



Plan indicatif d'investissements à 10 ans Fluxys Belgium & Fluxys LNG 2020-2029



Février 2020



Plan indicatif d'investissements à 10 ans Fluxys Belgium & Fluxys LNG 2020-2029



Février 2020

Table des matières

Résumé	5
Contexte et enjeux	6
Investissements réalisés en 2019	7
Perspectives pour 2020-2029	7
Partie I - Tendances européennes	9
1. Marché gazier européen	10
1.1. Tendances de consommation en 2018	10
1.2. Perspectives de demande en gaz naturel en Europe	12
1.3. Tendances d'approvisionnement en 2018	14
1.4. Perspectives de production domestique européenne	17
1.5. Perspectives d'approvisionnement	18
2. Plans décennaux de développement du réseau (TYNDP) d'ENTSOG	20
2.1. TYNDP 2018 d'ENTSOG	20
2.2. TYNDP 2020 d'ENTSOG	21
2.3. Plans d'investissements régionaux pour le gaz naturel (GRIP) 2019	23
2.4. Projets d'intérêt commun (PIC) 2019	23
Partie II - Développements en Belgique	25
3. Marché du gaz naturel en Belgique	26
3.1. L'infrastructure de gaz naturel de Fluxys Belgium et Fluxys LNG	26
3.2. Segments de marché	26
3.3. Tendances de consommation en Belgique	27
3.4. Modèle de simulation du réseau	29
3.5. Besoins en investissements pour le marché domestique	31
4. Capacité de transport aux frontières belges	36
4.1. Description générale	36
4.2. Contribution du réseau de Fluxys Belgium à l'approvisionnement des marchés adjacents (Points d'interconnexion de sortie)	37



4.3.	Entrée de gaz dans le réseau de Fluxys Belgium	42
4.4.	Besoins en investissements liés aux marchés adjacents	46
5.	Focus sur la conversion L vers H	47
5.1.	Introduction	47
5.2.	Principes de conversion des réseaux de transport	49
5.3.	Adaptations du réseau de Fluxys Belgium	50
5.4.	Capacité d'entrée pour le "nouveau marché H"	52
5.5.	Investissements	53
6.	Le gaz pour la transition énergétique	54

Partie III - Plan indicatif d'investissements 57

7.	Chiffrage du plan indicatif 2020-2029	58
7.1.	Vue d'ensemble	58
7.2.	Environment & Transition to Future Energy Mix	58
7.3.	Adaptation, integrity assurance & renewal	59
7.4.	LNG Development & Cross-Border	59
7.5.	Buildings, Digital & Equipment	59
7.6.	Domestic market evolution	59





Résumé



Contexte et enjeux

Pour se développer, la société a besoin d'un apport d'énergie fiable, tandis que le défi climatique et les exigences socio-économiques nécessitent que cette énergie soit à la fois durable et abordable. Fluxys est un partenaire clé en vue de répondre à ce besoin en Belgique : le cœur de notre métier consiste à garantir au marché des flux d'énergie fiables et abordables. Grâce à notre infrastructure, nous fournissons la capacité permettant au gaz de participer au système énergétique actuel et futur.

À l'heure actuelle, le gaz contribue à atteindre les objectifs nationaux en matière de climat et de qualité de l'air. Comparé aux autres combustibles fossiles, le gaz naturel affiche en effet un profil nettement plus favorable en termes d'émissions nocives pour le climat (CO₂) et de qualité de l'air (particules fines, NO_x et SO_x), comparé notamment à l'essence, au diesel, au fuel (lourd) et au charbon. D'autre part, le gaz naturel soutient le développement des énergies renouvelables intermittentes en offrant une source d'énergie de remplacement fiable et abordable lorsque les renouvelables ne sont pas disponibles.

Dans le futur, le développement d'autres gaz comme biométhane, méthane synthétique ou hydrogène, ainsi que la capture du CO₂ à la source, seront des éléments importants d'un mix énergétique soutenable. Par ailleurs, le rapprochement des réseaux d'énergie gaz et électricité devrait permettre d'accélérer la transition énergétique grâce à l'exploitation de synergies entre réseaux déjà existants.

Dans ce cadre, l'infrastructure gazière de Fluxys possède trois atouts essentiels :

- **Transport de gaz vert** – Aujourd'hui, Fluxys transporte uniquement du gaz naturel. Demain, le gaz vert pourra également circuler dans l'infrastructure existante sous forme de biométhane, d'hydrogène et de gaz synthétique. Il est important de noter que le transport de CO₂ peut également être assuré par notre infrastructure, le cas échéant.
- **Très grande capacité** – L'infrastructure gazière offre au système énergétique la capacité non seulement de répondre aux besoins plus importants en énergie à faible émission, mais aussi à la nécessité de davantage de flexibilité pour pallier la production variable d'électricité issue du vent et du soleil.
- **Rentabilité** – Utiliser l'infrastructure gazière pour les besoins énergétiques de demain permet de minimiser les investissements au niveau du système énergétique global. En outre, l'infrastructure gazière se révèle particulièrement efficace en raison de la densité énergétique élevée du gaz.



Le réseau de Fluxys en Belgique devra donc s'adapter afin de rendre ces évolutions possibles. À plus court terme, les développements observés sur le marché belge, ainsi que sur les marchés adjacents nécessitent des adaptations du réseau. C'est ainsi le cas de la conversion du gaz L vers le gaz H rendue nécessaire par la fin annoncée de la production du site hollandais de Groningen, et de la future implantation de nouvelles centrales électriques en vue de la fin de l'exploitation des centrales nucléaires belges en 2025.

Investissements réalisés en 2019

En 2019, près de la moitié des investissements de Fluxys Belgium et Fluxys LNG auront été consacrés à la croissance des activités GNL, en particulier dans le cadre de l'avancement de la construction du cinquième réservoir et des installations de traitement supplémentaires au Terminal GNL de Zeebrugge.

Concernant le réseau de transport domestique, les investissements ont été axés sur le renforcement ponctuel du réseau pour la distribution publique (qui enregistre chaque année 55 à 60 000 nouveaux clients), sur le raccordement de nouveaux clients industriels, et sur le maintien en bon état et la sécurité du réseau.

Concernant les infrastructures de transport aux points frontières, le réseau belge est devenu totalement bidirectionnel après la mise en service en fin 2015 de la liaison Dunkerque-Zeebrugge et peut dès lors jouer pleinement son rôle de plaque tournante sur le marché du Nord-Ouest de l'Europe. L'utilisation intensive de la capacité aux frontières à la fin du mois de février 2018 - lors des pointes de froid combinées à des exportations importantes vers le Royaume-Uni - a confirmé que ces capacités étaient adaptées aux besoins du marché.

Perspectives pour 2020-2029

Suivant les développements dans les marchés domestique et adjacents, ainsi que les enjeux globaux de développement du système énergétique, les principales perspectives d'investissement identifiées à l'horizon 2030 sont les suivantes :

- **La conversion du marché de gaz L vers le gaz H** nécessite une adaptation coordonnée du réseau de Fluxys Belgium avec les Gestionnaires de réseau de distribution belge¹ et les Gestionnaires de réseau de transport français et néerlandais. Le processus de conversion a démarré et les investissements

¹ Coordinés au sein de Synergrid, la fédération des gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique (www.synergrid.be)



nécessaires pour poursuivre la réalisation du planning indicatif sont détaillés dans ce plan.

- Toujours dans le cadre de la conversion L/H, mais au niveau transfrontalier cette fois, les besoins de remplacement du gaz L par le gaz H en Allemagne - en particulier le **projet de nouvelle conduite Zeelink** - offrent l'opportunité de développer de la capacité d'exportation vers l'Allemagne. En fonction des besoins et de la demande du marché, un renforcement du réseau de transport de Fluxys Belgium pourrait être nécessaire.
- Concernant la production d'électricité, le réseau actuel de Fluxys Belgium dispose globalement de capacités suffisantes pour accueillir de **nouvelles centrales électriques en vue de la sortie du nucléaire en 2025**. Cependant, le choix de leur implantation peut générer un besoin de renforcement du réseau régional concerné. Des montants sont prévus à cet effet ainsi que pour les raccordements locaux des nouvelles unités de production.
- Le développement du réseau de Fluxys Belgium devra également permettre de soutenir **une transition énergétique soutenable et durable**, en permettant notamment le transport de gaz neutres en carbone.
- Enfin, Fluxys Belgium a également pour objectif de **réduire l'emprunte carbone** liée à ses activités. Pour ce faire, des investissements ont été planifiés et sont repris dans ce plan indicatif d'investissements.

Le plan indicatif d'investissements 2020-2029 de Fluxys Belgium et Fluxys LNG montre que, au-delà des adaptations nécessaires du réseau aux développements domestiques et frontaliers (en particulier la conversion des réseaux de gaz L, et l'implantation de nouvelles centrales électriques au gaz en remplacement des centrales nucléaires), les investissements se portent également sur les mesures nécessaires à la transition vers le mix énergétique de demain, et le plan d'action de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Au vu de la maturité et de l'âge des infrastructures de Fluxys Belgium et Fluxys LNG, une proportion importante du plan indicatif est aussi consacrée aux investissements récurrents liés à la maintenance, à l'adaptation et à la modernisation du réseau.

Ce plan indicatif d'investissements couvre les infrastructures de Fluxys Belgium et Fluxys LNG, c'est-à-dire les infrastructures de transport et de stockage de gaz en Belgique, ainsi que le Terminal de Zeebrugge.



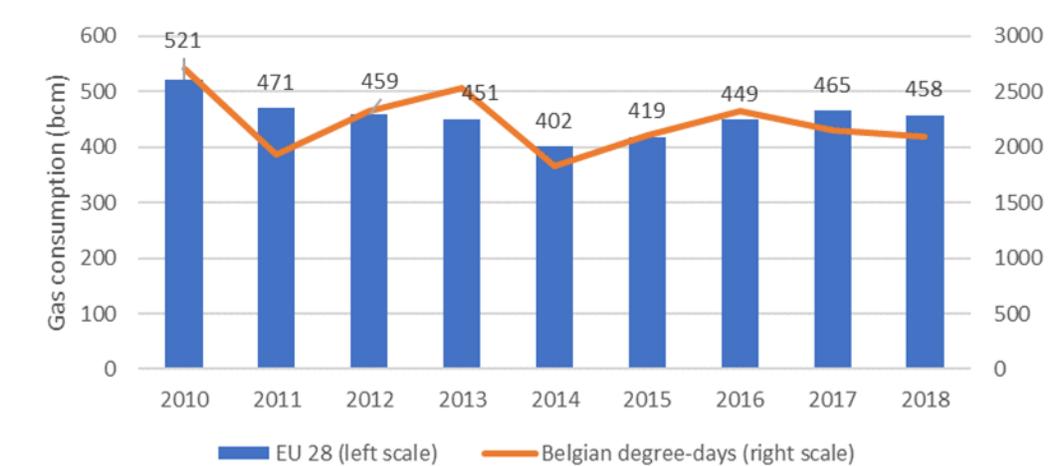
Partie I - Tendances européennes



1. Marché gazier européen

1.1. Tendances de consommation en 2018

Consommation de gaz naturel UE28 et impact de la météo



[Sources : BP Statistical Review of World Energy 2019 et gas.be]

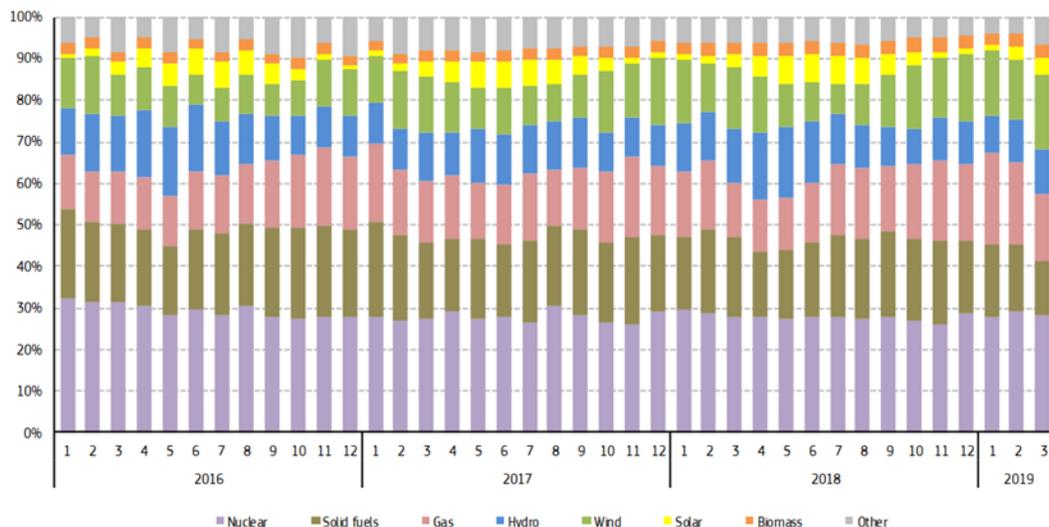
En 2018, la consommation de gaz naturel en Europe (UE28 hors Malte) a légèrement diminué après trois années de hausse consécutive, de 465,4 mia m³ en 2017 à 458,1 mia m³ (BP Statistical Review of World Energy 2019). La tendance à la hausse enregistrée entre 2014 et 2016 était principalement liée au nombre 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, atténuant ainsi la demande en gaz pour le chauffage des bâtiments. Par ailleurs, la demande en gaz naturel a également été impactée par le ralentissement de la croissance économique fin 2018, résultant en une diminution de l'activité industrielle.

En 2018, le mix de la production d'électricité en Europe est resté similaire à l'année précédente, la part de la génération électrique à base d'énergies fossiles fluctuant en fonction de la disponibilité saisonnière des énergies renouvelables. Seule la part de la biomasse a augmenté significativement cette année, passant de 2,6 % en 2017 à 3,1 % en 2018.



