

# Programme indicatif d'investissements Fluxys Belgium & Fluxys LNG 2023-2032



Novembre 2023



## Contenu

<b>Objectif</b>	<b>4</b>
Situation géopolitique	4
Perspectives 2023-2032	5
Annexe : Réseaux hydrogène et CO <sub>2</sub>	5
<b>Marché gazier européen</b>	<b>6</b>
Tendances de consommation pour l'année civile (AC) 2022	6
Tendances d'approvisionnement pour l'AC 2022	8
Perspectives de production domestique européenne	10
Perspectives d'approvisionnement	11
<b>Rapport de scénario ENTSOG &amp; ENTSO-E pour le TYNDP 2022</b>	<b>12</b>
Scénario Tendances nationales :	12
Scénarios Énergie distribuée & Ambition mondiale	12
<b>Plan d'investissement régional Nord-Ouest pour le gaz naturel (NW GRIP)</b>	<b>18</b>
<b>Le marché belge du gaz naturel</b>	<b>19</b>
L'infrastructure de gaz naturel de Fluxys Belgium et Fluxys LNG	19
Segments de marché	19
<b>Tendances de consommation en Belgique</b>	<b>20</b>
Évolution du nombre de degrés-jours	20
Volumes annuels pour le marché belge	20
<b>Modèle de simulation du réseau</b>	<b>22</b>
Distribution publique	22
Centrales électriques, unités de cogénération et clients industriels	23
<b>Besoins en investissements pour le marché domestique</b>	<b>24</b>
Distribution publique	24
Les clients industriels	25
Production d'électricité	25
Autres secteurs	26
<b>Transit aux frontières belges</b>	<b>26</b>
Description générale	26
Aperçu des allocations annuelles aux points frontières (groupées par pays)	28
Importations de gaz naturel	29
Exportations de gaz naturel	30
<b>Fluctuations des allocations journalières aux points frontières</b>	<b>31</b>
Importations de gaz naturel	31
Exportations de gaz naturel	33

<b>Évolution de la demande domestique et du transit</b>	<b>36</b>
<b>Demande domestique</b>	<b>36</b>
<b>Perspectives d'exportation (transit)</b>	<b>37</b>
Transport vers la France	37
Transport vers le Royaume-Uni	37
Transport vers l'Allemagne	37
Transport vers les Pays-Bas	38
<b>Perspectives d'importation</b>	<b>38</b>
Importations depuis la Norvège	38
Importations de GNL	38
Importations depuis la France	38
Importations depuis le Royaume-Uni	38
Importations depuis l'Allemagne	38
Importations depuis les Pays-Bas	39
<b>Conversion L/H</b>	<b>40</b>
<b>Introduction</b>	<b>40</b>
<b>Optimisation du programme de conversion</b>	<b>40</b>
<b>Principes de conversion des réseaux de transport</b>	<b>41</b>
<b>Adaptations du réseau de Fluxys Belgium</b>	<b>42</b>
Conversions effectuées depuis 2016	42
Prochaines étapes	42
<b>Capacité d'entrée pour le nouveau marché H</b>	<b>42</b>
Période de conversion	42
Période post-conversion	43
Investissements nécessaires dans le cadre de la conversion L-H	43
<b>Développements relatifs au GNL</b>	<b>45</b>
<b>Développements relatifs au biométhane</b>	<b>47</b>
Le biométhane aujourd'hui	47
Injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel	47
<b>Investissements indicatifs à l'horizon 2032</b>	<b>49</b>
<b>Environnement &amp; Transition du réseau vers le futur mix énergétique</b>	<b>50</b>
Adaptation, maintien de l'intégrité et modernisation des installations	50
Évolution des besoins des utilisateurs finaux	50
Initiatives GNL et projets transfrontaliers	51
Divers	51
<b>Annexe</b>	<b>52</b>
<b>Réseaux de transport du CO<sub>2</sub> et de l'hydrogène</b>	<b>52</b>

<b>Contexte</b>	<b>53</b>
Politique énergétique et climatique européenne	53
<b>Rôle du gaz et de l'infrastructure gazière</b>	<b>54</b>
<b>Transport d'hydrogène en Belgique</b>	<b>54</b>
<b>Transport de CO<sub>2</sub> en Belgique</b>	<b>56</b>
<b>Investigations techniques</b>	<b>56</b>
<b>Développement des futurs réseaux de transport d'hydrogène et de CO<sub>2</sub></b>	<b>57</b>
Backbone européen de transport d'hydrogène	57
Vision d'un backbone H <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub> belge à long terme	57
Vision des backbones hydrogène et dioxyde de carbone	58
Clusters	59
Interconnexions avec les pays adjacents	60
<b>Investissements indicatifs à l'horizon 2032</b>	<b>61</b>
Réseau de transport d'hydrogène	61
Réseau de transport du CO <sub>2</sub>	61

## Objectif

Le plan indicatif d'investissements 2023-2032 regroupe l'ensemble des investissements nécessaires pour répondre à l'évolution du marché domestique de gaz naturel (en tenant compte des nouveaux modèles de flux Ouest-Est), maintenir et renouveler les infrastructures de Fluxys Belgium et Fluxys LNG.

Les investissements présentés dans ce document sont donnés à titre indicatif, et concernent les infrastructures de transport et de stockage de gaz en Belgique ainsi que le Terminal GNL de Zeebrugge.

Fluxys s'engage à veiller à ce que les nouveaux investissements importants soient compatibles avec la transition énergétique, soit en réduisant ses émissions de dioxyde de carbone, soit en construisant une nouvelle infrastructure compatible avec l'hydrogène.

Ce document est établi conformément à l'article 15/13, §2-3 de la Loi sur le gaz du 12 avril 1965.

## Situation géopolitique

Depuis le début de la guerre en Ukraine en février 2022, nous sommes confrontés à un changement structurel des modèles de flux à travers l'Europe. Historiquement, le marché gazier européen est alimenté pour un tiers par le gaz russe, pour un tiers par le gaz norvégien et pour le dernier tiers par une combinaison de production européenne, d'importations d'Afrique du Nord par canalisations et d'importations de GNL.

La réduction progressive en 2022 des importations de gaz russe par canalisations en raison de la guerre, qui a culminé avec l'explosion de 3 des 4 canalisations Nord Stream I et II le 26 septembre 2022, a contraint le marché européen à se réorganiser rapidement.

Le 18 mai, la Commission européenne a présenté le plan REPowerEU ayant pour objectif de réduire la dépendance au gaz russe avant 2030. Le plan se compose de trois axes principaux : diversifier les sources de gaz naturel, réduire la consommation domestique, et accélérer la transition énergétique.

La diversification des importations de gaz a entraîné une augmentation des importations de GNL à des niveaux record pour tous les terminaux GNL existants, principalement situés à la côte d'Europe occidentale, créant d'énormes flux de gaz d'ouest en est pour alimenter l'Allemagne et les pays d'Europe centrale.

Parallèlement, l'Allemagne, la France, les Pays-Bas, l'Italie, l'Estonie, la Pologne et la Grèce ont décidé d'investir dans des unités flottantes de stockage et de regazéification (FSRU) qui seront mises en service du quatrième trimestre de 2022 au quatrième trimestre de 2023.

Par conséquent, les deux Terminaux GNL de Zeebrugge et de Dunkerque ont été utilisés à leur capacité maximale pour acheminer du gaz vers l'Allemagne et les Pays-Bas (en exportant également vers l'Allemagne) via la Belgique, en utilisant les capacités de transit de Fluxys bien au-delà des valeurs habituelles, avec une pointe à 1,3 TWh/j d'exportation durant l'été 2022, ce qui est proche de la capacité du Nord Stream I (1,7 TWh/j). Ainsi, la Belgique a grandement contribué à la sécurité d'approvisionnement de l'Europe. Pendant la moitié de l'année, la Belgique a exporté vers l'Allemagne et les Pays-Bas plus de 1,2 TWh chaque jour, pour atteindre une exportation globale de 386 TWh vers ces pays durant l'année calendrier 2022. Cela représente 46 % de la totalité de la consommation allemande en 2022 (Source Enerdata : l'Allemagne a consommé 847,5 TWh en 2022).

Ce nouveau paradigme a poussé Fluxys à évaluer son infrastructure existante de gaz et à identifier de nouveaux investissements requis par la nouvelle situation de flux gazier et l'accélération de la transition énergétique, selon le plan REPowerEU. En outre, chaque nouvel investissement majeur identifié est évalué en fonction de sa contribution à la construction de l'infrastructure du futur et est conçu pour être compatible avec l'hydrogène.

Le 30 novembre 2022, le conseil d'administration de Fluxys a pris une décision importante : la construction d'une nouvelle canalisation de 50 km, compatible avec l'hydrogène, pour améliorer le débit de gaz de la zone de Zeebrugge. La mise en service de cette canalisation est attendue pour fin 2023.

D'autres investissements similaires sont en cours d'analyse en tenant compte de la sécurité d'approvisionnement, de la congestion et de la transition énergétique.

## Perspectives 2023-2032

Les évolutions des marchés en Europe et en Belgique mènent à de gros investissements et à des adaptations des infrastructures de transport de gaz naturel en Belgique. Cela est particulièrement vrai pour les conséquences de la modification des modèles de flux, pour

**« Les évolutions des marchés en Europe et en Belgique mènent à de gros investissements et à des adaptations des infrastructures de transport de gaz naturel en Belgique. »**

la conversion L/H, qui est nécessaire en raison de la fin prochaine de l'approvisionnement en gaz depuis le champ gazier de Groningen aux Pays-Bas, pour la construction de deux nouvelles centrales électriques alimentées au gaz et pour la demande du marché en faveur d'une plus grande capacité de regazéification au Terminal GNL de Zeebrugge.

Au vu de la maturité et de l'âge des infrastructures de Fluxys Belgium et Fluxys LNG, des montants importants sont aussi consacrés aux investissements récurrents liés au maintien, à l'adaptation et à la modernisation du réseau. En outre, Fluxys Belgium doit adapter son réseau à la demande de la distribution publique et des nouveaux clients industriels, en tenant compte, d'une part, des nouvelles demandes de raccordement et, d'autre part, de la baisse structurelle de la consommation due à une meilleure isolation des habitations ou au passage aux pompes à chaleur.

De gros efforts sont également consentis par Fluxys pour réduire son empreinte CO<sub>2</sub>, ainsi que les émissions de méthane sur son réseau.

Fluxys Belgium s'engage également pleinement dans la transition énergétique et une annexe à ce document y est consacrée. Il y a une volonté forte de réutiliser un maximum de l'infrastructure existante de gaz naturel pour assurer le transport des gaz du futur. À cette fin, une analyse approfondie des conditions techniques de réutilisation (repurposing) est en cours.

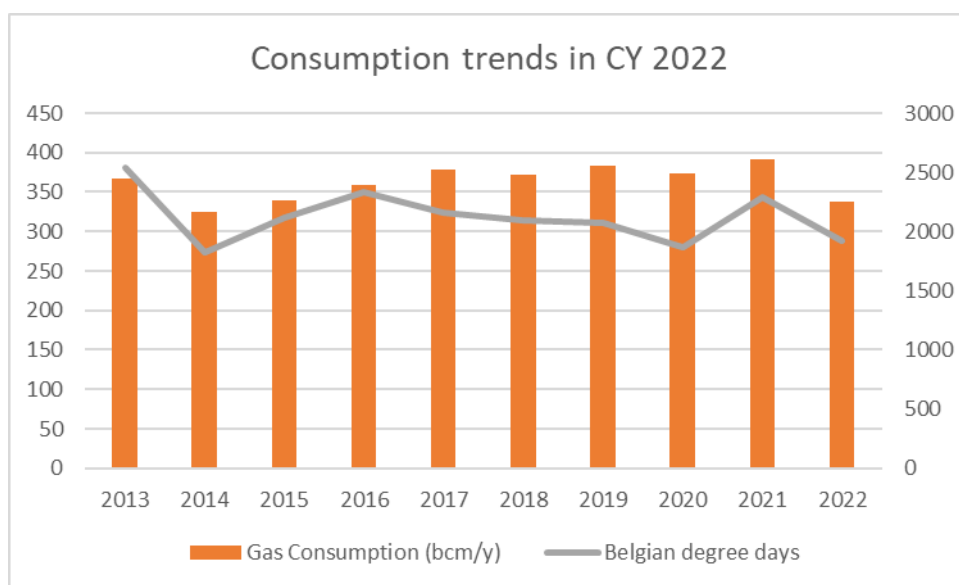
## Annexe : Réseaux hydrogène et CO<sub>2</sub>

En plus du plan indicatif d'investissements 2023-2032, rédigé conformément à l'article 15/1, §5 de la loi gaz, une annexe a été ajoutée pour couvrir les perspectives qui sortent du cadre actuel de cette loi.

Cette annexe présente les développements futurs des réseaux de transport d'hydrogène et de CO<sub>2</sub> en Belgique. Ces concepts sont basés en partie sur une réutilisation de l'infrastructure de transport de gaz naturel de Fluxys Belgium. Le cadre dans lequel les réseaux de transport d'hydrogène et de CO<sub>2</sub> seront développés est à définir dans les prochaines années, et les investissements dépendront de l'évolution des besoins ainsi que des possibilités techniques.

## Marché gazier européen

### Tendances de consommation pour l'année civile (AC) 2022



**FIGURE 1 : : CONSOMMATION DE GAZ DANS L'UE27 ET IMPACT DE LA METEO (SOURCES : EUROSTAT ET GAS.BE)**

En 2022, la consommation de gaz dans l'UE27 était de 337 mia m<sup>3</sup>, en 2021 elle s'élevait à 391 mia m<sup>3</sup> et en 2020, elle était de 374 mia m<sup>3</sup> (Eurostat). La tendance à la hausse enregistrée entre 2014 et 2016 était principalement liée au nombre croissant de degrés-jours. Depuis lors, cette tendance s'est inversée, les degrés-jours poursuivant la baisse débutée en 2017 en raison des températures plus élevées que la normale en Europe et en Belgique jusqu'à fin 2022, atténuant ainsi la demande en gaz pour le chauffage des bâtiments. Après une augmentation de 4,3 % en 2021, la demande intérieure de gaz naturel de l'UE a diminué de 13,2 %, pour atteindre 337 mia m<sup>3</sup>. Cette réduction est conforme à l'objectif de réduction de 15 % fixé par le Règlement du Conseil relatif à des mesures coordonnées de réduction de la demande de gaz adopté en août 2022 (objectif pour tous les États membres de réduire la demande de gaz de 15 % entre le 1er août 2022 et le 31 mars 2023, par rapport aux cinq années précédentes). Pour la période d'août 2022 à mars 2023, la consommation a chuté de 17,7 % par rapport aux cinq années précédentes, principalement en raison des prix élevés sur le marché dus à la guerre en Ukraine et des craintes, pendant l'été 2022, de ne pas pouvoir remplir les stocks pour l'hiver. En 2022, tous les plus grands consommateurs de gaz naturel (Allemagne, Italie

et France) ont considérablement réduit leur demande par rapport à 2021 (respectivement -15,4 %, -9,9 % et -9,6 %).

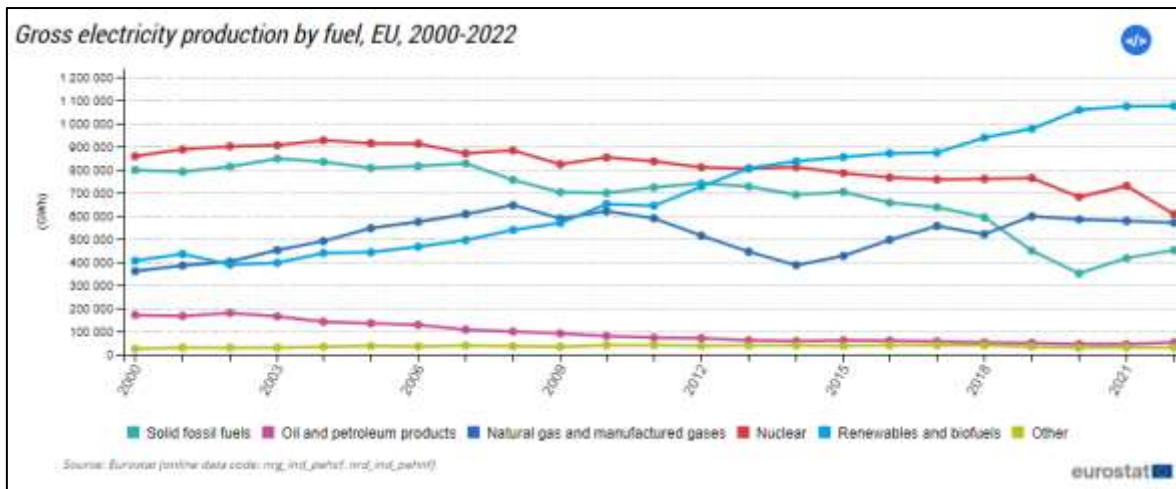


FIGURE 2 : MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE MENSUELLE DANS L'UE27 (SOURCE : EUROSTAT, 2023)

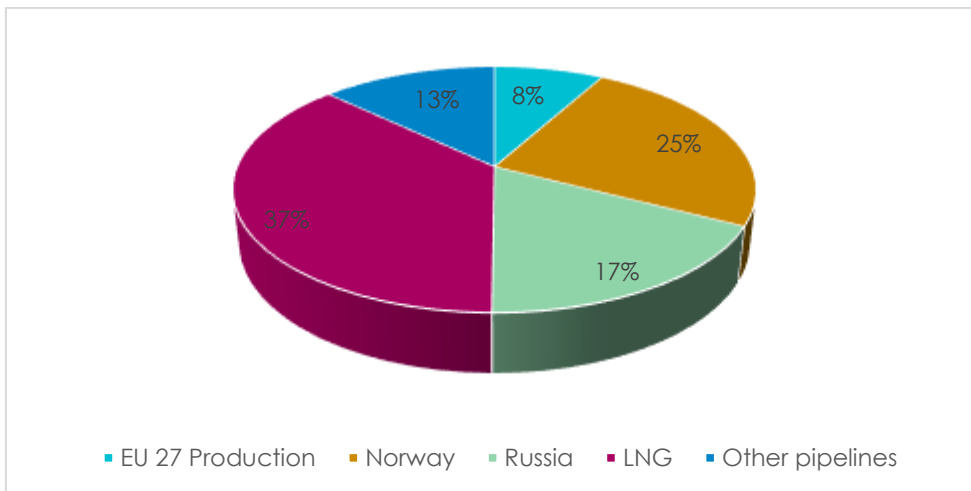
Globalement, la consommation d'électricité dans l'UE27 en 2022 a été inférieure de 4 % à celle de 2021. Cette baisse s'explique en partie par un hiver très doux (en 2022, les températures ont été en moyenne supérieures de 1 °C à celles de la période de référence 1990-2020). Les crises énergétiques provoquées par la guerre en Ukraine ont également entraîné une réduction de la consommation d'électricité au cours du dernier trimestre 2022.

En termes de production d'électricité par mode :

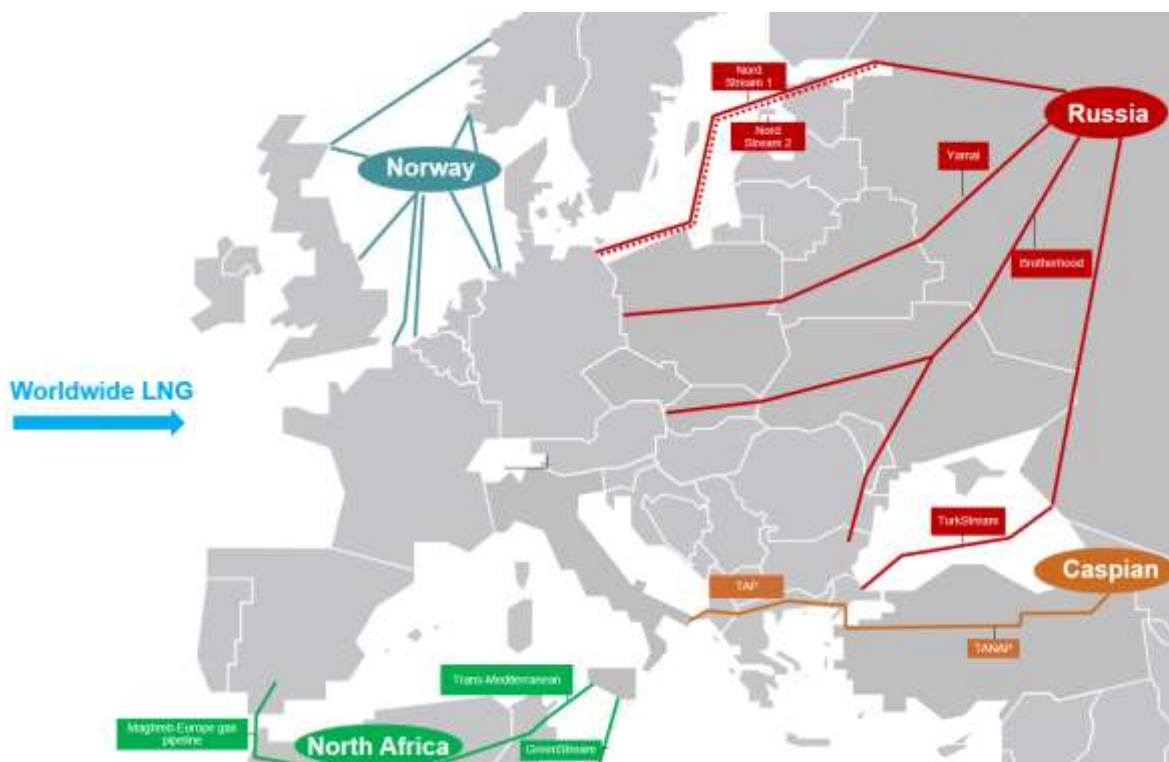
- Énorme diminution de la production d'hydroélectricité (plus de GW en moyenne en février) en raison de graves sécheresses affectant plusieurs régions d'Europe.
- Production d'électricité nucléaire beaucoup plus faible en 2022 qu'en 2021 en raison de nombreux travaux de maintenance en France et des plans de sortie du nucléaire en Allemagne et en Belgique.
- La production de charbon a augmenté de février à août 2022 par rapport aux niveaux de 2021, principalement en raison des prix élevés du gaz naturel résultant de la guerre en Ukraine. Certaines centrales électriques au charbon mises hors service ont été redémarrées pour assurer la sécurité de l'approvisionnement.
- La production d'électricité à partir de gaz est restée assez stable malgré les nombreuses tensions sur le marché du gaz naturel, car les prix élevés du marché ne se traduisent pas nécessairement par des prix d'approvisionnement élevés pour les producteurs en fonction de leurs contrats.
- La production d'électricité renouvelable a continué d'augmenter, reflétant l'ajout de nouvelles capacités solaires et éoliennes dans l'ensemble de l'Europe.



