



FLUXYS
BELGIUM
&
FLUXYS LNG

Programme indicatif d'investissements à 10 ans
Fluxys Belgium & Fluxys LNG | 2019-2028



Plan indicatif d'investissements à 10 ans Fluxys Belgium & Fluxys LNG | 2019-2028

Février 2019

Table des matières

1	Introduction.....	4
1.1	Fluxys Belgium	4
1.2	Investissements réalisés en 2018.....	5
1.3	Perspectives	6
2	Marché gazier européen	8
2.1	Tendances de consommation en 2017	8
2.2	Perspectives de demande en gaz naturel en Europe.....	10
2.3	Tendances d’approvisionnement en 2017.....	12
2.4	Perspectives de production domestique européenne	17
2.5	Perspectives d’approvisionnement	18
3	Marché du gaz naturel en Belgique	21
3.1	L’infrastructure gazière de Fluxys Belgium et Fluxys LNG.....	21
3.2	Segments de marché	22
3.3	Tendances de consommation en Belgique	23
3.4	Modèle de simulation du réseau	26
3.5	Besoins en investissements pour le marché domestique	29
4	Conversion	33
4.1	Introduction	33
4.2	Principes de conversion des réseaux de transport.....	35
4.3	Principales adaptations du réseau de Fluxys Belgium.....	36
4.4	Capacité d’entrée pour le « nouveau marché H ».....	39
4.5	Besoins en investissements pour la conversion	40
4.6	Projet d’intérêt commun au niveau européen (PIC).....	41
5	Capacité de transport aux frontières belges	42
5.1	Description générale.....	42
5.2	Contribution du réseau de Fluxys Belgium à l’approvisionnement des marchés adjacents (Points d’interconnexion de sortie)	42
5.3	Entrée de gaz dans le réseau de Fluxys Belgium	49

5.4	Besoins en investissements liés aux marchés adjacents.....	54
6	Plans décennaux de développement du réseau (TYNDP) d'ENTSOG	55
6.1	TYNDP 2018 d'ENTSOG	55
6.2	TYNDP 2020 d'ENTSOG	60
6.3	Sélection PIC 2019.....	60
6.4	Plans d'investissement régionaux pour le gaz naturel.....	60
7	Chiffrage du plan indicatif 2019-2028	62
7.1	Initiatives LNG et projets transfrontaliers	63
7.2	Evolution de la capacité mise à disposition des utilisateurs finaux	63
7.3	Maintien de l'intégrité, adaptation et renouvellement des infrastructures	63

1 Introduction

1.1 Fluxys Belgium

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.

En tant que gestionnaire d'infrastructures de gaz naturel, Fluxys est un partenaire clé pour la Belgique en vue de répondre à ce besoin : le cœur de notre métier consiste à garantir au marché des flux d'énergie fiables et abordables et, grâce à notre infrastructure, nous fournissons la capacité permettant au gaz de participer au système énergétique actuel et futur.

A l'heure actuelle, Fluxys contribue à atteindre les objectifs nationaux en matière de climat et de qualité de l'air en facilitant l'usage du gaz naturel comme source d'énergie. 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). L'utilisation du gaz naturel en remplacement de l'essence, du diesel, du fuel (lourd) ou du charbon fournit dès lors des résultats immédiats.

Étant relié à toutes les sources de gaz naturel disponibles pour le marché européen, le réseau belge permet aux clients d'acheminer le gaz naturel importé par canalisations dans toutes les directions : vers la France, le Royaume-Uni, les Pays-Bas et l'Allemagne. Grâce au système entry/exit polyvalent de Fluxys Belgium, intégré avec le Grand-Duché de Luxembourg au sein de la zone Belux, ils peuvent réserver et utiliser des capacités à divers horizons de temps. En outre, le GNL qui arrive à Zeebrugge peut être transporté par navires ou par camions-citernes vers de nouvelles destinations en Belgique et en Europe.

La clef d'une transition énergétique réussie réside dans l'utilisation de la bonne énergie pour la bonne application et dans l'optimisation de la complémentarité entre les systèmes

gazier et électrique. Dans ce cadre, l'infrastructure gazière de Fluxys possède trois atouts essentiels :

1. **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.
2. **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.
3. **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.

De cette manière, l'infrastructure gazière constituera avec les énergies renouvelables et l'infrastructure électrique la pierre angulaire d'un avenir énergétique fiable, durable et concurrentiel.

1.2 Investissements réalisés en 2018

En 2018, environ 60 % des investissements de Fluxys Belgium ont 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 enregistrent 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 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.

1.3 Perspectives

Au-delà de la finalisation des investissements en cours dans l'activité GNL, les principaux enjeux d'infrastructure identifiés à l'horizon 2030 pour Fluxys Belgium sont les suivants :

- 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 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 besoin de remplacement du gaz L par le gaz H en Allemagne - en particulier le projet de nouvelle conduite Zeelink² - 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. Etant donné que les concertations sont en cours et que ces investissements ne sont pas confirmés, ils ne sont pas repris dans ce plan indicatif 2019-2028.

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

² www.zeelink.de

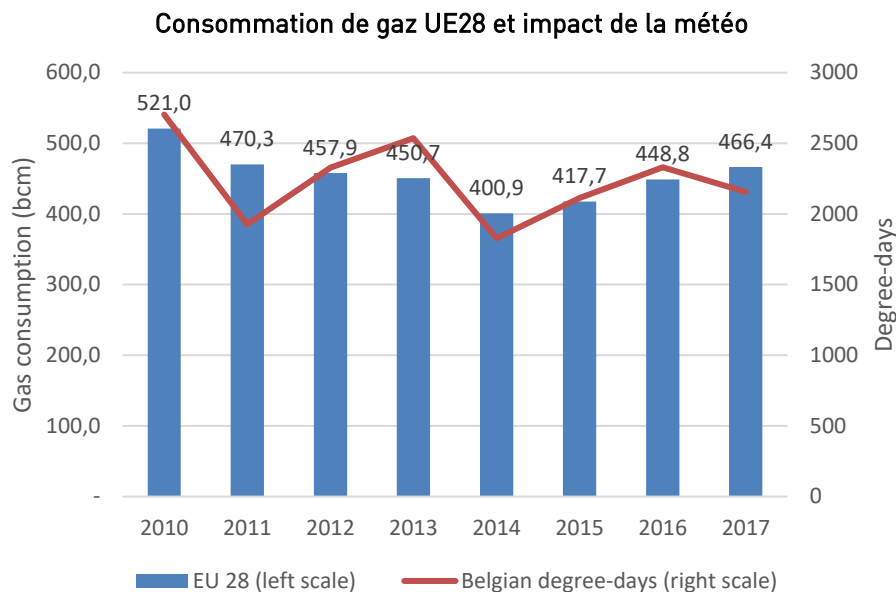
- Concernant la production d'électricité, le réseau actuel de Fluxys Belgium dispose globalement de capacités suffisantes pour accueillir de nouvelles centrales électriques en vue de la sortie du nucléaire en 2025. Cependant, le choix de leur implantation peut générer un besoin de renforcement du réseau régional concerné. Des montants sont prévus à cet effet ainsi que pour les raccordements locaux des nouvelles unités de production.

Le plan indicatif d'investissements 2019-2028 de Fluxys Belgium montre qu'au-delà du développement actuel de l'infrastructure GNL dans la zone de Zeebrugge, les investissements identifiés se focalisent sur les adaptations nécessaires à la conversion des réseaux de gaz L et sur la capacité mise à disposition des nouvelles centrales électriques.

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

2 Marché gazier européen

2.1 Tendances de consommation en 2017

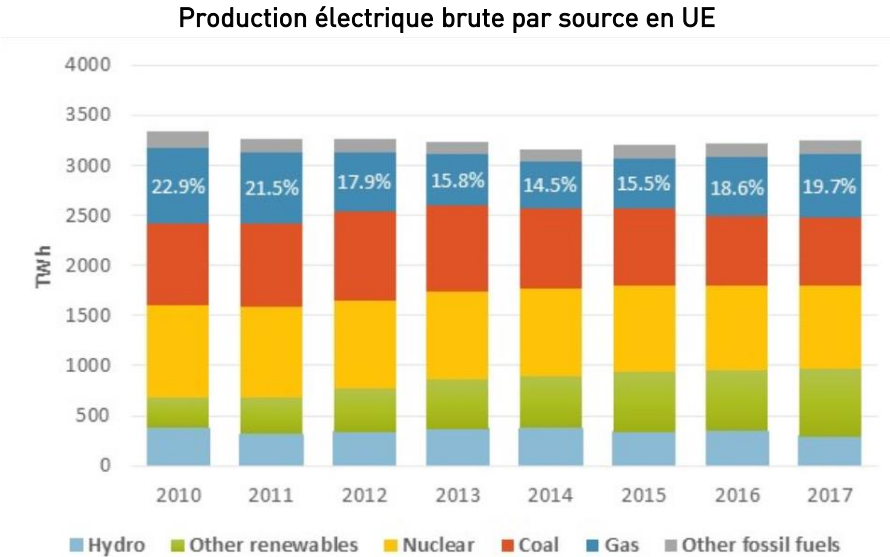


[Source : BP Statistical Review of World Energy 2018 et Synergrid]

En 2017, la consommation de gaz en Europe (UE28 hors Chypre et Malte) a augmenté pour la troisième année consécutive, de 448,8 en 2016 à 466,4 mia m³ [BP Statistical Review of World Energy 2018]. Cette tendance à la hausse, qui a commencé en 2014, était principalement liée au nombre croissant de degrés-jours jusqu'en 2016. Néanmoins, les degrés-jours ont baissé en 2017 en raison des températures plus élevées que la normale en Europe et en Belgique, atténuant la demande en gaz pour le chauffage des bâtiments.

Les principaux moteurs de la croissance de la demande ont été une reprise économique vigoureuse et un remplacement accru du charbon par le gaz pour la production d'électricité. Les prix plus élevés du charbon et la compétitivité croissante du gaz par

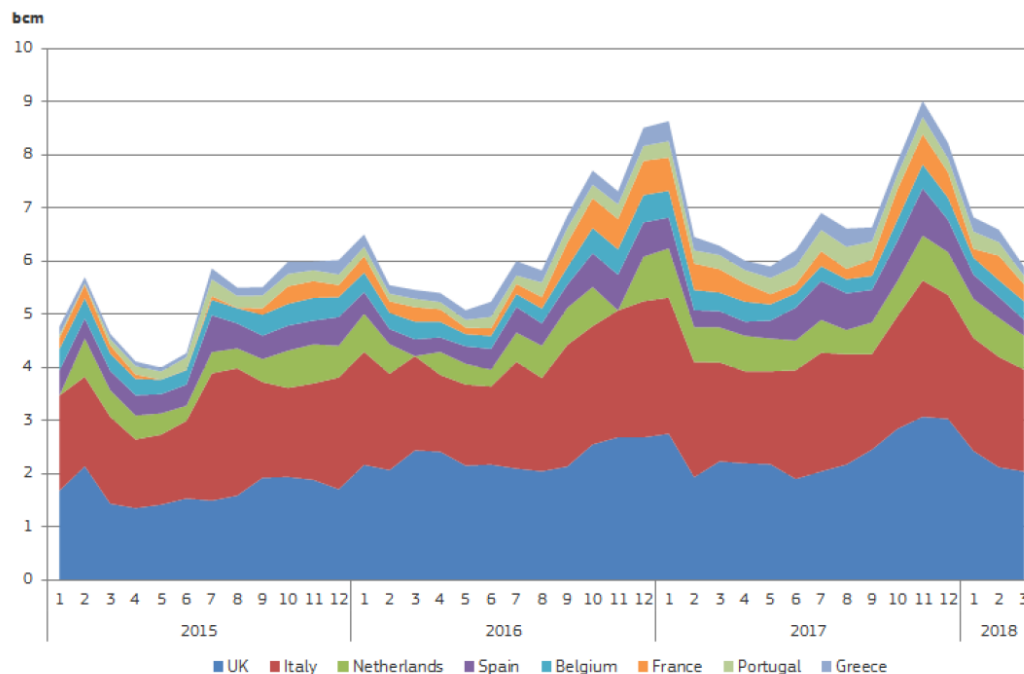
rapport au charbon ont renforcé la production d'électricité au gaz, mais de manière moins significative qu'en 2016. Selon Cedigaz, le taux plus élevé de production d'électricité éolienne en 2017 a mis la production d'électricité thermique sous pression.