Mix de la production d'électricité en UE

Figure 9 – Monthly electricity generation mix in EU-28



Source: ENTSO-E

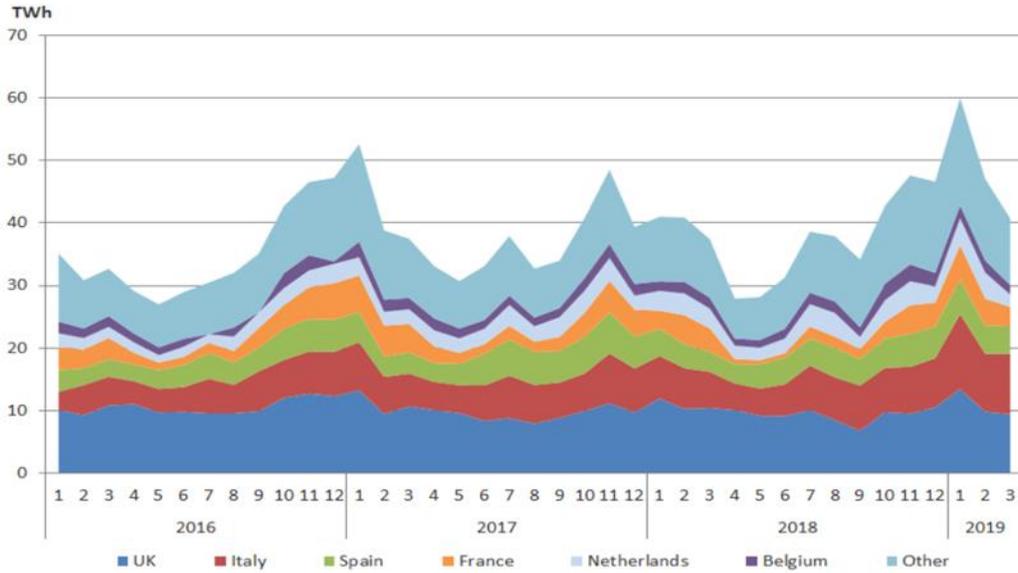
[Source : Commission européenne 2018-2019]

Dans son rapport trimestriel sur les marchés européens du gaz, la Commission européenne a évalué la demande en gaz naturel du secteur de l'électricité en 2018 pour différents pays : le Royaume-Uni, l'Italie, l'Espagne, la France, les Pays-Bas et la Belgique.

En Q4 2018, la compétitivité des centrales électriques au gaz s'est améliorée par rapport aux centrales électriques au charbon, ceci en raison du faible prix du gaz naturel et du prix relativement élevé du charbon, et aidé par le prix élevé des certificats d'émission de carbone (25 €/t eq. CO₂). D'autre part, en Belgique, le manque de capacité nucléaire est généralement compensé par les centrales aux gaz.



Livraisons de gaz pour la production électrique dans plusieurs États membres



Source: Based on data from the ENTSO-E Transparency Platform, data as of 3 June 2019.

[Source : Commission européenne 2018-2019]

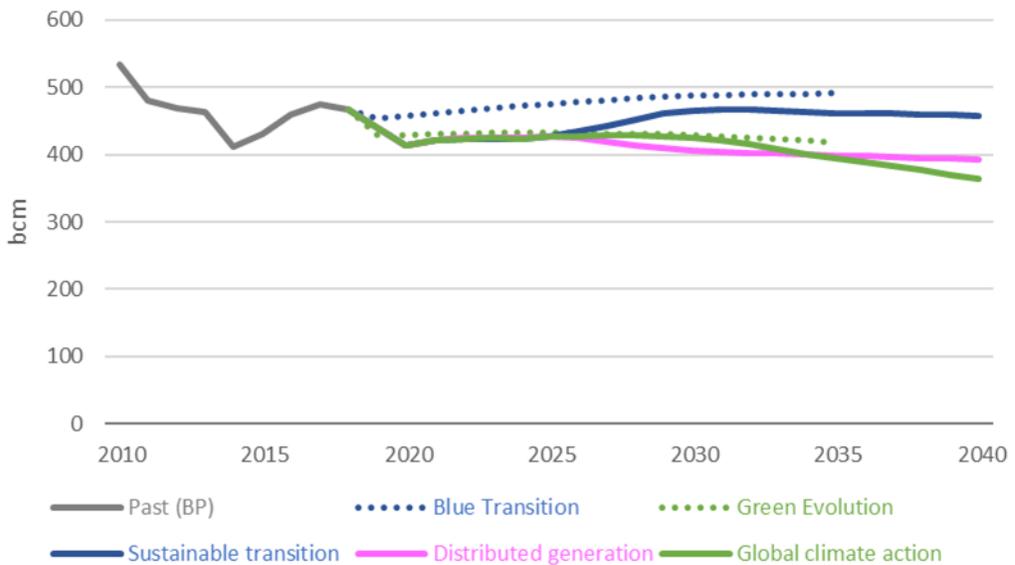
1.2. Perspectives de demande en gaz naturel en Europe

L'engagement mondial à limiter le changement climatique (l'Accord de Paris) et les politiques climatiques et énergétiques européennes et nationales auront un impact sur la future demande en gaz.

Le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz (ENTSO) – dont Fluxys Belgium est membre – a défini trois scénarios de prévision de la demande dans son plan décennal de développement du réseau (TYNDP) 2018. Le scénario « Sustainable Transition » prévoit la plus forte demande en gaz naturel. Atteignant un point culminant de 467 mia m³ en 2031, la demande en gaz reculerait alors légèrement à 458 mia m³ en 2040. Dans le scénario « Global Climate Action », la demande de gaz naturel reculerait à 364 mia m³ en 2040.



Scénarios d'évolution de la demande européenne en gaz 2020 – 2040 (UE28)



[Sources : BP, TYNDP 2018 d'ENTSOE]

L'incertitude quant à la demande de gaz à long terme constitue un défi majeur pour les fournisseurs extérieurs de l'UE, mais aussi pour les acteurs européens. Étant donné que la plupart des projections n'incluent pas les gaz verts (non seulement le biogaz/biométhane, mais aussi le « power-to-gas » et l'hydrogène) dans les perspectives de la demande de gaz, elles ne donnent pas une vision fiable du système gazier européen de l'avenir.

Malgré l'impact observé des mesures en matière d'efficacité énergétique sur la demande de gaz, il existe également des possibilités d'utiliser le gaz pour des technologies à haute efficacité énergétique. La technologie de cogénération (CHP – y compris les piles à combustible) présente un grand potentiel dans les petites et moyennes applications ainsi que pour l'usage résidentiel. Cette technologie rejoint le segment de la production décentralisée d'électricité, avec pour avantage supplémentaire d'utiliser l'infrastructure gazière existante et d'éviter la congestion du réseau de distribution électrique. Les pompes à chaleur au gaz (p. ex. boostHeat) permettent de réduire la consommation d'énergie de 50 % en utilisant 50 % de chaleur renouvelable. Les pompes à chaleur hybrides (petite pompe à chaleur électrique et chaudière à condensation au gaz) combinent l'utilisation d'électricité renouvelable avec la sécurité d'approvisionnement en gaz.



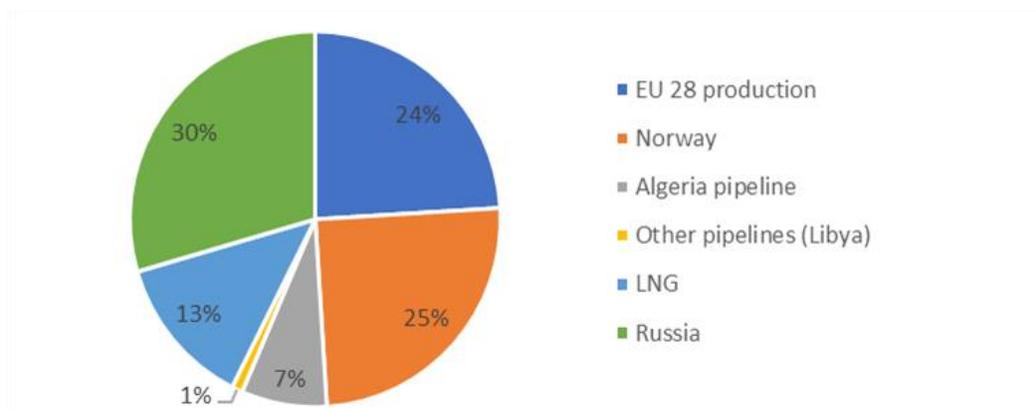
Dans le secteur des transports, on observe une certaine croissance pour le GNC et surtout le GNL en tant que carburants de remplacement pour les véhicules et les navires. En ce qui concerne le transport maritime, les analystes s'attendent à ce que le GNL détienne une part du marché mondial de 3 à 10 % entre 2025 et 2030, soit environ 15 à 45 millions de tonnes/an.

La conversion L/H pourrait entraîner l'effondrement de la demande à court terme sur certains marchés. Dans le sillage de la baisse des exportations de gaz L néerlandais, le processus de passage des clients en Belgique, en Allemagne et en France du gaz L vers le gaz H pourrait offrir à certains utilisateurs finaux la possibilité de se tourner vers des sources d'énergie alternatives et des pompes à chaleur électriques. En Belgique cependant, où les installations sont compatibles avec les deux gaz, aucun signe d'effondrement de la demande n'a été observé jusqu'à présent.

1.3. Tendances d'approvisionnement en 2018

En 2018, la Russie était le principal fournisseur de gaz naturel pour l'Europe avec une part de marché de 30 %, suivie de la production norvégienne et de la production européenne, représentant respectivement 25 et 24 %. Les importations de GNL ont compté pour 13 tandis que les importations par canalisations hors Europe (Algérie et Libye) ont atteint 8 %.

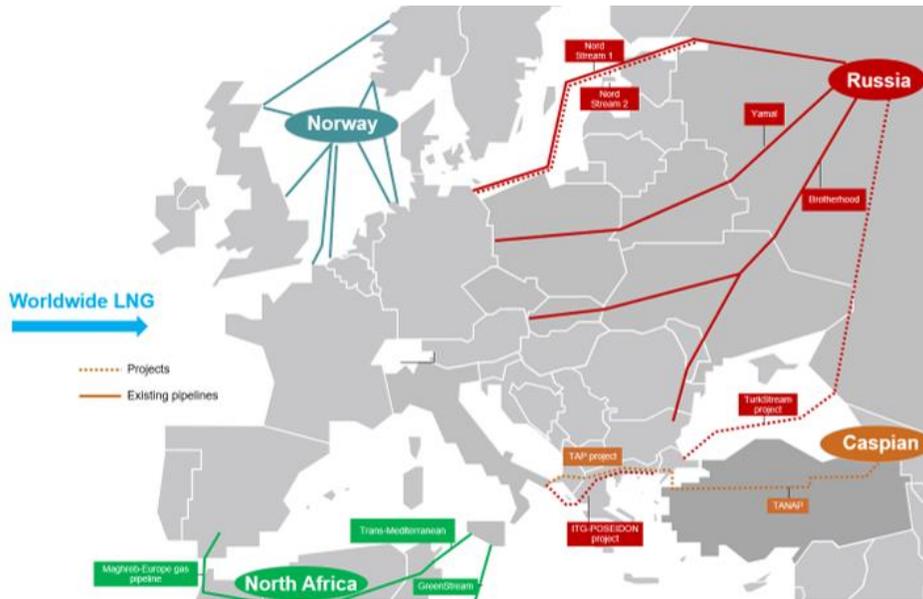
Mix d'approvisionnement en gaz 2018 (EU28)



[Source : BP Statistical Review 2019]



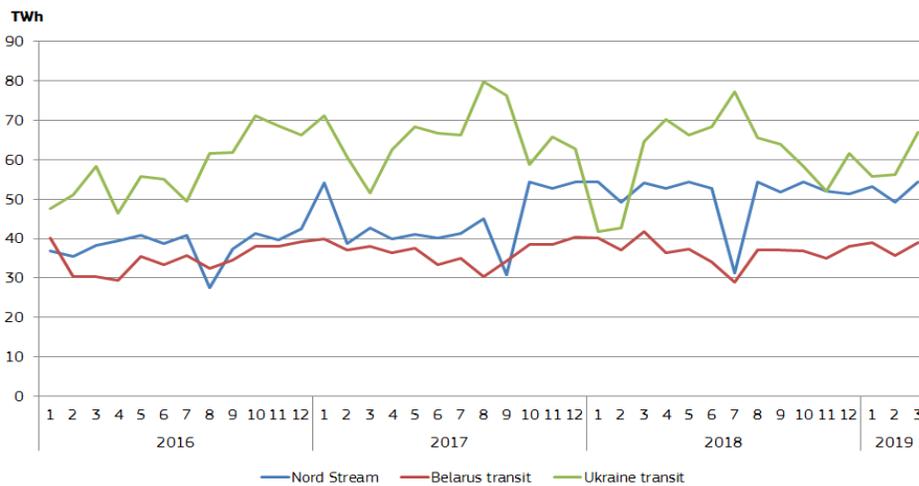
Axes d'approvisionnement actuels et futurs de l'UE



[Source : Fluxys]

En 2018, l'approvisionnement russe par canalisations vers l'Europe est passé par l'Ukraine (41 % en 2018 contre 44 % en 2017), par le Nord Stream (34 % contre 30 % en 2017) et par la Biélorussie (25 % contre 24 % en 2017). Les importations à travers l'Ukraine ont diminué de 7 % par rapport à l'année précédente, alors que les volumes via le Nord Stream ont augmenté de 14 %. Les volumes transitant par la Biélorussie sont restés inchangés.