## Tendances d'approvisionnement pour l'AC 2022



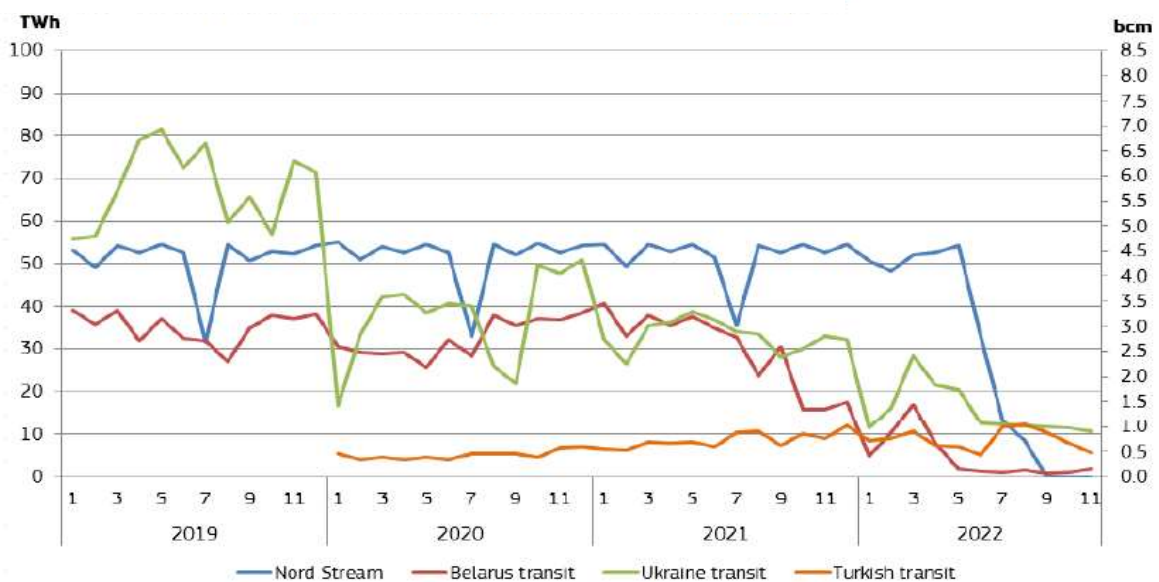
**FIGURE 3 : MIX D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ 2022 (UE27 + RU) (SOURCE : ENERGY INSTITUTE STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2023)**



**FIGURE 4 : LES VOIES D'APPROVISIONNEMENT EUROPEENNES AVANT LA GUERRE EN UKRAINE**

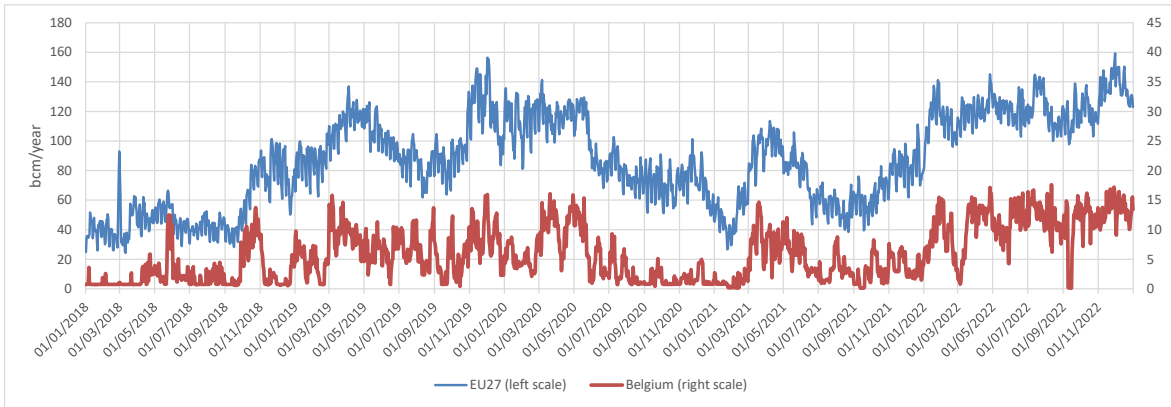
Avant 2022, les approvisionnements par conduite de gaz russe parvenaient en Europe en 2020 via l'Ukraine, le gazoduc Nord Stream, le Belarus, les pays baltes et le gazoduc TurkStream, qui a été mis en service le 8 janvier 2020. Après le début de la guerre en Ukraine en 2022, les flux passant par le Nord Stream et le Belarus se sont progressivement arrêtés et le flux passant par l'Ukraine a été fortement réduit.

Par conséquent, la part russe du gaz naturel alimentant l'Europe par conduite a chuté à 17 % en 2022. La réduction des importations de gaz russe a été compensée en 2022 par une réduction de la consommation de 13,2 %, un accroissement des parts des importations en provenance de Norvège, du GNL et d'autres gazoducs (Azerbaïdjan, Algérie et Libye) respectivement à 25 %, 37 % et 13 % (contre 24 %, 20 % et 8 % en 2021).



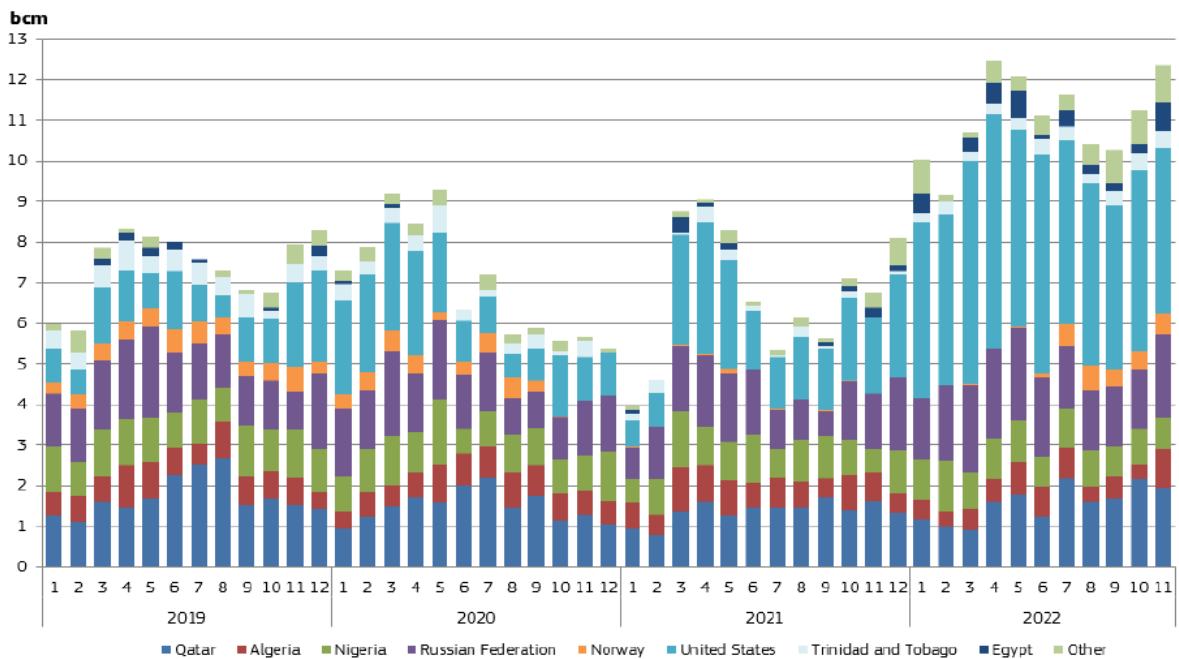
**FIGURE 5 : IMPORTATION DE GAZ EN UE VIA LES AXES D'APPROVISIONNEMENT RUSSES (SOURCE : COMMISSION EUROPEENNE 2023)**

La croissance des importations de GNL en Europe depuis le quatrième trimestre 2018 a été forte, comme illustré dans la figure suivante. D'une moyenne stable de 50 mia m<sup>3</sup> par an entre 2013 et 2018, l'émission cumulée de l'ensemble des terminaux de l'UE a significativement augmenté à partir d'octobre 2018, atteignant 80 à 120 mia m<sup>3</sup>/an jusqu'aux cinq premiers mois de 2020. Elle a ensuite chuté brutalement à 40 mia m<sup>3</sup>/an en janvier 2021 en raison de la pandémie de COVID-19 et des prix très bas du gaz dans le monde entier, dus à la production excédentaire de GNL. L'approvisionnement en GNL est revenu à 80-100 mia m<sup>3</sup>/an jusqu'en juin 2021, mais la reprise économique et la transition du charbon au gaz naturel (en particulier en Asie) ont provoqué une pénurie de l'offre mondiale de GNL et une forte augmentation des prix de gros. Durant l'hiver 2021/2022, les importations de GNL européen ont à nouveau atteint environ 60 mia m<sup>3</sup>/an, avant une forte hausse à la suite du début de la guerre en Ukraine, pour finalement atteindre 130 mia m<sup>3</sup> en 2022 (source AIE).



**FIGURE 6 : ÉMISSION DES TERMINAUX GNL DE L'UNION EUROPEENNE (SOURCE : PLATEFORME DE TRANSPARENCE DE GLE)**

À la suite du développement de la capacité de liquéfaction aux États-Unis et en Russie, le marché européen du GNL est dominé par le Qatar, la Russie et les États-Unis. Toutefois, le niveau des importations de GNL dépend fortement de la dynamique mondiale du GNL, dans laquelle la demande de GNL en Asie joue un rôle clé.



**FIGURE 7 : IMPORTATIONS CUMULEES DE GNL EN UNION EUROPEENNE PAR SOURCE (SOURCE : COMMISSION EUROPEENNE 2022)**

### Perspectives de production domestique européenne

À long terme, la production domestique européenne de gaz naturel continuera de diminuer. La production domestique de gaz en Europe diminue à mesure que les champs gaziers de la mer du Nord (Royaume-Uni et Pays-Bas) s'épuisent. La production

néerlandaise de gaz L diminue en raison de l'épuisement naturel et des mesures réglementaires prises à la suite des tremblements de terre dans la région, avec une fermeture prévue pour 2025 (encore à confirmer), bien que certaines installations continueront à fonctionner pour fournir du gaz supplémentaire en cas d'urgence. Dans certains pays, la baisse de production pourrait être compensée par le développement de la production de gaz vert (biométhane, hydrogène, méthane de synthèse) jusqu'en 2040. Aucun développement majeur du gaz de schiste n'est actuellement prévu.

## Perspectives d'approvisionnement

Afin de compenser le déclin actuel dans la production de gaz en UE associé à la stagnation ou la diminution des approvisionnements hollandais, norvégiens et algériens, les importations de l'UE devraient augmenter dans les prochaines années.

Le Corridor gazier sud-européen relie l'UE à l'Azerbaïdjan dans un premier temps avec les canalisations TANAP/TAP qui sont opérationnelles depuis novembre 2020, mais d'autres sources de la région caspienne pourraient également être ouvertes (le Turkménistan, l'Iran et l'Irak). Il pourrait également être possible de relier les nouvelles ressources à l'est de la Méditerranée (Chypre, Israël, Liban, Égypte) via le projet EastMed. Mais la construction d'infrastructures de production et de transport de gaz nécessiterait des engagements à long terme de la part des acteurs du marché européen.

En conséquence de la situation géopolitique, la majorité des importations supplémentaires éventuellement nécessaires en Europe devrait provenir du GNL. En effet, de nouvelles infrastructures de liquéfaction et de regazéification (des FSRU et des terminaux GNL sur terre) sont en cours de construction, augmentant la capacité d'importation de GNL sur le marché et ouvrant la voie pour une diversification de l'approvisionnement.

À l'échelle mondiale, les capacités de liquéfaction progressent, menées par les États-Unis, le Canada et l'Australie. En 2017, le Qatar a levé le moratoire sur la production en gaz naturel de North Field à 77 millions de tonnes/an, en vigueur depuis 2005, pour autoriser la production jusque 110 millions de tonnes/an en 2027 et 126 millions de tonnes/an en 2029.

Les importations de GNL en Europe seront déterminées par les écarts de prix entre les États-Unis, l'Europe et l'Asie, le déclin de la production domestique et la concurrence entre le gaz acheminé par canalisation, le charbon, le GNL et le développement du renouvelable. L'approvisionnement en GNL concurrencera l'approvisionnement en gaz par canalisation



# Rapport de scénario ENTSO-G & ENTSO-E pour le TYNDP 2022

Dans le cadre du règlement (UE) 347/2013, les ENTSO pour le gaz et l'électricité ont publié pour la troisième fois, en avril 2022, leur Rapport de scénario conjoint.<sup>1</sup> Les scénarios communs décrits dans le Rapport de scénario servent de base pour l'identification des futurs besoins en infrastructure d'électricité et de gaz dans les TYNDP qui seront publiés en 2023 et qui soutiendront l'évaluation de la liste des projets d'intérêt commun (PIC) pour l'énergie de la Commission européenne.

Trois futurs scénarios énergétiques contrastés ont été développés (Tendances nationales, Énergie distribuée et Ambition mondiale), ce qui permettra de réaliser dans le TYNDP une évaluation des exigences en termes d'infrastructure énergétique européenne en tenant compte de manière claire et complète de l'ensemble du système énergétique. En outre, ces scénarios sont censés être alignés sur les politiques énergétiques européennes.

Il est important de souligner que les objectifs les plus récents de la politique énergétique adoptés après le début de l'invasion de l'Ukraine par la Russie ne se reflètent pas encore dans ce Rapport de scénario. Il en résulte que certaines hypothèses reprises dans ce rapport relatives à l'approvisionnement en gaz pourraient être affectées à court et plus long terme.

Il convient également de noter que, pour la première fois, un couplage sectoriel entre l'électricité et l'hydrogène a été envisagé pour les scénarios et la modélisation.

## Scénario Tendances nationales :

Le scénario bottom-up central basé sur des politiques, reflétant les politiques climatiques et énergétiques des États membres, est fondé sur des données d'offre et de demande au sein des GRT pour l'électricité et le gaz.

## Scénarios Énergie distribuée & Ambition mondiale

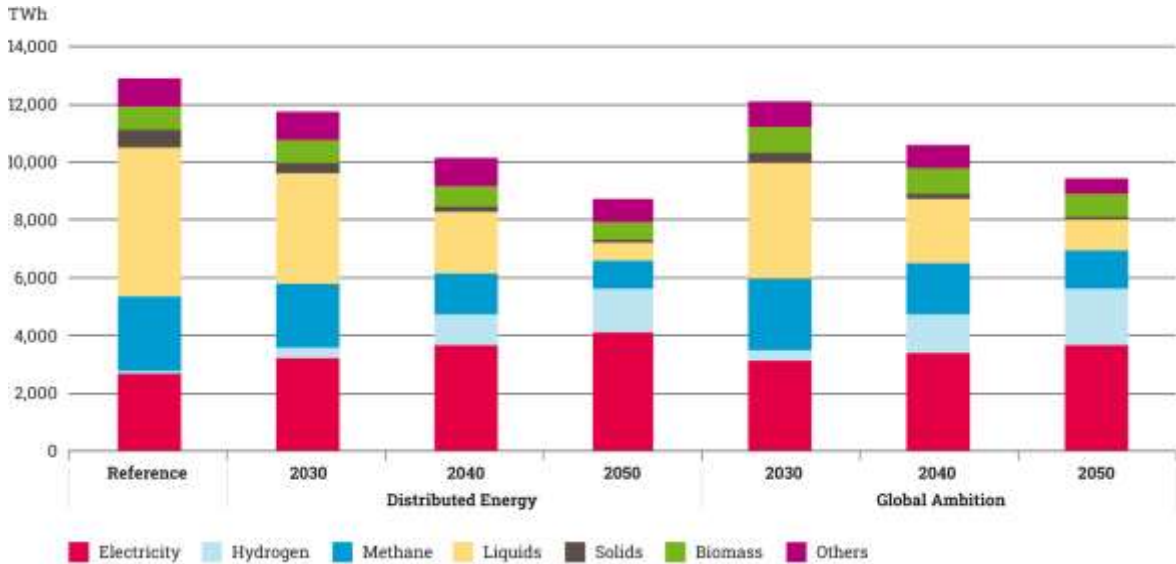
Deux scénarios descendants contrastés avec une perspective tout-énergie (tous les secteurs, sans se limiter au gaz et à l'électricité) ont été conçus conformément aux objectifs de l'Accord de Paris et aux efforts de l'UE 27 visant à réduire les émissions de GES à 55 % d'ici 2030 et à zéro net d'ici 2050. Alors que l'énergie distribuée peut être considérée comme un scénario décentralisé avec une grande autonomie énergétique (essentiellement une forte électrification), l'ambition mondiale se concentre sur des solutions à plus grande échelle, avec l'UE en tant qu'acteur de la transition énergétique mondiale (en envisageant essentiellement une plus grande importation de molécules pour assurer l'approvisionnement en énergie).

Pour la première fois, les scénarios utilisent de nouvelles méthodes de couplage des secteurs et des outils de modélisation spécifiques, y compris l'hydrogène et l'électrolyse à l'échelle paneuropéenne. Cela permettra de mieux saisir les interactions entre les systèmes de gaz et d'électricité et d'évaluer l'infrastructure dans le cadre d'un système intégré.

---

<sup>1</sup> <https://2022.entso-tyndp-scenarios.eu/>

Le scénario aboutit aux deux scénarios de la COP 21, la demande énergétique globale de l'UE baisse de façon significative avec la combinaison des mesures d'efficacité énergétique et l'effet d'une intégration accrue du système (par ex. pompes à chaleur hybrides).



**FIGURE 8 : DEMANDE ÉNERGÉTIQUE FINALE PAR VECTEUR (UTILISATION ÉNERGÉTIQUE ET NON ÉNERGÉTIQUE POUR DES MATIÈRES PREMIÈRES) POUR L'UE27 (SOURCE : RAPPORT DE SCÉNARIO POUR LE TYNDP 2022)**

En termes de demande de gaz, l'on observe clairement une réduction de la demande de méthane dans le temps. Cependant, le méthane reste essentiel pour couvrir la demande d'énergie de l'UE jusqu'en 2050. La demande de méthane est généralement soutenue par la demande finale des différents utilisateurs finaux de biométhane et par la demande indirecte de réduction du gaz naturel utilisé pour la production d'hydrogène (avec CCS).

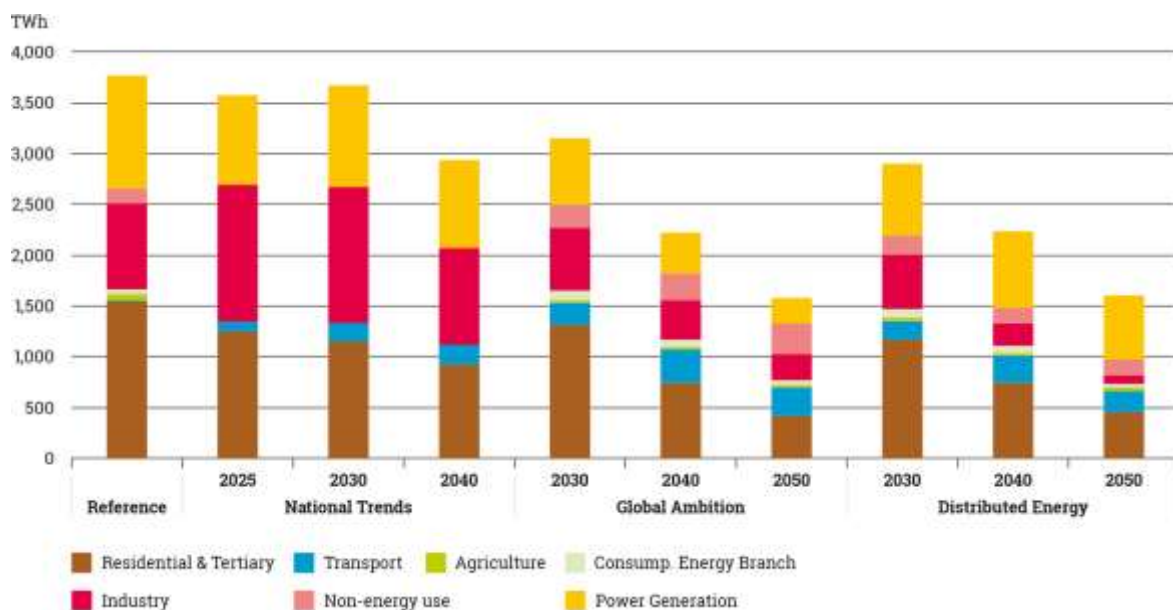


FIGURE 9 : DEMANDE DE MÉTHANE PAR SECTEUR POUR L'UE27 (SOURCE : RAPPORT DE SCÉNARIO POUR LE TYNDP 2022)

Parallèlement, la demande d'hydrogène augmente à partir de 2030 et, dans les deux scénarios de la COP 21, l'hydrogène devient le principal vecteur énergétique gazeux d'ici 2050. Les tendances nationales prennent en compte les différentes politiques nationales publiées au cours des dernières années par les États membres de l'UE dans une perspective à plus court terme, ce qui se traduit par une évolution plus lente de la demande d'hydrogène.