[Source : Cedigaz : Ten major trends in the European gas market]

Dans son rapport trimestriel sur les marchés européens du gaz, la Commission européenne a évalué la demande en gaz du secteur de l'électricité en 2017 pour différents pays : le Royaume-Uni, les Pays-Bas, l'Italie, l'Espagne, la Belgique, la France, le Portugal et la Grèce. L'Europe occidentale a augmenté la part de production au gaz de 11 % par rapport à l'année précédente, notamment en raison de la disponibilité réduite de la production nucléaire en France. La croissance a atteint 48 % au Portugal, 27 % en Espagne, 24 % aux Pays-Bas, 19 % en France, 18 % en Grèce, 8 % en Italie et 4 % au Royaume-Uni et en Belgique. Il convient de noter que l'électricité produite à partir du gaz a connu une forte hausse durant les mois d'hiver en 2016 et 2017.

Livraisons de gaz pour la production électrique dans plusieurs États membres



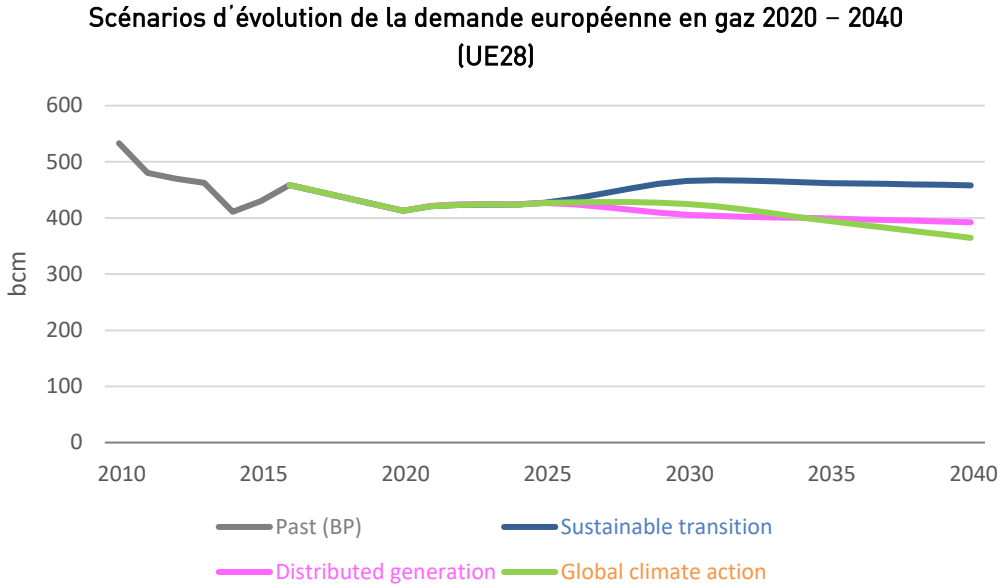
Source: Eurostat, data as of 14 June 2018 from data series nrg_103m; Germany is not included because of gaps in reporting.

[Source : Commission européenne 2017-2018]

2.2 Perspectives de demande en gaz naturel en Europe

L'engagement mondial à limiter le changement climatique (l'Accord de Paris) ainsi que 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 (ENSTOG) – dont Fluxys Belgium est membre – a défini trois scénarios différents dans

son plan décennal de développement du réseau (TYNDP) 2018. Le scénario « Sustainable Transition », qui vise une réduction rapide des émissions de CO₂, 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.

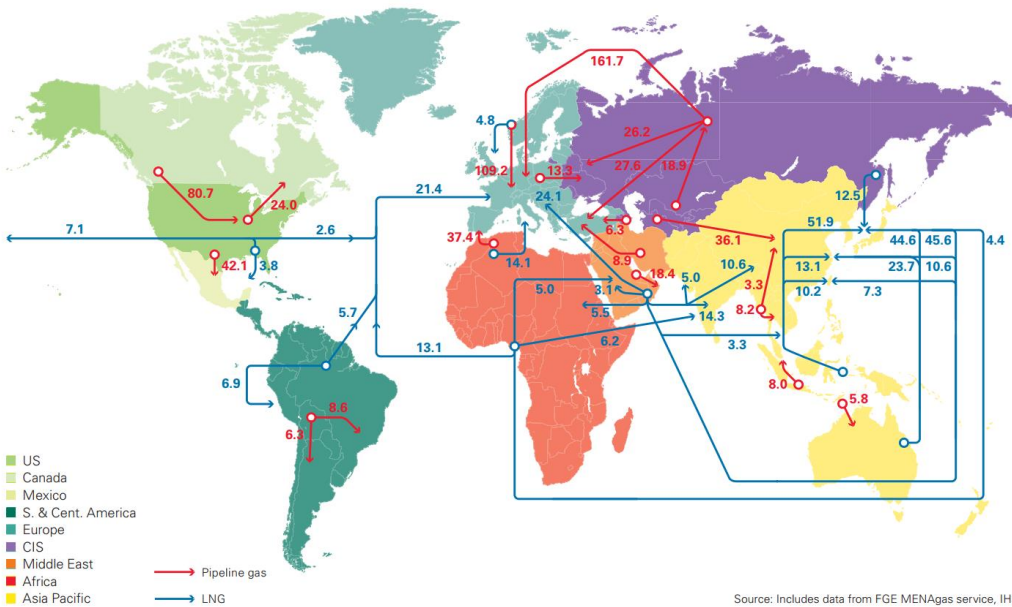


[Sources : BP, TYNDP 2018 d'ENTSOG]

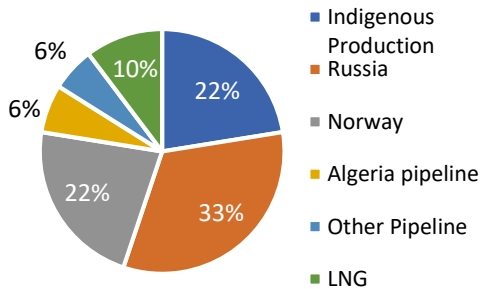
2.3 Tendances d'approvisionnement en 2017

Major trade movements 2017

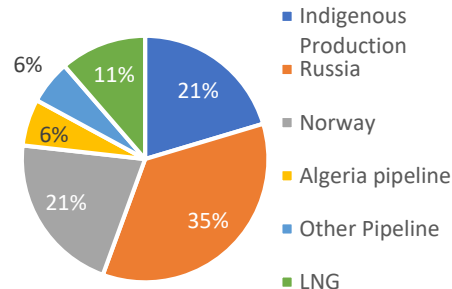
Trade flows worldwide (billion cubic metres)



Gas supply mix Europe 2016



Gas supply mix Europe 2017



[Source : BP Statistical Review of World Energy 2018]

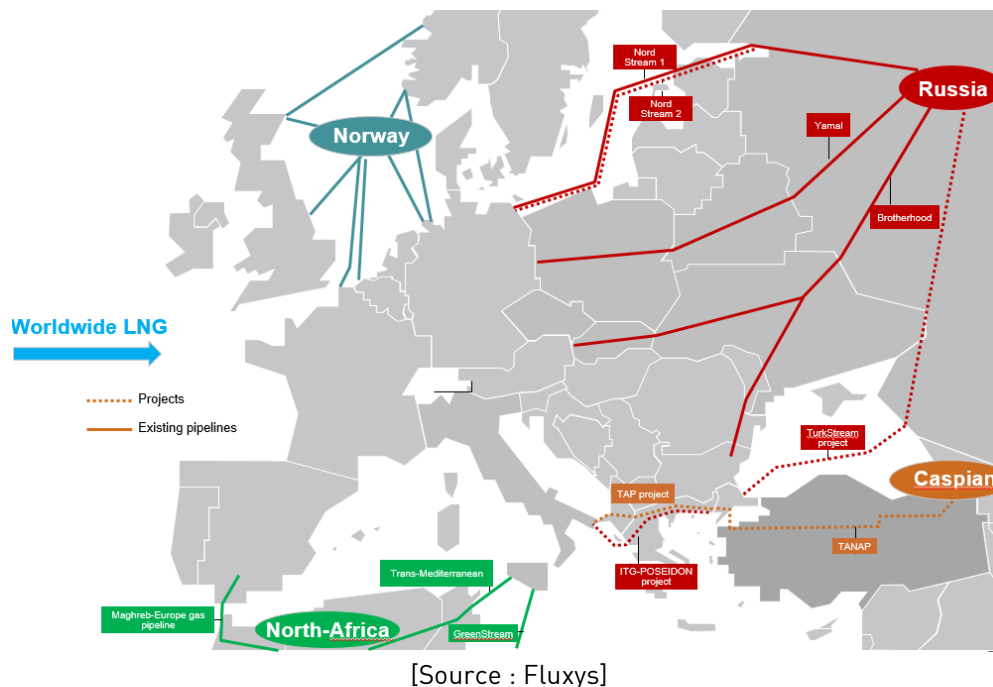
En 2017, la Russie était toujours le principal fournisseur de gaz naturel pour l'Europe avec une part de 35 %, suivie de la production norvégienne et de la production indigène européenne³, représentant toutes deux 21 %. Les importations de GNL⁴ ont compté pour 11 % tandis que les importations par canalisations hors Europe (Algérie et Libye) ont atteint 12 %. Une nouvelle canalisation (TAP – gazoduc transadriatique) est en cours de construction en vue d'un nouvel approvisionnement en provenance de la région caspienne (Azerbaïdjan).

La chute de la production domestique européenne associée à la consommation croissante de gaz naturel a entraîné une hausse des importations de gaz en Europe, principalement assurées par la Russie, le GNL et la Norvège.

³ Pays-Bas, Royaume-Uni, Allemagne, Danemark, Italie, Pologne et Roumanie.

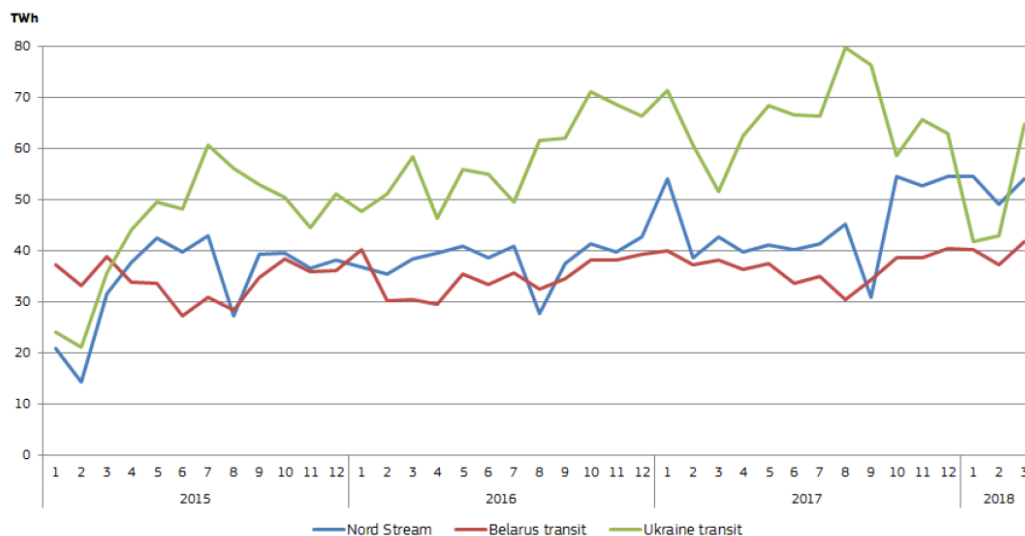
⁴ Qatar, Algérie, Nigeria, Pérou, États-Unis, Tobago, Angola, Égypte, Émirats arabes unis, Guinée, Brésil et Fédération de Russie.