Importation de gaz en UE via les axes d'approvisionnement russes

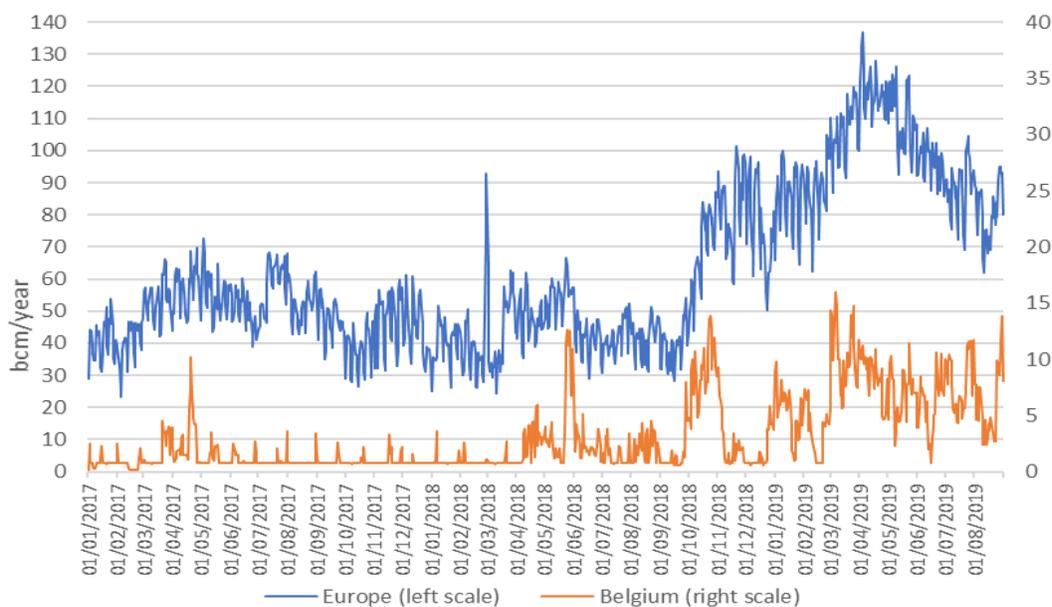


[Source : Commission européenne 2018-2019]



La progression de l’approvisionnement en gaz provenant des importations de GNL en Europe depuis le quatrième trimestre 2018 a été impressionnante, comme illustré ci-dessous. D’une moyenne de 50 mia m³/an stable de 2013 à 2018, l’émission cumulée de l’ensemble des terminaux a significativement augmenté à partir d’octobre 2018 pour atteindre 80 mia m³/an durant l’hiver 2018/2019 et 120 mia m³/an en avril 2019, au début de la période de stockage. Les facteurs clés sont une offre excédentaire mondiale de GNL, aidée par l’arrivée sur le marché de nouvelles capacités de liquéfaction de GNL aux États-Unis et en Australie, ainsi que par une demande croissante en Chine. L’Europe est devenue compétitive, l’écart de prix entre l’Asie de l’Est et l’Europe étant moins important. Dans les conditions actuelles du marché, cette situation devrait se poursuivre en 2020 en Europe, tandis que l’offre excédentaire mondiale de GNL pourrait durer jusqu’en 2022-2023.

Émission des terminaux GNL de l’UE

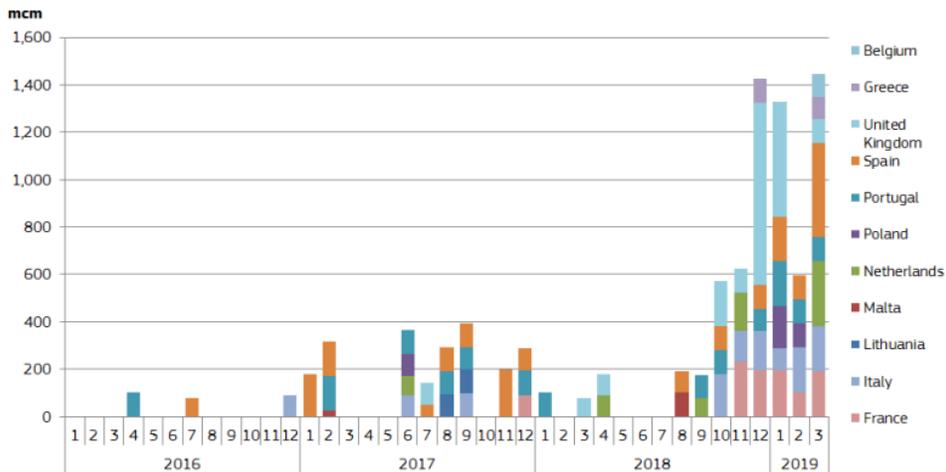


[Source : Plateforme de transparence GLE]

Au quatrième trimestre, le Qatar est resté le principal fournisseur européen de GNL, bien qu’il ait presque réduit de moitié sa part de marché, tandis que la Russie et les États-Unis ont sensiblement augmenté les leurs. Le GNL russe est arrivé sur le marché de l’UE après le début des activités de Yamal LNG à la fin de 2017. Les exportations américaines de GNL vers l’Europe ont représenté 32 % des exportations américaines de GNL au quatrième trimestre.



Importations de GNL en UE en provenance des États-Unis



Source: Commission calculations based on tanker movements reported by Thomson Reuters

[Source : Commission européenne 2018-2019]

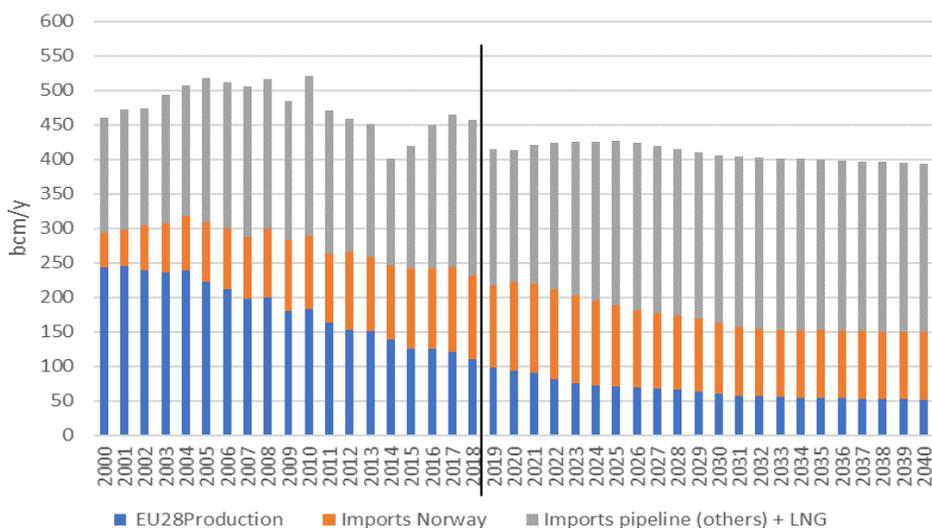
1.4. Perspectives de production domestique européenne

À long terme, la production domestique européenne de gaz naturel continuera de diminuer. La production domestique de gaz en Europe est en déclin à mesure que les gisements de gaz de la mer du Nord (Royaume-Uni et Pays-Bas) s'épuisent et que la production néerlandaise de gaz L diminue en raison du déclin naturel et des mesures réglementaires résultant des tremblements de terre dans la région. Dans certains pays, la baisse de production est compensée par le développement de la production de gaz vert (biométhane, « power-to-gas ») jusqu'en 2040. Aucun développement important du gaz de schiste n'est prévu pour le moment.

En ce qui concerne le gisement de Groningen, l'approvisionnement en gaz L de l'Allemagne, de la Belgique et de la France devrait diminuer progressivement et disparaître d'ici 2030 au plus tard. En raison de l'augmentation des problèmes sismiques dans les environs, les plafonds de production pour des gisements de Groningen ont été systématiquement abaissés, le plafond pour l'année gazière 2018-2019 étant ramené à 19,4 mia m³/an. Toutefois, le ministère néerlandais des Affaires économiques a annoncé un nouveau plafond de 11,8 mia m³/an pour l'année gazière 2019-2020, prévoyant l'arrêt complet de la production à la mi-2022. Les Pays-Bas devraient toutefois remplir leurs obligations contractuelles envers la Belgique, la France et l'Allemagne en produisant du gaz L synthétique par injection d'azote dans le gaz H, malgré le coût élevé de cette solution.



Évolution de la production indigène européenne de gaz et des importations



[Source : BP Statistical Review 2019 et TYNDP 2018 d'ENSTOG]

1.5. 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 norvégiens et algériens, les importations de l'UE devraient augmenter dans les prochaines années.

Le gazoduc Nord Stream 2, en cours de construction, doublera la capacité de la Russie vers l'Allemagne à partir de mi 2020. Le TurkStream, quant à lui, permettra à la Russie de dévier son gaz transitant actuellement par l'Ukraine vers la Turquie (Turkstream 1) et l'Europe centrale (TurkStream 2). Les premiers flux de gaz sont annoncés pour fin 2019.

En outre, le Southern Gas Corridor reliera l'UE à l'Azerbaïdjan dans un premier temps avec la canalisation TANAP/TAP qui devrait être mise en service dans la seconde moitié de 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, le gisement de Zohr en 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.



Toutefois, la majorité des importations supplémentaires devrait provenir du GNL et de la production russe. En effet, de nouvelles infrastructures de liquéfaction et de regazéification sont en cours de construction, augmentant la quantité de GNL disponible sur le marché et ouvrant la voie pour une diversification de l'approvisionnement.

Dans le Nord de l'Europe, l'Irlande souhaite développer deux projets de regazéification, Shannon LNG dans le comté de Kerry et Innisfree à Cork. En Allemagne, trois projets de terminaux GNL sont à l'étude : Brunsbüttel (RWE), Stade (Dow) et Wilhemshaven (Uniper). En Pologne, le terminal Swinoujscie LNG, entré en service en 2016, est en cours d'expansion. Par ailleurs, un terminal est également à l'étude à Gdansk. La compagnie PGNiG a quant à elle signé des contrats à court et long terme pour acheter du GNL provenant des États-Unis dans un avenir proche.

Dans le Sud de l'Europe, la Croatie a pris en février 2019 la décision finale d'investissement pour l'unité flottante de stockage et de regazéification (FSRU) prévue à Krk, dont la mise en service est attendue pour 2021. En Grèce, un projet de FSRU à Alexandroupolis est en cours, encouragé par l'avancement de l'IGB (interconnexion entre Grèce et Bulgarie). Par ailleurs, un troisième réservoir de stockage a été construit au terminal GNL de Revithoussa en 2018. La Turquie a quant à elle mis en service le FSRU Dortyol en 2018.

À l'échelle mondiale, les capacités de liquéfaction progressent, menées par les États-Unis (Sabine Pass, Cove Point LNG, Corpus Christi, Freeport LNG, Cameron LNG, Golden Pass, Calcasieu Pass, Magnolia LNG, Port Arthur LNG et Elba Island LNG), le Canada (Woodfibre LNG, LNG Canada, Kitimat LNG, Bear Head LNG, Western FLNG et Goldboro LNG) et l'Australie (Wheatstone LNG, Ichtyos LNG, Prelude FLNG, Pluto LNG, Australia FLNG et Equus FLNG). 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 100 millions de tonnes/an. Trois nouveaux trains GNL sont prévus pour apporter une capacité supplémentaire de 23,4 millions de tonnes/an, ouvrant la possibilité d'accroître les exportations de GNL.

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 canalisations, le charbon, le GNL et le développement du renouvelable. L'approvisionnement en GNL concurrencera l'approvisionnement par canalisations depuis la Russie et la Norvège dans les réseaux de gaz européens.



2. Plans décennaux de développement du réseau (TYNDP) d'ENTSOG

2.1. TYNDP 2018 d'ENTSOG

Pour la première fois depuis l'introduction des TYNDP pour l'électricité et le gaz, l'ENTSOG et l'ENTSO-E se sont efforcés d'élaborer des scénarios communs, qui constituent une étape importante vers un modèle interconnecté pour le gaz et l'électricité. Les « storylines » et leur traduction en scénarios d'offre et de demande, respectivement pour l'électricité et le gaz, ont été décrites dans le tout premier Rapport de scénarios publié conjointement par l'ENTSOG et l'ENTSO-E en 2018.

L'étape suivante dans l'élaboration de l'avant-projet de TYNDP 2018 d'ENTSOG a consisté à publier le Rapport d'infrastructure et le Rapport d'évaluation à la fin de l'année 2018.

- Le Rapport d'infrastructure se concentre sur le développement potentiel du réseau gazier européen en analysant les projets d'infrastructure soumis par les GRT et les promoteurs de projets tiers. Fluxys Belgium a proposé la conversion L/H et une nouvelle extension de l'infrastructure GNL à Zeebrugge.
- Le Rapport d'évaluation analyse, à l'aide de multiples indicateurs CBA (analyse coûts/bénéfices), les résultats obtenus par l'infrastructure gazière actuelle et future à l'échelle européenne en matière de sécurité d'approvisionnement, d'intégration des marchés, de concurrence et de durabilité. Conformément aux TYNDP précédents, il est confirmé que l'infrastructure gazière belge est bien développée et interconnectée avec les pays voisins et qu'elle a accès à une grande diversité de sources d'approvisionnement.

L'évaluation individuelle des projets candidats au label PIC (Projet d'intérêt commun) 2019 et l'intégration des feedbacks de l'ACER et d'autres parties prenantes ont marqué l'achèvement du TYNDP 2018 d'ENTSOG avec une publication finale en janvier 2020².

Les principales conclusions du TYNDP 2018 peuvent être résumées comme suit :

- Pour la première fois, les ENTSO ont élaboré conjointement des scénarios communs pour l'édition 2018 des TYNDP pour le gaz et l'électricité, décrivant trois voies possible très différentes vers un système énergétique pauvre en carbone conforme aux objectifs de l'UE.

