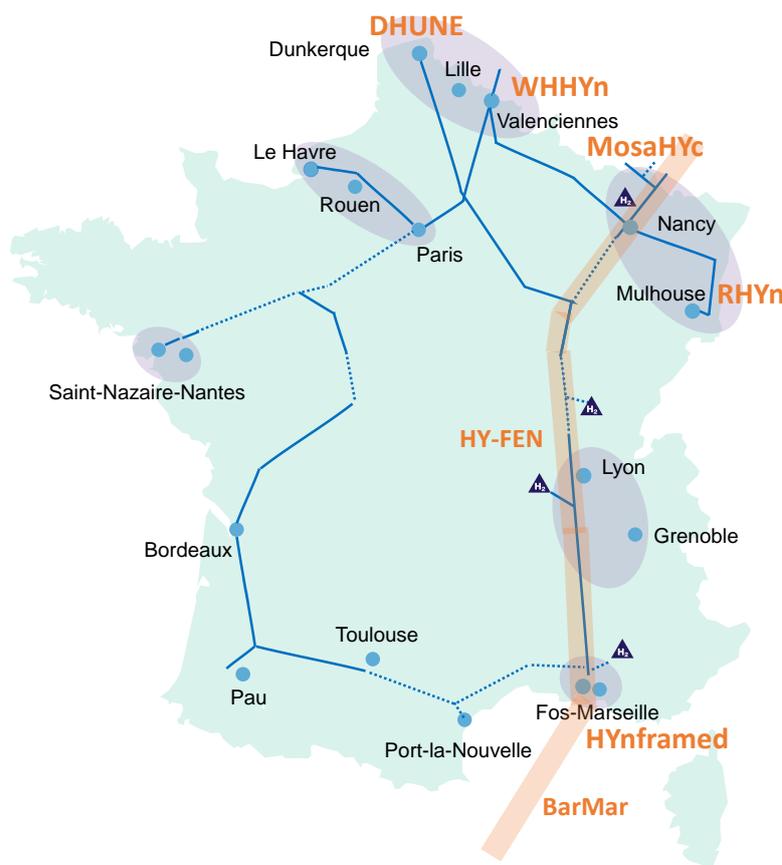
GRTgaz et RTE ont organisé en décembre 2022 une réunion de concertation pour exposer les finalités, méthodologies et hypothèses de cette étude. Un document support a été partagé aux parties prenantes, dont les retours seront intégrés à l'étude.

Le choix de focaliser l'analyse sur le réseau de grand transport permet de traiter la question de la complémentarité des réseaux électrique et gazier pour transporter de l'énergie sur des longues distances et conduit à apporter une vision globale des enjeux d'organisation du territoire national en matière de développement de l'électrolyse et des réseaux d'électricité et d'hydrogène. Néanmoins, des questions de localisation plus précises commencent à être soulevées avec les demandes de raccordement de premiers électrolyseurs de capacité conséquente pour alimenter les bassins industriels. Ces questions portent en général sur une maille géographique plus petite et sur des horizons plus proches (2030-2035) et présentent chacune des spécificités locales. Elles seront étudiées au cas par cas par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité et de gaz en s'articulant en cohérence avec les enseignements de l'étude « nationale »

### 6.4.1.3 Les enseignements des analyses d'infrastructures menées au niveau européen et français alimentent l'action de GRTgaz en tant qu'acteur clé pour la création de marchés hydrogène

En 2021, GRTgaz et TEREKA ont mené conjointement une consultation pour identifier les besoins des acteurs du marché de l'hydrogène. Ces travaux ont permis d'identifier les grands bassins de production et consommation prioritaires, GRTgaz a poursuivi les échanges avec les acteurs au sein de ces bassins, notamment à travers des ateliers territoriaux. À la suite de cette démarche de structuration des écosystèmes, des besoins concrets d'infrastructure se sont précisés dans certains bassins industriels.

Figure 58 - Carte des écosystèmes hydrogène et des potentiels canalisations grand transport en France



Source : GRTgaz

Au sein de ces écosystèmes, GRTgaz développe des projets de canalisation reliant différents producteurs et consommateurs. Les projets les plus avancés sont présentés ci-dessous :

- MosaHYc, démonstrateur de conversion de canalisation gaz naturel en hydrogène. Ce réseau transfrontalier de 100 km (dont 70 km convertis) s'étendra entre Völklingen, Perl (Sarre), Bouzonville et Carling (Moselle). Il vise à aider le développement d'une mobilité hydrogène verte et à soutenir la réindustrialisation de cette région transfrontalière. Le projet est mené avec le soutien de l'ADEME ;
- Les projets DHUNE et WHHYn dans les Hauts-de-France sont respectivement situés dans la zone industrialo-portuaire de Dunkerque et dans la région de Valenciennes. À terme, ces deux projets s'inscrivent dans un plus vaste corridor de réseau hydrogène franco-belge, s'appuyant sur des conversions d'actifs gaz et sur des canalisations neuves ;

- Le projet RHYn dans le Rhin Supérieur : long de 100km dont 60 km de canalisations reconverties, il permettra de décarboner l'industrie et la mobilité dans cette région transfrontalière ;
- Le projet Hynframed , étudié avec le soutien de l'ADEME et la Région Sud, relie consommateur, producteurs d'hydrogène renouvelable et stockage dans le bassin industriel de Fos

Ces projets à l'échelle de bassins industriels vont permettre d'accélérer la décarbonation de zones industrielles fortement émettrices. Parallèlement à leur émergence, la vision d'un marché européen de l'hydrogène se précise à la suite des annonces des dirigeants européens sur le projet de corridor européen H2MED.

