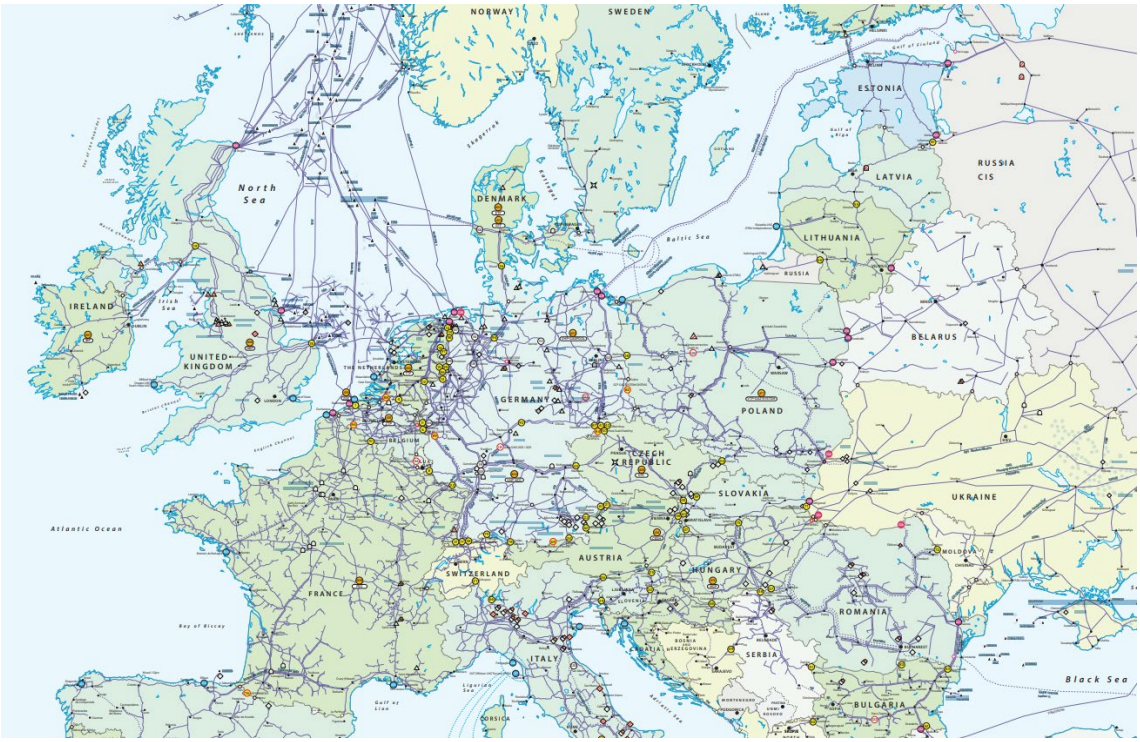
Analyse : Dépendance énergétique de la Belgique

A- Sources et routes du gaz naturel

B- Mix énergétique : dépendance, sécurité d'approvisionnement, prix



Réalisée par la Direction Générale de l'Energie du SPF Economie, le 13 mars 2022

economie

SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie

.be

economie

SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie

Rue du Progrès 50
1210 Bruxelles
N° d'entreprise : 0314.595.348

0800 120 33 (numéro gratuit)

facebook.com/SPFEco

@SPFEconomie

linkedin.com/company/fod-economie (page bilingue)

instagram.com/spfeco

youtube.com/user/SPFEconomie

https://economie.fgov.be

Éditrice responsable :
Séverine Waterbley
Présidente du Comité de direction
Rue du Progrès 50
1210 Bruxelles

Version internet

Table des matières

Executive summary NL/FR 5
Contexte de l'étude 11
PARTIE A - Sources et routes du gaz naturel 12
1 Le gaz naturel en Belgique 13
1.1 La demande en gaz naturel en Belgique 13
1.1.1 Demande en gaz naturel actuelle et future 13
1.1.2 Remplir le besoin en gaz grâce au libre marché 15
1.2 Infrastructure de gaz naturel belge 16
1.2.1 Transport de gaz naturel 16
1.2.2 Distribution de gaz naturel 17
1.2.3 Stockage de gaz naturel 17
1.2.4 Importation de gaz naturel 18
1.3 La Belgique en tant que plateforme de transit 19
2 Diversification des sources et des routes d'approvisionnement du gaz naturel 20
2.1 Introduction 20
2.2 Approvisionnement mondial et européen en molécules de gaz naturel 21
2.2.1 Réserves mondiales 21
2.2.2 Production mondiale et européenne 23
2.2.3 Consommation mondiale de gaz naturel 31
2.2.4 Production nationale des pays producteurs en lien avec leur consommation nationale 34
2.2.5 Consommation européenne de gaz naturel 36
2.3 Infrastructures de gaz 39
2.3.1 Principaux flux d'équilibrage assurés par les infrastructures au niveau mondial 39
2.3.2 Potentiel d'importation de l'infrastructure européenne 39
3 Conclusions (PARTIE A) 52
PARTIE B - Mix énergétique : dépendance, sécurité d'approvisionnement, prix 54
1. Bilan énergétique de la Belgique 55
1.1. Consommation d'énergie primaire 56
1.2. Pétrole et produits pétroliers 57
1.3. Gaz naturel 58
1.4. Combustibles fossiles solides 59
1.5. Combustible nucléaire 60
1.6. Production et consommation d'électricité 61
1.7. Energie renouvelables et déchets 64
2. Impact à court terme de la crise Ukraine-Russie 65
2.1. Alimentation en pétrole 65