² <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2018>



- L'infrastructure gazière actuelle est sur le point de finaliser le marché intérieur de l'énergie. Toutefois, certains domaines spécifiques présentent encore des besoins d'investissement, en termes d'amélioration des interconnexions et de connexion à de nouveaux approvisionnements, et les projets répondant à ces besoins sont inclus dans le TYNDP 2018.
- L'évaluation du TYNDP montre que l'équilibre entre l'offre et la demande peut être atteint au niveau européen et que, en ce qui concerne les infrastructures, l'Europe peut accueillir un large éventail de mix d'approvisionnement et soutenir le développement des gaz renouvelables.

2.2. TYNDP 2020 d'ENTSOG

Après un premier essai réussi pour le TYNDP 2018, l'ENTSOG et l'ENTSO-E ont répété le processus d'élaboration conjointe de scénarios pour le TYNDP 2020. Les interactions avec les parties prenantes ont conduit à l'adoption de trois « storylines », toutes conformes aux objectifs climatiques fixés par la Commission européenne.

- Énergie distribuée : conforme à l'objectif de 1,5 °C de l'Accord de Paris, et basé sur une approche décentralisée de la transition énergétique à travers des solutions à petite échelle et des approches circulaires
- Ambition mondiale : conforme à l'objectif de 1,5 °C de l'Accord de Paris grâce au développement de la production centralisée telle que l'éolien offshore et la production Power-to-X
- Tendances nationales : fondées sur les Plans nationaux Énergie-Climat (PNEC) et, par conséquent, conformes au Cadre d'action en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 de l'UE et à la Stratégie à long terme à l'horizon 2050 de la Commission européenne

Alors que les Tendances nationales reposent sur des données collectées suivant une approche « bottom-up » parmi les GRT de gaz et d'électricité, l'Énergie distribuée et l'Ambition mondiale ont été quantifiés selon une approche « top-down » récemment mise au point en tenant compte de l'ensemble du mix énergétique qui permet de calculer les émissions de CO₂ estimées, lesquelles peuvent à leur tour être comparées à un budget carbone à l'échelle de l'UE.

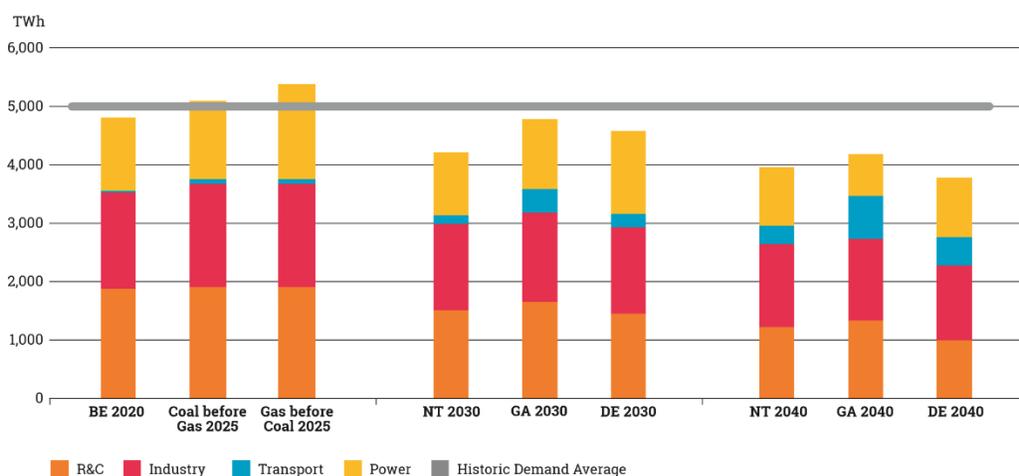
Sur la base des données fournies par les GRT d'électricité et de gaz, l'ENTSO-E a réalisé des simulations du marché de l'électricité à l'échelle de l'UE, qui ont abouti à des mix de production spécifiques à chaque scénario. La demande connexe de gaz pour la



production d'électricité servira à son tour de valeur pour les simulations du réseau gazier d'ENTSOG dans la deuxième phase de son TYNDP 2020.

Les chiffres de la demande de gaz qui en résultent pour les différents scénarios et horizons temporels sont présentés ci-dessous et se situent dans la fourchette des scénarios actuels de l'UE et de l'AIE.

Répartition de la demande totale de gaz en EU28



[Source : ENTSOG Draft TYNDP 2020 Scenario Report – Nov 2019]

Les scénarios « top-down » ont été conçus par l'adoption progressive de gaz renouvelables (biométhane et « power-to-gas ») combinée à des importations pour la demande d'hydrogène et de méthane qui sont censées être décarbonisées soit à la source, soit par CCU/CCS post-combustion.

L'avant projet de Rapport de scénario gaz-électricité pour le TYNDP 2020 a été publié en novembre 2019 (<https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2020>). Une plateforme de visualisation des données reprises dans les scénarios a également été mise à disposition.

En préparation de la deuxième phase du TYNDP 2020, l'ENTSOG a procédé à la collecte des données du projet, en tenant compte pour la première fois des projets liés à la transition énergétique (ETR) qui contribuent à la décarbonisation du système gazier. Pour la Belgique, le projet pilote « power-to-gas » à Zeebrugge (avec Eoly et Parkwind) et le projet CCUS à Anvers (avec le Port d'Anvers) ont été soumis. En ce qui concerne les projets d'infrastructure plus traditionnels, la conversion L/H a été reconfirmée pour le TYNDP 2020.



L'avant-projet de rapport du TYNDP 2020 d'ENTSOG comprenant l'évaluation des infrastructures et des réseaux est prévu pour la mi-2020.

2.3. Plans d'investissements régionaux pour le gaz naturel (GRIP) 2019

Traditionnellement, Fluxys participe au développement de deux plans d'investissement régionaux pour le gaz naturel, pour les régions Nord-Ouest et pour le corridor Sud-Nord. La mise en œuvre de la 4^e édition de ces rapports est en cours.

Le GRIP Nord-Ouest se concentre sur la transition énergétique, en mettant en avant les initiatives de GRT pour le gaz qui contribuent à la décarbonisation du système gazier. Une mise à jour de la situation du gaz L et les plans de conversion L-H connexes constitueront le second thème majeur du rapport.

Traditionnellement, le GRIP du corridor Sud-Nord met l'accent sur les bénéfices apportés par les projets « Reverse Flow » en Italie, en Suisse, en Allemagne et en France et, plus particulièrement, sur l'évolution de la maturité du projet constatée à travers les publications GRIP respectives, des plans initiaux à la mise en service finale.

2.4. Projets d'intérêt commun (PIC) 2019

La Commission européenne a reconfirmé que la conversion L/H en Belgique était un besoin essentiel d'infrastructure dans la région occidentale de l'Europe, ce qui a conduit à un renouvellement du label PIC fin 2019.





Partie II - Développements en Belgique



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

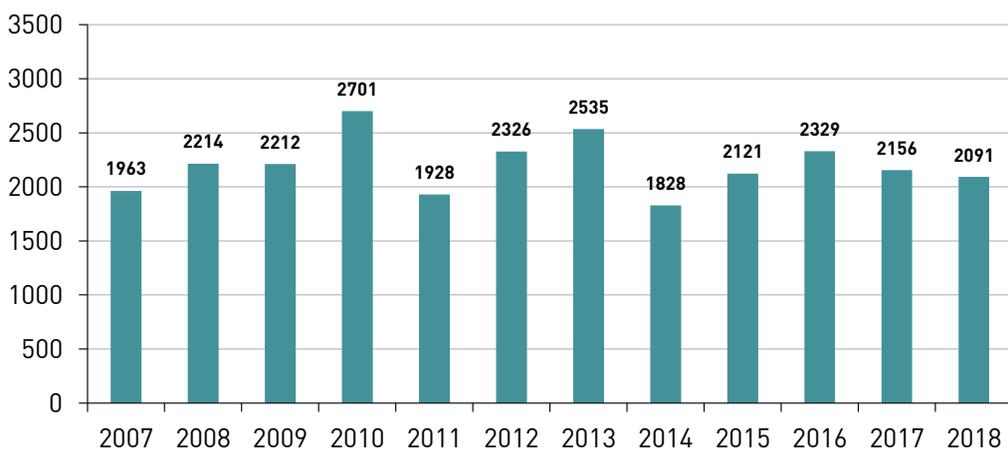
- la **distribution publique** est fortement dépendante des conditions météorologiques, et donc de la température ;
- l'**industrie** suit un modèle de prélèvement assez régulier ;
- les **centrales électriques** suivent, quant à elles, les besoins toujours plus versatiles du modèle de prélèvement pour la production d'électricité. La demande en électricité dépend beaucoup moins de la température que la demande en gaz naturel pour la distribution publique, mais la disponibilité des autres sources d'énergie (nucléaire, solaire, éolien, import/export, etc.) et les paramètres de prix (*spark spread* du charbon vs. gaz naturel) jouent aussi un rôle important.

3.3. Tendances de consommation en Belgique

3.3.1. 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 2 301 degrés-jours (période 1986 à 2015, référence Synergrid). Selon l'IRM, 2014 fut l'année la plus chaude depuis 1900, avec seulement 1 828 degrés-jours. L'année 2015 a compté 2 121 degrés-jours et fait également partie des années plus chaudes. Après 2016 qui, avec 2 329 degrés-jours, peut être considérée comme une année normale, 2018 s'avère une nouvelle année plutôt chaude.

Degrés-jours (année calendrier)



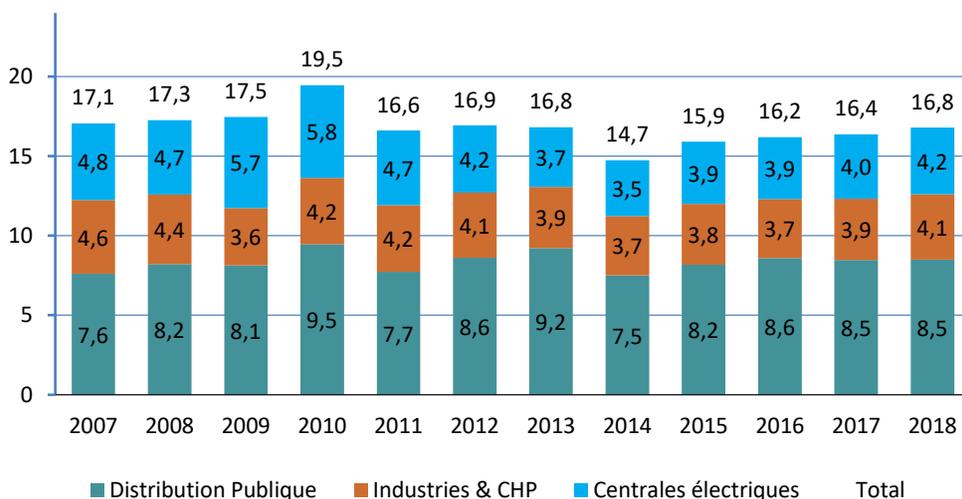
[Source : Fluxys Belgium]



3.3.2. Volumes annuels pour le marché belge

En 2014, l'année la plus chaude depuis 1900, la consommation totale en Belgique a considérablement baissé (de 12 % par rapport à 2013), passant à 14,7 mia m³. Depuis 2015, la consommation totale a de nouveau augmenté, pour atteindre un total de 16,8 mia m³ en 2018. Contrairement à la hausse de 2016, les augmentations de 2017 et 2018 sont la conséquence d'un prélèvement accru à la fois des centrales électriques et des clients industriels et non pas d'un effet de la température.

Évolution de la consommation en Belgique (mesuré, en mia m³/an)



[Source : Fluxys Belgium]

Les clients industriels, y compris la cogénération

Depuis la crise économique de 2008-2009, la relance qui avait commencé en 2010 a été partiellement freinée par la fermeture de plusieurs grands sites industriels comme la phase à chaud à Liège (fin 2014), les usines de montage automobile Opel à Anvers (fin 2010) et Ford à Genk (fin 2014). Depuis 2014, la consommation industrielle a augmenté d'environ 2,5 % par an pour atteindre 4,1 mia m³ en 2018.

Les centrales électriques

La consommation annuelle des centrales électriques s'est redressée ces trois dernières années. L'arrêt des unités thermiques classiques plus anciennes telles que Kallo (2011), Les Awirs (2012), Langerbrugge (2012) et Ruien (2013) avait entraîné à l'époque une forte baisse des volumes annuels.



Depuis environ quatre ans, nous constatons à nouveau une augmentation du prélèvement de gaz naturel, allant jusque 4,2 mia m³/an de gaz H³. Le modèle de prélèvement des centrales électriques est devenu plus versatile car les turbines à gaz à cycle ouvert très flexibles et les unités CCGT performantes sont fréquemment utilisées pour pouvoir compenser à tout moment la production variable et incertaine d'énergie solaire et éolienne. Récemment, le *spark spread* pour le gaz naturel a également évolué favorablement, de sorte que les unités mises temporairement à l'arrêt qui étaient gardées à disposition dans la réserve (stratégique) depuis novembre 2018 peuvent à nouveau être utilisées quotidiennement, et ce, aussi pour compenser la disponibilité réduite de différentes unités nucléaires à Doel et Tihange.

3.4. 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.

3.4.1. Distribution Publique

Méthodologie

Les pics de consommation sont en partie liés à la rigueur des conditions hivernales et doivent donc être analysés à la lumière des températures mesurées⁴. La période hivernale standard qui est prise en compte s'étend de début novembre à fin février.