Axes d'approvisionnement actuels et futurs de l'UE



En 2017, l'approvisionnement russe par canalisations vers l'Europe est passé par l'Ukraine (44 % en 2017 contre 43 % en 2016), par le Nord Stream (30 % contre 28 % en 2016) et par la Biélorussie (24 % contre 26 % en 2016). Les importations à travers l'Ukraine ont augmenté de 14 % par rapport à l'année précédente, les volumes via le Nord Stream de 17 % et par la Biélorussie de 6 %. En décembre 2017, le premier train de Yamal LNG de Novatek a été mis en service, ouvrant une nouvelle voie d'approvisionnement en gaz russe vers l'Europe.

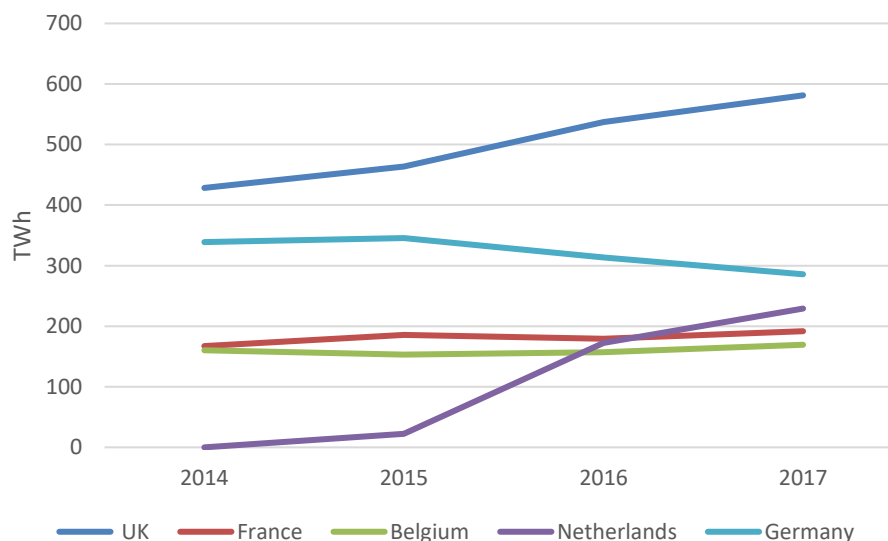
Importation de gaz en UE via les axes d'approvisionnement russes



[Source : Commission européenne 2017-2018]

En 2017, les exportations norvégiennes par canalisations vers l'Europe ont connu une hausse de 9 %. Alors que les importations de gaz norvégien étaient essentiellement stables en France et en Belgique, elles ont fortement augmenté aux Pays-Bas et au Royaume-Uni. Les importations néerlandaises plus élevées depuis la Norvège ont compensé la réduction de la production de gaz du gisement de Groningen. Au Royaume-Uni, la tendance à la hausse des importations depuis la Norvège se maintient depuis 2015, époque à laquelle le site de stockage de Rough a connu des problèmes techniques qui ont entraîné sa fermeture en 2017. À l'inverse, les importations allemandes depuis la Norvège ont considérablement diminué en 2017 en raison notamment d'un prix du gaz plus compétitif en Russie.

Importation de gaz en UE via les axes d'approvisionnement norvégiens (TWh)



[Source : TYNDP 2018 d'ENTSOG]

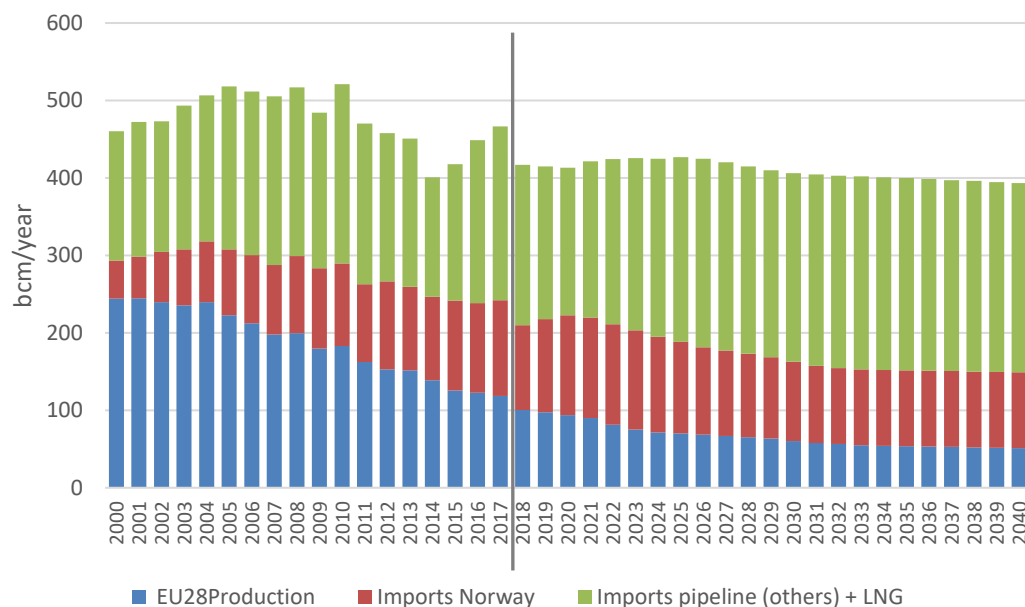
En 2017, les importations de GNL en UE ont augmenté de 12 % par rapport à l'année précédente. Toutefois, les dynamiques des marchés gaziers sont différentes entre le Nord et le Sud. Alors que les importations de GNL ont baissé au Royaume-Uni, en Belgique, aux Pays-Bas et en Lituanie, elles ont sensiblement augmenté en Espagne, en France, en Grèce, au Portugal, en Italie et en Pologne. L'Espagne a conservé sa place de premier pays importateur de GNL (31 % de l'ensemble des importations européennes), suivie par la France (20 %) et l'Italie (15 %) chassant de la troisième place le Royaume-Uni (12 %). En France, le terminal de Dunkerque d'une capacité de 9,5 millions de tonnes par an est entré en exploitation commerciale en 2017.

2.4 Perspectives de production domestique européenne

À l'avenir, la tendance à la baisse de la production en UE devrait se maintenir. Selon le scénario « Nouvelles Politiques » de l'AIE, la production européenne (à l'exception de la Norvège) baissera à 76 mia m³ en 2040, alors qu'elle était à 134 mia m³ en 2016. La production issue des gisements en mer du Nord et de l'immense gisement de Groningen prendra fin dans les décennies à venir.

Le plafond de production de gaz naturel en provenance du gisement de Groningen a été ramené de 42,5 mia m³/an en 2014 à 21,6 mia m³/an en 2017. En janvier 2018, à la suite des tremblements de terre dans la région de Zeerijp, les cinq forages de Loppersum – une région où l'on pense que l'extraction du gaz naturel serait à l'origine de séismes – ont été fermés. Le gouvernement néerlandais a dès lors déposé un projet de loi visant à réduire l'extraction de gaz du gisement de Groningen. Le projet de loi – un amendement de la loi minière et gazière du pays – définit un cadre légal pour la réduction de la production au minimum requis pour la sécurité d'approvisionnement en gaz L du Nord-Ouest de l'Europe. Des mesures seront adoptées pour réduire la production à 12 mia m³/an pour l'année gazière 2022-2023 au plus tard et l'arrêter totalement pour 2030-2031, notamment la construction d'une nouvelle installation de ballastage à l'azote à Zuidbroek en 2022 et la conversion des plus grands consommateurs industriels de gaz à faible pouvoir calorifique vers d'autres sources d'énergie.

Évolution de la production indigène européenne de gaz et des importations



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

2.5 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, l'on s'attend à une augmentation des importations de l'UE dans les prochaines années. De nouveaux axes d'approvisionnement par canalisations seront dès lors mis en service. À partir de 2020, le corridor gazier sud-européen alimentera l'Europe en gaz provenant du gisement Shah Deniz II en Azerbaïdjan via le gazoduc transanatolien et le gazoduc transadriatique (vers l'Italie et la Bulgarie par le biais de l'interconnexion entre la Grèce et la Bulgarie). Le

gazoduc Nord Stream 2 est en cours de construction et doublera la capacité de la Russie vers l'Allemagne à partir de fin 2019. Par ailleurs, l'option de construire le gazoduc East Med afin d'approvisionner l'Europe en gaz issu de la production à l'Est de la Méditerranée (Israël et Chypre) est toujours à l'étude.

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 et le Royaume-Uni travaillent sur des projets de regazéification pour 2020 (Shannon LNG, une FSRU située dans le port de Cork, et la relance du terminal GNL Teesside). En Allemagne, Gasunie, Oiltanking et Vopak étudient un projet de construction du premier terminal GNL du pays à Brunsbüttel, près de Hambourg. En Pologne par ailleurs, le groupe PGNiG a 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 signé en décembre 2017 un accord de financement pour l'unité flottante de stockage et de regazéification (FSRU) prévue à Krk, dont la mise en service est attendue pour janvier 2021. En Grèce, un projet de FSRU à Alexandroupoli est en cours, encouragé par l'avancement au niveau de l'IGB (interconnexion entre Grèce et Bulgarie).

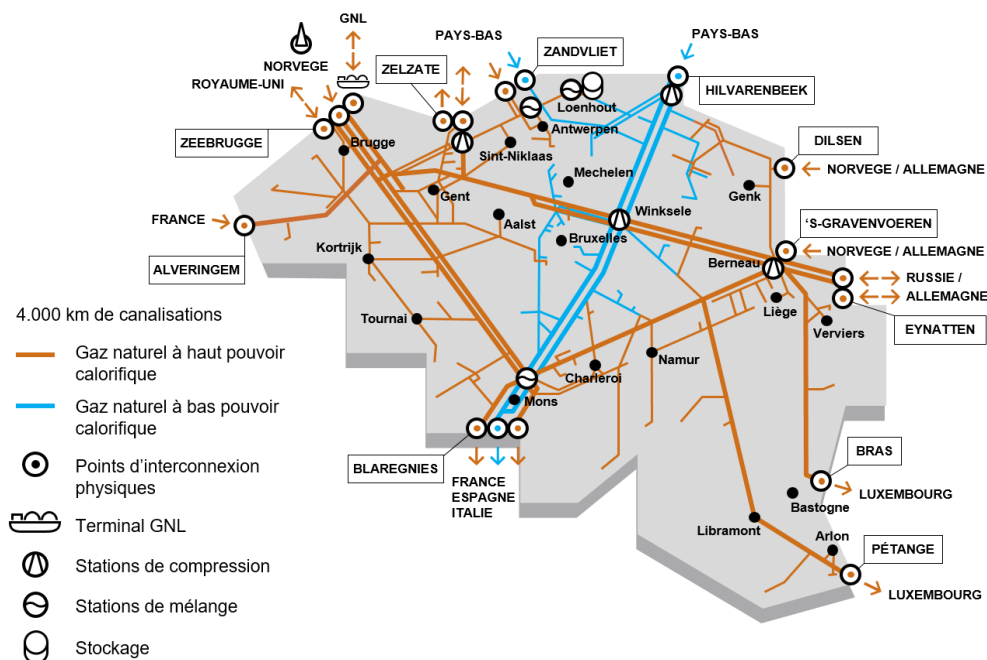
À l'échelle mondiale, les capacités de liquéfaction évoluent, emmenées par les États-Unis (Alaska LNG, Cove Point LNG, Freeport LNG, Cameron LNG, Sabine Pass et Elba Island LNG), le Canada (Woodfibre, LNG Canada, Kitimat LNG, Kwispa LNG et Goldboro LNG) et l'Australie (Wheatstone LNG, Prelude FLNG et Ichthys LNG). De plus, les nouvelles propositions en termes de liquéfaction sont en plein essor, profitant des découvertes actuelles. En avril 2017, le Qatar a levé le moratoire sur la production en gaz naturel de North Field à partir de 77 millions de tonnes/an depuis 2005 pour autoriser jusqu'à 100 millions de tonnes/an, ouvrant ainsi la possibilité d'accroître les exportations de GNL.

avec trois nouveaux trains GNL prévus pour supporter une capacité de 23,4 millions de tonnes.

Les importations de GNL en Europe seront modelées par des dynamiques similaires à celles de 2017, y compris 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 et le GNL en Europe. L'approvisionnement en gaz par canalisation depuis la Russie et la Norvège concurrencera le GNL dans les réseaux de gaz européens.

3 Marché du gaz naturel en Belgique

3.1 L'infrastructure gazière 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 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, 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 belge de Fluxys Belgium est scindé en deux réseaux, qui sont exploités de manière distincte.