Le développement de H2MED est le premier pilier de la dorsale européenne de l'hydrogène (European Hydrogen Backbone), qui vise à accélérer la décarbonation de nombreux secteurs industriels stratégiques en Europe en créant l'infrastructure d'hydrogène nécessaire au développement d'un marché de l'hydrogène compétitif, liquide et paneuropéen. Ce projet permettra également de contribuer à l'intégration des énergies renouvelables intermittentes. Il représente une capacité de transport jusqu'à 2 millions de tonnes par an d'hydrogène renouvelable, ce qui représente 10 % de la consommation prévue en Europe en 2030, selon REPowerEU.

En France ce projet de dorsale correspond aux projets BARMAR (liaison Barcelone Marseille) et HY-FEN (infrastructure de 1200 km permettant de relier Marseille à l'Allemagne).

Figure 59 - Illustration du tracé de l'interconnexion H<sub>2</sub> entre Barcelone et Marseille

# The route: Barcelona-Marseille

Connection point



Source : H2med

GRTgaz mène, en collaboration avec Enagás, Teréga et REN, le développement de cette interconnexion en lien avec la volonté des chefs de gouvernement de soutenir le développement de bassins de consommation et de vallées hydrogènes en France et en Allemagne et contribuer aux ambitions de la stratégie européenne pour l'hydrogène. Les volumes d'hydrogène fournis par la péninsule ibérique et transportés par canalisation, contribueront à accélérer davantage le déploiement de l'économie de l'hydrogène en France, au Portugal et en Espagne, ainsi que dans les pays du nord de l'UE comme l'Allemagne. H2Med-BarMar permettra l'accès à un hydrogène moins cher, une plus grande sécurité d'approvisionnement et augmentera ainsi la compétitivité et l'attractivité de la France pour les industriels. Le rapport METIS de la Commission européenne conclut également que l'intégration transfrontalière réduira considérablement le coût de l'hydrogène fourni.

Enagás, GRTgaz, Teréga et REN ont soumis conjointement le jeudi 15 décembre 2022 ces projets à la labellisation de Projets d'Intérêt Commun (PCI) dans le cadre du nouveau règlement sur les réseaux transeuropéens d'énergie (RTE-E) (UE/2022/869).

GRTgaz a également soumis pour labellisation les projets dans les bassins de Dunkerque, Fos-Marseille, Valenciennes, en Moselle et dans la vallée du Rhin, ainsi que le corridor permettant de relier la péninsule Ibérique à l'France (projet HY-FEN). Cet ensemble cohérent vise à développer des infrastructures de transport par canalisation au bénéfice des écosystèmes locaux hydrogène en émergence. Dans l'ensemble, 147 projets hydrogène ont été soumis par les acteurs européens à la labellisation de Projets d'Intérêt Commun (PCI).

#### 6.4.2. Développement de la filière « CCUS » en France et en Europe

En parallèle du développement de l'hydrogène bas carbone et renouvelable, un rôle de plus en plus important du « Carbon Capture, Utilisation and Storage » (CCUS) est identifié par les organismes (IEA, Commission Européenne, ADEME) et par le gouvernement français dans les projections des futurs mix énergétiques décarbonés « Net zero » voire des solutions d'abattement carbone à long terme (BECCS). Des projets émergent désormais en Europe du Nord et en Méditerranée. GRTgaz étudie les sa possible contribution à la collecte et au transport de CO<sub>2</sub> en France en vue de sa valorisation ou stockage, en France ou dans des zones voisines (Mer du Nord). À ce titre, GRTgaz est notamment membre du Club CO<sub>2</sub> et participe activement au GT CCUS du Comité Stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques.

En 2021, GRTgaz et Teréga ont lancé la première consultation nationale des acteurs du marché de l'hydrogène bas-carbone et renouvelable. L'analyse des réponses montre un intérêt marqué des industriels pour le Carbon Capture and Storage /Carbon Capture and Utilisation (CCUS) en vue de la décarbonation de leurs activités, et indique que la visibilité des porteurs de projet sur la logistique était tout aussi importante pour le CO<sub>2</sub> que pour l'hydrogène.

Pour respecter les objectifs de la SNBC, la France, compte-tenu des nombreux industriels émetteurs présents sur le territoire, se prépare à mettre en œuvre des procédés de captage du CO<sub>2</sub> sur les émissions des sites industriels, avec des volumes captés identifiés à hauteur de 15 MtCO<sub>2</sub>/an d'ici 2050.

Le CO<sub>2</sub> capté devra, soit être stocké dans des réservoirs géologiques, soit valorisé par des filières et des procédés de conversion vers des matériaux ou produits réutilisables. Compte tenu de la dispersion des zones d'émission sur le territoire national, et la localisation potentielle des zones d'export, des sites de valorisation ou des stockages géologiques (onshore ou offshore), il sera nécessaire de développer un schéma logistique adapté au transport de ces volumes de CO<sub>2</sub>.