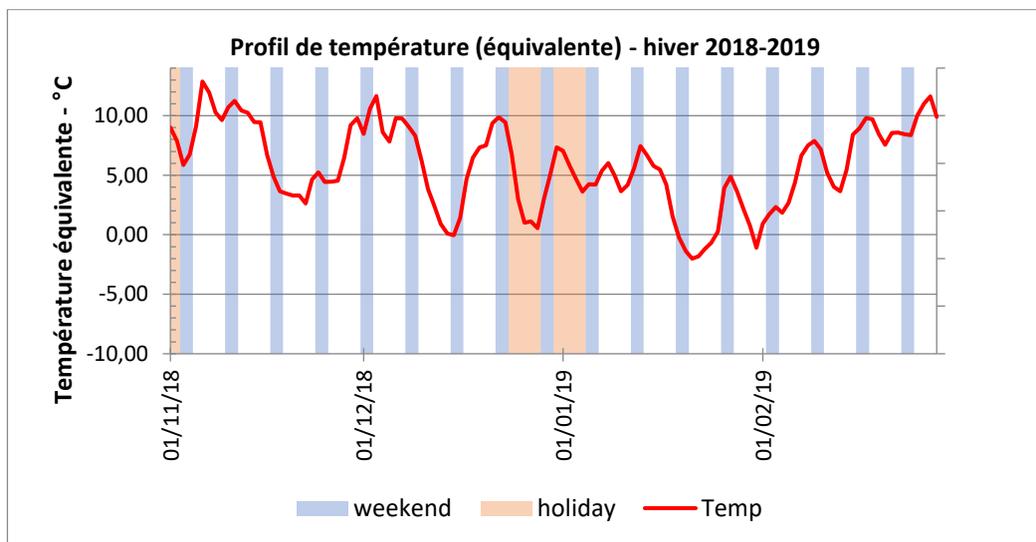
³ Les dernières centrales alimentées au gaz L ont été mises hors service en 2008. Toutes les unités aujourd'hui opérationnelles sont alimentées au gaz H.

⁴ Afin de tenir compte de l'inertie thermique des bâtiments, le concept de « température équivalente » a été introduit en 1993. Cette température est déterminée comme suit : $T_{eq D} = 0,6 \times T_{av D} + 0,3 \times T_{av D-1} + 0,1 \times T_{av D-2}$



Profil de température de l'hiver 2018/2019

L'hiver dernier (de novembre 2018 à février 2019 inclus) peut être considéré comme relativement doux avec 1 288 degrés-jours (l'hiver de référence compte 1 428 degrés-jours – référence Synergrid) et seulement 2 courtes vagues de froid durant la deuxième moitié de janvier. Le jour le plus froid de l'hiver (mesuré à Uccle) a été enregistré le lundi 21/01/2019, avec une température équivalente de -2,0 °C. Sur l'ensemble de la période analysée, seuls cinq jours de températures négatives ont été pris en compte pour le calcul de la régression linéaire.



[Source : Fluxys Belgium]

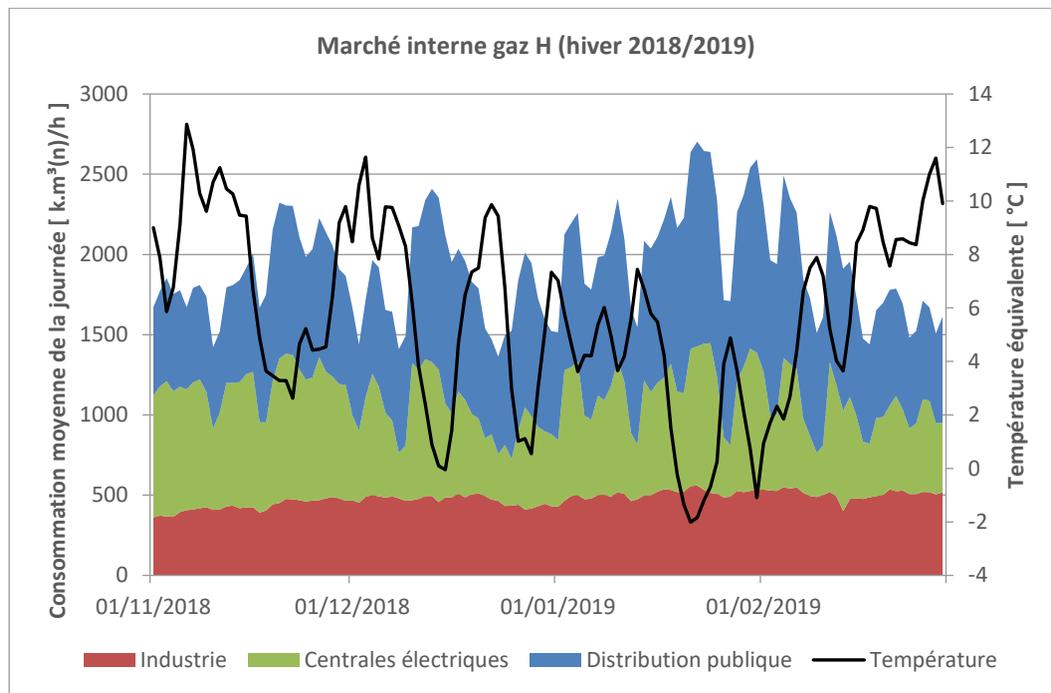
3.4.2. Centrales électriques, unités de cogénération et clients industriels

Méthodologie

Les prélèvements gaz destinés aux processus industriels et à la production d'électricité 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 étant peu dépendant de la température, 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 foisonnement 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.



[Source : Fluxys Belgium]

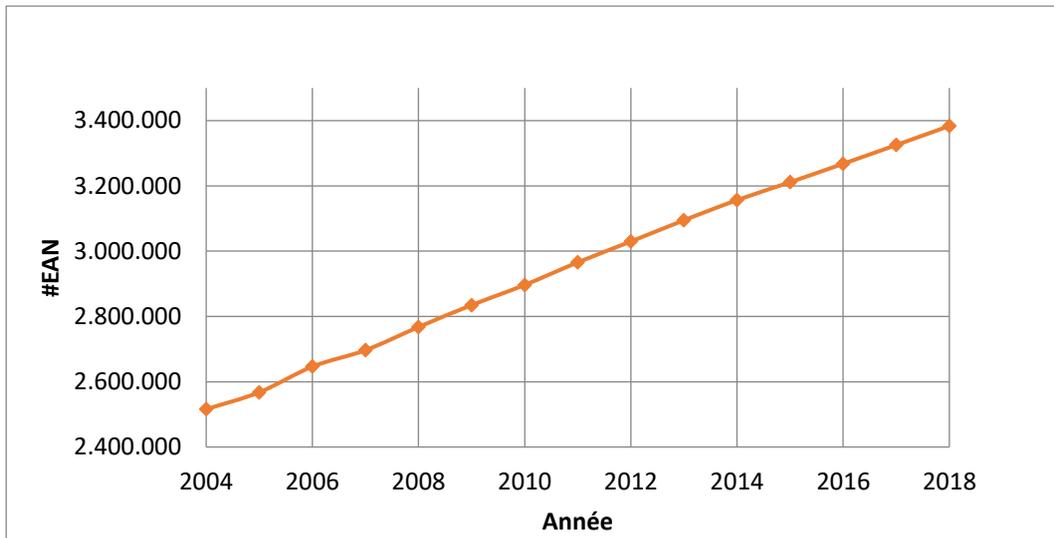
3.5. Besoins en investissements pour le marché domestique

3.5.1. Distribution Publique

Malgré la hausse continue du nombre de raccordements actifs, la consommation gazière est quelque peu atténuée par plusieurs facteurs d'érosion. 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.



Accroissement du nombre de raccordements (EAN⁵)



[Source : Synergrid]

La combinaison de ces facteurs d'érosion et de l'évolution du nombre potentiel de nouveaux raccordements au réseau de la distribution publique dans certaines régions implique que la croissance de la pointe de consommation ne se fera pas de manière homogène dans les différentes régions.

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.

3.5.2. Les clients industriels

Les perspectives relatives à la consommation industrielle présentent deux facettes: il est vrai que, chaque année, plusieurs industries stoppent leurs activités de production en Belgique, mais en même temps, quelques nouveaux projets industriels sont également lancés. Généralement, 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

⁵ Le code EAN (European Article Numbering) est un code qui identifie chaque compteur à gaz de façon unique



échelle combinés à l'arrivée de nouvelles centrales électriques peuvent également nécessiter des investissements locaux.

3.5.3. Production d'électricité

En Belgique comme ailleurs en Europe, la production d'électricité au gaz naturel est depuis quelques années sous forte pression. Les centrales électriques au gaz ne sont plus utilisées pour assurer la demande électrique de base, mais plutôt pour maintenir en équilibre le réseau électrique durant de courtes périodes de forte demande ou lorsque les sources renouvelables se révèlent insuffisantes.

Les centrales au gaz présentent l'avantage de pouvoir être démarrées rapidement tout en produisant nettement moins de CO₂ 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 totale du parc de production nucléaire en Belgique pour fin 2025. Cela signifie la disparition imminente d'une capacité de production nucléaire de presque 6 000 MW. 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. Les normes les plus récentes en matière de technologie permettent désormais de disposer d'unités CCGT de 450 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 d'un parc de production supplémentaire ayant une capacité de production d'environ 3,9 MW⁶ pour compenser la sortie progressive du nucléaire.

Dans l'ensemble, les capacités de prélèvement requises sont disponibles dans le réseau de transport, mais en fonction de l'emplacement exact des nouveaux sites et des exigences

⁶ Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030 - Elic



de pression et de capacité spécifiques, quelques renforcements (principalement locaux) du réseau peuvent s'avérer nécessaires. Afin d'optimiser l'utilisation de l'infrastructure existante et de réduire les coûts de raccordement (compte tenu des exigences de pression plus élevées des centrales au gaz CCGT et OCGT), il s'agit d'un paramètre important lors de la détermination de l'emplacement de nouvelles centrales électriques.

3.5.4. 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 CO₂ 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.⁷

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. Quant au GNC, il représente une solution attractive pour faire rouler les voitures particulières et camionnettes.

On s'attend à ce que le réseau de GNC, alimenté depuis les réseaux de distribution publique, continue son développement à court terme. La capacité du réseau de transport est suffisante pour soutenir ce développement.

Développement de la distribution du gaz naturel hors réseau

Pour le raccordement des zones résidentielles et villes isolées, il n'est généralement pas envisageable d'un point de vue économique de développer à la fois le réseau de transport et le réseau de distribution. Les installations satellites GNC et GNL qui sont approvisionnées par voie terrestre ou fluviale peuvent servir de point de raccordement pour le développement de nouveaux réseaux de distribution du gaz naturel. Dans une phase

⁷ La CREG a établi en 2018 que le GNC permet une diminution d'environ 75 à 90 % des particules fines et des oxydes d'azote par rapport au diesel et à l'essence, ainsi qu'un taux de CO₂ inférieur de l'ordre de 7 à 16 % (CREG 2018, « Étude sur la rentabilité du gaz naturel utilisé en tant que carburant (CNG ou compressed natural gas) pour voitures »)



ultérieure, lorsque ces marchés seront suffisamment développés, il pourra alors être envisagé de raccorder le réseau de gaz naturel au réseau de transport.

Le développement de tels réseaux peut se dérouler en synergie avec le développement du GNC et du GNL pour le secteur du transport. Des montants sont prévus pour soutenir ces nouveaux projets.



4. Capacité de transport aux frontières belges

4.1. Description générale

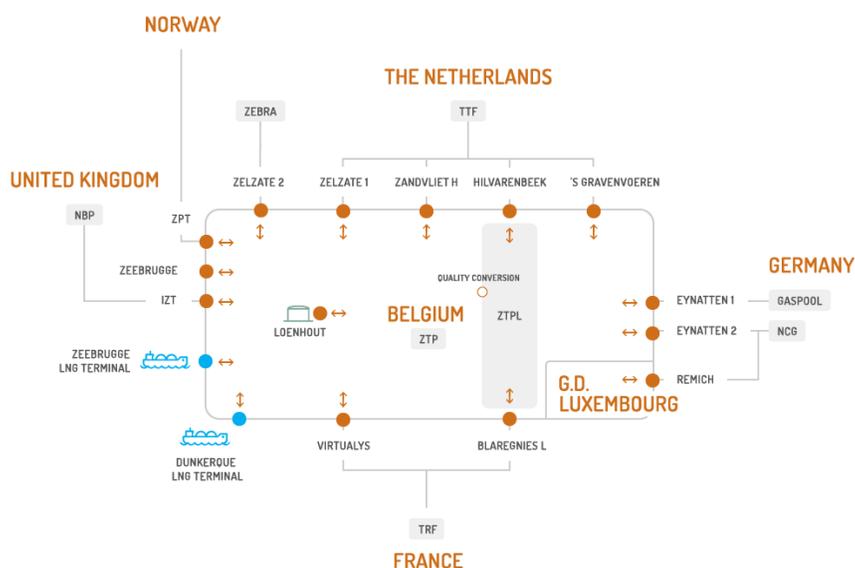
Via ses points d'interconnexion, le réseau belge est relié à la plupart des sources de production de gaz naturel alimentant le marché européen, à savoir :

- 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 GNL et le gaz acheminé par canalisations en Belgique peuvent être négociés via le réseau de Fluxys Belgium au point de négoce gazier belge qui est divisé en deux services :

- ZTP-P (Zeebrugge Trading Point – Physical Trading Services) ;
- 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).

Physiquement, le gaz naturel livré est consommé sur le marché belge ou relivré aux frontières pour commercialisation sur d'autres points de négoce gazier ou consommation sur les marchés des utilisateurs finaux à travers l'Europe : Royaume-Uni, Pays-Bas, Allemagne, Europe orientale, Luxembourg, France et Europe méridionale.