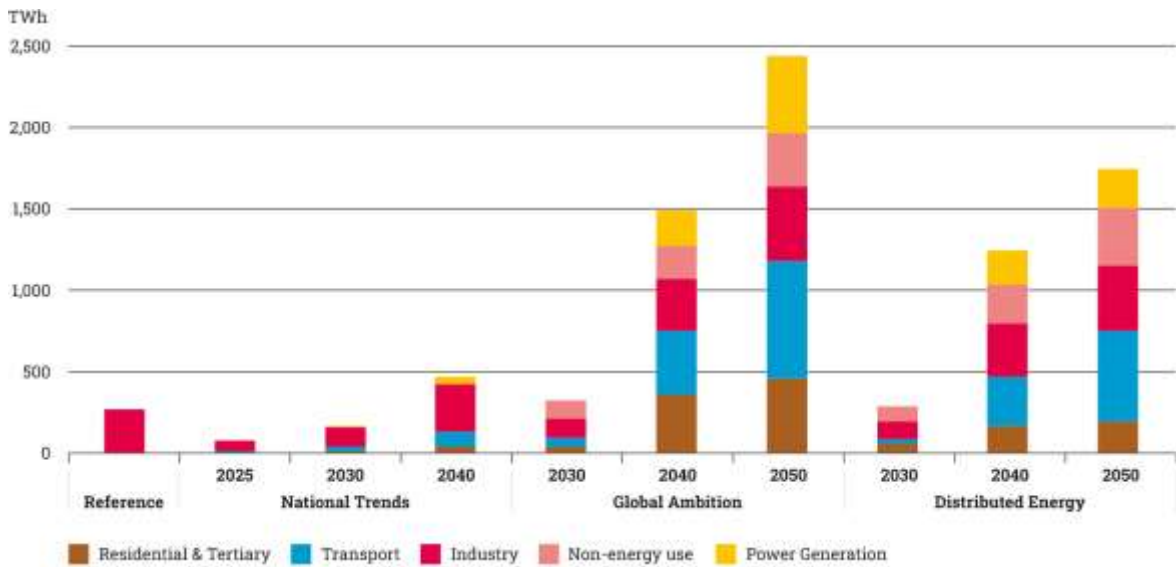


FIGURE 10 : DEMANDE D'HYDROGÈNE PAR SECTEUR POUR L'UE27 (EXCEPTÉ L'HYDROGÈNE PROVENANT DE PRODUITS DÉRIVÉS ET POUR CONVERSION [P2M/P2L]<sup>2</sup> (SOURCE : RAPPORT DE SCÉNARIO POUR LE TYNDP 2022)

L'approvisionnement énergétique européen se décarbone avec le développement de capacités significatives renouvelables et de mesures d'efficacité énergétique, ce qui entraînera une forte diminution de l'approvisionnement en gaz naturel après 2030.

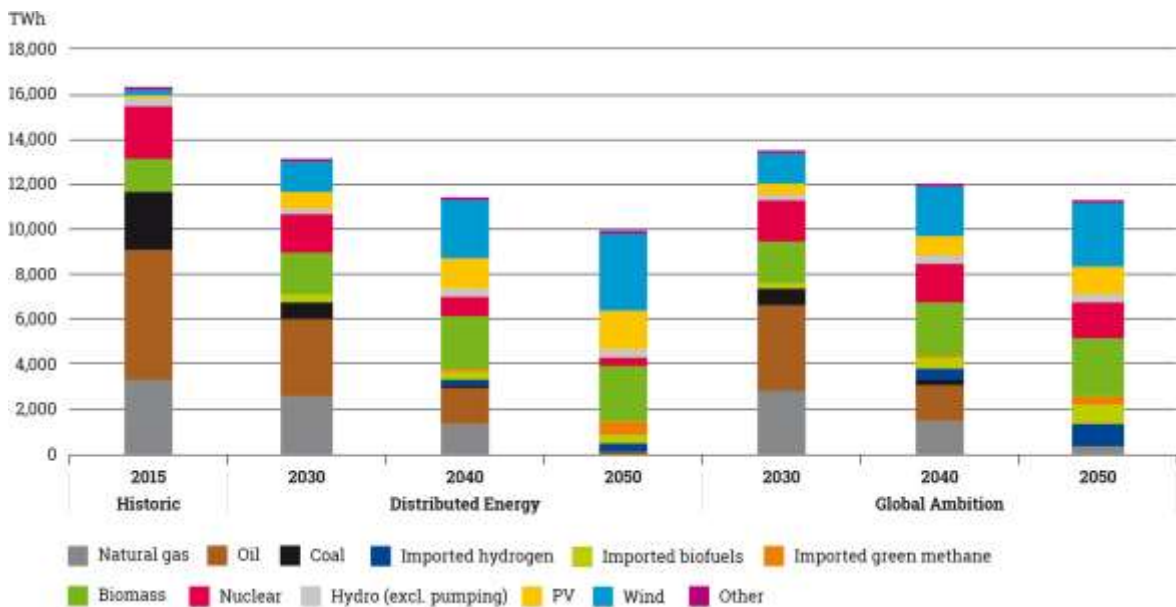


FIGURE 11 : APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE PRIMAIRE DANS LES DEUX SCÉNARIOS DE LA COP 21 (UTILISATION ÉNERGÉTIQUE ET NON ÉNERGÉTIQUE) POUR L'UE27 (SOURCE : RAPPORT DE SCÉNARIO POUR LE TYNDP 2022)

<sup>2</sup> P2M = Power to Molecules (puissance aux molécules) ; P2L = Power to Liquids (puissance aux liquides)



Tous les scénarios prévoient une diminution systématique de la production indigène conventionnelle de gaz naturel, ainsi que des importations de gaz naturel. Le biométhane joue un rôle crucial dans la décarbonation de l’approvisionnement en méthane tandis que la production de méthane synthétique par électrolyse reste limitée.

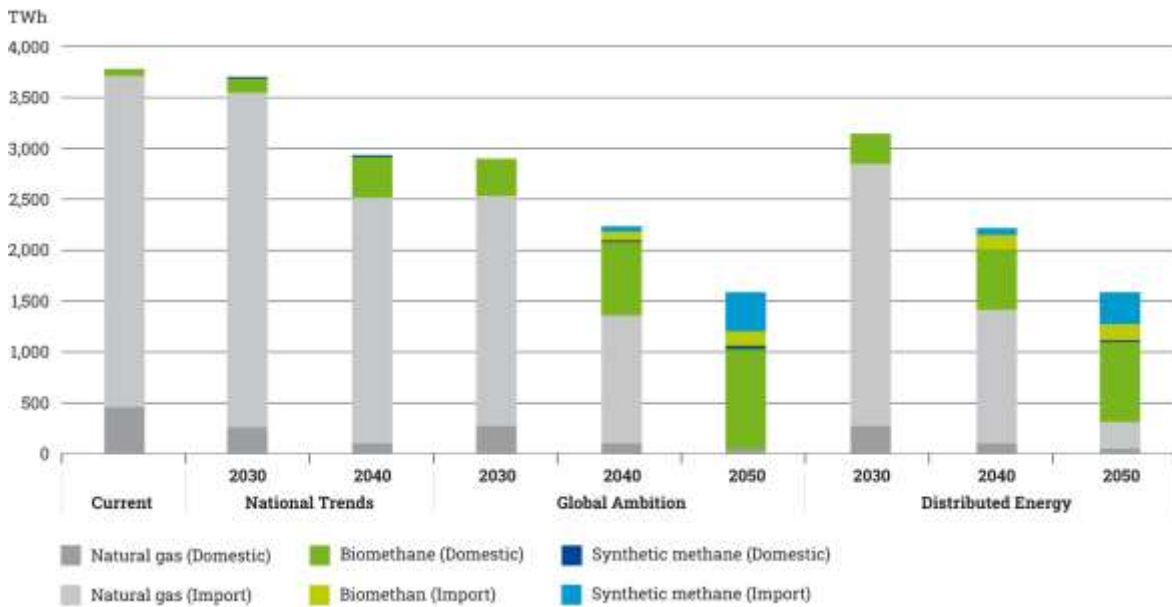


FIGURE 12 : APPROVISIONNEMENT EN MÉTHANE POUR L'UE27 (SOURCE : RAPPORT DE SCÉNARIO POUR LE TYNDP 2022)

Alors que l’approvisionnement en hydrogène actuel est principalement utilisé pour les matières premières, il est attendu que l’hydrogène devienne le vecteur énergétique gazier principal d’ici 2050, avec un rôle limité uniquement en termes de demande pour les matières premières. Les principaux catalyseurs de cette transformation sur le marché de l’hydrogène sont les potentiels européens et mondiaux importants de production d’hydrogène à partir d’électricité renouvelable variable.

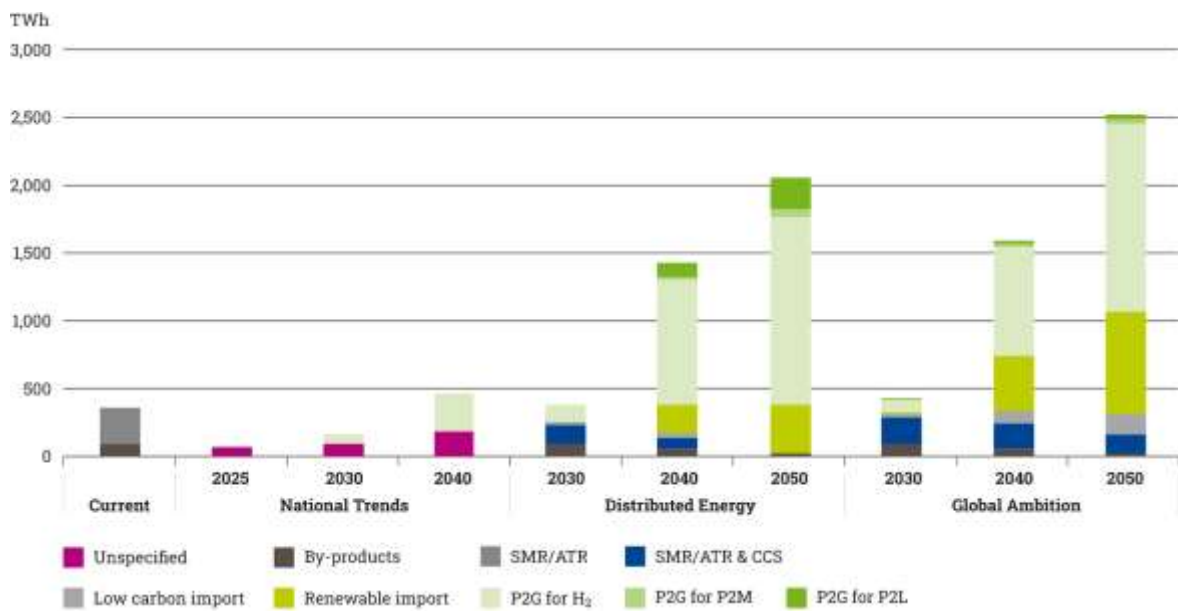


FIGURE 13 : APPROVISIONNEMENT EN HYDROGÈNE POUR L'UE27 (SOURCE : RAPPORT DE SCÉNARIO POUR LE TYNDP 2022)

La production indigène d'hydrogène propre de l'UE envisagée demandera une forte augmentation de la capacité de l'électrolyseur installé qui pourrait frôler les 300 à 400 GW d'ici 2050, combinée à une augmentation significative de la production d'électricité renouvelable afin de satisfaire la demande P2G.

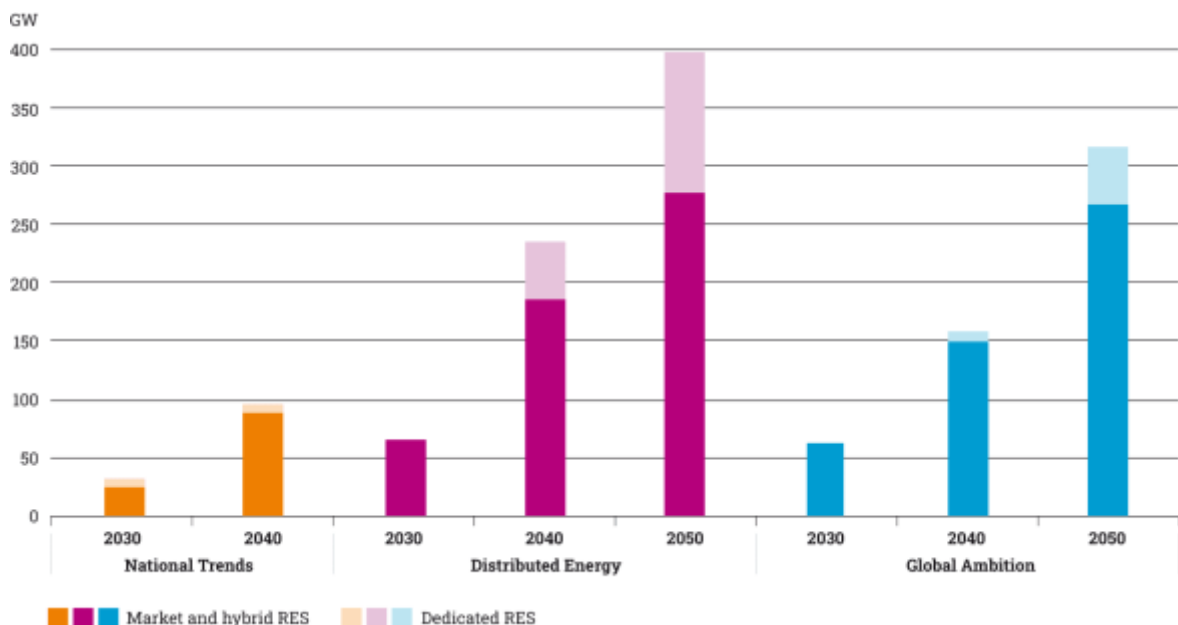


FIGURE 14 : CAPACITÉ DE L'ÉLECTROLYSEUR POUR L'UE27 (SOURCE : RAPPORT DE SCÉNARIO POUR LE TYNDP 2022)

## Plan d'investissement régional Nord-Ouest pour le gaz naturel (NW GRIP)

Conformément à la réglementation européenne précédente, il a été demandé aux GRT de publier tous les 2 ans un plan d'investissement régional pour le gaz naturel (GRIP) en complément au TYNDP européen de l'ENTSO-G.

En 2022, 9 pays (la Belgique, le Danemark, la France, l'Allemagne, l'Irlande, le Luxembourg, la Suède, les Pays-Bas et la République tchèque) ont participé à la préparation de la cinquième édition du plan d'investissement régional Nord-Ouest pour le gaz naturel (NW GRIP).

La cinquième édition du NW GRIP se concentre sur les défis clés suivants :

- La montée en puissance de la transition énergétique et le rôle des infrastructures gazières et des molécules vertes dans le développement d'un système et d'une société durables en Europe.
- La sécurité d'approvisionnement en gaz et en énergie qui a fait l'objet de beaucoup d'attention au cours des derniers mois, avec des solutions associées pour améliorer cette sécurité d'approvisionnement au niveau européen.
- Le passage du gaz naturel à bas pouvoir calorifique (gaz L) au gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H) dans la région NO avec des projets d'infrastructure de conversion associés.

## Le marché belge du gaz naturel

### L'infrastructure de gaz naturel de Fluxys Belgium et Fluxys LNG



FIGURE 15 : L'INFRASTRUCTURE DE GAZ NATUREL DE FLUXYS BELGIUM ET FLUXYS LNG

Le gaz naturel transporté et distribué en Belgique provient de différentes sources. La composition chimique de ces différents gaz naturels n'est pas la même et ils se distinguent par leur pouvoir calorifique et leur indice de Wobbe. La plupart de ces gaz, qui sont des gaz de type « riche », peuvent se substituer l'un à l'autre et sont transportés ensemble sous forme de gaz naturel à haut pouvoir calorifique (gaz H). Le gaz naturel à bas pouvoir calorifique (gaz L), qui provient des champs de Groningen (NL), est cependant assez unique, en ce sens qu'il contient jusqu'à 14 % d'azote. Sa valeur de combustion est plus basse et il n'est pas interchangeable avec le gaz H. De ce fait, le réseau de transport de Fluxys Belgium est scindé en deux réseaux, qui sont exploités de manière distincte.

### Segments de marché

Dans le réseau de transport belge, on distingue trois segments de marché (ou catégories d'utilisateurs finaux) qui sont approvisionnés via le réseau de transport :

- les opérateurs des réseaux de distribution : ils alimentent les particuliers, les PME et le secteur tertiaire ;
- les clients industriels, y compris les unités de cogénération à grande échelle (CHP) ;
- Les centrales électriques

Les prélèvements de gaz naturel des segments de marché varient en permanence et suivent des profils de prélèvement très différents :

- la **distribution publique** est fortement dépendante des conditions météorologiques, et donc de la température ;
- l'**industrie** suit un modèle de prélèvement assez régulier ;

- les **centrales électriques** suivent, quant à elles, les besoins toujours plus versatiles du modèle de prélèvement des producteurs d'électricité. La demande en électricité dépend moins de la température que la demande en gaz naturel, mais la disponibilité des autres sources d'énergie (nucléaire, solaire, éolien, importations/exportations...) et les paramètres de prix (*spark spread* du charbon vs. gaz naturel) jouent aussi un rôle important.

## Tendances de consommation en Belgique

### Évolution du nombre de degrés-jours

Le nombre de degrés-jours annuels reflète la demande en chauffage durant une période donnée. Une année normale (de référence) compte 2252 degrés-jours.<sup>3</sup>

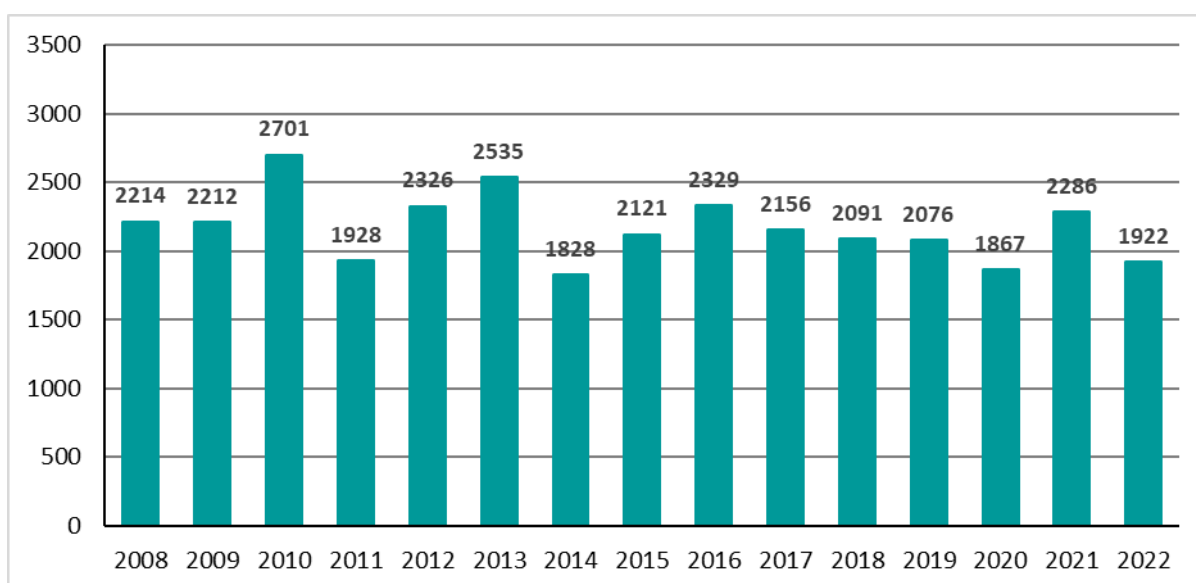


FIGURE 16 : DEGRÉS-JOURS (ANNÉE CALENDRIER)

### Volumes annuels pour le marché belge

En 2014, l'année comptant le moins de degrés-jours au total depuis 1900, la consommation totale en Belgique a considérablement baissé (de 12 % par rapport à 2013), passant à 14,7 mia m<sup>3</sup>. Elle a depuis repris, passant à 17,2 mia m<sup>3</sup> en 2019. Contrairement à la hausse de 2016, les augmentations de 2017, 2018 et 2019 sont la conséquence d'un prélèvement accru à la fois des centrales électriques et des clients industriels et non pas d'une période hivernale plus froide. La consommation totale était stable en 2020 et 2021, mais la faible quantité de réserves de gaz stockées en Europe a donné lieu à une hausse des prix du gaz à la fin de l'année. En 2022, la consommation annuelle a connu une forte baisse en raison du début de la guerre en Ukraine, ce qui a eu un effet amplificateur important sur les prix du gaz et sur le comportement de consommation des clients finaux (domestiques et industriels).

<sup>3</sup> Période 1991 à 2020, référence Synergrid (année calendrier)



FIGURE 17 : ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION DE GAZ EN BELGIQUE (MESURÉE EN MIA M<sup>3</sup>/AN)

### Distribution publique

La consommation de la distribution publique est fortement dépendante des températures pendant l'année. Comme notifié plus tôt, 2014 était l'année comptant le moins de degrés-jours, ce qui a entraîné une plus faible consommation annuelle. Les années 2010 et 2013 ont connu des hivers froids et il en va de même pour l'année 2021 qui a connu une période hivernale froide en février 2021. En 2022, l'impact de la hausse des prix du gaz, combiné à un appel des autorités en vue d'une réduction de la consommation d'au moins 15 %, a entraîné une forte baisse de la consommation annuelle.