GRTgaz étudie ainsi les perspectives du marché du CCUS et du développement des infrastructures qui seront nécessaires au transport de CO<sub>2</sub> en France, notamment le transport par canalisations. GRTgaz est partenaire de projets soumis à la labellisation de Projets d'Intérêt Commun (PCI) dans les bassins de Dunkerque, Fos sur Mer - Marseille et Saint Nazaire - Montoir.

Spécifiquement à Dunkerque, en concertation avec les acteurs institutionnels et industriels de la zone Industriale portuaire de Dunkerque, pour accompagner et accélérer l'émergence des projets CCUS, GRTgaz propose de développer, construire et exploiter un réseau de transport de CO<sub>2</sub> qui permettra de connecter les sites industriels captant leur CO<sub>2</sub> aux sites de stockages de CO<sub>2</sub> et aux futurs sites de valorisation du CO<sub>2</sub>.

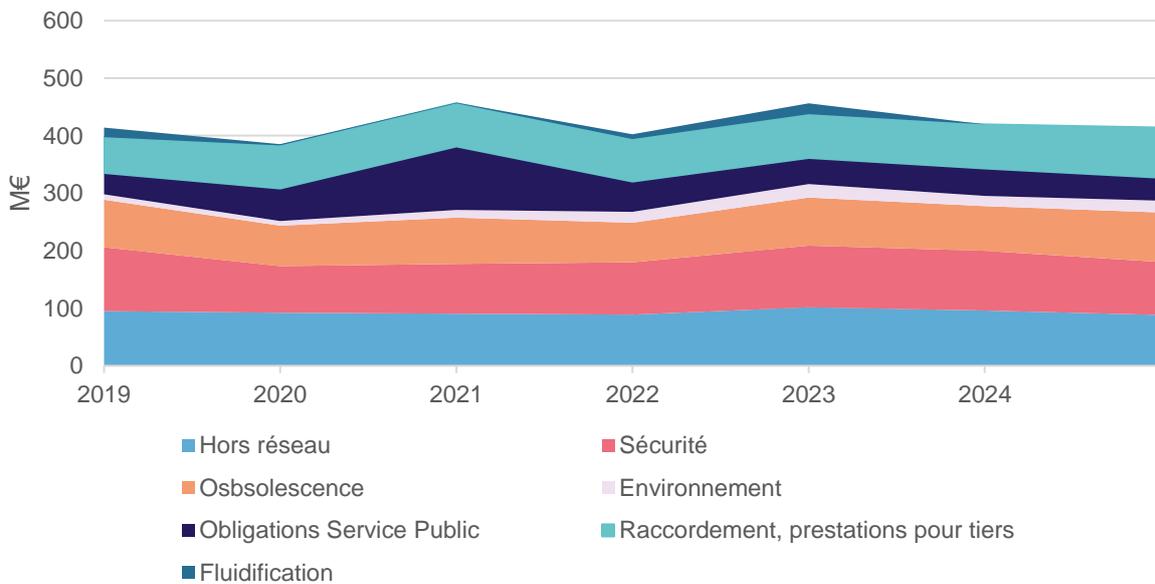
Cette démarche collective et mutualisée de développement d'infrastructure de transport CO<sub>2</sub> vient compléter, selon le même processus, le projet de développement d'un réseau hydrogène lancé par GRTgaz le 19 septembre 2022 au niveau de la zone industrielle portuaire de Dunkerque.

Comme pour l'hydrogène, le réseau planifié aura vocation à être étendu pour connecter d'autres territoires au pôle d'activité CO<sub>2</sub> ainsi constitué à Dunkerque, et à contribuer ainsi à l'attractivité et au dynamisme de la zone en lui apportant les infrastructures essentielles aux projets de décarbonation industriels. En conséquence, GRTgaz a lancé un appel au marché, autrement appelé *Open Season*, visant à confirmer l'intérêt économique pour une infrastructure de transport de CO<sub>2</sub> par canalisations dans la zone portuaire de Dunkerque. Cette *Open Season* est un appel à intérêt transparent et non-discriminatoire, ouvert à l'ensemble des acteurs souhaitant participer. À l'issue de cet appel à intérêt, GRTgaz réalisera en 2023, sur la base des réponses obtenues, une étude de faisabilité.

# 7. Les autres investissements de GRTgaz

Sans prendre en compte les potentiels projets d'augmentation de capacité d'entrée et de sortie du réseau, ni les impacts de potentielles évolutions réglementaires, la trajectoire d'investissement de GRTgaz devrait rester stable dans le temps.