3.2 Segments de marché

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

- Les sociétés de distribution : elles alimentent les particuliers, les PME et le secteur tertiaire ;
- Les clients industriels, y compris la cogénération à grande échelle (CHP) ;
- Les centrales électriques.

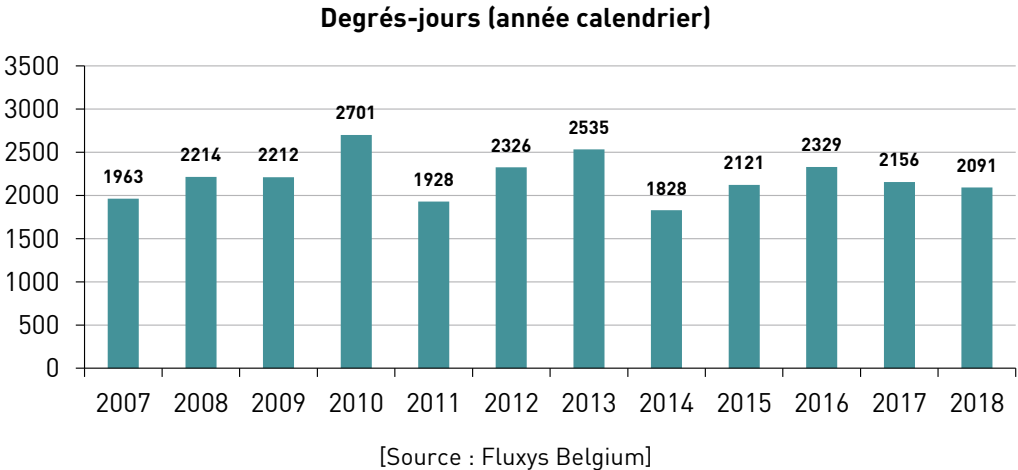
Les prélèvements de gaz naturel des segments de marché varient en permanence et suivent des profils de prélèvement très différents :

- 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 pour la production 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, import/export...) 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

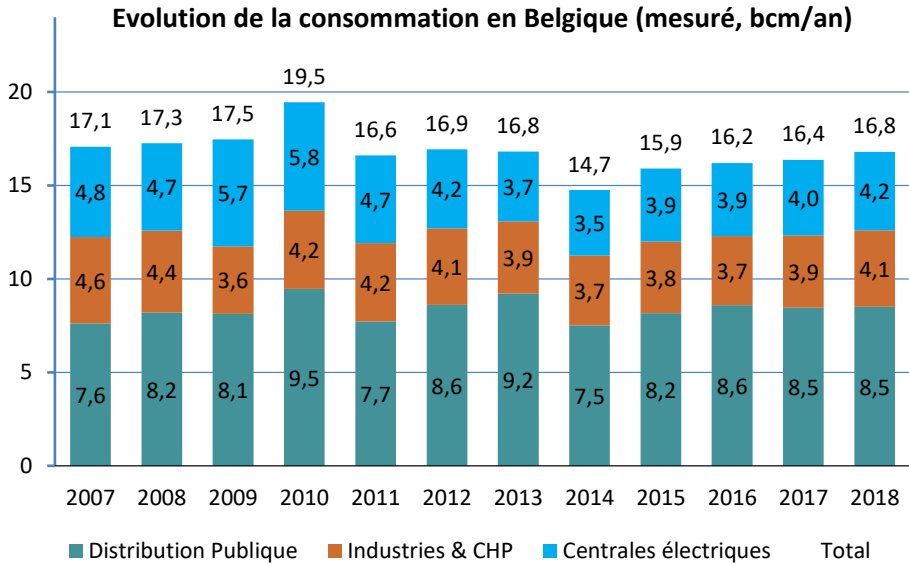
Le nombre de degrés-jours annuels reflète la rigueur des températures de l'année. Une année normale (de référence) compte 2 301 degrés-jours⁵. Selon l'IRM, 2014 fut l'année la plus chaude depuis 1900, avec seulement 1 828 degrés-jours. L'année 2015 a compté 2 121 degrés-jours et fait également partie des années chaudes. Après 2016 qui, avec 2 329 degrés-jours, peut être considérée comme une année normale, 2017 s'avère une nouvelle année plutôt chaude.



⁵ Période 1986 à 2015, référence Synergrid (année calendrier)

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 des centrales électriques et des clients industriels et non pas d'un effet de température.



[Source : Fluxys Belgium]

3.3.2.1 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 2016, la consommation industrielle augmente de plus de 5% par an pour atteindre 4,1 mia m³ en 2018.

3.3.2.2 Les centrales électriques

La consommation des centrales électriques s'est améliorée ces trois dernières années. L'arrêt des anciennes unités thermiques classiques telles que Kallo (2011), Les Awirs (2012), Langerbrugge (2012) et Ruien (2013) avait entraîné une forte baisse des volumes annuels. Depuis environ trois ans, une augmentation du prélèvement de gaz naturel est constatée, allant jusqu'à 4,2 mia m³/an de gaz H⁶. Le modèle de prélèvement des centrales électriques est évidemment 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 comprises dans la réserve stratégique sont à nouveau utilisées depuis novembre 2018, et ce aussi pour compenser la disponibilité réduite de différentes unités nucléaires à Doel et Tihange.

⁶ Les dernières centrales alimentées au gaz L ont été converties en 2008. Toutes les unités aujourd'hui opérationnelles sont alimentées au gaz H.

3.4 Modèle de simulation du réseau

Une analyse des réseaux de transport est systématiquement réalisée chaque année 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

3.4.1.1 Méthodologie

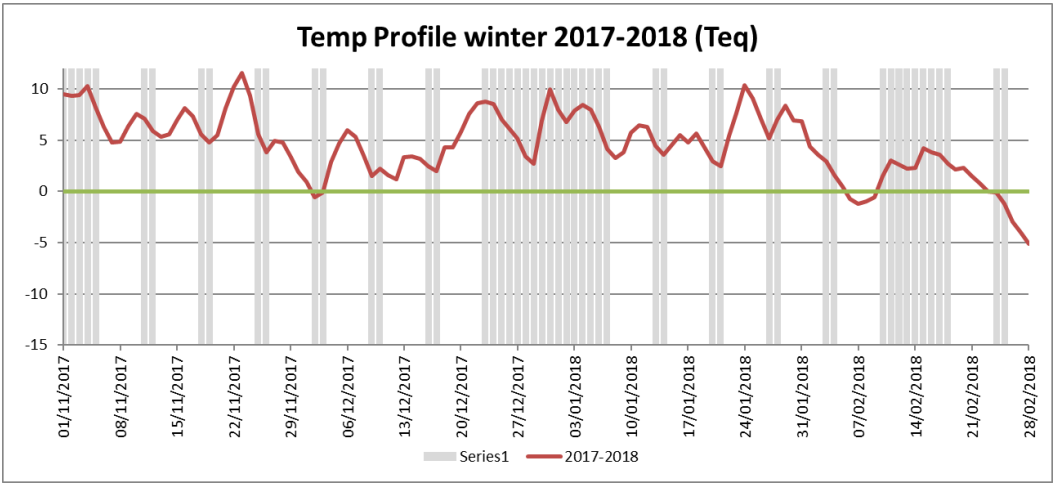
Les pics de consommation sont liés à la rigueur des conditions hivernales et doivent donc être analysés à la lumière des températures mesurées⁷. La période hivernale standard qui est prise en compte s'étend de début novembre à fin février.

L'analyse statistique, basée sur la **régression linéaire**, reflète le lien entre la température ambiante à Uccle et la demande en gaz journalière enregistrée. Afin de neutraliser l'influence de données moins représentatives, seuls les jours suffisamment froids (< +6 °C éq. à Uccle) sont pris en compte. La **demande à la pointe** est la demande en cas de température considérée la plus extrême, à savoir la valeur mesurée une fois tous les 20 ans à Uccle (-11 °C éq.). Elle est calculée par extrapolation de la régression linéaire vers -11 °C éq., compte tenu d'un risque résiduel statistique d'1 %.

⁷ 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 : $T_{eq\ D} = 0,6 \times T_{av} + 0,3 \times T_{av\ D-1} + 0,1 \times T_{av\ D-2}$

3.4.1.2 Profil de température de l'hiver 2017/2018

L'hiver 2017/2018 (période de novembre à février) peut être considéré comme un hiver normal avec 1 429 degrés-jours (l'hiver de référence⁸ compte 1 428 degrés-jours) et s'est caractérisé par 2 périodes de températures journalières équivalentes négatives. La première période a eu lieu début décembre, pendant un week-end, et n'est donc pas considérée comme représentative pour l'analyse de la consommation de pointe étant donné l'activité (économique) réduite. La période plus longue de températures journalières équivalentes négatives s'est déroulée en dehors de la période analysée (Nov-Fév). Le jour le plus froid de l'hiver (mesuré à Uccle) a néanmoins été enregistré en toute fin de période : le mercredi 28/02/2018, avec une température équivalente de -5,1 °C. Sur l'ensemble de la période analysée, seuls 7 jours de températures négatives ont été pris en compte pour le calcul de la régression linéaire.



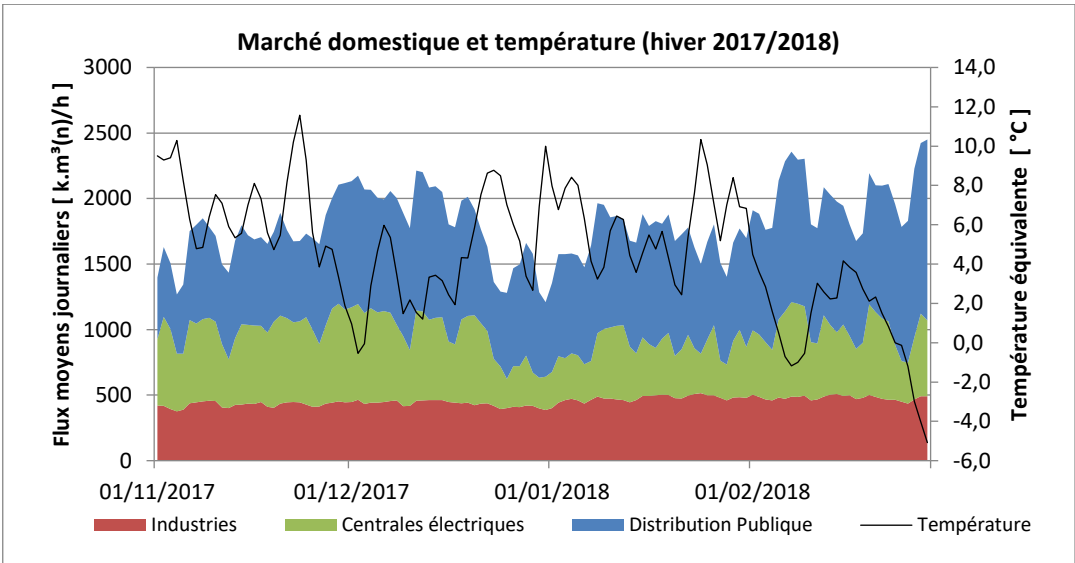
[Source : Fluxys Belgium]

⁸ Période 1986 à 2015, référence Synergrid (mois de Novembre à Février)

3.4.2 Centrales électriques, unités de cogénération et clients industriels

3.4.2.1 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 dépendants 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 au niveau régional. Pour les centrales électriques, l'approche est basée sur la possible utilisation simultanée de l'ensemble du parc de production.