### Les clients industriels (y compris la cogénération)

Depuis la crise économique de 2008-2009, plusieurs grands sites industriels comme les usines de montage automobile Opel à Anvers (fin 2010), la phase à chaud à Liège (fin 2014) et Ford à Genk (fin 2014) ont mis fin à leurs activités. Depuis le creux de la vague en 2014, la consommation industrielle a augmenté d'environ 2,5 % par an pour atteindre 4,3 mia m<sup>3</sup> en 2020. Cette augmentation résulte principalement de nouveaux raccordements. L'année 2021 montre une faible baisse à la suite de la hausse des prix du gaz au cours du dernier trimestre de l'année et une forte baisse en 2022 lorsque les prix du gaz ont augmenté de manière exponentielle.

### Les centrales électriques

Le prélèvement des centrales électriques dépend d'un large éventail de paramètres. La quantité de ressources renouvelables, représentant une part croissante et remarquable du mix de la production, aura certainement une influence. De plus, le modèle de prélèvement des centrales électriques peut devenir plus versatile, car les turbines à gaz à cycle ouvert très flexibles et les unités CCGT de turbines à gaz à cycle combiné sont fréquemment utilisées pour pouvoir compenser à tout moment la production variable et

incertaine d'énergie solaire et éolienne. D'autres paramètres importants sont la disponibilité (ou pas) de centrales nucléaires et les prix de l'énergie.

## Modèle de simulation du réseau

Une analyse des réseaux de transport est systématiquement réalisée afin de déterminer s'ils sont *fit for purpose*. La nécessité d'adapter l'infrastructure en cas de fluctuation de la demande est déterminée en analysant le comportement du réseau en situation de prélèvement à la pointe. Étant donné la diversité des profils de prélèvement, des méthodologies statistiques spécifiques sont utilisées pour déterminer les valeurs de pointe des différents segments de marché.

## Distribution publique

### Méthodologie

Les pics de consommation sont en partie liés à la rigueur des conditions hivernales et doivent donc être analysés en prenant en compte les températures mesurées<sup>4</sup>. La période hivernale standard qui est prise en compte s'étend de début novembre à fin février.

### Profil de température de l'hiver 2021/2022

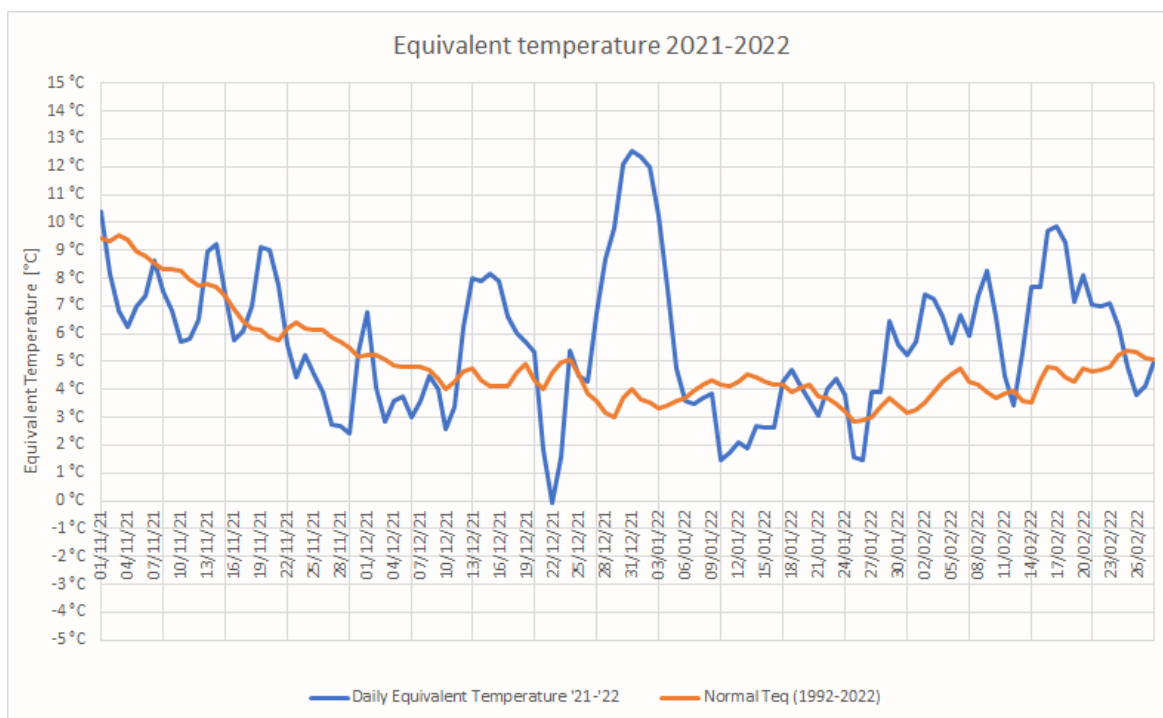
La période hivernale de novembre 2021 à février 2022 compris était assez douce, avec 1 292 degrés-jours (un hiver standard<sup>5</sup> compte 1 400 degrés-jours) et est comparable à l'hiver 2020-2021. Le mercredi 22 décembre 2021 a été le jour le plus froid, avec une température équivalente de  $-0,1$  °C enregistrée à Uccle.

---

<sup>4</sup> Afin de tenir compte de l'inertie thermique des bâtiments, le concept de « température équivalente » a été introduit. Cette température est déterminée comme suit :  $T_{eq,D} = 0,6 \times T_{av,D} + 0,3 \times T_{av,D-1} + 0,1 \times T_{av,D-2}$

<sup>5</sup> Période 1991 à 2020 (mois d'hiver), source : Synergrid

<sup>6</sup> La sensibilité à la température de la consommation d'électricité se reflète dans le nombre de centrales qui entrent en production en même temps. Le prélèvement d'une installation de production individuelle n'est que peu corrélé avec la température ambiante.



**FIGURE 18 : PROFIL DE TEMPÉRATURES DE L'HIVER 2021-2022**

Centrales électriques, unités de cogénération et clients industriels

### Méthodologie

Les prélèvements de gaz destinés aux processus industriels et à la production d'électricité<sup>6</sup> sont très peu sensibles à la température. L'analyse pour ces segments de marché ne se base dès lors pas sur une régression linéaire en fonction de la température ambiante, mais bien sur une analyse statistique des prélèvements historiques couplée à une analyse commerciale des perspectives de développement des segments de marché. Le profil de consommation des clients industriels n'étant que peu dépendant de la température ambiante, leur pointe de consommation ne se produira pas de manière synchrone (effet de lissage). C'est pourquoi les prélèvements de pointe de ce segment sont corrigés par un facteur de synchronisation défini au niveau régional. Pour les centrales électriques, l'approche est basée sur la possible utilisation simultanée de l'ensemble du parc de production et n'est donc pas uniquement basée sur la température ambiante, mais dépend de divers facteurs externes tels que la disponibilité de sources renouvelables (soleil, vent, eau), l'importation/exportation, la disponibilité technique du reste du parc de production.

<sup>6</sup> La sensibilité à la température de la consommation d'électricité se reflète dans le nombre de centrales qui entrent en production en même temps. Le prélèvement d'une installation de production individuelle n'est que peu corrélé avec la température ambiante.



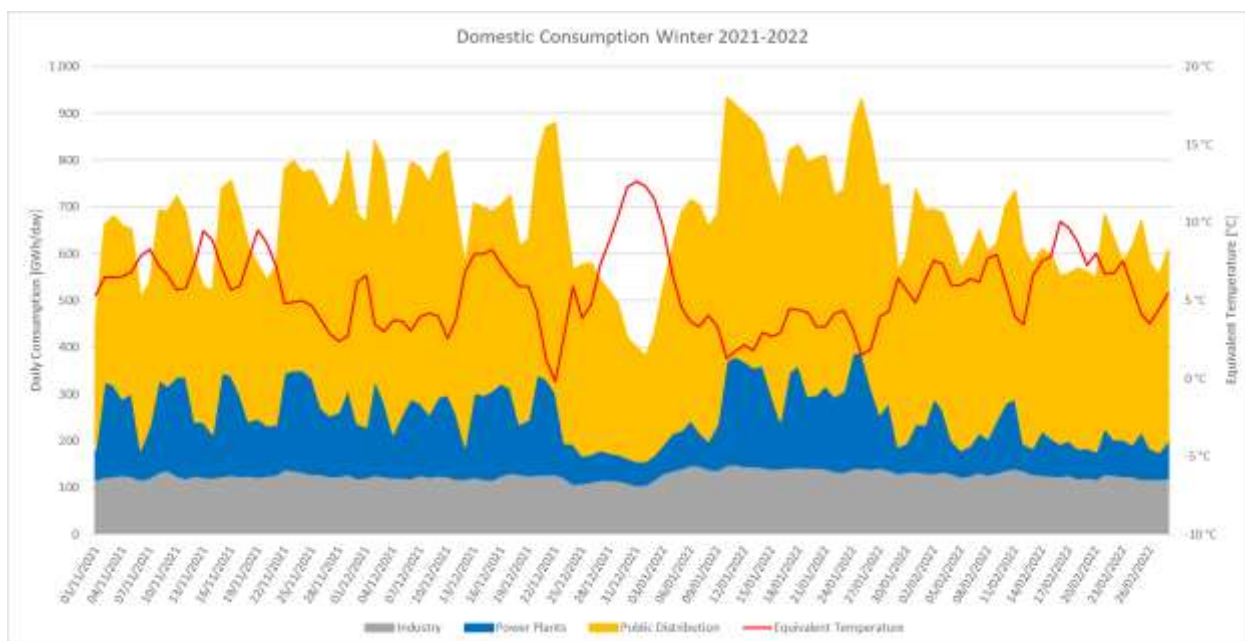


FIGURE 19 : CONSOMMATION DOMESTIQUE HIVER 2021-2022

## Besoins en investissements pour le marché domestique

### Distribution publique

La hausse continue du nombre de raccordements actifs est quelque peu compensée par plusieurs facteurs d'érosion de la demande. En effet, l'isolation thermique des maisons et bâtiments et l'efficacité des systèmes de chauffage ne cessent de s'améliorer grâce à la mise en place par les pouvoirs publics d'une réglementation stricte pour les rénovations et nouvelles constructions. Les mesures pour réduire la demande de gaz naturel sont même remises en vigueur en raison de la guerre en Ukraine. De plus, les prix de l'énergie en hausse ont entraîné une baisse importante de la consommation de gaz naturel.

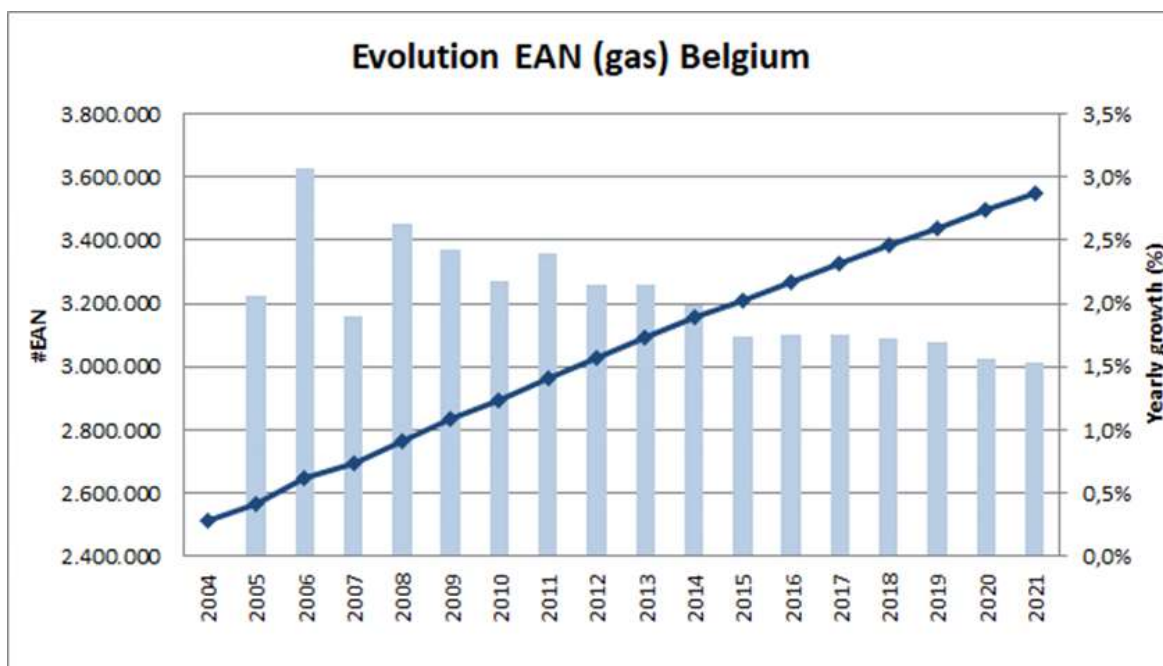


FIGURE 20 : AUGMENTATION DU NOMBRE D'EAN (SOURCE : SYNERGRID)

En raison de la combinaison de ces facteurs d'érosion et du changement du nombre potentiel de nouvelles connexions au réseau de distribution publique, une baisse de la consommation de gaz naturel est plausible, malgré qu'une croissance locale dans certaines régions n'est pas exclue.

L'utilisation de la capacité disponible dans les réseaux est analysée en permanence avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) concernés sur la base d'analyses et de simulations détaillées. Les investissements identifiés pour soutenir les croissances plus locales/régionales dans les années à venir restent limités.

### Les clients industriels

Les perspectives pour la consommation industrielle ont toujours deux facettes. Il est vrai que, chaque année, plusieurs sites industriels arrêtent leurs activités de production en Belgique, mais en même temps, quelques nouveaux projets industriels sont également lancés. Des investissements limités suffisent à réaliser les raccordements locaux. Globalement, les réseaux existants disposent de la capacité suffisante pour approvisionner les nouveaux clients finaux qui viennent s'y raccorder. Toutefois, des projets à grande échelle combinés à l'arrivée de nouvelles centrales électriques peuvent nécessiter des investissements locaux.

### Production d'électricité

En Belgique comme ailleurs en Europe, la production d'électricité sur la base de gaz naturel est depuis quelques années sous forte pression. Les centrales électriques au gaz sont plutôt utilisées pour maintenir en équilibre le réseau électrique durant de courtes périodes de forte demande ou lorsque les sources *renouvelables* se révèlent insuffisantes. Progressivement, grâce à un *spark spread* favorable, une charge de base plus élevée a de nouveau été observée ces dernières années.

Les centrales au gaz présentent l'avantage de pouvoir être démarrées rapidement tout en produisant nettement moins de CO<sub>2</sub> que les centrales au charbon. Leur flexibilité convient parfaitement pour assurer le back-up nécessaire de la production intermittente d'électricité provenant des éoliennes et des panneaux solaires.

La loi prévoit la mise à l'arrêt (partielle) du parc de production nucléaire en Belgique au cours des prochaines années. Cela signifie la disparition imminente d'une capacité de production nucléaire importante. Outre l'augmentation des installations d'importation et la croissance constante de l'énergie éolienne et solaire, le parc de production valorisant le gaz naturel va également devoir être élargi, et ce en partie aussi pour remplacer les unités au gaz existantes qui atteindront dans les prochaines années la fin de leur durée de vie technique et économique. La norme la plus récente en matière de technologie permet désormais de disposer d'unités CCGT de 800 à 850 MW. Plusieurs sites comprenant ce type d'unité de production performante devraient voir le jour, de préférence à proximité de l'épine dorsale du réseau de transport sous haute pression.

Plus précisément, le Capacity Remuneration Mechanism (CRM) annoncé par le gouvernement donnera lieu à la construction de deux installations de production CCGT supplémentaires pour une capacité de 1,7 GW d'ici 2025.

Alors que ces nouvelles unités performantes assureront probablement la charge de base, des unités plus anciennes et moins performantes devraient être utilisées comme unités de pointe pendant encore un certain nombre d'années avant d'être mises à l'arrêt. Toutefois, l'augmentation des besoins de capacité de pointe synchrone qui en résulte ne se traduira pas nécessairement par une évolution significative des volumes de gaz annuels.

## Autres secteurs

### Le secteur du transport

Le gaz naturel comprimé (GNC) et le gaz naturel liquéfié (GNL) sont deux produits gazeux parfaitement adaptés au secteur de la mobilité. La combustion du méthane produit moins de CO<sub>2</sub> que celle des combustibles conventionnels comme le diesel, l'essence et le LPG. Mais le gaz naturel est aussi un *combustible propre en termes d'émissions de particules*.<sup>7</sup>, d'émission de NO<sub>x</sub> et de CO<sub>2</sub> (réductions respectives de 70% et 20%).

Étant donné que le volume du GNL est jusqu'à 600 fois inférieur à la même quantité d'énergie sous forme de gaz en conditions atmosphériques, le GNL est particulièrement adapté au transport routier, en remplacement du diesel, et pour la navigation, où il peut se substituer au fuel lourd.

Compte tenu de l'augmentation de la production de biométhane, le bio-CNG et le bio-GNL deviennent des carburants attractifs pour assurer la décarbonation du transport. Du bio-GNL peut être chargé au Terminal GNL de Zeebrugge.

## Transit aux frontières belges

### Description générale

Via ses points d'interconnexion, le réseau belge est relié à la plupart des sources de production de gaz naturel alimentant le marché européen, à savoir :

---

<sup>7</sup> CREG 2018, étude sur l'efficacité économique du gaz naturel (GNC ou gaz naturel comprimé) utilisé comme carburant pour les voitures

<sup>8</sup> Ce point d'échange disparaîtra prochainement

- l'approvisionnement en gaz naturel par canalisations, en provenance de Norvège, du Royaume-Uni, des Pays-Bas, d'Allemagne, et de France ;
- l'approvisionnement en GNL auprès de pays producteurs via le Terminal GNL de Zeebrugge et le Terminal GNL de Dunkerque.

Le réseau de Fluxys Belgium est connecté aux marchés gaziers / zones de production suivant(e)s :

- Pays-Bas : TTF
- Royaume-Uni : NBP
- Allemagne : THE
- France : TRF
- Norvège
- GNL via Zeebrugge & Dunkerque

Le GNL et le gaz acheminé par canalisations en Belgique pouvaie~~nt~~ être négociés via le réseau de Fluxys Belgium au point de négoce gazier belge qui, jusqu'au 30/09/2023, était divisé en deux services :

- ZTP-P (Zeebrugge Trading Point – Physical Trading Services)<sup>8</sup>
- ZTP-N (Zeebrugge Trading Point – Notional Trading Services), qui est composé de ZTP (pour le réseau à haut pouvoir calorifique) et ZTPL (pour le réseau à bas pouvoir calorifique).

En vue de simplifier le modèle commercial belge, les deux services repris ci-dessus ont été fusionnés le 01/10/2023 en un seul service notional.

Physiquement, le gaz naturel livré est consommé sur le marché belge ou transporté aux frontières pour commercialisation sur d'autres points de négoce gazier ou consommation sur les marchés des utilisateurs finaux en Europe. Dans ce cadre, différents produits de capacité sont négociés :

- **Entrée/Sortie** : Produit de capacité pour l'accès à la zone de marché belge, le négoce au ZTP, l'approvisionnement du marché domestique ou le transport de gaz vers les marchés adjacents.
- **Short haul** :
  - La Zee Platform est un service Short haul pour acheminer des quantités illimitées de gaz naturel entre 2 points d'interconnexion ou plus dans la zone de Zeebrugge (Interconnector (IC), Norvège (ZPT), Zeebrugge et Terminal GNL de Zeebrugge).

Le schéma ci-dessous fournit un aperçu global des points d'interconnexion, des produits de capacité (Entry/Exit, OCUC, Wheeling et Zee Platform) et de la relation avec les marchés adjacents.

---

<sup>8</sup> Ce point d'échange disparaîtra prochainement

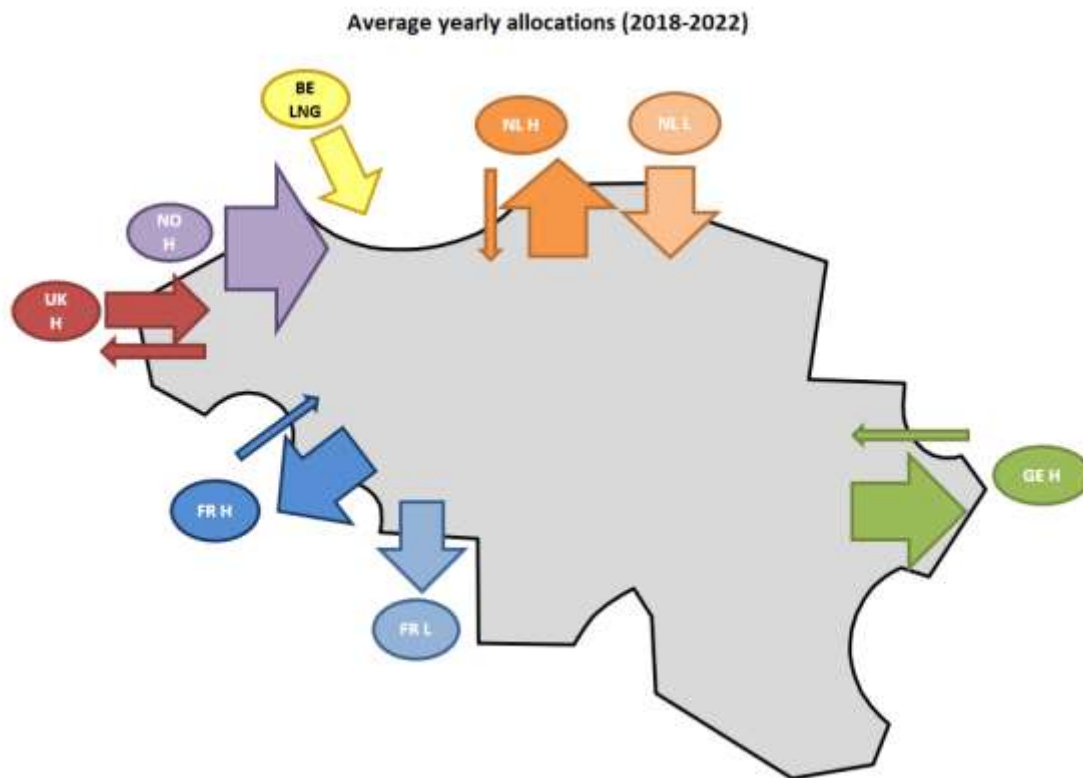


FIGURE 21 : POINTS D'INTERCONNECTION DE FLUXYS BELGIUM (SITUATION 1/1/2023)

## Aperçu des allocations annuelles aux points frontières (groupées par pays)

L'aperçu de ce chapitre traite de la période allant jusqu'à 2022 inclus.