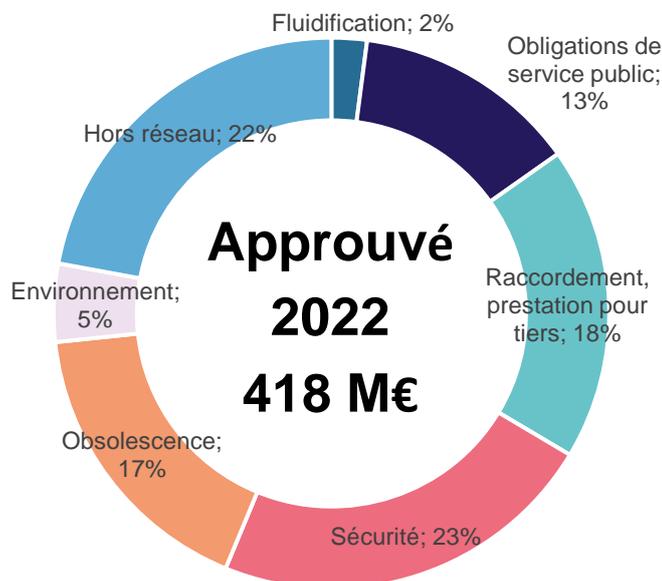
Figure 60 - Chronique des investissements de GRTgaz



Source : GRTgaz

Le montant approuvé des investissements 2022 s'élève à 418 M€ et est réparti de la manière suivante :

Figure 61 - Enveloppes des investissements approuvés de GRTgaz pour l'année 2022



Source : GRTgaz

## 7.1. Obligations de Service Public

Le service public dans le secteur du gaz naturel est défini par le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004, qui instaure, pour le transport, des exigences de continuité d'acheminement et de conformité du gaz livré aux clients. En particulier, GRTgaz doit dimensionner et adapter son réseau pour satisfaire l'acheminement jusqu'à des températures extrêmement basses (telles qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans).

Les investissements au titre de ces obligations représentent une enveloppe comprise entre 40 et 50 M€/an.

Ces investissements couvrent les adaptations du réseau régional qui incluent les besoins liés à la conversion de la zone B au gaz H, les renforcements d'antennes occasionnés par des développements de la consommation de clients sur réseau de distribution ou directement raccordés au réseau de transport. Ils couvrent également l'adaptation des postes de livraison en débit ou pression pour les distributions publiques et les clients industriels.

GRTgaz investit également pour le renforcement des moyens de comptage, de suivi de la qualité gaz et de télétransmission.

Les prochaines années seront à ce titre marquées par la nécessaire adaptation des moyens de télétransmission aux évolutions technologiques du secteur des Télécom. Le projet TELESTER permettra ainsi de moderniser les équipements de télétransmission du réseau au fur et à mesure de l'obsolescence annoncée des réseaux téléphoniques commutés (RTC) et du fil de cuivre vers des solutions radio et 4G. GRTgaz adapte également son réseau en s'équipant progressivement de chromatographes compatibles avec la présence d'H<sub>2</sub>.

## 7.2. Raccordements et prestation pour tiers

Le développement du réseau doit répondre aux demandes de raccordement de nouveaux clients qui peuvent parfois induire des extensions de réseau. GRTgaz répond également aux demandes de mise en compatibilité du réseau à la demande de tiers : déviation du réseau pour réalisation d'une infrastructure ou projet immobilier par exemple.

Les investissements au titre des raccordements et prestation pour tiers représentent une enveloppe comprise entre 75 et 90 M€/an.

Les investissements au titre des raccordements incluent le raccordement de producteurs de biométhane au réseau de transport, et les renforcements du réseau (rebours) occasionnés par le développement de la production de biométhane sur le réseau de distribution, le raccordement de clients, industriels et de distributions publiques, et le raccordement de stations GNC, pour des flottes de bus ou des stations d'avitaillement pour les poids lourds. Les extensions de réseaux résultent de besoins combinés de développement d'industriels et de nouvelles distributions publiques souhaitant se raccorder au gaz de réseau. Deux projets d'extension sont actuellement à l'étude en vallée de la Tarentaise, entre Albertville et Moutiers (73) et à Rétiers (35).

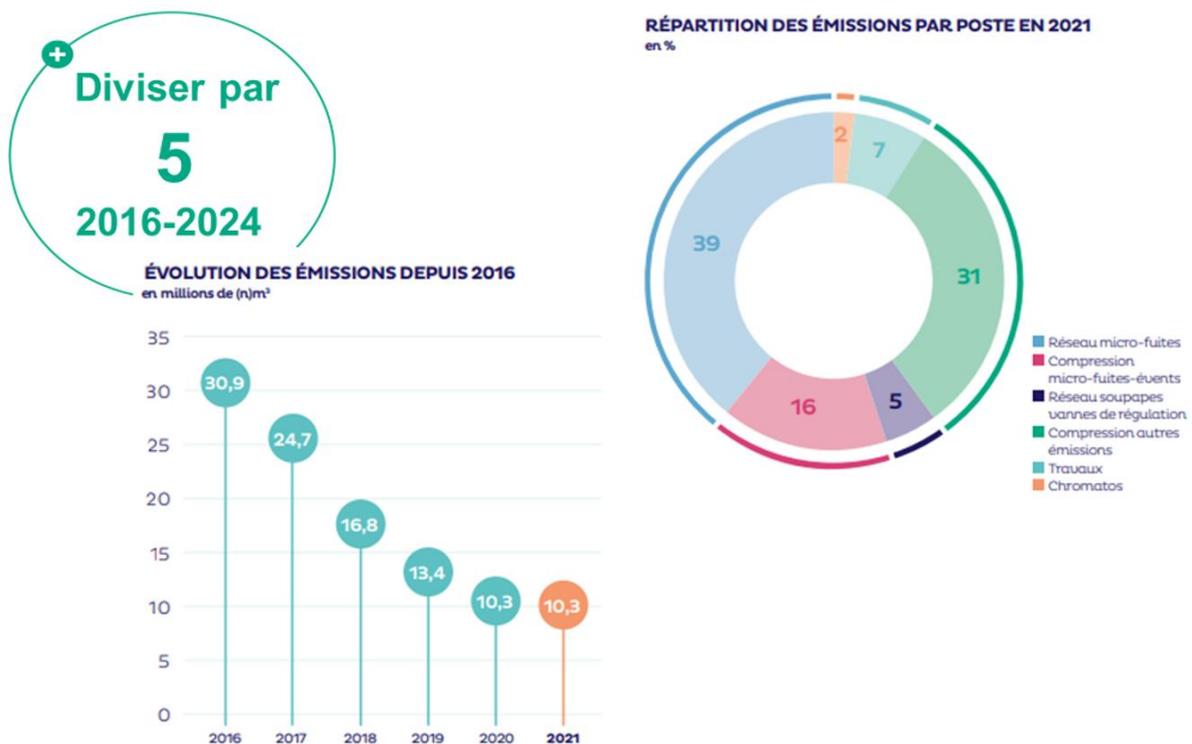
Les prestations pour tiers sont réalisées afin de mettre en compatibilité le réseau avec des projets d'aménageurs réalisés à proximité du réseau. Les projets majeurs qui seront menés concernent les projets associés au Grand Paris et au Canal Seine Nord Europe.