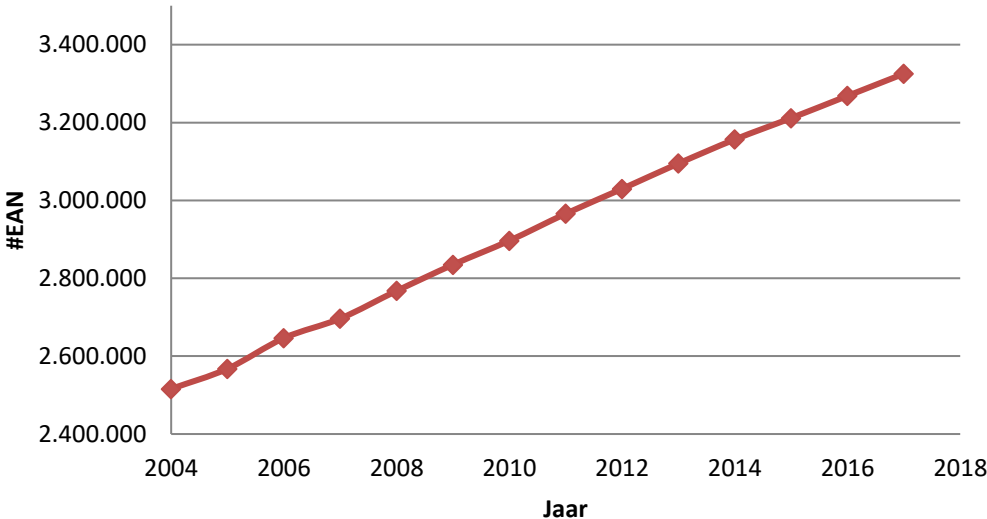


[Source : Fluxys Belgium]

3.5 Besoins en investissements pour le marché domestique

3.5.1 Distribution publique

La hausse continue du nombre de raccordements actifs est quelque peu compensée par plusieurs facteurs d'érosion de la demande. En effet, la mise en place par les pouvoirs publics d'une réglementation stricte pour les rénovations et nouvelles constructions, l'isolation thermique des maisons et bâtiments et l'efficacité des systèmes de chauffage sont en constante amélioration.



Augmentation du nombre d'EAN (source : Synergrid)

⁹ Le code EAN (European Article Numbering) est un code qui identifie chaque compteur à gaz de façon unique

La combinaison de ce facteur d'érosion et du potentiel de nouveaux raccordements au réseau de la distribution publique dans certaines régions fait que la croissance de la demande à la pointe ne se fera pas de manière homogène.

L'utilisation de la capacité disponible dans les réseaux est analysée en permanence avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) concernés¹⁰ sur base d'analyses et de simulations. Les investissements identifiés pour soutenir ces 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 : chaque année, plusieurs industries arrêtent leurs activités de production en Belgique, mais en même temps, de nouveaux projets industriels se développent. Généralement, des investissements limités suffisent à réaliser les raccordements locaux. Globalement, les réseaux existants disposent de la capacité suffisante pour approvisionner les nouveaux clients.

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 ou lorsque les sources renouvelables se révèlent insuffisantes.

¹⁰<http://www.fluxys.com/belgium/fr-BE/Services/ServicesForConnectedCompanies/NewConnectionPublicDistribution/NewConnectionPublicDistribution1>

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 de la production intermittente d'électricité provenant de l'éolien et du solaire.

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 400 à 800 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 (réseau backbone). La construction de nouvelles centrales électriques au gaz naturel performantes n'a cependant pas encore été décidée.

Dans l'ensemble, les capacités de prélèvement requises sont disponibles dans le réseau de transport, mais en fonction des exigences de pression, des renforcements locaux du réseau peuvent s'avérer nécessaires. Afin d'optimiser l'utilisation de l'infrastructure existante et de réduire les coûts de raccordement pour les utilisateurs finaux (compte tenu des exigences de pression plus élevées des centrales au gaz CCGT et OCGT), il est essentiel de tenir compte des capacités disponibles sur le réseau de Fluxys Belgium pour déterminer l'emplacement de futures centrales électriques.

3.5.4 Développement de nouveaux marchés

3.5.4.1 Le secteur du transport

Le GNC et le GNL sont deux produits du gaz 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.

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.

3.5.4.2 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 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 projets.

4 Conversion

4.1 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. En ce qui concerne la Belgique et la France, cette annonce se traduit par une réduction progressive et continue dès 2024 de la capacité d'exportation de gaz L (point frontière Hilvarenbeek) mise à disposition par le GRT néerlandais Gasunie Transport Services (GTS¹¹).

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, la Belgique, la France et l'Allemagne ont décidé de démarrer 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.

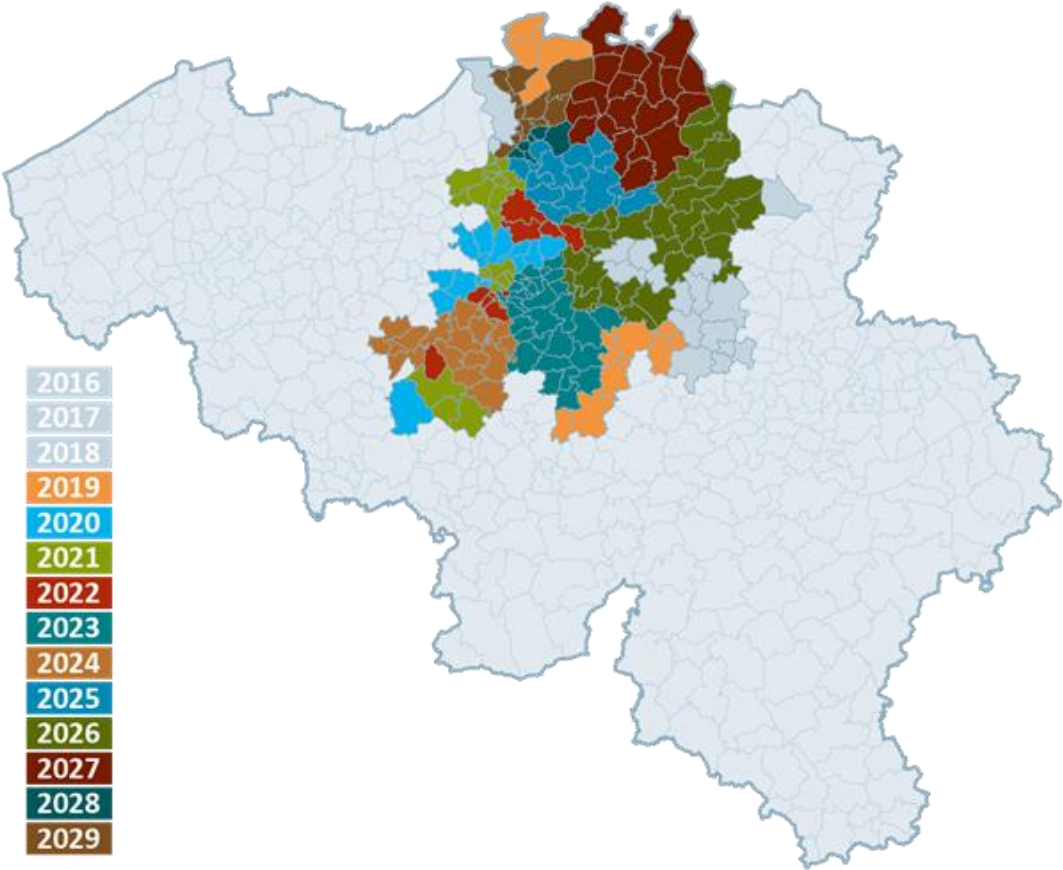
À la demande des autorités belges, un planning indicatif de conversion a été élaboré par Synergrid (voir figure ci-après). Ce planning indicatif est basé sur la réutilisation maximale des infrastructures existantes en Belgique afin d'éviter des investissements uniquement nécessaires pour la période de 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 2019-2028.

Les étapes de conversion planifiées en 2016, 2017 et 2018 ont été réalisées comme prévu avec plus de 50 000 raccordements déjà convertis sur cette période dont quelques utilisateurs industriels directement raccordés sur le réseau de Fluxys Belgium.

¹¹<https://www.gasunietransportservices.nl/>

Planning indicatif de conversion du marché gaz-L



[Source : Synergrid]

4.2 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 RTR¹²-Dorsales¹³ 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. Etant donné le point d'entrée unique du gaz L à Hilvarenbeek, 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. Une coordination étroite entre Fluxys Belgium et les GRT néerlandais (GTS) et français (GRTgaz) est en place à cet égard.

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 une interconnexion à créer avec le grand axe de transport de gaz H Zeebrugge – Eynatten (VTN) interceptant les dorsales à Winksele, au cœur du marché L à convertir.

¹² Grand axe de transport de gaz H entre Zeebrugge et la frontière allemande.

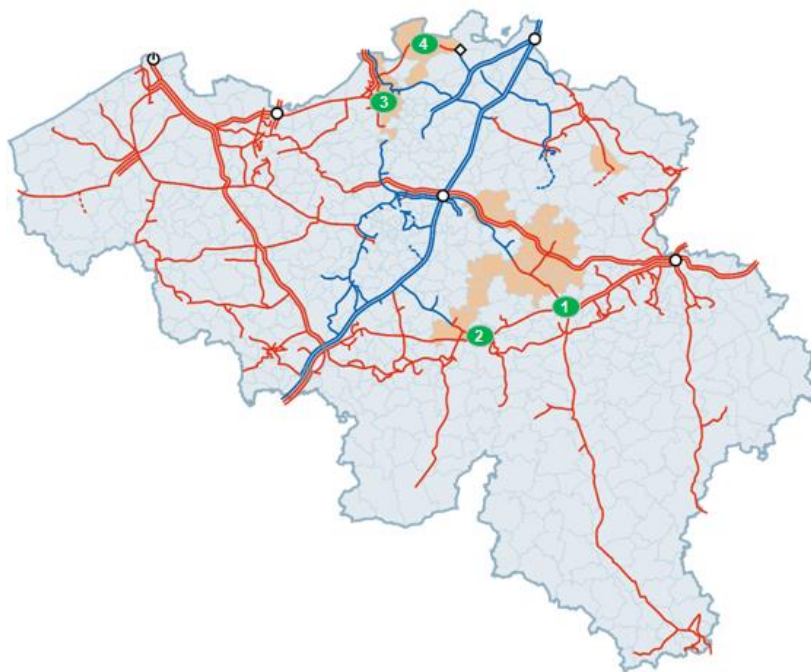
¹³ Les conduites transportant le gaz L depuis Hilvarenbeek vers le sud sont appelées "dorsales".

4.3 Principales adaptations du réseau de Fluxys Belgium

4.3.1 Période 2017-2019 (partiellement réalisée)

Durant cette période, l'injection de gaz H a été réalisée (2017 et 2018) ou est prévue (2019) 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 nécessite un nouveau poste de détente à Kalmthout (4).

Adaptation du réseau de Fluxys Belgium période 2017- 2019

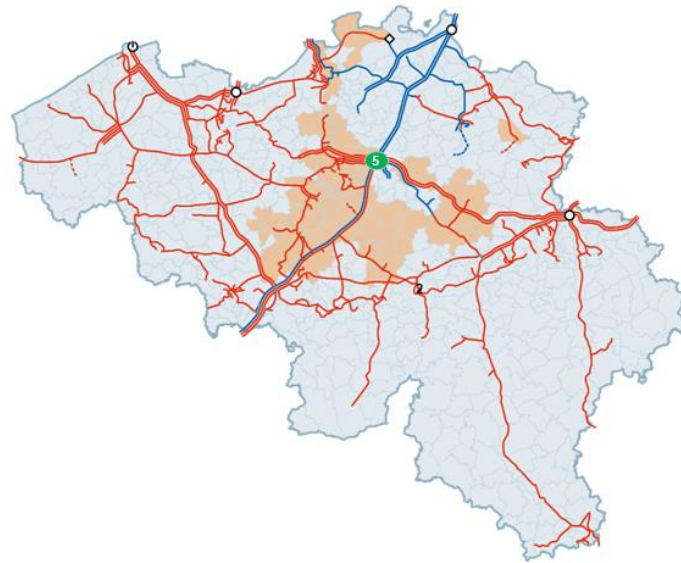


[Source : Synergrid & Fluxys Belgium]