La figure ci-dessous montre un aperçu de la moyenne des volumes (allocations) importés et exportés pendant la période 2018-2022.



**FIGURE 22 : ALLOCATIONS AUX POINTS FRONTIÈRES 2018-2022**

## Importations de gaz naturel

Le volume total annuel entrant dans le réseau de Fluxys Belgium est en moyenne de  $\pm$  400 TWh par an (période 2018-2021), avec un pic à 600 TWh en 2022.

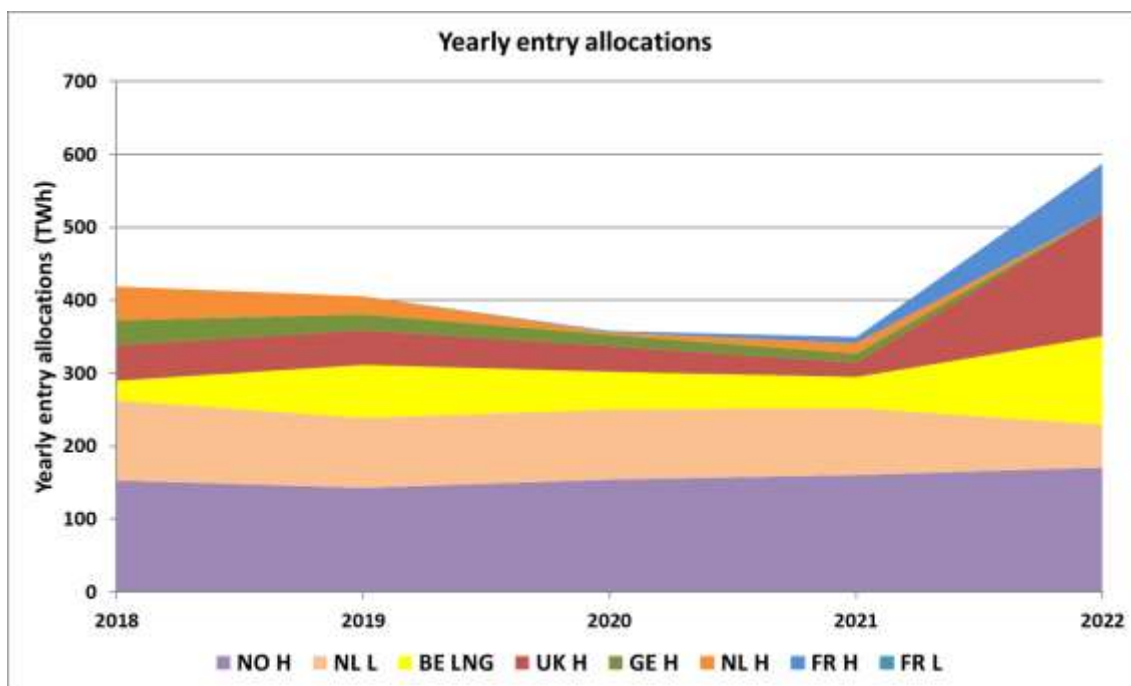


FIGURE 23 : ALLOCATIONS D'ENTRÉE ANNUELLES

Le gaz norvégien est l'axe d'entrée principal, arrivant en Belgique via la canalisation Zeepipe (environ 150 TWh). Les livraisons de gaz H en provenance des Pays-Bas sont en baisse depuis 2017, avec des volumes nettement inférieurs depuis 2019. Le gaz L en provenance des Pays-Bas, qui entre dans le pays par le point d'entrée Hilvarenbeek, est en recul en raison du processus de conversion L-H.

Les volumes en provenance du Royaume-Uni fluctuent généralement entre approximativement 25 et 50 TWh par an, mais ont fortement augmenté en 2022 pour répondre à la forte demande de gaz naturel pour le continent européen à la suite de l'approvisionnement réduit de gaz russe. L'augmentation des volumes de GNL et, dans une moindre mesure, de l'approvisionnement à partir de la France peut être expliquée dans le même contexte.

Les volumes importés depuis l'Allemagne avant 2021 étaient relativement faibles. Notez que les importations provenaient presque entièrement de (l'ancienne) zone de marché Gaspool. Il n'est pas étonnant que l'approvisionnement depuis l'Allemagne ait disparu en 2022.

## Exportations de gaz naturel

Le volume total de gaz (gaz H et gaz L) transporté chaque année vers les marchés adjacents a atteint en moyenne  $\pm 200$  TWh en 2018-2021, avec une tendance à la baisse depuis 2018. En 2022, un pic élevé de plus de 400 TWh a été atteint.

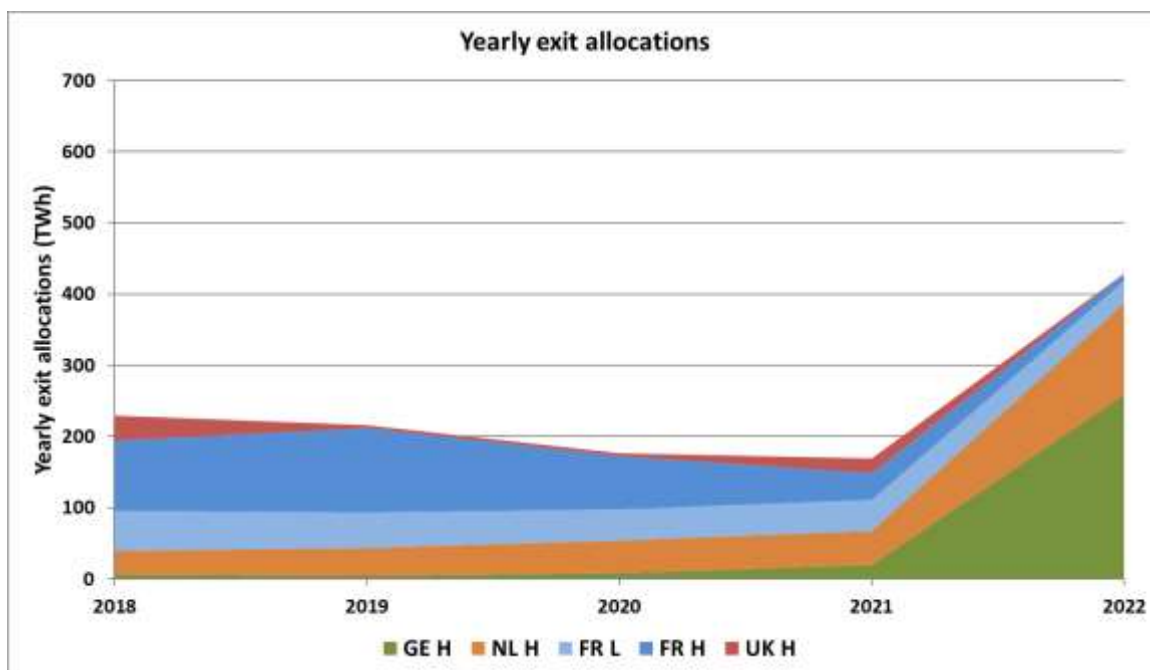


FIGURE 24 : ALLOCATIONS DE SORTIE ANNUELLES

Jusqu'en 2021, 50 % à 85 % de ce volume étaient destinés au marché français. La part de gaz L était plutôt stable ( $\pm 50$  TWh), tandis que le transport de gaz H évoquait une tendance à la baisse.

Les volumes qui prennent la direction du Royaume-Uni sont caractérisés par une nette diminution depuis 2019, due à l'arrivée à échéance des contrats à long terme.

Les volumes transportés vers l'Allemagne et, dans une moindre mesure, aux Pays-Bas, ont fortement augmenté en 2022 en raison de la guerre en Ukraine et la diminution significative de l'approvisionnement de gaz russe.

Les volumes transportés vers le Luxembourg ne figurent pas sur le graphique ci-dessus, étant donné que ce pays forme un seul et unique marché avec la Belgique.

## Fluctuations des allocations journalières aux points frontières

Fluxys Belgium réalise l'analyse de la charge du réseau et de l'utilisation de la capacité vers les réseaux adjacents à partir des flux journaliers et horaires transportés de manière simultanée.

### Importations de gaz naturel

Le graphique ci-dessous montre l'évolution des flux journaliers entrant simultanément aux différents points frontières du réseau de Fluxys Belgium (période 2018-2022). Jusqu'en 2021, une moyenne d'environ 40-50 GWh/h de gaz est injectée dans le réseau de Fluxys Belgium, avec des pointes de plus de 80 GWh/h. En 2022, la quantité totale de gaz injecté a augmenté de manière significative, bien que la valeur de pointe n'ait pas dépassé la quantité maximale de 2018-2021.



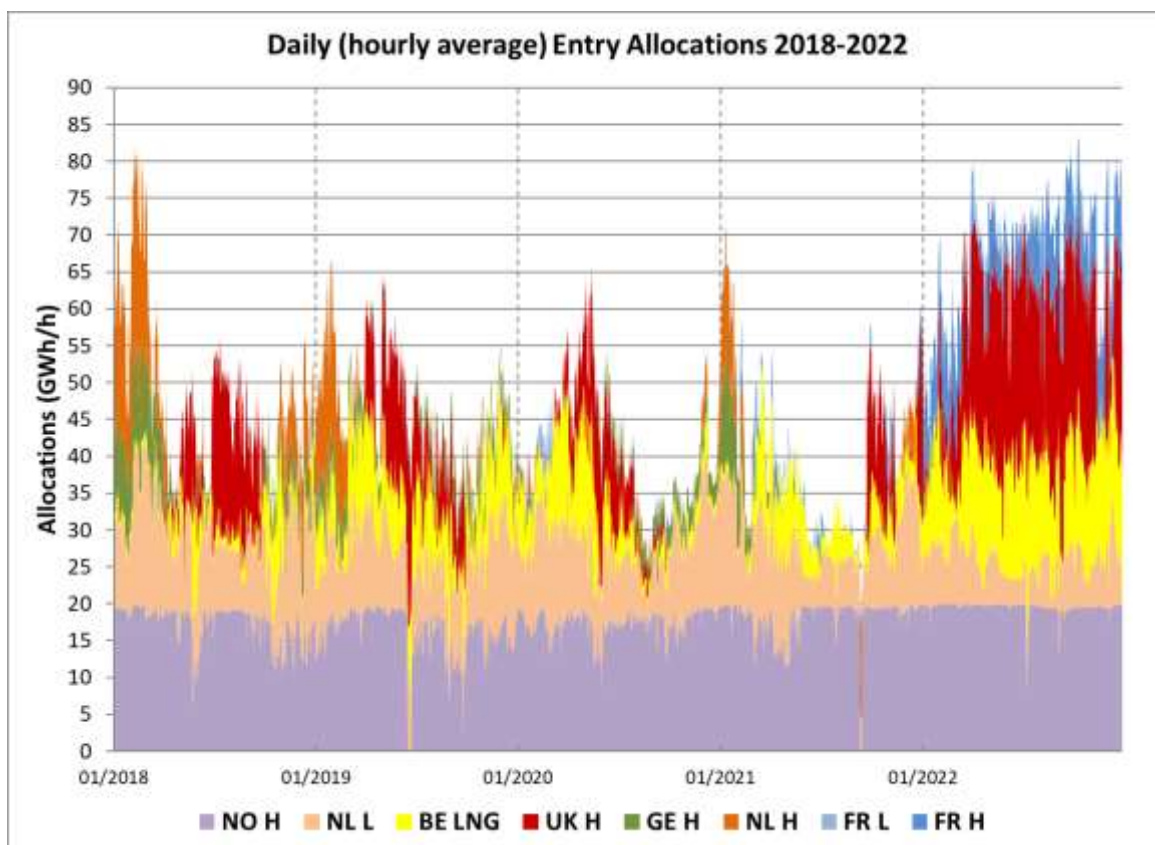


FIGURE 25 : ALLOCATIONS D'ENTRÉE JOURNALIÈRES 2018-2022

Le graphique ci-dessous<sup>9</sup> montre des détails de l'utilisation de la capacité injectée durant la période 2018-2022.

<sup>9</sup> Pour réaliser ce graphique, la valeur nette des allocations a été calculée pour chaque jour.

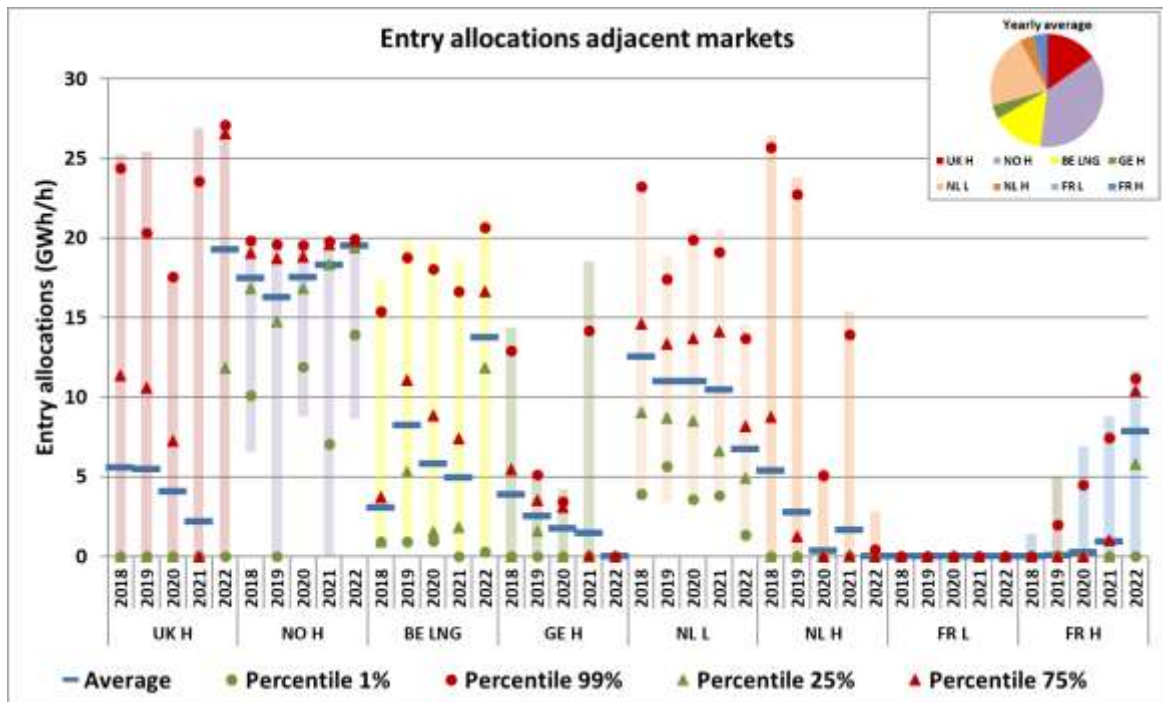


FIGURE 26 : ALLOCATIONS D'ENTRÉE MARCHÉS ADJACENTS

Les flux gaziers entrant dans le réseau de Fluxys Belgium depuis les points d'entrée directement liés à des zones de production (Norvège, Pays-Bas L) présentent les moyennes les plus élevées. Les entrées connectées au réseau de transport d'un GRT adjacent (Pays-Bas H, Royaume-Uni, Allemagne) présentent généralement des moyennes plus basses et/ou plus variables (excepté pour 2022, enregistrant des volumes moyens élevés du Royaume-Uni, du GNL et de la France).

La capacité totale d'importation du réseau de gaz H est suffisante pour compenser une augmentation du marché domestique (par exemple à la suite de la conversion L/H et des nouvelles centrales électriques prévues).

#### Exportations de gaz naturel

Le graphique ci-dessous montre l'évolution des flux journaliers exportés simultanément aux différents points frontières du réseau de Fluxys Belgium (période 2018-2022).

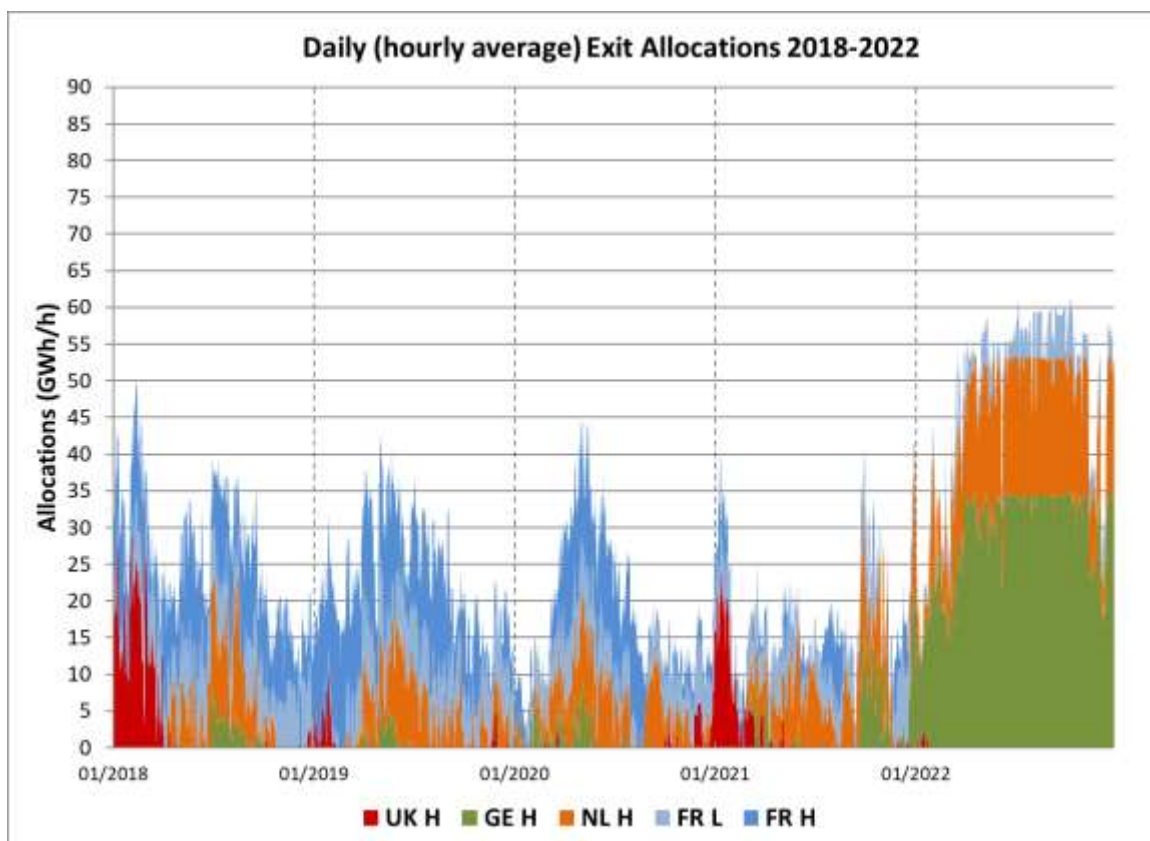


FIGURE 27 : ALLOCATIONS DE SORTIE JOURNALIÈRES

Jusqu'en 2021, les flux journaliers moyens sortant simultanément du réseau de Fluxys Belgium s'élèvent à 20-30 GWh/h. D'importants flux de transit vers le Royaume-Uni ont été enregistrés au cours des hivers 2017-2018 et 2020-2021. En 2022, de nouveaux pics de flux, jusqu'à 65 GWh/h, ont été atteints. Le réseau Fluxys a transporté sans problème cette pointe de transit.

Le graphique<sup>10</sup> ci-dessous représente l'utilisation de la capacité vers chaque zone de marché au cours de la période 2018-2022.

<sup>10</sup> Pour réaliser ce graphique, la valeur nette des allocations a été calculée pour chaque jour.