## 7.3. Environnement

Ces investissements ont pour objectif la mise en conformité des installations avec les exigences réglementaires édictées en matière d'environnement, telles que le niveau des émissions polluantes des moteurs et turbines à combustion ou la réduction des émissions de méthane.

Les investissements au titre de l'environnement représentent une enveloppe comprise entre 15 et 20 M€/an et couvrent les développements en lien avec les objectifs de réduction des émissions de méthane et la dépollution (repérage et traitement de la présence d'amiante, remplacement de cheminées défectueuses).

Figure 62 - Résultats des actions de réduction des émissions de méthane entreprises par GRTgaz



Source : GRTgaz

## 7.4. Sécurité

GRTgaz doit s'assurer que ses installations respectent les normes et les réglementations édictées en matière de sécurité, telles que l'arrêté du 4 août 2006 qui définit les prescriptions minimales applicables à la conception, la construction, l'exploitation et l'arrêt des canalisations de transport de gaz combustibles. Les investissements associés concernent des mises en conformité ainsi que la mise en place d'inspections et de réparation périodiques.

Les investissements au titre de la sécurité représentent une enveloppe comprise entre 90 et 110 M€/an et couvrent les développements suivants :

- Inspections et réhabilitation des canalisations
- Protection du patrimoine industriel
- Traitement des Points Sensibles (ex : traitement de la traversée sous-fluviale en CN750 de La Durance pour 30 M€ d'ici 2024, traitement du poste de Montoir pour 12 M€ d'ici 2024)

## 7.5. Fiabilisation de l'outil industriel

GRTgaz investit dans le renouvellement de ses ouvrages avant leurs obsolescences, afin de maintenir le niveau de performance et de fiabilité de son système industriel.

Les investissements au titre de la fiabilisation de l'outil industriel représentent une enveloppe comprise entre 65 et 85 M€/an.

Les investissements incluent le renouvellement total ou partiel des installations annexes du réseau (postes, compteurs, chromatographes, automates ...) au fur et à mesure de leur obsolescence<sup>19</sup>. Un programme de remplacement des enregistreurs de pression obsolètes sera lancé en 2023 permettant de les remplacer par des modèles numériques communicants.

De grands travaux de restructuration ou de reconstruction d'installations peuvent être nécessaires. Parmi les projets majeurs on peut citer la reconstruction de la station de compression de Vindecy (71), mise en service en 2021, la rénovation de la grille d'interconnexion de Beynes sur la période 2019-2026 ou la reconstruction de la station d'Ars-sur-Formans (01).

Afin de maintenir les capacités du réseau dans un contexte de fortes sollicitations des points d'import et d'export, des travaux seront menés afin de fiabiliser les stations les plus sollicitées : remplacement des échappements de la station de Morelmaison (88), achat d'une machine de secours à Pitgam (59), ré-étagement de la station d'Auvers le Hamon (72).

## 7.6. Hors réseau, dont SI et immobilier

Les investissements hors réseau couvrent les besoins relatifs à l'évolution du système d'information de GRTgaz et aux investissements relatifs à l'immobilier, aux véhicules et aux divers actifs mobiles de GRTgaz.

Les évolutions du système d'information sont portées par l'intégration des évolutions de l'offre et du parc industriel de GRTgaz dans le SI de GRTgaz, par la gestion de l'obsolescence du parc applicatif et des infrastructures SI, par la digitalisation des métiers et par des besoins croissants en cybersécurité.

Les grands projets de refonte du SI finance, du SI de l'offre (RIO) et de conduite du réseau (Sc@la) toucheront à leur fin avec des mises en service respectives en 2023, 2024 et 2025. Ces projets représentent la majeure partie des investissements de GRTgaz en matière de SI, complétée par un accroissement de la couverture des risques principalement en matière de cybersécurité et d'obsolescence et la mise en œuvre de projets visant à améliorer la performance et la digitalisation de GRTgaz.