4.3.2 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

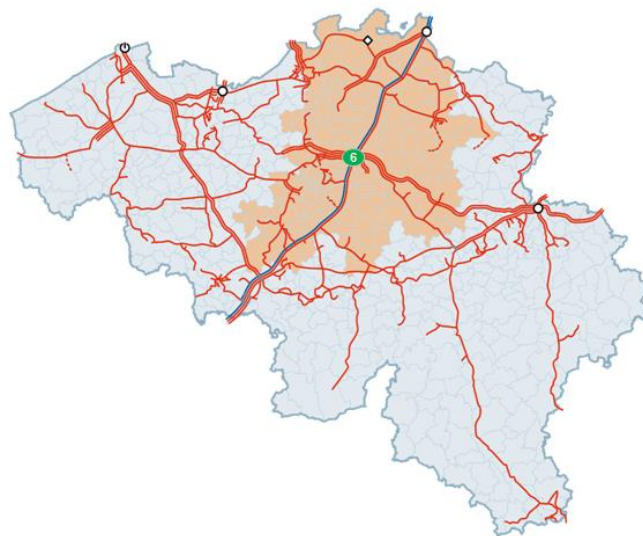


[Source : Synergrid & Fluxys Belgium]

4.3.3 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 seront converties par 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]

4.4 Capacité d'entrée pour le « nouveau marché H »

4.4.1 Période de conversion

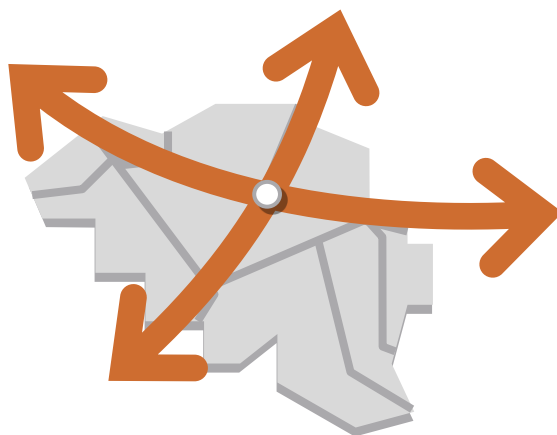
À chaque étape de la conversion, les clients en gaz L concernés doivent être alimentés en gaz H. Étant donné que le point d'entrée Hilvarenbeek est actuellement uniquement approvisionné en gaz L, les affréteurs de gaz de ces nouveaux clients doivent donc disposer de capacité d'entrée sur un autre point 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 globalement suffisante pour absorber les besoins en capacité pour le « nouveau marché domestique belge » de gaz H. Ce plan indicatif 2019-2028 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 en France et en Allemagne.

4.4.2 Période post-conversion (après 2030)

Les grands axes de transport Ouest-Est et Nord-Sud du réseau de Fluxys Belgium désormais intégrés en gaz H pourront dès lors jouer un rôle important dans le cadre du remplacement des marchés L en France et en Allemagne, en termes de diversité, 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]

4.5 Besoins en investissements pour la conversion

Les principaux 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.

4.6 Projet d'intérêt commun au niveau européen (PIC)

La conversion au gaz H des zones alimentées en gaz L a été reconnue comme une priorité pour le Corridor des interconnexions gazières au Nord-Ouest de l'Europe. Les investissements nécessaires à ce projet sur les réseaux de transport ont été inscrits au Plan décennal de développement du réseau à l'échelle européenne (Ten-Year Network Development Plan – TYNDP¹⁴) préparé par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz (ENTSOG) en 2017. Ils font partie du plan d'investissement régional pour le gaz dans la région du Nord-Ouest publié en 2017 (GRIP North-West¹⁵), qui montre notamment que la conversion progressive au gaz H des zones aujourd'hui approvisionnées en gaz L, en Allemagne, en Belgique et en France, est nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs concernés. Le projet de conversion en France et en Belgique s'est donc vu accorder le statut de Projet d'intérêt commun (PIC) en 2017 (sous le numéro 5.21).

¹⁴ <https://www.entsog.eu/publications/tyndp#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2017>

¹⁵ <https://www.entsog.eu/publications/gas-regional-investment-plan-grips/2017#NORTH-WEST>

5 Capacité de transport aux frontières belges

5.1 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 nouveau terminal GNL de Dunkerque.

Le GNL et le gaz naturel acheminés par canalisation en Belgique peuvent être transportés au travers du réseau de Fluxys Belgium pour :

- la commercialisation sur les places de négoce gazières belges : ZTP Physical services (Zeebrugge Beach) et Zeebrugge Trading Point (ZTP) ;
- la consommation sur le marché belge ;
- la relivraison aux frontières et la commercialisation sur d'autres places de négoce gazières, voire une consommation sur les marchés des utilisateurs finaux à travers l'Europe : Royaume-Uni, Pays-Bas, Allemagne et Europe orientale, Luxembourg, France et Europe méridionale.

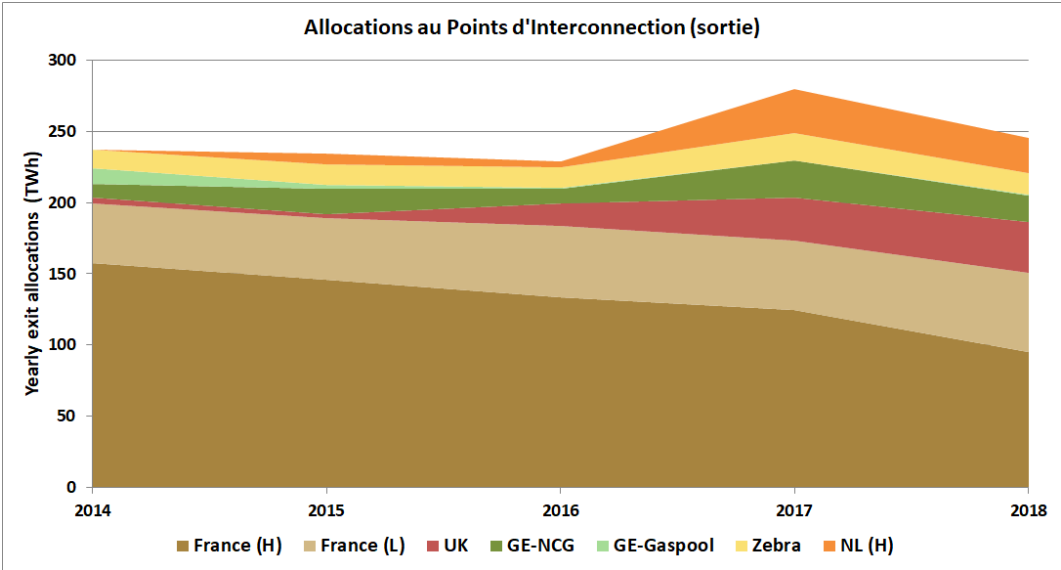
5.2 Contribution du réseau de Fluxys Belgium à l'approvisionnement des marchés adjacents (Points d'interconnexion de sortie)

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

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

5.2.1 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.



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, notamment 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 notamment suite à la fermeture du site de stockage souterrain de Rough et à la plus faible disponibilité de GNL au Royaume-Uni par rapport à 2015.

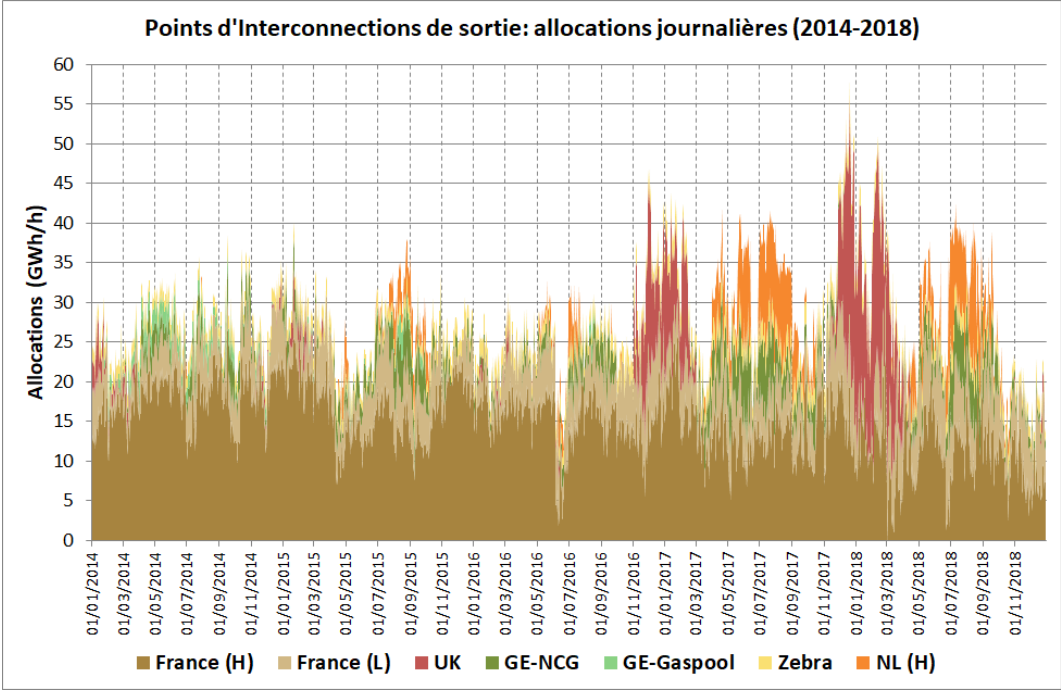
Les volumes transportés vers l'Allemagne (NCG et Gaspool) se situent entre 10 et 30 TWh par an.

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.

5.2.2 Flux journaliers

L'analyse de la charge du réseau et de l'utilisation de la capacité vers les réseaux adjacents se fait 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).

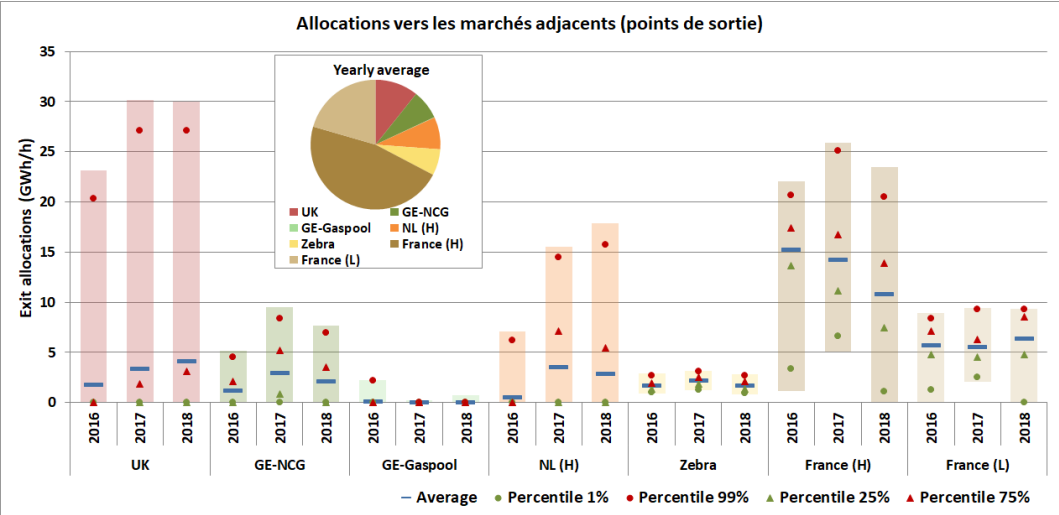


[Source : Fluxys Belgium]

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 graphique¹⁶ ci-dessous représente l’utilisation de la capacité vers chaque zone de marché (période 2016-2018).



[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 capacité maximale (facteur de charge 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.

¹⁶ Pour réaliser ce graphique, la valeur nette des allocations de sortie a été calculée pour chaque jour et moyennée sur l’année

5.2.3 Perspectives

5.2.3.1 Transport vers la France

Dans son plan décennal de développement 2017-2026¹⁷, GRTgaz présente trois scénarios reposant sur une évolution différente de la demande en gaz naturel. Le scénario qualifié de « central » s'étend d'une relative stabilité à une légère baisse de la demande (volume et pointe). Tandis que la distribution publique est identifiée à la baisse, la consommation de gaz naturel pour les clients directement raccordés sur le réseau de transport est attendue à la hausse.

Sur cette base, on ne s'attend pas à une forte évolution du taux d'utilisation de la capacité vers la France dans les années à venir. Il convient toutefois de noter que le point frontière avec la Suisse (Oltingue) sera exploité de manière bidirectionnelle, ce qui peut avoir une influence sur l'importation depuis la Belgique.

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.