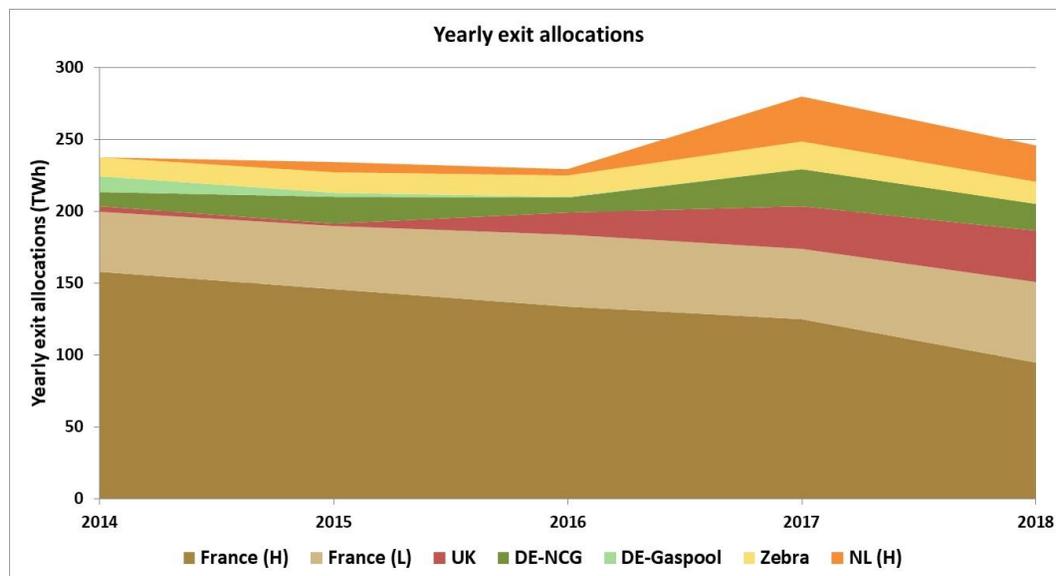
4.2. Contribution du réseau de Fluxys Belgium à l’approvisionnement des marchés adjacents (Points d’interconnexion de sortie)

Le réseau de Fluxys Belgium est directement connecté aux marchés gaziers suivants :

- Pays-Bas : TTF et Zebra
- Royaume-Uni : NBP
- Allemagne : NCG et Gaspool
- France : TRF (Trading Région France)

4.2.1. Volumes annuels

Le volume total de gaz (gaz H et gaz L) transporté chaque année aux points frontières vers les marchés adjacents atteint en moyenne 230 à 250 TWh (période 2014-2018), avec un pic notable de 280 TWh en 2017.



[Source : Fluxys Belgium]

Une part de 65 à 85 % de ces volumes (entre 150 et 200 TWh, dont environ 50 TWh de gaz L) est destinée au marché français. Ces volumes sont en baisse depuis 2014, entre autres parce que la France importe davantage de gaz depuis l'Allemagne.



Les volumes qui prennent la direction du Royaume-Uni (via IZT) sont caractérisés par une importante variation annuelle. Depuis 2016, les volumes exportés connaissent à nouveau une nette augmentation, entre autres à la suite de la fermeture du site de stockage souterrain de Rough et à la plus faible disponibilité de GNL au Royaume-Uni par rapport à 2015. Le niveau relativement élevé d'exportations en 2018 a été intégralement enregistré durant le premier trimestre.

Les volumes transportés vers l'Allemagne (NCG et Gaspool) se situent entre 10 et 30 TWh par an.

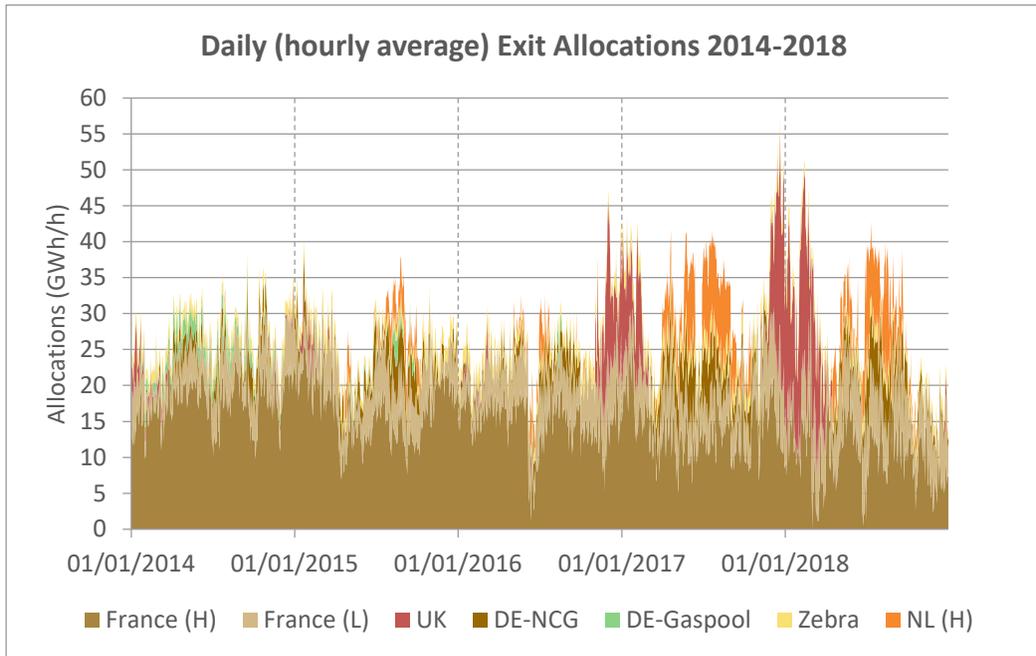
En ce qui concerne les Pays-Bas, les volumes de gaz naturel importés depuis la Belgique vers le réseau Zebra sont relativement constants (15 TWh par an). Depuis 2015, le transport vers le réseau GTS a également augmenté. Cette hausse peut s'expliquer par le besoin croissant de gaz H aux Pays-Bas en raison de la limitation de production du gisement de Groningen.

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.

4.2.2. Flux journaliers

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 (ou horaires) transportés de manière simultanée. Le graphique ci-dessous montre l'évolution des flux journaliers exportés simultanément aux différents points frontières du réseau de Fluxys Belgium (période 2014-2018).





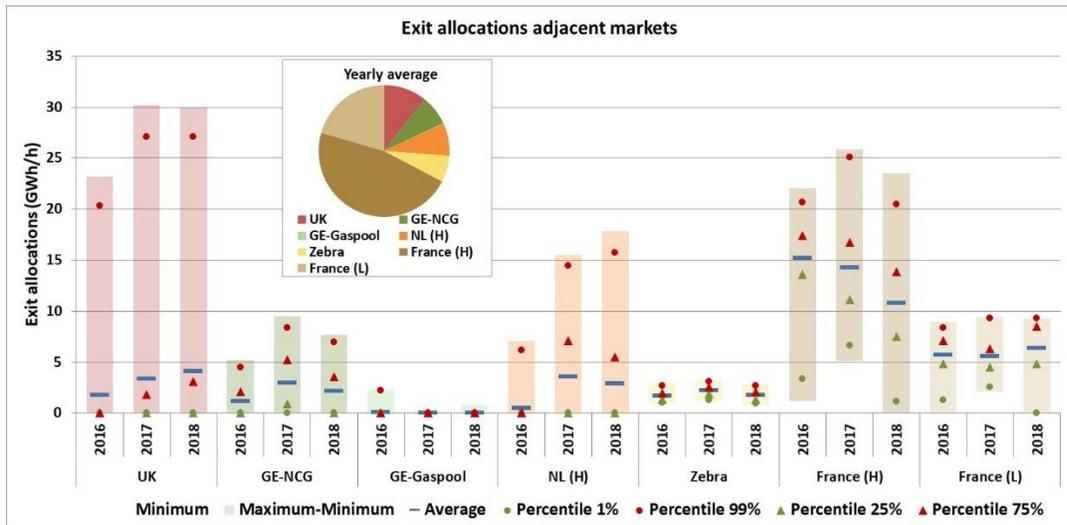
[Source : Fluxys Belgium]

La moyenne des flux journaliers simultanés qui quittent le réseau de Fluxys Belgium varie entre 25 et 35 GW. On remarque les importants flux de transit en direction du Royaume-Uni lors des hivers 2016-2017 et 2017-2018, et une hausse en direction des Pays-Bas pendant les étés 2017 et 2018. Le transit pendant l'hiver 2017-2018 était à son maximum au mois de décembre, avec un flux important en direction du Royaume-Uni et de la France. Le réseau Fluxys a transporté sans problème cette pointe de transit.

Le graphique⁸ ci-dessous représente l'utilisation de la capacité vers chaque zone de marché (période 2016-2018).

⁸ Pour réaliser ce graphique, la valeur nette des allocations de sortie a été calculée pour chaque jour et puis sa moyenne annuelle et ses percentiles annuels.





[Source : Fluxys Belgium]

On constate que la moyenne des flux journaliers vers le marché français est la plus élevée (FR-H et FR-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). La moyenne des flux journaliers vers le Royaume-Uni, vers l'Allemagne et vers les Pays-Bas est par contre plus réduite, mais les capacités de pointe sont utilisées chaque année.

4.2.3. Perspectives

Transport vers la France

Dans son plan décennal de développement 2018-2027⁹, GRTgaz présente quatre scénarios reposant sur des évolutions différentes de la demande en gaz naturel. Trois des quatre scénarios montrent une diminution de la consommation annuelle. La capacité nécessaire (pointe de consommation) serait en diminution pour chaque scénario.

En raison du degré d'incertitude des scénarios de consommation et de l'évolution des contrats et nominations aux points frontières, Fluxys ne modifiera pour le moment pas le taux d'utilisation de la capacité vers la France dans les années à venir.

⁹ http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/2019/Plan_decennal_2018-2027.pdf



Dans le cadre de la conversion du gaz L en gaz H, les volumes de gaz L transportés par Fluxys Belgium vers le marché français diminueront progressivement jusqu'à s'arrêter totalement en 2030. La nécessité de remplacer la capacité de transport du gaz L pour le marché français par une capacité de transport de gaz H est en cours d'évaluation par GRTgaz.

Transport vers le Royaume-Uni

Le « Gas Ten Year Statement 2018 »¹⁰ de National Grid décrit quatre scénarios possibles allant d'une légère réduction jusqu'à une diminution plus marquée des besoins en gaz du Royaume-Uni, tant pour la demande à la pointe que pour la consommation annuelle attendue. Parallèlement, la production nationale continue à diminuer. Les éventuelles importations supplémentaires viendraient principalement du GNL, du continent (via les canalisations Interconnector ou BBL) ou du développement de la production de gaz de schiste (en fonction du scénario) et/ou du gaz vert.

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. L'analyse du rôle futur de cette infrastructure doit être considérée dans cette perspective.

Transport vers l'Allemagne

L'Allemagne devra également remplacer le gaz L par du gaz H (environ 30 mia m³/an). Le plan de développement allemand 2018 (NEP¹¹) prévoit une nouvelle canalisation depuis le point frontière d'Eynatten vers les zones à convertir en Allemagne. Cette canalisation (appelée Zeelink) renforce le lien avec la région de Zeebrugge, qui est aussi directement reliée au nouveau terminal GNL de Dunkerque via la canalisation Alveringem-Maldegem, ainsi qu'au réseau néerlandais via le poste frontière de Zelzate. Ce renforcement permettra de livrer la capacité et la flexibilité nécessaires au marché allemand, et offrira un accès à différentes sources d'approvisionnement.

¹⁰ https://www.nationalgridgas.com/sites/gas/files/documents/Gas%20Ten%20Year%20Statement%2018_0.pdf

¹¹ <https://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2018/nep-2018.html>



Fluxys Belgium partage la vision formulée dans le plan de développement allemand et soutient le principe du développement des capacités au point d'interconnexion d'Eynatten (gaz H) en accord avec les besoins et les engagements du marché.

Transport vers les Pays-Bas

Dans son dernier plan de développement du réseau (NOP 2017¹²), GTS prévoit 4 scénarios de consommation, qui évoquent tous, à terme, une tendance à la baisse, tant en matière de volumes que de capacités. Cette baisse s'explique principalement par la diminution des prélèvements chez les particuliers et dans l'industrie.

La capacité de production de Groningen et des petits gisements diminuera considérablement au cours des prochaines années. Une (nouvelle) hausse du transport vers les Pays-Bas n'est donc pas exclue.

4.3. Entrée de gaz dans le réseau de Fluxys Belgium

En ce qui concerne les entrées de gaz, le réseau de Fluxys Belgium est connecté aux marchés gaziers/zones de production suivant(e)s :

- Pays-Bas : TTF
- Royaume-Uni : NBP
- Allemagne : NCG et Gaspool
- France : TRF (Trading Région France)
- Norvège
- GNL via Zeebrugge & Dunkerque

4.3.1. Volumes annuels

Le volume total annuel entrant dans le réseau de Fluxys Belgium est en moyenne compris entre 400 et 450 TWh par an (période 2014-2018), avec une hausse à 460 TWh en 2017. Environ 60 % de ces volumes entrants sont acheminés par deux voies : la canalisation Zeepipe provenant de Norvège (± 150 TWh) et le point d'entrée Hilvarenbeek pour le gaz L depuis les Pays-Bas (± 100 TWh).

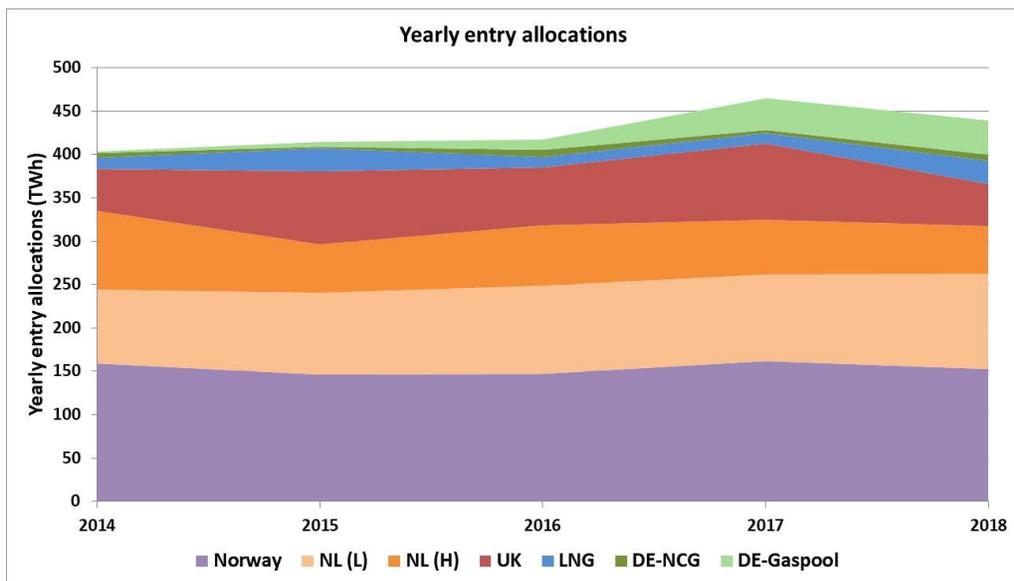
¹²<https://www.gasunietransportservices.nl/en/news/consultation-announcement-network-development-plan-2017-nop2017>



Les volumes en provenance du Royaume-Uni sont fluctuants, avec une quantité annuelle entre 50 et 90 TWh.