GRTgaz investit pour maintenir son parc immobilier. Les principaux projets menés visent à optimiser le parc en regroupant des sites sur une même plaque géographique et à la mise en œuvre d'actions de réduction de l'empreinte thermique des bâtiments et de réduction de l'utilisation de produits phytosanitaires pour l'entretien des terrains de GRTgaz.

---

<sup>19</sup> Correspond notamment à la capacité d'assurer la continuité de la maintenance des équipements



# **La chaleur nous est essentielle. Sachons la préserver.**

Avec myecogaz.com, je connais à l'avance les tensions sur le réseau gazier français et j'adopte les écogestes.

The logo for GRTgaz, featuring the text "GRTgaz" in a bold, sans-serif font. The "GRT" is in a larger, bolder font than "gaz". The logo is set against a white, irregular, oval-shaped background that is semi-transparent, allowing the background image of a man in a suit to be visible through it.

**GRTgaz**



**Annexes**

# 1. Synthèse des évolutions de capacités

		2023	2024	2028	2031
<b>Capacités d'entrées fermes annuelles (GWh/j)</b>		<b>3641</b>	<b>3740</b>	<b>3929</b>	<b>3694</b>
<b>Gazoducs</b>	Norvège (PIR Dunkerque)	570	570	570	570
	Belgique (PIR Virtualys)	640	640	640	640
	Belgique (PIR Taisnières B)	200	170	105	0
	Allemagne (PIR Obergailbach)	620	620	620	620
	Suisse/Italie (PIR Oltingue)	100	100	100	100
	Espagne (PIRINEOS par Teréga)	225	225	225	225
	<b>TOTAL</b>	<b>2355</b>	<b>2325</b>	<b>2260</b>	<b>2155</b>
<b>Terminaux méthaniers</b>	Fos (PITTM Fos)	397	396	560	560
	Montoir (PITTM Montoir)	370	370	460	460
	Dunkerque (PITTM Dunkerque)	519	519	519	519
	Le Havre (PITTM Le Havre)		130	130	
	<b>TOTAL</b>	<b>1286</b>	<b>1415</b>	<b>1669</b>	<b>1539</b>

<b>Capacités de sorties fermes annuelles (GWh/j)</b>		<b>696</b>	<b>696</b>	<b>896</b>	<b>896</b>
<b>Gazoducs</b>	Belgique (PIR Virtualys)	271	271	271	271
	Suisse/Italie (PIR Oltingue)	260	260	260	260
	Espagne (PIRINEOS par Teréga)	165	165	165	165
	Allemagne (PIR Obergailbach)	0	0	200	200
	<b>TOTAL</b>	<b>696</b>	<b>696</b>	<b>896</b>	<b>896</b>

*Les capacités sont mises à jour annuellement  
 Capacités 2028-2030 : capacités prévisionnelles, non approuvées  
 Le Havre : à partir de septembre 2023, pour une durée de 5 ans*

## 2. Chroniques des scénarios d'offre et de demande

### 2.1. Scénario du type ADEME S1

#### Consommation de CH4 en TWh PCS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Résidentiel	167	169	169	168	169	146	136	127	117	108	98	88	79	69	67	65
Tertiaire	79	79	78	75	73	63	60	58	56	53	51	49	46	44	42	40
Industrie + Agriculture	159	162	157	147	146	152	148	144	140	136	132	127	123	119	117	114
PEC+Cogé	89	70	88	77	74	101	93	85	77	70	62	54	46	39	39	39
Mobilité	2	2	2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12	13
<b>TOTAL</b>	<b>496</b>	<b>482</b>	<b>494</b>	<b>469</b>	<b>466</b>	<b>466</b>	<b>443</b>	<b>420</b>	<b>397</b>	<b>374</b>	<b>351</b>	<b>328</b>	<b>306</b>	<b>283</b>	<b>277</b>	<b>270</b>

Consommation de gaz naturel	496	481	493	467	461	459	434	409	384	358	333	308	273	237	213	182
-----------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Demande de pointe de méthane en GWh/j	4261	4164	4088	4146	4199	4202	4003	3805	3606	3408	3209	3011	2812	2614	2529	2445
---------------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

#### Consommation d'hydrogène renouvelable et bas-carbone en TWh PCS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Industrie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Mobilité	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Méthanation	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	3	4	4	5
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>							

#### Production de gaz renouvelable et bas-carbone en TWh PCS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Méthanisation	0	1	1	2	4	7	9	11	12	14	16	18	30	43	60	84
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
Méthanation	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	3	3	3	4

Consommation totale de gaz	496	482	494	469	466	466	443	420	398	376	354	332	310	287	282	277
----------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

## 2.2. Scénario du type ADEME S3

### Consommation de CH4 en TWh PCS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Résidentiel	167	169	169	168	169	146	140	134	128	121	115	109	103	97	95	92
Tertiaire	79	78,8	78	75	73	63	61	60	59	58	56	55	54	53	50	48
Industrie + Agriculture	159	162	157	147	146	152	150	147	145	142	140	137	135	132	129	127
PEC+Cogé	89	69,5	88	77	74	101	97	93	90	86	83	79	75	72	71	71
Mobilité	2	1,9	2	2	3	4	7	11	14	17	20	23	26	29	30	31
<b>TOTAL</b>	<b>496</b>	<b>482</b>	<b>494</b>	<b>469</b>	<b>466</b>	<b>466</b>	<b>455</b>	<b>445</b>	<b>435</b>	<b>424</b>	<b>414</b>	<b>404</b>	<b>394</b>	<b>383</b>	<b>376</b>	<b>368</b>