5.2.3.2 Transport vers le Royaume-Uni

Le « Gas Ten Year Statement 2017 »¹⁸ de National Grid décrit quatre scénarios possibles allant d'une légère augmentation 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. Parallèlement, la production nationale continue à diminuer. Les éventuelles importations supplémentaires viendraient du GNL, du continent (via l'interconnexion ou BBL), du développement de la production de gaz de schiste (en fonction du scénario) et/ou du biogaz.

¹⁷ http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/2017/Plan_decennal_2017-2026.pdf

¹⁸ https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/GTYS%202017_1.pdf

La capacité de transport actuellement disponible vers le Royaume-Uni (via IUK) 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.

5.2.3.3 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 (NEP¹⁹) 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 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.

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.

5.2.3.4 Transport vers les Pays-Bas

Dans son dernier plan de développement du réseau (NOP 2017²⁰), 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. Dans la plupart des scénarios, la production de gaz naturel reste plus élevée que la consommation nationale – du moins sur

¹⁹ <https://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2018/nep-2018.html>

²⁰ <https://www.gasunietransportservices.nl/en/news/consultation-announcement-network-development-plan-2017-nop2017>

base annuelle – mais cette baisse de production progresse plus rapidement que la réduction de la consommation. Une hausse du transport vers les Pays-Bas n'est donc pas exclue.

5.3 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

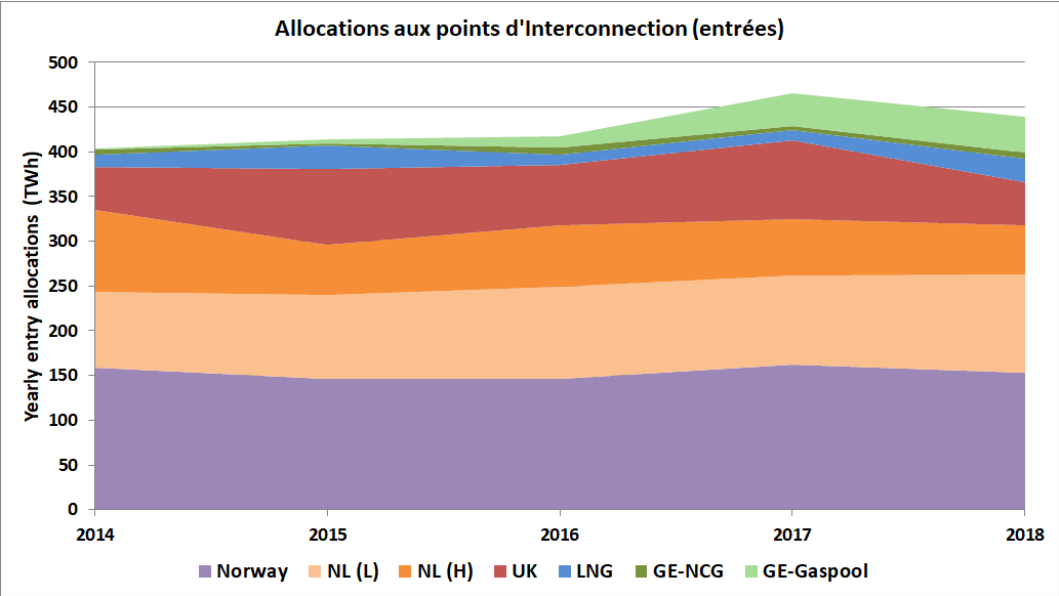
5.3.1 Volumes annuels

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 sous-marine provenant de Norvège (± 150 TWh) et le point d'entrée Hilvarenbeek pour le gaz L depuis les Pays-Bas (± 100 TWh).

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 il y avait de nouveau une augmentation des volumes.

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.

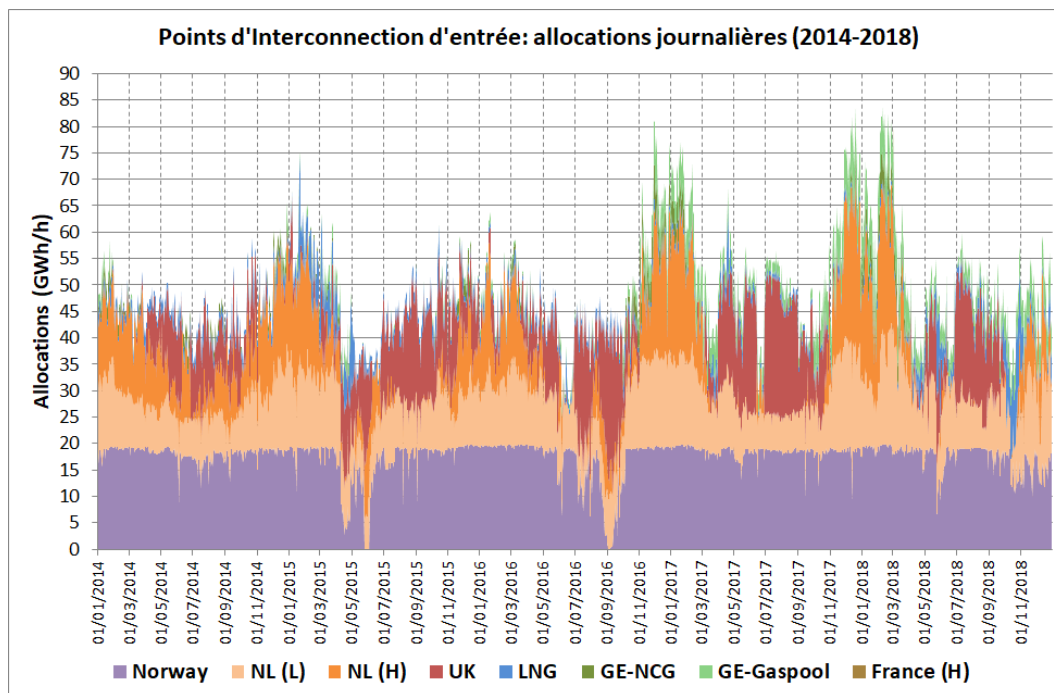


[Source : Fluxys Belgium]

5.3.2 Flux journaliers

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

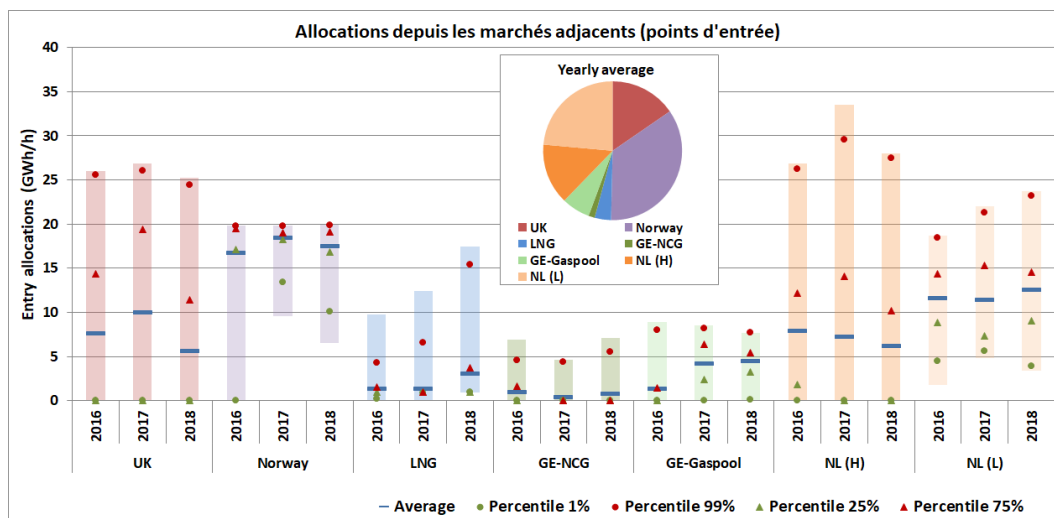
En moyenne, environ 40 à 50 GW de gaz entrent dans le réseau de Fluxys Belgium, avec des pics oscillant entre 70 et 80 GW.



[Source : Fluxys Belgium]

Le graphique²¹ ci-dessous représente l'utilisation de la capacité injectée (période 2016-2018).

²¹ Pour réaliser ce graphique, la valeur nette des allocations d'entrée a été calculée pour chaque jour et moyennée sur l'année.



[Source : Fluxys Belgium]

Les flux entrants 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 la capacité de pointe est utilisée presque chaque année.

5.3.3 Perspectives

S'agissant de la conversion L/H en Belgique, Fluxys Belgium estime aujourd'hui disposer de capacité d'entrée en gaz H globalement suffisante pour approvisionner le nouveau marché domestique converti. Ce gaz H supplémentaire 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.

5.3.3.1 Importations depuis la Norvège

Pour les années à venir, le TYNDP d'ENTSOG 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.

5.3.3.2 Importations de GNL

Il est communément admis que la diminution de la production domestique européenne sera principalement compensée par un mix de GNL et de gaz russe qui sont en compétition. En fonction, entre autres, de la disponibilité de GNL pour l'Europe (face à la demande en hausse en Asie-Pacifique, ainsi qu'en Amérique latine et centrale) et de la capacité disponible pour le transport de gaz russe vers l'Europe, des quantités de GNL prendront la direction de 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.

5.3.3.3 Importations depuis la France

Depuis fin 2015, les importations physiques 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 hub gazier intégré français. Ici également, la place du GNL dans l'approvisionnement de l'Europe sera déterminante pour l'utilisation de ce nouveau point d'entrée.

5.3.3.4 Importations depuis le Royaume-Uni

Les importations depuis le Royaume-Uni (via l'interconnexion) varient fortement en fonction de l'équilibre global offre/demande du pays et sont fortement dépendantes du fonctionnement du marché en Europe. Le degré d'utilisation futur est difficile à anticiper, mais il est attendu que la fonction d'équilibrage entre les marchés reste importante avec

un maintien des utilisations à la pointe, en particulier dans le cadre de la mise hors service du stockage de Rough.

5.3.3.5 Importations depuis l'Allemagne

De par la bidirectionnalité du projet d'investissement Zeelink, 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.

5.3.3.6 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 par contre fortement de la demande en gaz des marchés belge et britannique.

5.4 Besoins en investissements liés aux marchés adjacents

Sur base des chapitres précédents (5.2 & 5.3), des investissements liés aux marchés adjacents sur le réseau de transport de Fluxys Belgium ne sont pas prévus dans ce plan indicatif à l'exception de l'adaptation du poste frontière de Eynatten dans le cadre du projet Zeelink.

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

6.1 TYNDP 2018 d'ENTSOG²²

6.1.1 Storylines de scénarios conjoints

ENTSOG et ENTSOE ont uni leurs forces pour développer un ensemble conjoint de scénarios consolidés dans le document « Consistent and Interlinked Model for Electricity and Gas » publié en 2017. Celui-ci met l'accent sur l'importance croissante de la coordination du secteur du gaz et de l'électricité dans le cadre du futur système énergétique et garantit que l'analyse des besoins en infrastructures soit réalisée de manière cohérente et transparente dans les TYNDP respectifs.

Une interaction approfondie entre les parties prenantes a abouti à la création de 3 scénarios qui représentent différentes trajectoires vers un futur système énergétique pauvre en carbone. Ces scénarios constitueront la base des plans de développement du réseau respectifs d'ENTSOG et d'ENTSOE, et s'accompagneront d'un scénario externe fourni par la Commission européenne (EUC030).

Les 3 scénarios développées par les ENTSO ont été définis de manière à correspondre aux objectifs de décarbonisation fixés par la Commission européenne et ont été quantifiés selon un principe de collecte de données au sein des GRT pour l'électricité et le gaz. Les principaux paramètres déterminant les différentes « storylines » sont repris ci-dessous.

²² <http://www.entsog.eu/index.php/tyndp#>

Sustainable Transition

Targets reached through national regulation, emission trading schemes and subsidies, maximising the use of existing infrastructure.