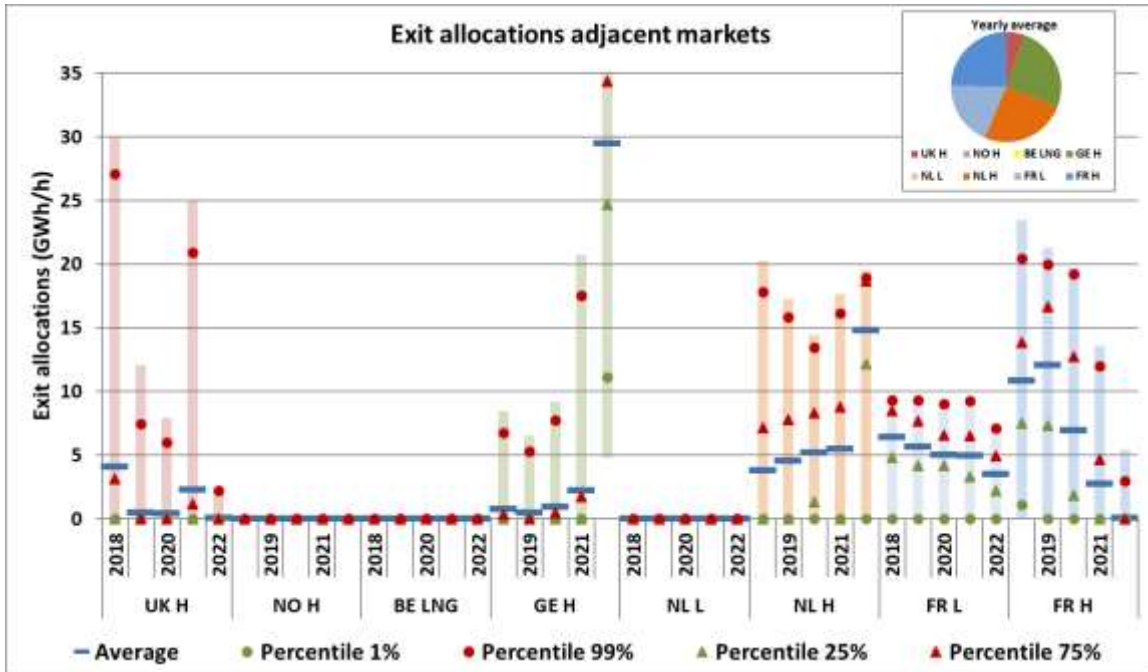


FIGURE 28 : ALLOCATIONS DE SORTIE MARCHÉS ADJACENTS

Jusqu'en 2021, la moyenne des flux journaliers la plus élevée a été transportée vers le marché français (gaz H et gaz L). C'est également vers le marché français que cette moyenne est la plus proche de la pointe de consommation maximale (facteur de charge plus élevé). En 2022, les flux vers l'Allemagne et les Pays-Bas ont significativement augmenté, alors que le transport vers la France a fortement baissé, en particulier pour le marché de gaz H.

# Évolution de la demande domestique et du transit

## Demande domestique

Fluxys Belgium tient à jour les projections des consommations de gaz naturel dans le futur, en volume annuel, et en consommation de pointe, tant pour la distribution publique que pour ses clients industriels et les centrales électriques. Ces projections sont basées sur une analyse statistique des consommations historiques, des analyses internes de la demande future, différents rapports (inter)nationaux en matière de conversion énergétique, des consultations du marché, ainsi que sur les plus récentes études d'adéquation d'Elia pour les centrales électriques.

Ces perspectives sont utilisées pour évaluer le réseau de transport. Elles sont également demandées par l'association des GRT européens ENTSOE, dans le cadre du plan de développement réseau décennal réalisé tous les deux ans au niveau européen (Ten-Year Network Development Plan ou TYNDP).

Les perspectives de consommation sont examinées pour différents scénarios. La figure ci-dessous reflète la plage dans laquelle la consommation annuelle totale prévue varie pour ces scénarios (calculée pour les années avec une température moyenne du climat). Une autre échelle de consommation est présentée pour les prix de l'énergie qui restent élevés, avec une diminution de la demande dans les secteurs de la distribution publique et de l'industrie (à l'exception des centrales électriques) de 15 %.

La hausse en 2025 est attendue sur la base de la croissance de la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité. Une baisse dont l'ampleur dépend du scénario considéré est ensuite prévue.

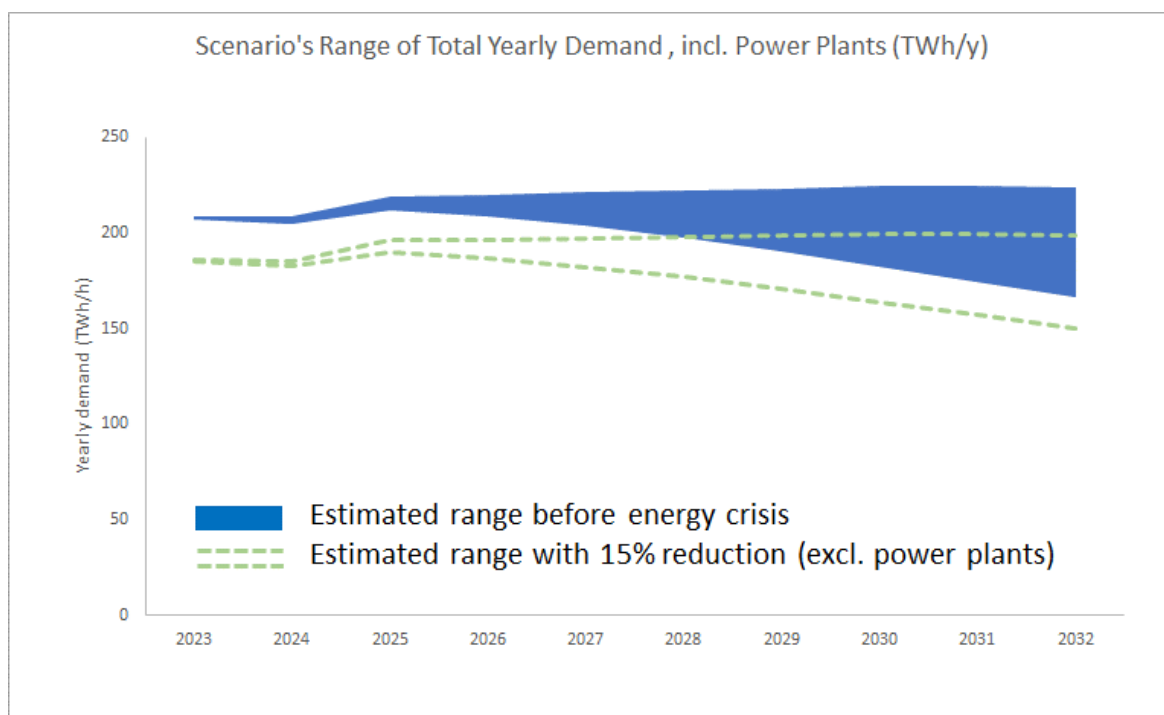


FIGURE 29 : PROJECTION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DE GAZ NATUREL (GAZ H ET GAZ L)

Des simulations montrent qu'en cas d'installation de nouvelles centrales électriques à l'horizon 2025, la capacité d'entrée totale du réseau H reste bien supérieure aux besoins à la pointe, même après intégration totale du réseau L actuel dans le réseau H. Néanmoins, si l'on considère un schéma structurel de flux Ouest-Est (entrée exclusivement à partir de la zone de Zeebrugge), l'axe principal Ouest-Est actuel doit être renforcé pour offrir une certaine flexibilité et permettre à terme des exportations vers l'Allemagne, les Pays-Bas et la France.

## Perspectives d'exportation (transit)

Outre l'approvisionnement du marché belge, le réseau est également utilisé pour le transport de gaz naturel vers nos pays voisins.

### Transport vers la France

Dans le rapport intégré de 2021 « GRTgaz, in motion »<sup>11</sup>, GRTgaz prédit une baisse de la consommation de gaz en France. D'ici 2030, la consommation de gaz chutera de 17 % sous l'effet combiné de mesures d'efficacité énergétique et de transferts vers d'autres énergies.

Dans le cadre de la conversion du gaz L en gaz H, le volume de gaz L transporté par Fluxys Belgium vers le marché français diminuera progressivement de moitié en 2025 jusqu'à s'arrêter totalement après 2029. À ce jour, il n'est pas nécessaire de compenser cette réduction par une augmentation du transit H vers la France.

### Transport vers le Royaume-Uni

Le « Gas Ten Year Statement » 2022<sup>12</sup> de National Grid décrit quatre scénarios possibles allant d'une légère réduction jusqu'à une diminution plus marquée des besoins en gaz au Royaume-Uni tant pour le volume annuel que pour la demande à la pointe.

Parallèlement, la production nationale continue à diminuer. Comme indiqué dans le Winter Outlook 2022-2023<sup>13</sup>, le gaz provenant de la production locale et de Norvège continue d'être la principale source d'approvisionnement du RU, avec le GNL, le stockage en Grande-Bretagne et les interconnecteurs européens fournissant un approvisionnement flexible pour répondre à la demande totale. La capacité de transport actuellement disponible vers le Royaume-Uni (via la canalisation Interconnector) est considérée comme suffisante pour répondre aux signaux du marché (flux d'arbitrage) tout en contribuant à la sécurité d'approvisionnement du Royaume-Uni.

### Transport vers l'Allemagne

Le plan de développement du réseau allemand 2022-2023 a été postposé en raison de la situation géopolitique actuelle. La BNetzA a demandé aux GRT de calculer les variables (GNL), en particulier en vue de remplacer les volumes de gaz naturel russe.

À la frontière belgo-allemande à Eynatten, des volumes records vers l'Allemagne ont été mesurés depuis le début de la guerre en Ukraine à la suite de la baisse du flux provenant de la Russie. Pour les années à venir, il est attendu que les flux restent élevés tant que l'approvisionnement de la Belgique par la Russie ne sera pas rétabli, même si l'on tient

---

<sup>11</sup> <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2022-05/GRTgaz-integrated-report.pdf>

<sup>12</sup> <https://www.nationalgrid.com/gas-transmission/document/141321/download>

<sup>13</sup> <https://www.nationalgrid.com/gas-transmission/document/140921/download>

compte des installations de GNL prévues en Allemagne. Des investissements dans la canalisation VTN en Belgique pourraient même augmenter les volumes transportés.

### Transport vers les Pays-Bas

Dans son Plan d'investissement 2022-2032<sup>14</sup> publié, GTS prévoit trois scénarios avec une baisse de la demande de gaz. La capacité de production de Groningen et des petits gisements diminuera aussi considérablement au cours des prochaines années.

Parallèlement à l'augmentation du transit des Pays-Bas vers l'Allemagne, on peut s'attendre à des exportations supplémentaires vers les Pays-Bas.

## Perspectives d'importation

### Importations depuis la Norvège

Pour Fluxys Belgium, les importations depuis la Norvège constituent la source la plus importante de gaz naturel, qui est livrée avec une capacité de base plutôt stable. Aucun changement important n'est attendu prochainement dans les quantités importées.

### Importations de GNL

Il est certain que le GNL jouera un rôle clé dans la sécurité d'approvisionnement pour les pays européens. Avec la guerre en Ukraine, une forte hausse des importations de gaz naturel liquéfié (GNL), en particulier en provenance des USA, a été observée. Le Terminal GNL de Fluxys à Zeebrugge a déjà une capacité de 22 GWh/h et une extension, en vue d'accueillir de plus grands volumes de GNL, est prévue dans les années à venir.

### Importations depuis la France

Depuis fin 2015, les importations sont possibles depuis la France grâce au nouveau point d'interconnexion d'Alveringem. Le gaz peut provenir du Terminal de Dunkerque ou du TRF, le point de négoce gazier en France. Les volumes qui doivent être transportés d'Alveringem vers la Belgique ont tendance à être plus élevés, en particulier depuis le début de la guerre en Ukraine. Ici également, la place du GNL dans l'approvisionnement de l'Europe sera déterminante pour le développement de ce point d'entrée.

### Importations depuis le Royaume-Uni

Les importations depuis le Royaume-Uni (via l'Interconnector) varient fortement en fonction de l'équilibre global offre/demande du pays et sont fortement dépendantes du fonctionnement du marché en Europe. Comme indiqué dans le Winter Outlook 2022-2023<sup>15</sup>, nous avons constaté des niveaux record d'exportations commerciales vers l'Europe ces derniers mois. L'augmentation des exportations de gaz de la Grande-Bretagne vers l'Europe est largement due à l'effet de la réduction des flux de gaz en provenance de Russie, combiné à l'objectif de l'Europe d'avoir des sites de stockage à 90 % de leur pleine capacité d'ici le 1<sup>er</sup> novembre. Le degré d'utilisation futur est difficile à anticiper, mais il est attendu que la fonction d'équilibrage entre les deux marchés reste importante et l'utilisation à la pointe est appelée à continuer.

### Importations depuis l'Allemagne

La capacité d'importation de l'Allemagne restera au même niveau, malgré que de grands volumes ne soient pas attendus si l'approvisionnement russe vers l'Allemagne reste très faible.

---

<sup>14</sup><https://www.gasunietransportservices.nl/en/gasmarket/investment-plan/investment-plan-2022>

<sup>15</sup> <https://www.nationalgrid.com/gas-transmission/document/140921/download>

### Importations depuis les Pays-Bas

Les importations de gaz L vont diminuer graduellement à la suite de la conversion du gaz L vers le gaz H, qui devrait être finalisée à la fin de l'année 2024 en Belgique. Néanmoins, le transit de gaz L sera maintenu jusqu'à ce que la conversion du gaz L vers le gaz H soit terminée en France.

Les importations de gaz H sont fortement dépendantes du fonctionnement du marché, mais une baisse des volumes annuels peut être attendue.



# Conversion L/H

## Introduction

Les exportations de gaz L des Pays-Bas vers la Belgique, la France et l'Allemagne cesseront d'ici 2030. Pour garantir la sécurité de l'approvisionnement, la Belgique, la France et l'Allemagne ont décidé de convertir le marché du gaz L en gaz H. Il y a deux raisons à cela : le gaz H est disponible en quantité suffisante et l'infrastructure de transport de gaz L existante peut être utilisée pour le gaz H ou réutilisée pour des nouveaux gaz.

Il est à noter que le gouvernement néerlandais a décidé de fermer la production du site de Groningen le plus rapidement possible, afin de parer aux problèmes de tremblements de terre observés dans la région. Malgré la guerre en Ukraine, la production de l'année gazière 2022-2023 sera réduite à 2,8 mia m<sup>3</sup>. Les autorités néerlandaises évaluent encore si la production à Groningen est toujours nécessaire à partir de l'hiver 2023-2024. Cependant, le site de production restera actif en cas de nécessité (back-up), comme une vague de froid sévère ou un défaut sur un site d'injection d'azote. L'arrêt complet de la production dépend de l'évolution de la situation géopolitique et est actuellement prévu pour l'année gazière 2023-2024, et au plus tard pour l'AG 2024-2025.

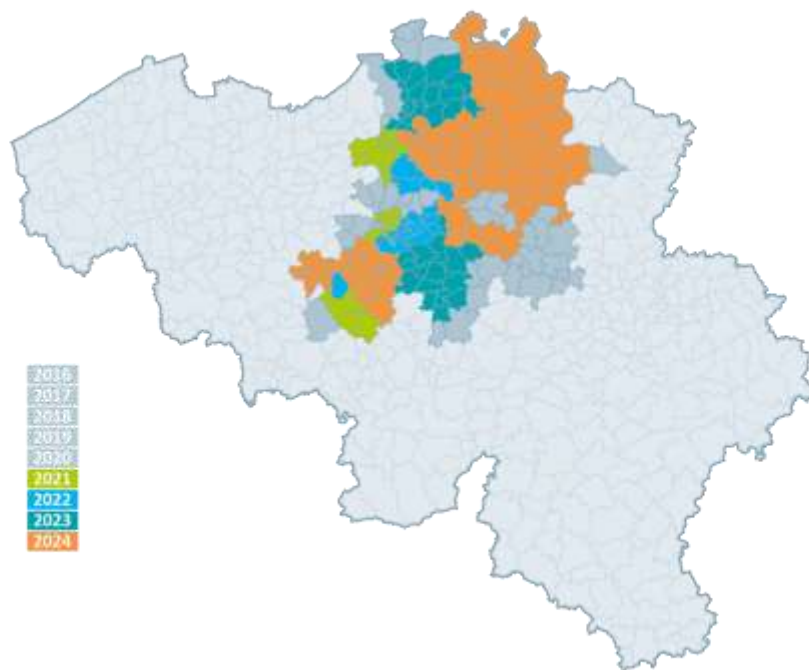
À la demande des autorités belges, Synergrid a établi un planning de conversion indicatif.<sup>16</sup> Ce planning indicatif est basé sur la réutilisation maximale des infrastructures existantes en Belgique afin d'éviter des investissements uniquement nécessaires pour la période de transition.

## Optimisation du programme de conversion

En 2020, les gestionnaires de réseau de transport et de distribution ont identifié des opportunités d'optimisation du programme de conversion L/H. Ainsi, suivant le nouveau programme indicatif élaboré par Synergrid, l'ensemble du marché belge de gaz naturel devrait être converti au gaz H d'ici la fin 2024. Le transport de gaz L des Pays-Bas vers la France sera néanmoins maintenu encore plusieurs années. Ce programme a été confirmé par le Conseil d'administration de Synergrid en décembre 2021 et constitue dès lors la base de travail des opérateurs de réseau jusqu'à la disparition totale du marché domestique belge.

---

<sup>16</sup> Fédération des Gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique (<http://www.synergrid.be/> [en français ou en néerlandais])



**FIGURE 30 : PLANNING INDICATIF DE CONVERSION DU MARCHÉ GAZ L VERS LE GAZ H, COMMUNE PAR COMMUNE (SOURCE : SYNERGRID)**

Les chapitres suivants décrivent les grands principes de la conversion en termes d'infrastructure et de capacité de transport.

## Principes de conversion des réseaux de transport

Les principales adaptations du réseau de transport consistent à connecter et à intégrer progressivement les infrastructures de gaz L aux infrastructures de gaz H. Suivant le planning de conversion, les connexions existantes entre les deux réseaux L et H seront adaptées si nécessaire afin d'alimenter en gaz H, de manière sélective, les postes des gestionnaires de réseau de distribution et les clients industriels.

Pour certaines parties du réseau, certaines modifications sont réalisées, en particulier aux connexions entre les voies majeures de transport de gaz L et de gaz H qui sont exploitées à différents niveaux de pression (comme la connexion entre le RTR<sup>17</sup> et les Dorsales<sup>18</sup>).

Le maintien de la capacité de transport vers le marché de gaz L non converti est toutefois une contrainte importante, en particulier en ce qui concerne la capacité d'exportation vers le marché français. Étant donné le point d'entrée unique du gaz L à Hilvarenbeek/Poppel, et le point de sortie unique du gaz L vers la France à Blaregnies, une des deux Dorsales devra être maintenue en gaz L jusqu'à la fin de la conversion du marché français en 2029.

Le processus de conversion du marché belge ne peut dès lors se réaliser que sur base de l'alimentation progressive en gaz H de la seconde dorsale, et ce, principalement depuis

<sup>17</sup> Grand axe de transport de gaz H entre Zeebrugge et la frontière allemande.

<sup>18</sup> Les canalisations transportant le gaz L depuis Hilvarenbeek vers le sud sont appelées « Dorsales ».

une interconnexion avec le grand axe de transport de gaz H Zeebrugge – Eynatten interceptant les dorsales à Winksele, au cœur du marché L à convertir. Le processus est mis en œuvre selon une orientation Sud-Nord, repoussant progressivement le gaz L vers le point d'entrée d'Hilvarenbeek/Poppel.

## Adaptations du réseau de Fluxys Belgium

### Conversions effectuées depuis 2016

Entre 2016 et 2019, la conversion de L vers H a été réalisée depuis des interconnexions existantes ne nécessitant que des adaptations limitées du réseau. Il s'agit des nœuds d'interconnexion de Warnant Dreye, de Beuzet et d'Antwerpen CGA. Seule la conversion de la région de Brasschaat- Wuustwezel a nécessité un nouveau poste de détente à Kalmthout.

La phase de conversion 2021 a eu lieu début du mois de juin 2021, et a consisté en la migration d'environ 200 000 connexions, dont une partie importante dans le nord de Bruxelles.

### Sud de l'axe Zeebrugge-Eynatten

Des adaptations de la station de Winksele ont été réalisées pour permettre la connexion du RTR aux réseaux de transport alimentant la région bruxelloise et les dorsales. Ainsi, la conversion de la Région de Bruxelles-Capitale et d'une partie de sa périphérie a déjà été réalisée en 2022. Toutes les autres régions situées au sud de la conduite Zeebrugge-Eynatten et alimentées par les Dorsales seront converties d'ici juin 2024.

### Prochaines étapes

#### Nord de l'axe Zeebrugge-Eynatten

Des voies d'optimisation du programme de conversion ont été identifiées par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, permettant de réaliser la conversion du marché belge au nord de l'axe Zeebrugge-Eynatten jusqu'au point d'entrée en gaz L de Hilvarenbeek d'ici l'automne 2024.

Ainsi, la région d'Anvers et la Campine seront converties en 2023 et 2024 respectivement, via la mise en gaz H progressive d'une des deux dorsales (partie Nord) à partir de Winksele (6). Dans le Nord, les deux sites de mélange à Lillo et Loenhout seront réaffectés en station de détente normale afin d'acheminer en hiver le gaz H du site de stockage de Loenhout vers la région d'Anvers et de Bruxelles.

## Capacité d'entrée pour le nouveau marché H

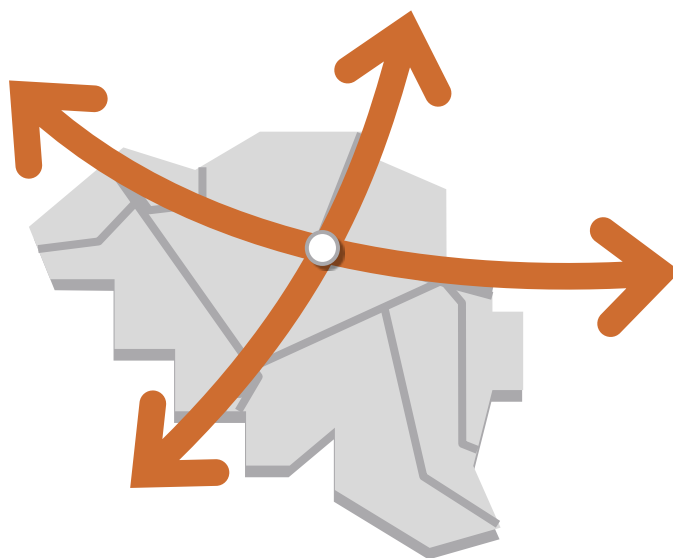
### Période de conversion

À chaque étape de la conversion, les clients en gaz L concernés doivent être alimentés en gaz H. Étant donné que le point d'entrée Hilvarenbeek/Poppel est actuellement uniquement approvisionné en gaz L, les affréteurs de gaz de ces nouveaux clients doivent donc disposer de capacité d'entrée sur un autre point d'entrée (gaz H) du réseau de Fluxys Belgium.