Consommation de gaz naturel	496	481	493	467	461	459	446	434	421	408	396	383	356	328	296	252
-----------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Demande de pointe de méthane en GWh/j	4261	4164	4088	4146	4199	4202	4136	4071	4005	3940	3874	3808	3743	3677	3604	3530
---------------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

### Consommation d'hydrogène renouvelable et bas-carbone en TWh PCS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Industrie	0	0	0	0	0	0	0	0	7	13	20	26	32	39	47	56
Mobilité	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	3	4	5	5
Méthanation	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	3	4	4	5	6
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>16</b>	<b>24</b>	<b>31</b>	<b>39</b>	<b>47</b>	<b>56</b>	<b>68</b>							

### Production de gaz renouvelable et bas-carbone en TWh PCS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Méthanisation	0	1	1	2	4	7	9	11	12	14	16	18	34	51	75	111
Pyrogazéification	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Gazéification hydrothermale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Méthanation	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	3	3	4	4	5

Consommation totale de gaz	496	482	494	469	466	466	455	445	443	440	438	435	433	430	432	436
----------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

## 2.3. Scénario 320 des opérateurs

### Consommation de CH4 en TWh PCS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Résidentiel	167	169	169	168	169	146	142	138	135	131	128	124	121	117	115	113
Tertiaire	79	78,8	78	75	73	63	61	59	58	56	55	53	52	50	48	47
Industrie + Agriculture	159	162	157	147	146	152	150	147	144	141	139	136	133	130	128	126
PEC+Cogé	89	69,5	88	77	74	101	96	92	88	83	79	75	70	66	66	65
Mobilité	2	1,9	2	2	3	4	8	11	14	17	20	24	27	30	33	36
<b>TOTAL</b>	<b>496</b>	<b>482</b>	<b>494</b>	<b>469</b>	<b>466</b>	<b>466</b>	<b>457</b>	<b>448</b>	<b>439</b>	<b>429</b>	<b>420</b>	<b>411</b>	<b>402</b>	<b>393</b>	<b>390</b>	<b>386</b>

Consommation de gaz naturel	496	481	493	467	461	459	444	430	415	400	385	370	355	335	305	221
-----------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Demande de pointe de méthane en GWh/j	4261	4164	4088	4146	4199	4202	4107	4013	3918	3824	3729	3634	3540	3445	3407	3369
---------------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

### Consommation d'hydrogène renouvelable et bas-carbone en TWh PCS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Industrie	0	0	0	0	0	0	0	0	2	5	7	9	11	13	16	19
Mobilité	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3	4	5	6	8	9
Méthanation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	3	3
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>15</b>	<b>18</b>	<b>22</b>	<b>26</b>	<b>31</b>							

### Production de gaz renouvelable et bas-carbone en TWh PCS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Méthanisation	0	1	1	2	4	7	12	17	23	28	33	38	44	50	57	65
Pyrogazéification	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	6	24	96
Gazéification hydrothermale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
Méthanation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	2

<b>Consommation totale de gaz</b>	<b>496</b>	<b>482</b>	<b>494</b>	<b>469</b>	<b>466</b>	<b>466</b>	<b>457</b>	<b>448</b>	<b>442</b>	<b>437</b>	<b>432</b>	<b>426</b>	<b>421</b>	<b>415</b>	<b>416</b>	<b>418</b>
-----------------------------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