Distributed Generation

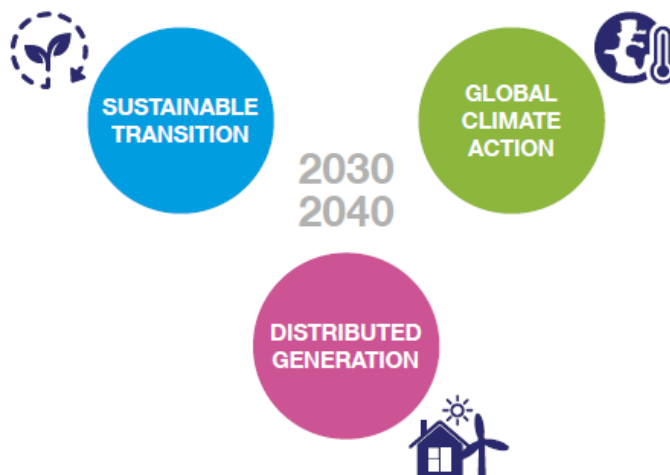
Prosumers at the centre – small-scale generation, batteries and fuel switching society engaged and empowered.

Global Climate Action

Full speed global decarbonisation, large-scale renewables development in both electricity and gas sectors.

External Scenario: Based On EU CO 30 is a core policy scenario produced by the European Commission. The scenario models the achievement of the 2030 climate and energy targets as agreed by the European Council in 2014, but including an energy efficiency target of 30%. The ENTSOs both welcome this new collaboration with the European Commission and welcome further cooperation.

Figure 2: The TYNDP 2018 scenarios for 2030 and 2040 are defined by three storylines



Source : TYNDP 2018 d'Entsog

Les différentes « storylines » ont été évaluées pour 2030 et 2040, étant donné qu'elles représentent de possibles trajectoires à long terme vers un système énergétique sans carbone. Le plus court terme sera évalué par des scénarios estimés pour 2020 et 2025 fournis par les GRT, en tenant compte d'une sensibilité sur le « merit order » du charbon par rapport au gaz.

6.1.2 Adéquation entre l'offre et la demande

La demande annuelle en gaz montre une évolution stable à décroissante à travers les différents scénarios. Du côté de l'offre de gaz, on remarque une diminution de la production domestique européenne conventionnelle, principalement liée à la situation de Groningen, alors que le gaz russe et le GNL affichent un potentiel de croissance qui peut répondre aux besoins croissants d'importation. Les gaz renouvelables peuvent également participer à la substitution de la production conventionnelle en baisse, où les études les plus récentes mettent en évidence un potentiel nettement supérieur à celui estimé par les GRT dans les scénarios du TYNDP 2018.

Figure 6: Total annual gas demand by scenario

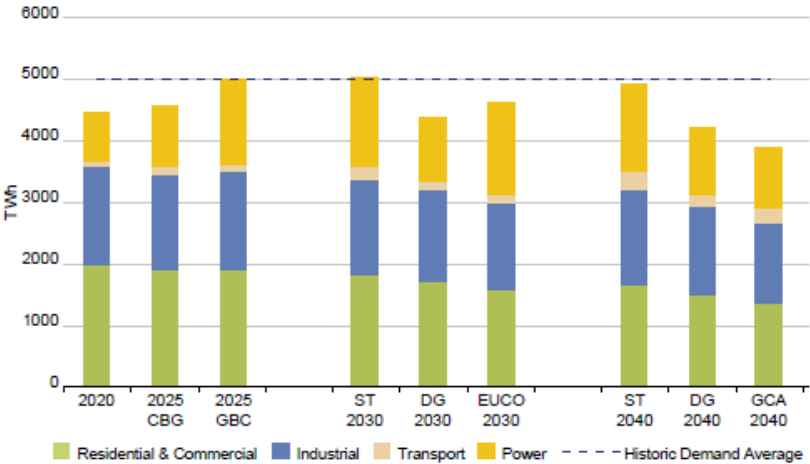
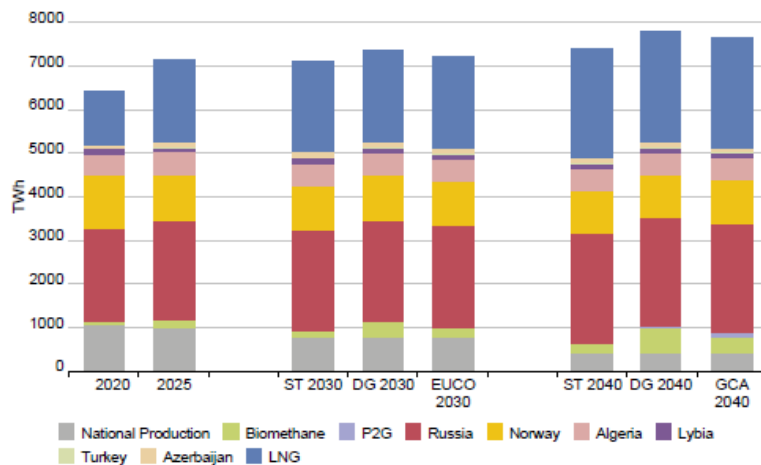


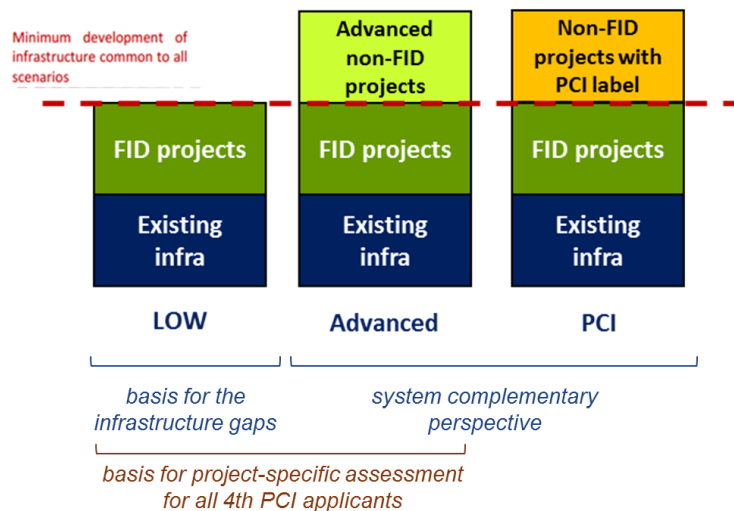
Figure 10: Gas supply – Indigenous production and maximum supply potentials by source



Source : TYNDP 2018 d'Entsog

6.1.3 Développement de projets

Comme dans les précédents TYNDP, les promoteurs de projets ont eu l'opportunité de soumettre leurs projets au TYNDP 2018. En fonction des informations fournies par les promoteurs, leurs projets ont été classés FID, Advanced non-FID ou Less Advanced non-FID. Différents groupes d'infrastructure ont été évalués dans le TYNDP 2018, y compris le niveau d'infrastructure PIC (Projet d'Intérêt Commun) formé par tous les projets non-FID qui font partie de la 3^e liste PIC telle que définie en 2017.



Le tableau suivant reprend les projets de transport que Fluxys Belgium a soumis au TYNDP 2018.

TYNDP code	Project name	Country	Promoter	Commissioning	Status
LNG-F-229	Zeebrugge LNG Terminal - 5th Tank	Belgium	Fluxys LNG	2019	FID
TRA-N-500	L/H Conversion Belgium	Belgium	Fluxys Belgium	2022	Advanced
LNG-N-742	Zeebrugge LNG Terminal - 3rd Jetty	Belgium	Fluxys LNG	2023	Less-Advanced

6.2 TYNDP 2020 d'ENTSOE

En prévision de la publication du TYNDP 2020, ENTSOG et ENTSOE ont commencé leurs travaux liés au développement des scénarios. Une consultation publique a été lancée sur base d'un projet de 5 « storylines », et une première version du rapport de scénario 2020 est attendue mi-2019.

6.3 Sélection PIC 2019

La 3^e liste de projets d'intérêt commun (PIC) a été officiellement approuvée à la fin de l'année 2017 et comprend 2 projets du Groupe Fluxys.

Code PIC	Nom du projet	Pays
5.10	Interconnexion de l'écoulement en amont sur le gazoduc TENP en Allemagne	Allemagne
5.21	Conversion du gaz à faible pouvoir calorifique en gaz à haut pouvoir calorifique en France et en Belgique	Belgique et France

Le mois de novembre 2018 a marqué le début de la 4^e sélection PIC, qui devrait être finalisée pour la fin 2019 selon le calendrier de la Commission. Étant donné que le projet TENP « Reverse Flow » est terminé, la conversion L-H en Belgique reste, à ce stade, le seul candidat de Fluxys pour ce nouveau label PIC.

6.4 Plans d'investissement régionaux pour le gaz naturel

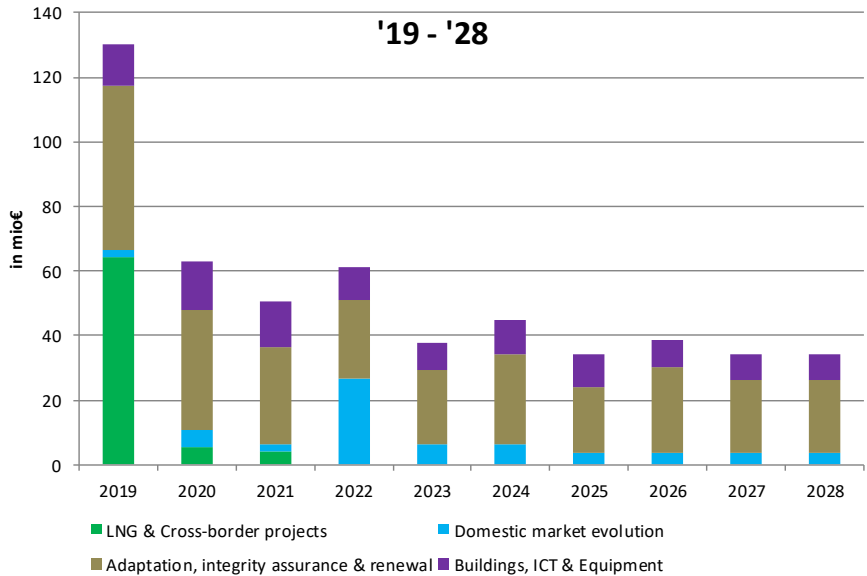
Fluxys est partie prenante dans deux plans d'investissement régionaux pour le gaz naturel (GRIP), le corridor Nord-Ouest et Sud-Nord. Après la publication de la 3^e édition de ces rapports en 2017, Fluxys endossera à nouveau le rôle de co-coordonateur pour la préparation de la 4^e édition, dont la publication est prévue en 2019.

Le GRIP Nord-Ouest se concentrera sur la transition énergétique tout en mettant en avant les initiatives des GRT pour le gaz et les défis qui s'y rapportent. Une mise à jour de l'avancement des plans de conversion L-H constituera le second thème majeur du rapport.

Le GRIP du corridor Sud-Nord mettra l'accent sur les opportunités générées 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.

7 Chiffrage du plan indicatif 2019-2028

Le total des investissements²³ prévus pour Fluxys Belgium SA et Fluxys LNG au cours de la période 2019-2028 s'élève à 529 millions d'euros.



On distingue trois catégories :

- I. Les initiatives LNG et projets transfrontaliers;
- II. L'évolution de la capacité mise à disposition des utilisateurs finaux ;
- III. Maintien de l'intégrité, l'adaptation et le renouvellement des infrastructures.

²³ EUR constants

7.1 Initiatives LNG et projets transfrontaliers

Montants prévus : 74 millions d'euros ;

Deux projets composent l'essentiel de cette catégorie :

- Finalisation de la construction du 5^e réservoir au Terminal GNL de Zeebrugge ;
- L'extension de la capacité du poste frontière d'Eynatten, à la frontière entre la Belgique et l'Allemagne dans le cadre du projet Zeelink.

7.2 Evolution de la capacité mise à disposition des utilisateurs finaux

Montants prévus : 63 millions d'euros ;

Ce montant concerne principalement l'adaptation et l'ajustement des capacités mises à disposition des gestionnaires de réseaux de distribution, le raccordement de nouveaux clients industriels et le renforcement régional du réseau pour l'alimentation des nouvelles centrales électriques.

7.3 Maintien de l'intégrité, adaptation et renouvellement des infrastructures

Montants prévus : 392 millions d'euros ;

Cette catégorie concerne le renouvellement et les adaptations des infrastructures existantes ainsi que les adaptations nécessaires à la conversion L/H. Les investissements dans les infrastructures ICT sont également repris dans cette catégorie.