Les évaluations de Fluxys Belgium mènent actuellement à la conclusion que la capacité d'entrée en gaz H est suffisante pour absorber les besoins en capacité pour le « nouveau marché domestique belge » de gaz H. L'augmentation des flux futurs d'ouest en est était déjà fortement liée au remplacement du gaz L en France et en Allemagne ou aux Pays-Bas. Dans la situation géopolitique actuelle, on s'attend à des débits futurs très élevés vers le marché allemand. Ces évaluations ont donc été revues et concluent que malgré une capacité d'entrée suffisante, la capacité de transport d'ouest en est doit être augmentée, principalement pour désengorger la zone d'entrée de Zeebrugge. Cela implique la finalisation de la deuxième canalisation VTN entre Desteldonk et Opwijk au cours d'une première phase, dont la mise en service est actuellement prévue pour la fin 2023.

### Période post-conversion

Les grands axes de transport Ouest-Est et Nord-Sud du réseau de Fluxys Belgium pourront dès lors jouer un rôle important dans le cadre du remplacement des marchés L en France et en Allemagne, en termes de diversité et de sécurité d'approvisionnement et d'accès aux sources de GNL.



**FIGURE 31 : CONTRIBUTION POTENTIELLE DU RÉSEAU DE FLUXYS BELGIUM POUR LE GAZ H EN EUROPE (SOURCE : FLUXYS BELGIUM)**

## Investissements nécessaires dans le cadre de la conversion L-H

Les investissements attendus pour couvrir les adaptations liées à la conversion L-H sont :

- Les interconnexions entre les canalisations RTR et les Dorsales (à Winksele) afin de pouvoir démarrer la conversion de la zone au sud de Winksele ont été mises en service en 2020.
- L'adaptation de certaines stations de détente pour assurer l'exploitation optimale du marché de gaz H après la conversion, c'est-à-dire les deux sites de conversion H/L de Lillo et Loenhout.

- Des séparations temporaires supplémentaires entre les parties du réseau ayant des qualités de gaz différentes pendant les diverses phases de conversion ou des pressions différentes pendant ou après la conversion ont également été suggérées.

Il n'est pas tenu compte ici des inspections des appareils à gaz sur les sites des clients industriels ou particuliers, ni des adaptations des infrastructures des gestionnaires de réseau de distribution.

## Développements relatifs au GNL

L'intérêt du marché pour l'approvisionnement en GNL à Zeebrugge a poussé Fluxys LNG à envisager une augmentation de sa capacité de regazéification au Terminal.

En juillet et août 2020, Fluxys LNG a organisé la phase non contraignante d'open season pour une hausse de la capacité de regazéification. La capacité additionnelle proposée était de 8,2 GWh/h à compter de 2024, et de 10,2 GWh/h à partir de 2026. Le résultat de cet open season a montré la forte demande du marché concernant une capacité d'émission supplémentaire à Zeebrugge.

La phase contraignante (« binding ») du processus d'open season organisée en novembre 2020 a aussi été un succès. Fluxys LNG a donc pris la décision d'investissement d'étendre la capacité de regazéification le 15 février 2021. Cette extension sera de 8,2 GWh/h à partir de 2024 et sera augmentée à 10,2 GWh/h à partir de 2026.

Les investissements nécessaires dans la capacité de regazéification du Terminal GNL ont été inclus dans le plan indicatif d'investissements.



**FIGURE 32 : TERMINAL GNL DE ZEEBRUGGE**

De plus, au vu du succès des activités de chargement de camions GNL, dû en grande partie à l'extension rapide de la flotte de camions roulant au GNL, Fluxys Belgium a décidé de construire 4 quais supplémentaires de chargement de camions. En effet, alors que le nombre de chargements moyens annuels se situait aux environs de 1 450 depuis 2017, il devrait grimper à 6 000 en 2021, se rapprochant ainsi de la capacité maximale de 8 000 chargements.

Ces quatre nouveaux quais de chargement devraient être opérationnels en 2024.

Enfin, il convient de rappeler ici que depuis 2020, le Terminal GNL de Zeebrugge est le premier en Europe à avoir obtenu la certification officielle pour mettre du bio-GNL à disposition. Le bio-GNL est neutre en carbone et offre tant aux entreprises de transport de marchandises qu'aux armateurs la possibilité de franchir le pas vers une décarbonation complète.

## Développements relatifs au biométhane

### Le biométhane aujourd'hui

Le biogaz est produit à base de matières organiques et est neutre du point de vue de sa contribution à l'effet de serre. Aujourd'hui, près de 200 unités de production de biogaz sont actives en Belgique, et servent principalement à alimenter des processus de production de chaleur ou d'électricité locaux. Le biogaz peut aussi être purifié et transformé en biométhane, injectable dans le réseau de distribution ou de transport de gaz naturel.

Le biométhane représente un potentiel de contribution important aux objectifs énergétiques et climatiques de la Belgique, permettant d'influer sur la part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique belge, et de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Une étude conduite par la Green Gas Platform (une initiative conjointe entre Gas.be, Valbiom et Biogas-e) a montré que le potentiel de production réaliste à l'horizon 2030 est de 15,6 TWh<sup>19</sup>. Ceci correspond à environ 8 % de la quantité de gaz naturel consommée en Belgique en 2019.

Une nouvelle étude a été lancée par Gas.be afin d'évaluer le potentiel additionnel offert par d'autres procédés techniques de production que le procédé de digestion anaérobie tels que la pyro-gazéification. Les résultats sont attendus en avril 2024.



FIGURE 33 : PRODUCTION DE BIOMÉTHANE

### Injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel

---

<sup>19</sup> « Quelle place pour le biométhane injectable en Belgique », étude réalisée par l'ASBL Valbiom à la demande de Gas.be sur le potentiel du biométhane injectable en Belgique : <https://www.gas.be/sites/default/files/pdf/laybrochPotentielBiomethaneFRv10BAT.pdf> (en français)



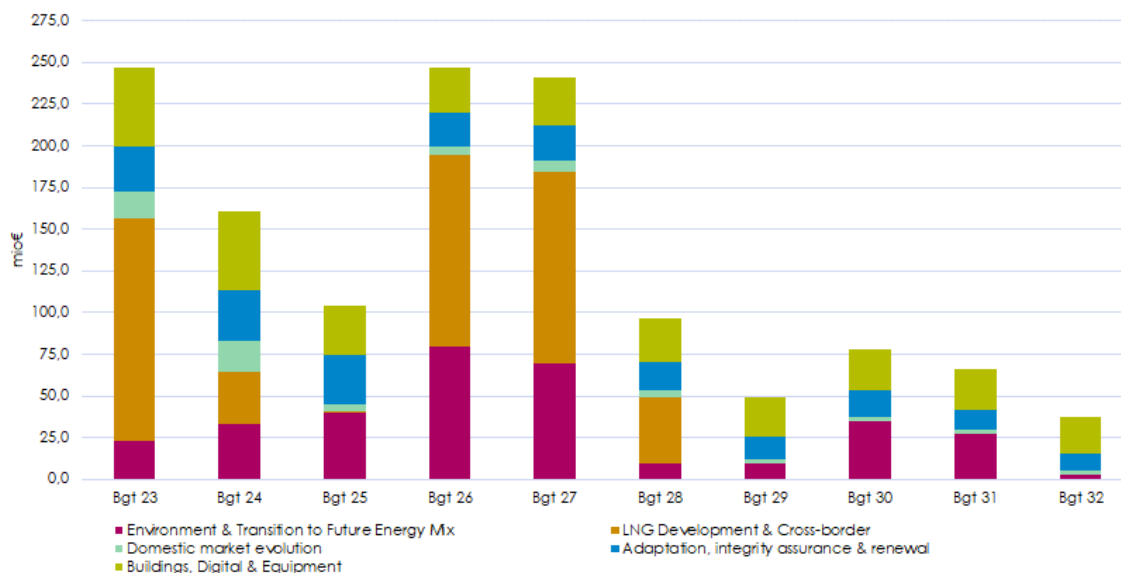
Les réseaux de gaz naturel existants constituent un formidable vecteur de valorisation de ce gaz « zéro carbone », qu'il s'agisse du biométhane ou du gaz issu de l'électricité renouvelable, lui permettant de délivrer ses avantages environnementaux à la société : secteur agricole, citoyens, entreprises et collectivités publiques.

Aujourd'hui, les unités pratiquant la conversion de biogaz vers le biométhane injectent leur production sur le réseau de la distribution publique. La première installation d'injection de biométhane dans le réseau de distribution en Belgique a été inaugurée à la fin 2018. En 2023, sept installations de ce type injectent du biométhane dans le réseau de distribution,

Dans les prochaines années, on s'attend à la construction de nouvelles installations d'injection de biométhane dans le réseau de distribution, mais également à des injections de biométhane directement dans le réseau de transport de gaz naturel. De nombreux projets sont actuellement à l'étude. Les premières injections prévues dans le réseau de transport de Fluxys Belgium fin 2024 seront réalisées par les installations de Green Logix à Lommel.

## Investissements indicatifs à l'horizon 2032

Les investissements prévus par Fluxys Belgium et Fluxys LNG pendant la période 2023-2032 s'élèvent à 1 327 millions<sup>20</sup> d'euros.



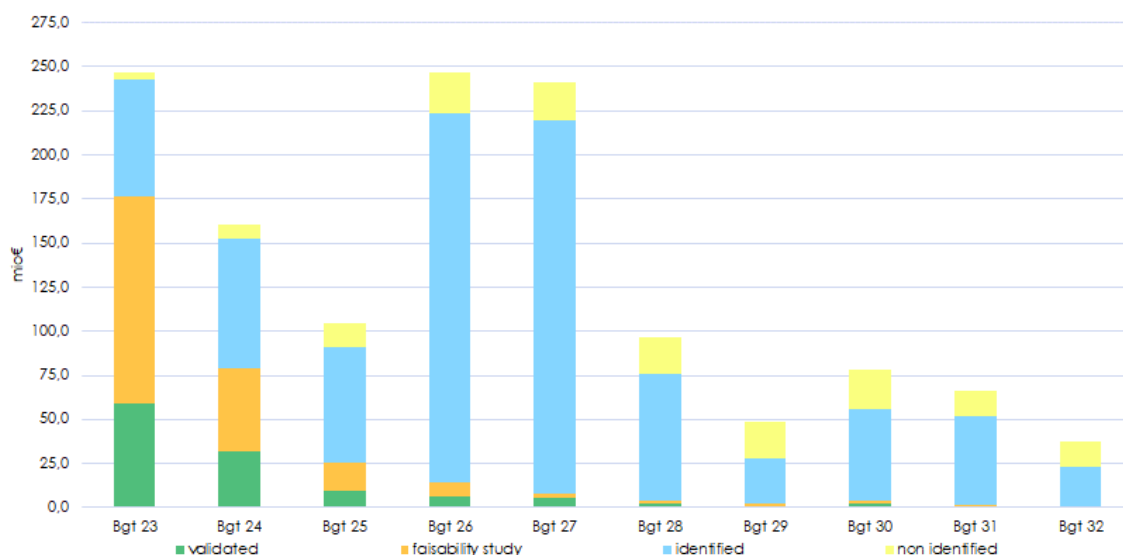
Les cinq domaines d'investissement sont les suivants :

- **Environnement & Transition vers le futur mix énergétique** : 329 millions €
- Adaptation, maintien de l'intégrité, et **modernisation** des infrastructures : 197 millions €
- Adaptations du réseau en fonction de l'évolution des besoins des **consommateurs finaux** : 65 millions €
- **Initiatives GNL et projets transfrontaliers** : 434 millions €
- Investissements **divers** [bâtiments, ICT, etc.] : 302 millions €

Les investissements réalisés ces dernières années font que le réseau gazier belge est suffisamment dimensionné, dispose d'une capacité d'entrée importante (> 10 millions m<sup>3</sup>(n)/h), et est bidirectionnel et correctement maillé avec les autres réseaux de transport de gaz dans le Nord-Ouest de l'Europe.

Les projets validés représentent 243 millions d'euros ou 18 % du montant total. Il s'agit de projets dont l'exécution est prévue dans un futur proche (2023-2025). Pour la majorité des montants octroyés, les projets ont été identifiés, mais aucune décision n'a encore été prise (922 millions d'euros). En outre, des montants annuels sont prévus pour des besoins qui n'ont pas encore été précisément définis, pour un total de 162 millions d'euros.

<sup>20</sup> En EUR constants



Le montant total du plan est en augmentation par rapport à la version précédente du plan d'investissement (726 millions d'euros pour la période 2022-2031).

Les montants ici mentionnés sont fournis à titre indicatif et sont susceptibles de changer selon que les projets en question sont avalisés ou non, et en fonction des modifications apportées aux solutions techniques prévues et aux conditions du marché.

## Environnement & Transition du réseau vers le futur mix énergétique

Montant prévu : 329 millions €

Cette catégorie d'investissements reprend l'ensemble des investissements prévus pour la réduction de l'impact environnemental des opérations de Fluxys Belgium et Fluxys LNG (en particulier l'empreinte carbone), ainsi que l'évolution du réseau vers le transport des énergies futures. Cela comprend des plans pour réduire les émissions au Terminal GNL à Zeebrugge et dans le site de stockage de Loenhout.

## Adaptation, maintien de l'intégrité et modernisation des installations

Montant prévu : 197 millions €

Cet investissement comprend d'abord l'adaptation et l'ajustement de l'infrastructure afin de garantir l'intégrité du réseau et des installations, y compris le Terminal GNL de Zeebrugge et le site de stockage de Loenhout. Le montant comprend le renouvellement de vannes et d'installations, la conversion LH et la restructuration de canalisations.

## Évolution des besoins des utilisateurs finaux

Montant prévu : 65 millions €

Ce montant concerne principalement l'adaptation et l'ajustement des capacités mises à disposition des utilisateurs finaux, en particulier les modifications de la distribution géographique de la demande à la pointe de la distribution publique, et les connections aux industries. Cela comprend aussi la connexion de deux nouvelles centrales électriques au gaz au réseau.

## Initiatives GNL et projets transfrontaliers

Montant prévu : 434 millions €

Ce segment d'investissement couvre l'augmentation de la capacité de regazéification du Terminal de Zeebrugge, ainsi que de nouveaux quais de chargement de camions GNL pour pouvoir répondre à la demande en hausse. Cela comprend aussi le renforcement du réseau de canalisations nécessaire en raison de la modification des flux à cause de la situation géopolitique.

## Divers

Montant prévu : 302 millions €

Ce montant reprend les investissements nécessaires au développement de nouvelles applications de gestion et commercialisation des flux de gaz, au renforcement de la numérisation des activités, ainsi qu'aux réinvestissements nécessaires dans les bâtiments et matériels divers.

# Annexe

Réseaux de transport du CO<sub>2</sub> et de l'hydrogène

## Contexte

### Politique énergétique et climatique européenne

L'Union européenne vise à atteindre la **neutralité carbone d'ici 2050** grâce au **Green Deal**<sup>21</sup> adopté par le Parlement européen en janvier 2020. La Commission européenne a également annoncé, en septembre 2020, un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 55 % par rapport aux niveaux de 1990. Ces objectifs se traduisent dans des actions à mener dans de multiples secteurs, dont celui de l'énergie constitue un pilier central.

L'année 2020 a ainsi vu la publication d'une **stratégie européenne sur l'intégration du système énergétique** <sup>22</sup>(« Energy System Integration ») au mois de juillet. Cette stratégie promeut la planification coordonnée du système énergétique, intégrant les multiples vecteurs énergétiques, infrastructures et secteurs de consommation d'une manière qui soit la plus efficace et abordable, afin d'atteindre une décarbonation profonde du système énergétique. L'intégration du système énergétique vise la recherche de l'efficacité énergétique, à l'aide notamment de synergies à exploiter entre les différents secteurs. Elle prévoit aussi de faire appel aux combustibles bas carbone, notamment l'hydrogène, lorsque l'électrification directe n'est pas possible, pas efficace, ou pas économique. Le système énergétique devra être « multidirectionnel », et intégrer des unités de production décentralisées pour l'approvisionnement en énergie, ainsi que la possibilité d'échanger l'énergie de façon horizontale entre les secteurs de consommation. Enfin, l'intégration du système énergétique fournira de la flexibilité additionnelle permettant d'accroître la part des sources renouvelables variables, notamment grâce aux technologies de stockage.

Parallèlement, la Commission européenne a aussi publié une **stratégie hydrogène pour atteindre la neutralité climatique en Europe**<sup>23</sup> (« A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe »). Ce document met en avant le rôle que devra jouer l'hydrogène dans un système énergétique intégré, pour décarboner les secteurs de l'industrie, du transport, de la production d'électricité et des bâtiments en Europe. L'hydrogène peut en effet être le vecteur énergétique des usages qui ne sont pas adaptés à l'électrification et fournir une solution de stockage permettant d'équilibrer les flux provenant des énergies renouvelables variables. La priorité est de développer la production d'hydrogène produite directement à partir d'énergies renouvelables telles que le vent ou le soleil. Néanmoins, dans le court et moyen terme, d'autres formes d'hydrogène à bas carbone sont nécessaires afin de réduire rapidement les émissions de gaz à effet de serre, et de soutenir le développement d'un marché viable.

La stratégie hydrogène de la Commission européenne prévoit une approche phasée :

- De 2020 à 2024 : installation de 6 GW d'électrolyseurs à énergie renouvelable, et production d'un million de tonnes d'hydrogène renouvelable

---

<sup>21</sup> European Commission, The European Green Deal, COM(2019) 640, December 2019

<sup>22</sup> European Commission, Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration, COM(2020) 299, July 2020

<sup>23</sup> European Commission, A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, COM(2020) 301, July 2020



- De 2025 à 2030 : installation de 40 GW d'électrolyseurs à énergie renouvelable, et production de dix millions de tonnes d'hydrogène renouvelable
- De 2030 à 2050 : atteinte de la maturité des technologies de production d'hydrogène renouvelable, et déploiement à grande échelle à travers les secteurs difficiles à décarboner

Dans le cadre du **plan de relance pour l'Europe post COVID-19**,<sup>24</sup> la Commission a mis l'accent sur les investissements permettant d'accélérer la transition énergétique, tels que les technologies de production d'énergie renouvelable et d'hydrogène vert, et les infrastructures énergétiques durables.

Le 18 mai, la Commission européenne a présenté le plan REPowerEU ayant pour objectif de réduire la dépendance au gaz russe avant 2030. Ce plan se compose de trois axes principaux : diversifier les sources de gaz naturel, réduire la consommation domestique et accélérer la transition énergétique.

## Rôle du gaz et de l'infrastructure gazière

La transition vers un système énergétique décarboné requiert de larges investissements, ainsi qu'un changement de paradigme. Une approche concertée entre les secteurs sera nécessaire pour atteindre les objectifs fixés à l'échelon européen.

L'infrastructure gazière existante doit être mise à contribution pour relever ce défi :

- **Transport d'énergie en grande quantité et à moindre coût** : historiquement, l'infrastructure gazière a été conçue pour transporter de larges quantités d'énergie sur de longues distances, à moindres pertes et à moindre coût. Le réseau de transport gazier peut être réaffecté au transport de gaz décarbonés comme le biométhane ou l'hydrogène vert.
- **Stockage d'énergie et flexibilité** : Il existe une large capacité de stockage de gaz aujourd'hui en Europe. Ce stockage peut être utilisé dans le futur pour stocker des molécules produites à partir d'énergie renouvelable.
- **Transport de CO<sub>2</sub>** : Certains secteurs ne pourront pas se convertir à des sources d'énergie vertes à court terme. C'est notamment le cas de certains processus industriels. Dans ces cas de figure, des solutions de capture de CO<sub>2</sub> seront nécessaires, avec l'infrastructure de CO<sub>2</sub> nécessaire pour acheminer le CO<sub>2</sub> capturé vers les sites de réutilisation (Carbon Capture and Use - CCU) ou de stockage (Carbon Capture and Storage – CCS).

## Transport d'hydrogène en Belgique

Aujourd'hui en Belgique, la production et la demande d'hydrogène sont principalement liées à l'industrie (notamment dans les processus de raffinage de pétrole ou de production d'ammoniac). La production d'hydrogène est actuellement basée sur le reformage du méthane (gaz naturel).

Il y a un consensus fort pour dire que la demande d'hydrogène est amenée à augmenter. Dans une étude récente sur le rôle des molécules et de l'électricité dans un système neutre en carbone à l'horizon 2050, le Bureau fédéral du Plan avance les chiffres de 80 TWh et 99 TWh de demande annuelle d'hydrogène comme vecteur énergétique en

---

<sup>24</sup> NextGenerationEU, European Commission, May 2020

Belgique, en fonction du scénario retenu.<sup>25</sup> Ces quantités pourraient être produites en Belgique par électrolyse de l'eau, ce qui rendrait l'hydrogène vert, à condition que l'électricité utilisée provienne bien de sources renouvelables.

L'infrastructure existante de transport de gaz peut être mise à profit pour faciliter l'avènement de l'hydrogène comme vecteur de transport énergétique. En effet, là où plusieurs canalisations de gaz sont présentes, des synergies peuvent être envisagées pour récupérer une canalisation et la réaffecter au transport d'hydrogène nécessaire par exemple à la transition de procédés industriels ou à la mobilité.