Suivant une tendance constatée à l'échelle européenne, le volume de GNL injecté dans le réseau de transport belge à Zeebrugge a augmenté en 2015 (plus de 25 TWh). Cependant, ces quantités n'ont pas pu être maintenues en 2016 et 2017. En 2018, on a de nouveau constaté une augmentation des volumes GNL, tendance qui a été confirmée en 2019.

Les volumes importés d'Allemagne restent relativement limités, en particulier en 2014, 2015 et 2016. En 2017 et 2018, nous constatons une augmentation, probablement en raison des quantités plus importantes transportées vers le Royaume-Uni.



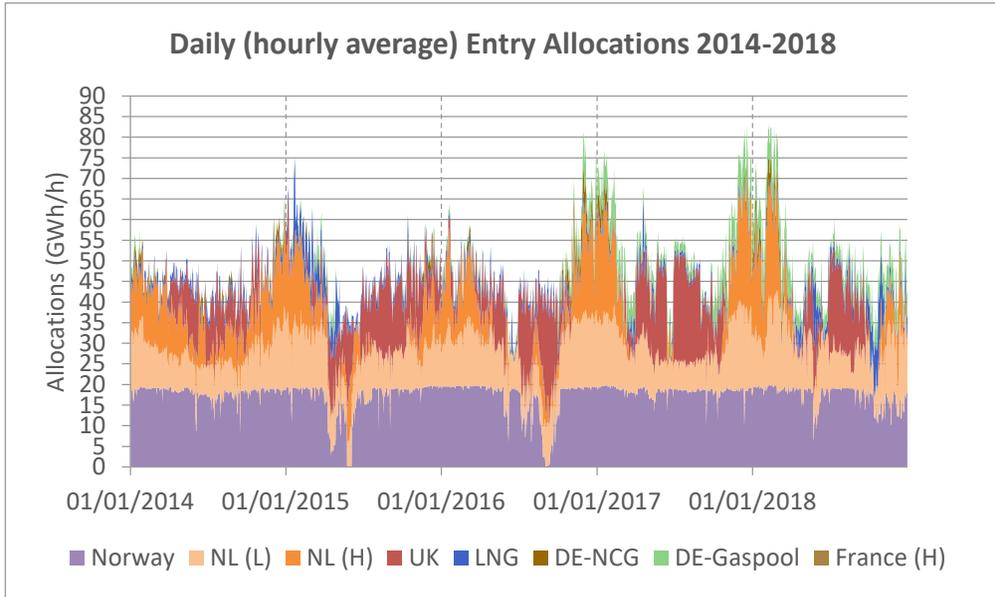
[Source : Fluxys Belgium]

4.3.2. Flux journaliers

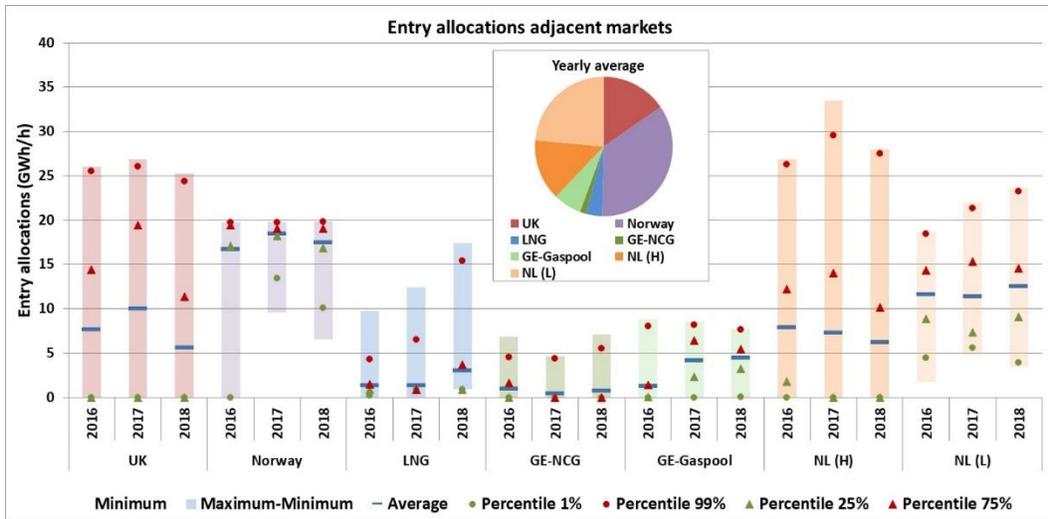
Le graphique ci-dessous montre l'évolution des flux journaliers entrant simultanément aux différents points frontières du réseau de Fluxys Belgium (période 2014-2018).

En moyenne, environ 40 à 50 GW de gaz entrent dans le réseau de Fluxys Belgium, avec des pics oscillant entre 70 et 80 GW.





Le graphique¹³ ci-dessous représente l'utilisation de la capacité injectée (période 2016-2018).



¹³ Pour réaliser ce graphique, la valeur nette des allocations d'entrée a été calculée pour chaque jour et puis sa moyenne annuelle et ses percentiles annuels.



Les flux entrant dans le réseau de Fluxys Belgium depuis les points d'entrée liés à des zones de production présentent les moyennes les plus élevées. Les entrées connectées aux réseaux de transport d'un GRT adjacent (Pays-Bas H, Royaume-Uni, Allemagne) présentent des moyennes plus basses et plus variables, mais les capacités de pointe sont utilisées presque chaque année.

4.3.3. Perspectives

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 de gaz à bas pouvoir calorifique en gaz à haut pouvoir calorifique). Ce gaz H pourrait être importé en Belgique via les zones d'entrée situées à l'ouest (IUK, champs norvégiens, terminaux GNL de Zeebrugge/Dunkerque) et à l'est (gaz russe, norvégien ou d'Europe méridionale), de même que via les Pays-Bas. Les signaux du marché permettront de préciser progressivement les sources qui seront effectivement utilisées pour alimenter le nouveau marché H.

Importations depuis la Norvège

Pour les années à venir, le TYNDP d'ENTSO-G prévoit un approvisionnement assez stable depuis la Norvège vers le marché européen. On s'attend également à peu de changements pour ce qui est des importations vers la Belgique.

Importations de GNL

Il est communément admis que la diminution de la production domestique européenne sera principalement compensée par du GNL et du gaz russe qui sont en compétition. Les quantités de GNL qui prendront la direction de l'Europe dépendront également, entre autres, de la disponibilité de GNL et de sa compétitivité en Europe (en fonction de la demande en Asie, ainsi qu'en Amérique latine et centrale), et de la capacité disponible pour le transport de gaz russe vers l'Europe.

La zone d'entrée de Fluxys Belgium à Zeebrugge permet de relier directement les sources de GNL aux zones de marché adjacentes où les besoins en gaz H vont augmenter pour compenser la diminution de l'approvisionnement en gaz L.

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 français. Ici également, la place du GNL dans l'approvisionnement de l'Europe sera déterminante pour l'utilisation de ce nouveau 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. Le taux d'utilisation futur est difficile à anticiper, étant donné l'arrivée à échéance des contrats à long terme depuis octobre 2018, mais il est attendu que la fonction d'équilibrage entre les marchés reste importante avec un maintien de l'utilisation à la pointe.

Importations depuis l'Allemagne

Compte tenu de la bidirectionnalité du projet d'investissement Zeelink en Allemagne, des importations en hausse depuis l'Allemagne ne sont pas exclues. Les importations depuis l'Allemagne servent principalement de flux de transit vers le Royaume-Uni et sont également fortement sujettes à l'équilibre demande/offre au Royaume-Uni et au fonctionnement du marché.

Importations depuis les Pays-Bas

Dans le cadre de la conversion L-H, les importations de gaz L vont progressivement diminuer. L'évolution des importations de gaz H depuis les Pays-Bas dépendra fortement de la demande en gaz des marchés belge et britannique.

4.4. Besoins en investissements liés aux marchés adjacents

Sur la base des chapitres précédents (4.2 et 4.3), des investissements liés aux marchés adjacents sur le réseau de transport de Fluxys Belgium n'ont jusqu'à présent pas été prévus, à l'exception de la possible adaptation du poste frontière d'Eynatten dans le cadre du projet Zeelink.



5. Focus sur la conversion L vers H

5.1. Introduction

La fin des exportations de gaz L vers la Belgique, la France et l'Allemagne à l'horizon 2030 a été annoncée par les autorités néerlandaises. Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, la Belgique, la France et l'Allemagne ont démarré la conversion du marché du gaz L vers le gaz H ; le gaz H est en effet disponible en abondance et les infrastructures de transport existantes en gaz L peuvent être réutilisées, ce qui constitue un optimum économique pour l'ensemble des utilisateurs.

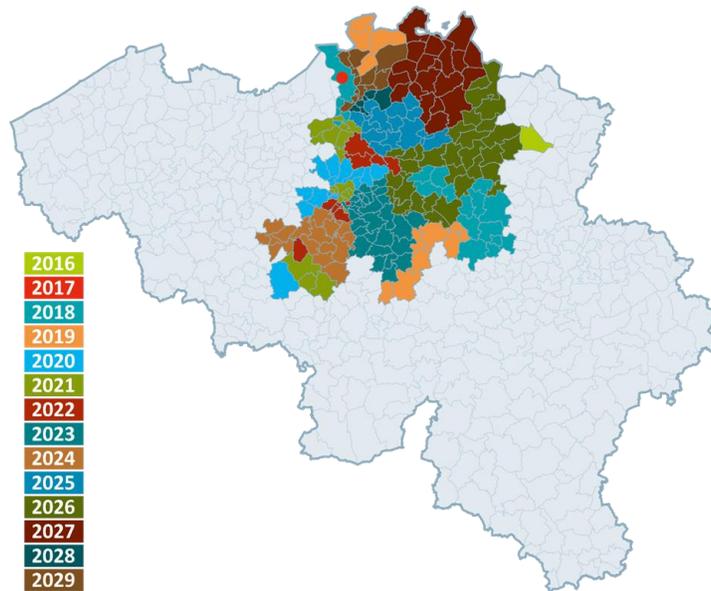
À la demande des autorités belges, un planning indicatif de conversion a été élaboré par Synergrid¹⁴ (voir figure ci-après). Ce planning indicatif est basé sur la réutilisation maximale des infrastructures existantes en Belgique afin d'éviter des investissements uniquement nécessaires pour la période de transition.

Pour réaliser la conversion, Fluxys Belgium doit adapter progressivement son réseau pour assurer la continuité des services de transport vers les marchés convertis et non convertis. Ces adaptations ont été évaluées, chiffrées et intégrées dans ce plan indicatif d'investissements 2020-2029.

¹⁴ <http://www.synergrid.be/> : Fédération des Gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique.



Planning indicatif de conversion du marché de gaz L



Il est à noter que le gouvernement néerlandais a entretemps décidé de fermer la production du site de production de Groningen le plus rapidement possible, afin de parer aux problèmes de tremblements de terre observés dans la région. Ainsi, un plafond de production de 11,8 milliards de mètres cubes a été établi pour l'année gazière 2019-2020¹⁵ (contre 19,4 milliards de mètres cubes pour l'année gazière 2018-2019¹⁶), et les autorités ont communiqué leur intention d'arrêter la production de Groningen mi-2022 (la production pouvant être redémarrée en cas d'hiver « froid »), sur la base d'estimations des besoins domestiques et d'exportations, ainsi que des capacités de production de pseudo-gas L et de stockage établies par Gasunie Transport Services (GTS)¹⁷.

Les chapitres suivants décrivent les grands principes de la conversion en termes d'infrastructure et de capacité de transport, telle qu'elle est prévue aujourd'hui.

¹⁵<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2019/09/10/kamerbrief---gaswinningsniveau-groningen-in-2019-2020>

¹⁶<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/08/24/kamerbrief-over-ontwerp-instemmingsbesluit-gaswinning-groningenveld-2018-2019>

¹⁷<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2019/09/10/kamerbrief---gaswinningsniveau-groningen-in-2019-2020>

5.2. 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.

Cependant, pour certaines parties du réseau, la capacité des connexions existantes ne suffira pas et des renforcements devront être réalisés, en particulier entre les grands réseaux de transport de gaz L et de gaz H (connexion RTR¹⁸-Dorsales¹⁹ en particulier).

Le maintien de la capacité de transport vers le marché de gaz L non converti est 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.

Le processus de conversion du marché belge ne peut dès lors se réaliser que sur la base de l'alimentation progressive en gaz H de la seconde dorsale, et ce, principalement depuis une interconnexion à créer 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 poursuivra dès lors une orientation Sud-Nord, repoussant progressivement le gaz L vers le point d'entrée d'Hilvarenbeek/Poppel.

¹⁸ Grand axe de transport de gaz H entre Zeebrugge et la frontière allemande.

¹⁹ Les conduites transportant le gaz L depuis Hilvarenbeek vers le sud sont appelées "dorsales".