# Table des illustrations

Figure 1 – Principaux flux d'importation de gaz en Europe (y.c. UK) en 2022 .....	11
Figure 2 - Evolution des livraisons par canalisation de gaz naturel d'origine russe à l'Union Européenne ..	11
Figure 3 – Evolution des principaux approvisionnements européens (y.c. UK) en gaz (en TWh).....	12
Figure 4 - Émissions de GNL sur le réseau de gaz naturel de l'UE (hors UK) .....	12
Figure 5 - Evolution des niveaux de stockage de gaz de l'Union Européenne .....	13
Figure 6 - Evolution des prix spot des places de marché de gros du gaz française (PEG) et de référence européenne (TTF) .....	13
Figure 7 - Moyenne des prix spot du gaz en 2022 sur les différentes places de marché européennes et leur évolution par rapport à 2021.....	14
Figure 8 - Illustration du contenu du paquet "Fit for 55" .....	15
Figure 9 - Evolution et écart des températures moyennes annuelles pondérées des consommations et écart avec la température de référence en France .....	23
Figure 10 - Evolution de la consommation brute annuelle en France de 2017 à 2022 ventilée par secteur	24
Figure 11 - Consommation brute de gaz en France en 2022 .....	24
Figure 12 - Evolution de la consommation de gaz en France, neutralisée des effets climatiques .....	25
Figure 13 - Décomposition de la baisse de consommation brute de gaz des Distributions Publiques en France par type d'effet .....	26
Figure 14 - Evolution mensuelle et cumulée de la consommation de gaz corrigée du climat des distribution publiques et régies en France .....	26
Figure 15 - Evolution des consommations brutes de gaz des clients industriels raccordés au réseau de GRTgaz ventilées par secteur (hors production électrique centralisée) .....	27
Figure 16 - Evolution au cours de l'année des consommations des clients industriels raccordés au réseau de transport de GRTgaz .....	28
Figure 17 - Evolution de la consommation brute de gaz des productions électriques centralisées .....	28
Figure 18 - Production électrique (centralisée et cogénération) issue du gaz en 2021 et 2022 .....	29
Figure 19 - Evolution du parc de véhicules roulants au gaz naturel ou Biogaz (chiffres arrêtés au 01/08/2022) .....	29
Figure 20 - Evolution du nombre de points d'avitaillement GNV en service .....	30
Figure 21 - Importations de gaz naturel en France par pays d'origine en 2021 .....	31
Figure 22 - Evolution des entrées de gaz par canalisation et par les terminaux GNL du territoire français*	31
Figure 23 - Evolution des mises en service de sites de production de biométhane en France .....	32
Figure 24 - Production annuelle de biométhane sur le réseau français de gaz naturel.....	32
Figure 25 - Nombre de nouveaux projets chaque année et cumul des capacités réservées dans la file d'attente du registre biométhane en France.....	33
Figure 26 - Réseau de transport de gaz français .....	34
Figure 27 - Evolution des flux physiques entre 2021 et 2022 aux PIR et PITTM .....	35
Figure 28 - Evolution du niveau des stockages de gaz français .....	36
Figure 29 – Niveau et évolution des quantités physiques de gaz transportées sur le réseau de GRTgaz ..	37
Figure 30 - TRF : une zone de marché unique en France .....	38
Figure 31 - Taux d'utilisation moyen et maximum des points d'interconnexion au réseau de transport en 2022 .....	39
Figure 32 - Souscriptions aux différents points d'entrée du réseau de transport de GRTgaz .....	40
Figure 33 - Souscription aux différents points de sortie du réseau de transport de GRTgaz .....	40
Figure 34 - Evolution du prix marche de gros du gaz en France et en Allemagne dans le contexte de la crise russo-ukrainienne .....	41
Figure 35 – Projection à l'horizon 10 ans de la consommation totale de méthane selon les différents scénarios de demande retenus (en TWh PCS) .....	43

Figure 36 - Projection à l'horizon 2030 des consommations de méthane selon les différents scénarios retenus en comparaison avec ceux du TYNDP 2022 .....	44
Figure 37 - Projection à l'horizon 10 ans de la pointe P2 de consommation journalière de méthane au périmètre France (en GWh/j).....	45
Figure 38 - Projection à l'horizon 2030 de la production de méthane renouvelable et bas-carbone (en TWh PCS) .....	46
Figure 39 – Projection à l'horizon 2030 de la consommation d'hydrogène selon les différents scénarios retenus (en TWh PCS) .....	47
Figure 40 – Vision à l'horizon 2050 de l'équilibre offre-demande annuel de méthane (en TWh PCS) .....	48
Figure 41 – Vision de la demande d'hydrogène à l'horizon 2050 (en TWh PCS).....	49
Figure 42 - Niveau de réduction de la demande en Europe en considérant les capacités fermes, aucune préparation spécifique de l'hiver et aucun approvisionnement russe sur l'année gazière 2022/2023.....	50
Figure 43 - Niveau de réduction de la demande en Europe en considérant les capacités fermes, une préparation spécifique de l'hiver et aucun approvisionnement russe sur l'année gazière 2022/2023.....	50
Figure 44 - Evolution des schémas de flux .....	51
Figure 45 - Evolution de la flexibilité à la pointe .....	51
Figure 46 - Evolution des marges de manœuvre techniques et des possibilités d'arbitrage à l'horizon 10 ans .....	52
Figure 47 - Limites Nord->Sud et Est->Ouest .....	56
Figure 48 - Limites Sud->Nord .....	56
Figure 49 - Carte du raccordement du FSRU dans le port du Havre.....	58
Figure 50 - Carte des développements possibles du réseau de transport de gaz naturel .....	60
Figure 51 - Schéma du réseau au niveau de l'interconnexion avec la terminal méthanier de Dunkerque LNG .....	63
Figure 52 - Carte de la conversion de la zone Gaz B en Gaz H – situation à fin 2022 .....	68
Figure 53 - Solutions pour l'intégration des surplus de productions de biométhane du réseau de distribution .....	70
Figure 54 - Cartographie des zonages de raccordement.....	71
Figure 55 - Projets recensés dans l'AMI lancé par le CSF NSE et piloté par GRTgaz.....	72
Figure 56 - Vision à 2030 de la dorsale hydrogène européenne (EHB initiative) .....	74
Figure 57 - Schéma de principe des études conjointes GRTgaz-RTE .....	75
Figure 58 - Carte des écosystèmes hydrogène et des potentiels canalisations grand transport en France	76
Figure 59 - Illustration du tracé de l'interconnexion H <sub>2</sub> entre Barcelone et Marseille.....	77
Figure 60 - Chronique des investissements de GRTgaz .....	80
Figure 61 - Enveloppes des investissements approuvés de GRTgaz pour l'année 2022 .....	80
Figure 62 - Résultats des actions de réduction des émissions de méthane entrepris par GRTgaz .....	82