---

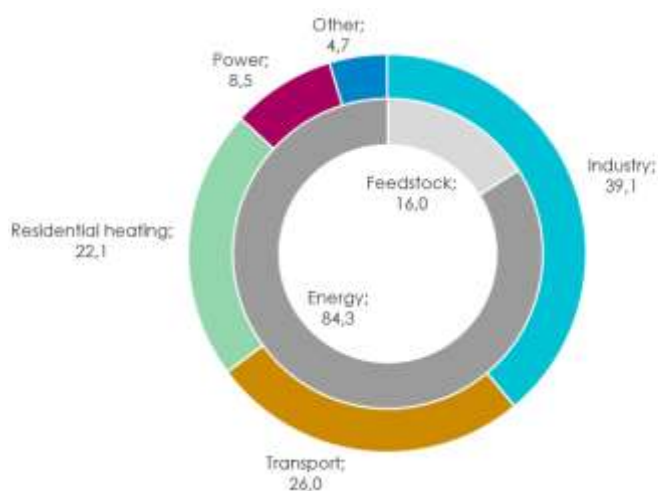
<sup>25</sup> Bureau fédéral du Plan, "Fuel for the Future - More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050", octobre 2020



## Transport de CO<sub>2</sub> en Belgique

Outre le déploiement des molécules vertes, la capture, le transport et le stockage et/ou la réutilisation du carbone (CCS/CCU) devront être développés pour les secteurs où une réduction est difficile pour pouvoir réaliser les ambitions de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en Europe (-55 % d'ici 2030 ; « Net Zero » pour 2050).

En 2020, les émissions totales de CO<sub>2</sub> en Belgique s'élevaient à 106,4 millions de tonnes de dioxyde de carbone (Mt CO<sub>2</sub> hors UTCATF). La figure 42 illustre les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'utilisation énergétique et de matières premières (processus et produits industriels) par secteur. La majeure partie des émissions peut être attribuée à l'industrie (39,1 Mt, dont 16 Mt sont liés aux matières premières), suivie par le transport (26,0 Mt) et le chauffage résidentiel (22,1 Mt).



**FIGURE 34 : ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub> EN BELGIQUE LIÉES À L'UTILISATION ÉNERGÉTIQUE ET DE MATIÈRES PREMIÈRES PAR SECTEUR EN MT (2018)**

Des réseaux de CO<sub>2</sub> reliant les émetteurs et les puits (stockage et utilisation de CO<sub>2</sub>) permettraient le développement de technologies compétitives pour la réduction du carbone. Il pourrait être demandé aux terminaux de liquéfaction du CO<sub>2</sub> d'expédier du CO<sub>2</sub> vers les sites de séquestration.

Le réseau de Fluxys Belgium peut jouer un rôle important dans ce contexte, par la réutilisation d'une partie de l'infrastructure de transport du gaz naturel pour le transport/l'export de CO<sub>2</sub> à partir de sites industriels de Belgique vers des installations d'utilisation/de stockage de CO<sub>2</sub>.

### Investigations techniques

Fluxys s'est investie pour déterminer les conditions de réutilisation des canalisations existantes pour le transport d'hydrogène et/ou de CO<sub>2</sub>. Des collaborations avec d'autres GRT (National Grid, GRTgaz et OGE en particulier) ont été conclues.

Les résultats préliminaires démontrent que les infrastructures actuelles sont pour la plupart totalement compatibles, moyennant principalement quelques adaptations opérationnelles, dont la pression maximale de service.

<sup>26</sup> Source : [www.climat.be](http://www.climat.be) (en néerlandais et en français)

## Développement des futurs réseaux de transport d'hydrogène et de CO<sub>2</sub>

### Backbone européen de transport d'hydrogène

La figure suivante présente le résultat d'un exercice de définition d'une infrastructure de transport d'hydrogène européenne publié en juillet 2020 par un groupe de onze GRT. Cet exercice, auquel Fluxys a participé, se basait sur la réutilisation d'une partie des installations existantes de transport de gaz naturel. Les auteurs de l'étude envisagent le développement d'un réseau d'hydrogène reliant les centres de consommation et de production au moyen de 6 800 km de canalisations d'ici 2030. L'infrastructure se développera encore dans les années 2030, pour compter 23 000 km de canalisations en 2040.

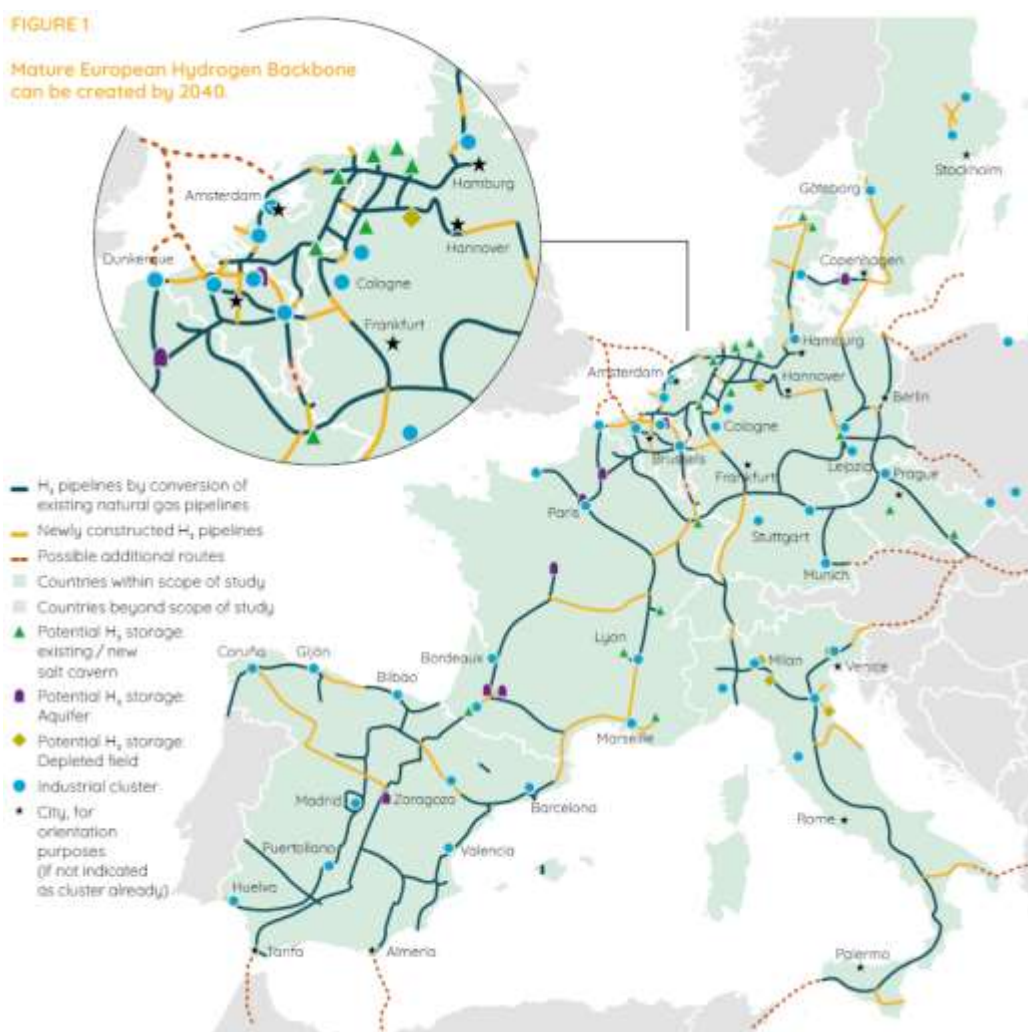


FIGURE 35 : EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE (SOURCE : GUIDEHOUSE, JUILLET 2020)

### Vision d'un backbone H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> belge à long terme

La figure ci-dessous propose une vision de développement à long terme pour les futurs réseaux de transport de H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub> en Belgique. Ces réseaux connectent les principales régions identifiées pour la demande et la production d'hydrogène, ainsi que pour les émissions de CO<sub>2</sub>, et sont connectés aux différents marchés adjacents.

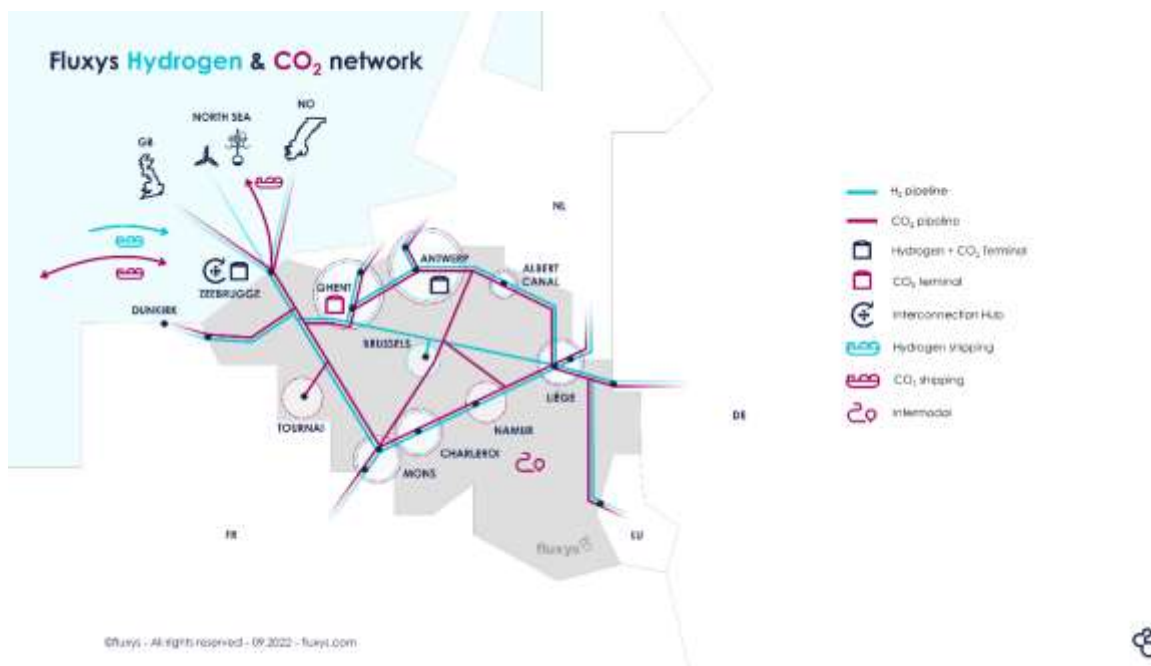


FIGURE 36 : VISION À LONG TERME DU BACKBONE H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>

Ce « backbone » de transport de l'H<sub>2</sub> et du CO<sub>2</sub> suit en partie le tracé du réseau de transport de gaz naturel actuel, et est une combinaison de canalisations de gaz naturel réaffectées et de nouvelles canalisations. Il est connecté aux ports d'Anvers, de Gand et au Terminal de Zeebrugge, aux zones industrielles du Hainaut, de Liège et du Limbourg, ainsi qu'à Bruxelles. Les réseaux sont également connectés aux pays voisins : les Pays-Bas, l'Allemagne, la France ainsi que le Luxembourg. Une connexion avec le Royaume-Uni est également possible à Zeebrugge. De plus, le Terminal de Zeebrugge offre des possibilités d'importation et d'exportation d'H<sub>2</sub> et de CO<sub>2</sub>, sous forme liquide par exemple.

Le backbone H<sub>2</sub> permettra le transfert d'hydrogène entre les clusters industriels en Belgique ainsi que les importations et exportations d'hydrogène. À travers de multiples points d'interconnexion, les producteurs, transporteurs et clients finaux devraient être en mesure d'échanger sur un marché de l'hydrogène en pleine croissance en Europe, soutenu par un marché de négoce liquide.

Le backbone CO<sub>2</sub> est complémentaire au backbone hydrogène. Il permet de transporter le CO<sub>2</sub> capturé notamment dans les processus actuels de production de l'hydrogène. De façon plus large, les processus industriels difficiles à décarboner bénéficieront d'une infrastructure de transport permettant de collecter le CO<sub>2</sub> émis. Le CO<sub>2</sub> capturé peut être exporté vers un site de stockage, ou réutilisé plus localement dans un autre processus industriel.

Le backbone H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> sera un élément important de la décarbonation du système énergétique belge. Il permettra à la fois l'approvisionnement en hydrogène amené à devenir progressivement vert (c'est-à-dire produit à partir d'énergie renouvelable), et le transport du CO<sub>2</sub> capturé dans les processus industriels plus difficiles à décarboner.

### Vision des backbones hydrogène et dioxyde de carbone

La figure ci-dessous montre les premières étapes envisagées de développement d'un backbone H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>.

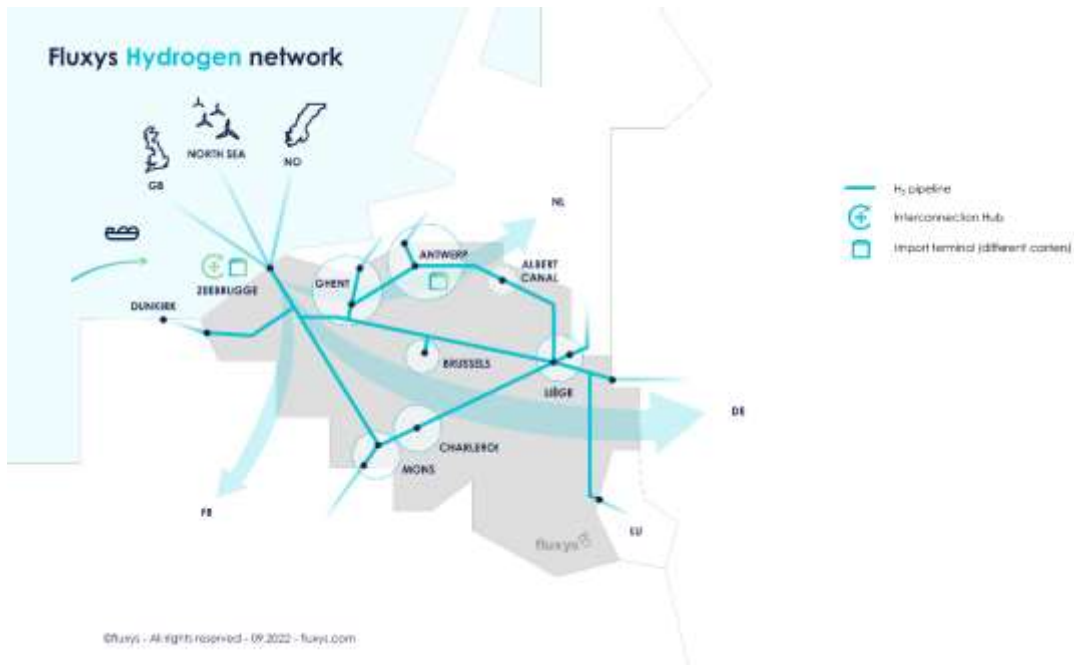


FIGURE 37 : VISION POUR LE DÉPLOIEMENT DU BACKBONE H<sub>2</sub>

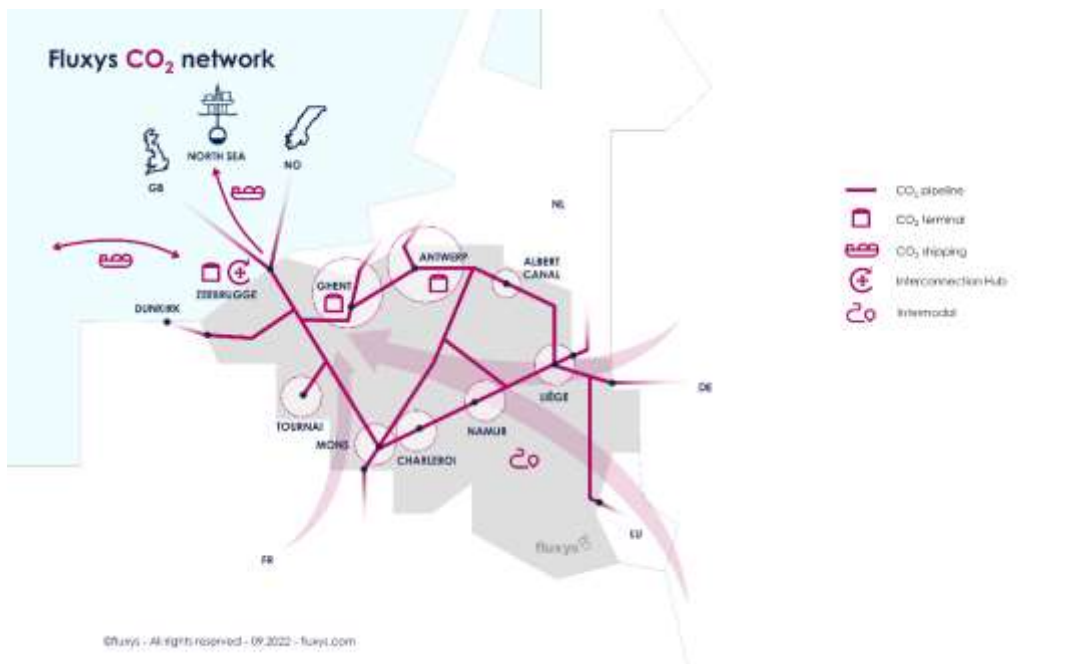


FIGURE 38 : VISION POUR LE DÉPLOIEMENT DU BACKBONE CO<sub>2</sub>

Huit clusters de production/consommation de H<sub>2</sub> et d'émission de CO<sub>2</sub>, six modules de connexion H<sub>2</sub> entre clusters, et huit interconnexions avec les pays adjacents ont été identifiés comme premières étapes possibles du développement du réseau H<sub>2</sub>.

### Clusters

Les clusters sont des régions où les consommateurs actuels et futurs d'hydrogène pourraient être connectés afin de faciliter la fourniture d'hydrogène, soit comme matière

première, soit dans le cadre d'une transition vers l'hydrogène comme vecteur énergétique décarboné. L'hydrogène « gris » produit sur les sites de reformage du méthane pourrait être progressivement remplacé par de l'hydrogène « bleu » (avec capture du CO<sub>2</sub>) et « vert » (produit à partir d'énergie renouvelable).

Un réseau CO<sub>2</sub> local viendrait avantageusement compléter le backbone H<sub>2</sub> dans cette région, soit pour l'exportation en vue du stockage, soit pour la réutilisation dans des processus chimiques, et contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre des industries.

Les clusters identifiés sont (voir figure 37) :

- Anvers
- Bruxelles
- Canal Albert
- Gand
- Hainaut
- Liège

### Interconnexions avec les pays adjacents

#### Interconnexion « Zandvliet (Pays-Bas) »

Cette interconnexion permet un développement conjoint du marché de l'hydrogène avec les Pays-Bas (notamment avec la région de Rotterdam). L'hydrogène produit à partir d'énergie éolienne aux Pays-Bas pourrait être importé vers le cluster d'Anvers via ce point d'interconnexion notamment.

Le CO<sub>2</sub> pourrait également être exporté des émetteurs du port d'Anvers vers des sites de stockage via cette route.

#### Interconnexion « Zelzate (Pays-Bas) »

Cette autre interconnexion avec les Pays-Bas renforce la coordination des réseaux H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub>, pour lesquels il existe un intérêt des acteurs industriels des deux côtés de la frontière dans la zone « North Sea Port ».

#### Interconnexion « Blaregnies (France) »

Cette interconnexion du cluster Hainaut permet, une fois le Module 2 (liaisons « Anvers-Bruxelles » et « Bruxelles-Hainaut ») établi, de relier les acteurs (producteurs et consommateurs) de la région des Hauts-de-France au futur marché nord-ouest européen de l'hydrogène.

#### Interconnexion « 's-Gravenvoeren (Pays-Bas) »

Cette connexion supplémentaire aux Pays-Bas permet l'accès à la zone industrielle du Limbourg hollandais. Cette capacité additionnelle renforcerait la compétitivité de la fourniture d'hydrogène en Belgique, ainsi que la sécurité d'approvisionnement, et fournirait des voies supplémentaires d'exportation.

#### Interconnexion « Eynatten (Allemagne) »

Le cluster Liège peut être relié à l'Allemagne voisine via Eynatten, et permettre l'accès aux zones industrielles de la Ruhr et du Rhin, et ainsi favoriser le négoce transfrontalier de l'hydrogène. L'Allemagne est vraisemblablement amenée à devenir un gros consommateur d'hydrogène.

#### Interconnexion « Alveringem (France) »

Comme expliqué plus haut, la connexion du réseau belge de transport d'hydrogène à la France, et au terminal de Dunkerque en particulier via Alveringem, fournit des possibilités

d'optimisation de fourniture/consommation d'hydrogène pour les zones d'Anvers, de Gand et de Zeebrugge.

## Investissements indicatifs à l'horizon 2032

Des estimations indicatives ont été réalisées pour répondre à la demande de transport d'hydrogène et de CO<sub>2</sub> d'ici 2030. Il va sans dire que ces montants évolueront au fur et à mesure que la portée et les spécifications techniques de ces réseaux se préciseront.

Les futurs réseaux de transport de l'hydrogène et du CO<sub>2</sub> seront une combinaison de canalisations de gaz naturel réaffectées et de nouvelles canalisations.

### Réseau de transport d'hydrogène

Une estimation indicative pour un **réseau hydrogène à l'horizon 2030, reliant les secteurs industriels d'Anvers, de Gand, du Hainaut et de Liège/vallée de la Meuse, ainsi que Bruxelles et le Terminal de Zeebrugge, et interconnecté aux Pays-Bas, à la France et à l'Allemagne**, a été réalisée.

Un tel réseau représente un investissement indicatif de **676 mio € (euros constants) à l'horizon 2032**.

### Réseau de transport du CO<sub>2</sub>

À l'horizon 2030, Fluxys envisage le développement d'un **réseau de transport de CO<sub>2</sub> permettant de collecter les émissions provenant des sites industriels situés respectivement dans le port d'Anvers, la zone industrielle de Gand, et les bassins industriels du Hainaut et de la vallée de la Meuse**, en vue de leur réutilisation ou de leur export (par canalisations ou via un terminal de liquéfaction).

Les investissements associés à de tels développements représentent **861 mio € (euros constants) à l'horizon 2031**.