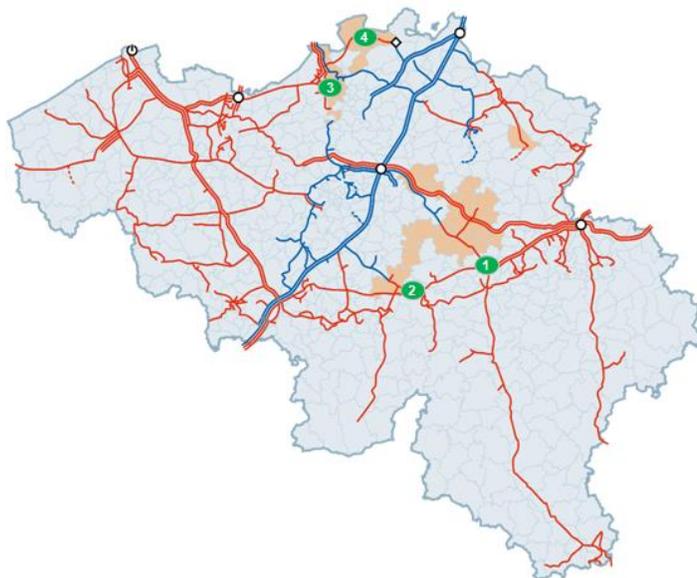


5.3. Adaptations du réseau de Fluxys Belgium

5.3.1. Conversions effectuées en 2017-2019

Jusqu'à présent 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 (1), de Beuzet (2) et d'Antwerpen CGA (3). Seule la conversion de la région de Brasschaat-Wuustwezel a nécessité un nouveau poste de détente à Kalmthout (4).

Adaptation du réseau de Fluxys Belgium effectuées en 2017- 2019

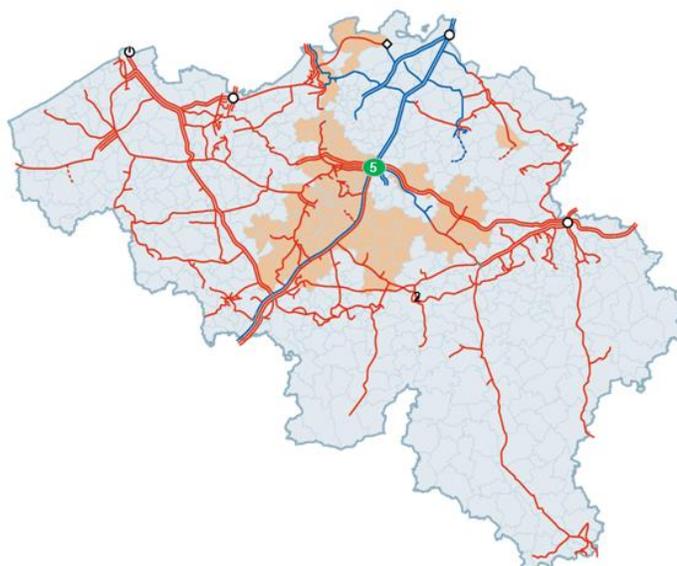


[Source : Synergrid & Fluxys Belgium]

5.3.2. Période 2020-2024 : "Sud de l'axe Zeebrugge-Eynatten"

Entre 2020 et 2024, le besoin en capacité de gaz H pour la zone à convertir devient plus important. Fluxys Belgium doit adapter son réseau et construire de nouvelles infrastructures permettant la connexion entre le RTR, les réseaux de transport alimentant la région bruxelloise et les dorsales. À cet effet, des adaptations sont prévues à la station de compression de Winksele (5).

Adaptation du réseau de Fluxys Belgium et conversion période 2020-2024



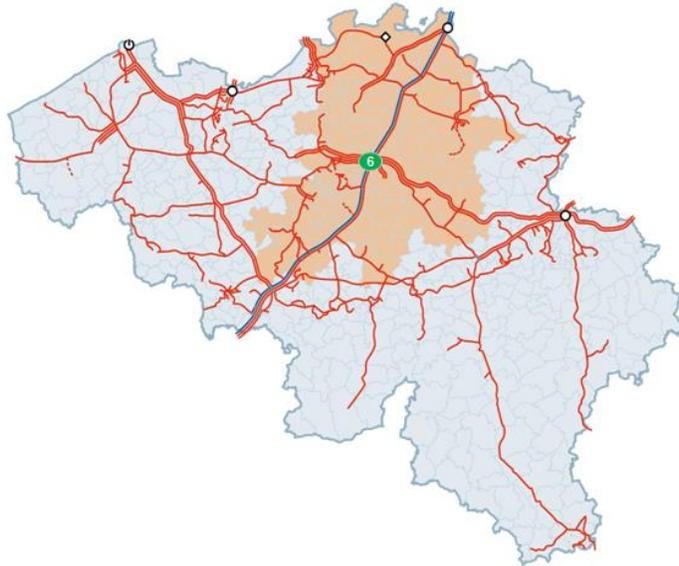
[Source : Synergrid & Fluxys Belgium]



5.3.3. Période 2025-2029 : "Nord de l'axe Zeebrugge-Eynatten"

Dès 2025, la conversion du marché belge se poursuit en remontant progressivement du gaz H en direction du point d'entrée en gaz L de Hilvarenbeek. La Campine et la région d'Anvers sont converties via la mise en gaz H progressive d'une des deux dorsales (partie Nord) à partir de Winksele (6).

Adaptation du réseau de Fluxys Belgium période 2025-2029



[Source : Synergrid & Fluxys Belgium]

5.4. Capacité d'entrée pour le "nouveau marché H"

5.4.1. Période de conversion (2018-2030)

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 disposer de capacité sur un autre point d'entrée (gaz H) du réseau de Fluxys Belgium.

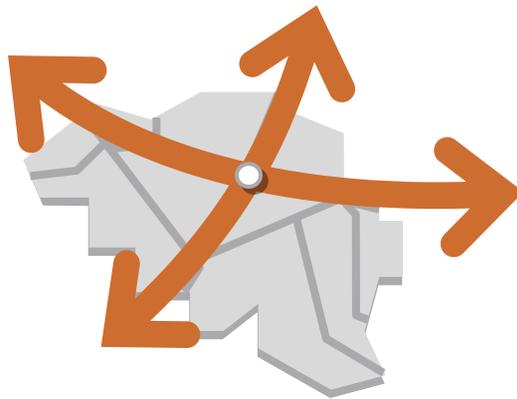
Les évaluations de Fluxys Belgium mènent actuellement à la conclusion que la capacité d'entrée en gaz H est globalement suffisante pour absorber les besoins en capacité pour le "nouveau marché domestique belge" de gaz H. Ce plan indicatif 2020-2029 n'inclut donc pas de nouveaux investissements visant à renforcer la capacité d'entrée en gaz H. Ces

évaluations seront revues en fonction des signaux et indications du marché, en particulier dans le cadre des besoins de remplacement du gaz L dans les pays adjacents.

5.4.2. Période post-conversion (après 2030)

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 dans les pays adjacents, en termes de diversité et de sécurité d'approvisionnement et d'accès aux sources de GNL.

Contribution potentielle du réseau de Fluxys Belgium pour le gaz H en Europe



[Source : Fluxys Belgium]

5.5. Investissements

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

- interconnexions entre les canalisations RTR et les Dorsales (à Winksele) afin de pouvoir démarrer la conversion de la zone au sud de Winksele en 2020 ;
- adaptation de certaines stations de détente pour permettre un fonctionnement optimal du marché de gaz H après conversion ;
- 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.

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.



6. Le gaz pour la transition énergétique

Aujourd'hui déjà, le gaz naturel joue un rôle important dans la transition énergétique, en fournissant une source d'énergie fiable et abordable pour soutenir les sources d'énergie renouvelables intermittentes. À court terme, le gaz naturel peut également remplacer d'autres combustibles fossiles (entre autres dans les secteurs du chauffage et de la mobilité) et contribuer à réduire les émissions de CO₂ et améliorer la qualité de l'air.

Pour l'avenir, Fluxys considère le développement du biogaz/biométhane et de l'hydrogène, ainsi que les technologies de captage du CO₂, comme des éléments importants d'un mix énergétique durable :

- **Le biogaz** peut être produit à partir de matières organiques et est neutre en carbone. La Belgique compte à ce jour env. 200 installations de production de biogaz. Aujourd'hui, la majorité du biogaz en Belgique est valorisé par la production locale de chaleur et d'électricité. Le biogaz peut également être purifié en **biométhane**, afin d'être injecté dans le réseau et utilisé comme le gaz naturel ordinaire. Si l'on considère le développement des usines de production de biométhane dans les pays voisins, on peut s'attendre à un potentiel important d'injection de biométhane dans le réseau gazier belge.
- **L'hydrogène** est considéré comme un vecteur énergétique important pour l'avenir et un élément clé du déploiement des énergies renouvelables. Il est aujourd'hui extrêmement difficile de stocker efficacement de grandes quantités d'électricité inutilisée produite à partir de sources d'énergie renouvelable intermittentes. Les solutions « power-to-gas » permettront de transformer l'électricité excédentaire en hydrogène vert ou en gaz synthétique injectable dans le réseau. Plusieurs pays européens testent activement l'introduction de l'hydrogène dans leur réseau.
- Des solutions de **captage du CO₂** seront nécessaires pour réduire considérablement les émissions de carbone. Une fois capté, le CO₂ pourrait être stocké, notamment dans des gisements de gaz ou de pétrole épuisés réservés pour cela. Le CO₂ pourrait également être utilisé dans des procédés chimiques.

Les développements futurs du réseau de Fluxys Belgium devront permettre de supporter une transition énergétique durable et abordable. Fluxys évalue actuellement la capacité de son réseau actuel à transporter des gaz neutres en carbone, en ce compris l'hydrogène.



Fluxys soutient aussi le développement des technologies vertes. Un exemple spécifique est le Registre du Gaz Vert, développé en collaboration avec Gas.be, permettant de vérifier l'origine du biométhane injecté dans le réseau. Depuis 2018, l'Intercommunale de gestion des déchets IOK (Limbourg) injecte du biométhane dans le réseau de gaz naturel et valorise l'origine renouvelable de son gaz via le Registre du Gaz Vert.

Le plan indicatif d'investissements 2020-2029 montre que les mesures relatives à la transition vers le mix énergétique du futur et le programme de réduction de l'emprunte carbone représentent 30 % des investissements sur cette période (voir Chapitre 7).





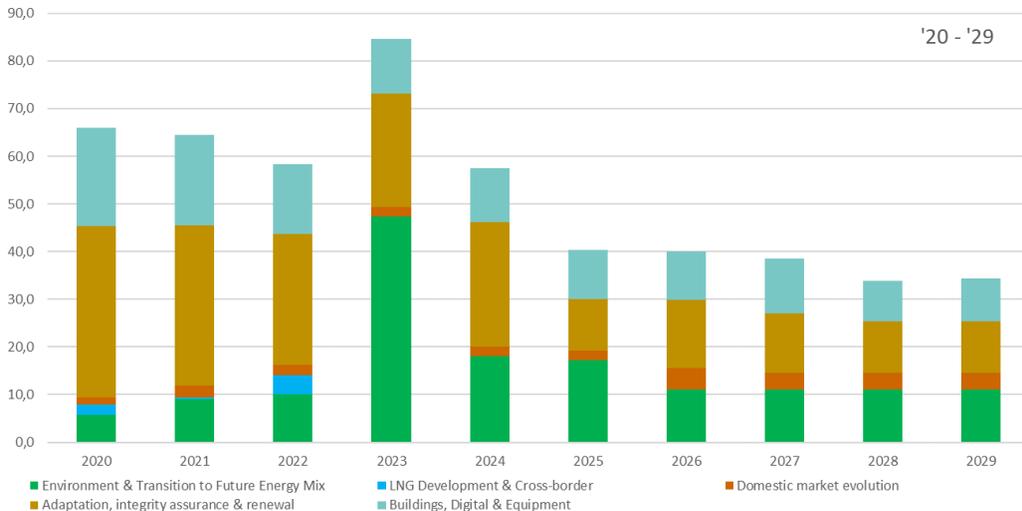
Partie III - Plan indicatif d'investissements



7. Chiffrage du plan indicatif 2020-2029

7.1. Vue d'ensemble

Les investissements prévus par Fluxys Belgium et Fluxys LNG pendant la période 2020-2029 s'élèvent à **518 millions d'euros** (euros constants).



Les cinq domaines d'investissement sont les suivants :

- Environnement & Transition vers le futur mix énergétique : 152 millions d'euros ;
- Adaptation, maintien de l'intégrité, et modernisation des infrastructures : 206 millions d'euros ;
- Adaptations du réseau en fonction de l'évolution des besoins des consommateurs finaux : 27 millions d'euros ;
- Initiatives GNL et projets transfrontaliers : 6 millions d'euros ;
- Autres investissements (bâtiments, ICT, etc.) : 127 millions d'euros.

7.2. Environment & Transition to Future Energy Mix

Montants prévus : 153 millions d'euros.

Ce montant reprend l'ensemble des investissements prévus pour la réduction de l'impact environnemental des opérations de Fluxys Belgium et Fluxys LNG (en particulier l'emprunte carbone), ainsi que l'évolution du réseau vers le transport des énergies futures.



7.3. Adaptation, integrity assurance & renewal

Montants prévus : 206 millions d'euros.

Cette catégorie d'investissements concerne le renouvellement et les adaptations des infrastructures existantes pour assurer leur exploitation dans des conditions de sécurité, ainsi que les adaptations nécessaires notamment dans le cadre du projet de conversion L/H.

7.4. LNG Development & Cross-Border

Montants prévus : 6 millions d'euros.

Avec l'achèvement du projet de construction du cinquième réservoir au terminal GNL de Zeebrugge, les montants alloués à cette catégorie sont fortement réduits par rapport aux années précédentes.

7.5. Buildings, Digital & Equipment

Montants prévus : 127 millions d'euros

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

7.6. Domestic market evolution

Montants prévus : 27 millions d'euros.

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.





Fluxys Belgium SA

Avenue des Arts 31

B-1040 Bruxelles