2.2. Gaz naturel 68
2.3. Combustibles fossiles solides 71
2.4. Combustible nucléaire 72
2.5. Production et consommation d'électricité 72
3. Recommandations 75
3.1. Mesures proposées par l'Agence Internationale de l'Energie 75
3.2. Mesures européennes 76
3.3. Recommandations adaptées au contexte belge 77
3.3.1. Mesures à considérer à l'échelle européenne 77
3.3.2. Mesures à considérer au niveau national 77
4. Conclusions (PARTIE B) : Evolution du mix énergétique, perspectives à considérer 80

Executive summary NL/FR

Résumé

La présente étude répond à une des demandes du Conseil des ministres du 23 décembre 2021, à propos des sources de gaz naturel accessibles et routes d'approvisionnement à court, moyen et long terme et leur potentielle influence sur le prix. Suite à la crise Russie-Ukraine déclenchée fin février 2022, il a été demandé de compléter cette 'étude par des considérations sur le mix énergétique belge dans son ensemble.

Cette étude a bénéficié des appuis techniques du gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel Fluxys Belgium, et réfère à une note de la CREG publiée également en réponse à la demande de la Ministre de l'Energie.

Dans une première partie (partie A), l'étude développe le potentiel des réserves de gaz naturel dans le monde et leur accessibilité pour l'Europe et la Belgique au cours des prochaines années (les sources). Les capacités offertes par les infrastructures disponibles sont présentées en détail (les routes d'approvisionnement), et les mécanismes du marché du gaz naturel sont rappelés. Cette mise en perspective des sources, des routes, et du fonctionnement du marché permet de cadrer les limites de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique et des moyens de la monitorer.

La Belgique possède des atouts indéniables, qui favorisent une grande diversification de son approvisionnement en gaz naturel: un réseau gazier capable de faire transiter vers les pays voisins deux fois plus de gaz que le volume consommé en interne; des sources d'approvisionnement variées issues de partenaires fiables; un accès aux livraisons gaz naturel liquéfié (GNL) provenant du monde entier ; la présence active de nombreux fournisseurs sur son marché; un site de stockage certes petit mais en phase avec le marché.

Cependant, la stratégie de sourcing du gaz est la responsabilité des opérateurs du marché. L'Etat n'a pas de contrôle direct sur les sources de l'approvisionnement. En effet, dans le marché libéralisé, les portefeuilles d'achats de gaz sont gérés, souvent au niveau européen, par les acteurs de marché qui décident librement où et comment ils choisissent de s'approvisionner. De même, les investissements nécessaires à réaliser au niveau mondial, à long terme, restent la prérogative des opérateurs de marché.

Il est donc essentiel, d'une part, d'assurer une surveillance étroite de l'approvisionnement en gaz naturel et, d'autre part, de disposer d'un politique de gestion de crise et de procédures adéquates au cas où une situation critique devait surgir.

La seconde partie de l'étude (Partie B) élargit le scope au mix énergétique de la Belgique, d'une part, en mettant en évidence la diversification des produits/vecteurs et de leurs sources, et d'autre part, en pointant notre taux élevé de dépendance envers l'étranger. Une photo de l'impact de la guerre en Ukraine sur le secteur de l'énergie en Belgique est présentée, mais il est clair que cette image est en perpétuelle évolution.

La dépendance de la Belgique vis-à-vis des importations de combustibles fossiles pour faire face aux besoins énergétiques domestiques est très forte. En 2020, la dépendance énergétique s'élevait à 78,1 % de la consommation intérieure brute. La Belgique est le 5ème pays de UE le plus dépendant pour ses besoins énergétiques (après Malte, Chypre, Luxembourg et Grèce) et est classée à la 11ème position des pays de UE dépendants de la Russie pour ses besoins énergétiques. La diversification des pays d'importation et les stocks stratégiques sont les principaux moyens de garantir la sécurité d'approvisionnement. La Belgique possède par ailleurs des réseaux de transport de gaz et d'électricité les plus interconnectés d'Europe.

Finalement, des recommandations concrètes sont proposées, en vue d'améliorer en Belgique la sécurité d'approvisionnement dans les différents vecteurs, de réduire la dépendance et de limiter les effets sur le prix des énergies. Certaines mesures ne peuvent s'envisager qu'à l'échelle européenne, dans la veine de la récente Communication « REPowerEU ». Par exemple : une révision des règles de marché pour encourager les fournisseurs à passer des contrats fermes, ou pour conclure des contrats à long terme à des prix plus réguliers en faisant intervenir ou non un acteur

unique (« single buyer »). L'introduction de mesures d'obligations de stockage de gaz au niveau national (Loenhout) et/ou international (stockage des autres Etats membres) avant les prochains hivers, parait raisonnable. Une action à l'échelle européenne fait également sens pour ce qui concerne les prix, comme l'instauration temporaire d'un gel des prix des produits énergétiques.

Au niveau national, la sécurité d'approvisionnement énergétique est pour le moment assurée en Belgique. En vue de se préparer à une possible tension tant dans les flux physiques que sur les marchés des vecteurs énergétiques, les recommandations suivantes peuvent être prises en considération :

Au niveau du gaz naturel :

- Utiliser au maximum les terminaux méthaniers de Zeebrugge et de Dunkerque, notamment pour contribuer au remplissage des stockages en Europe de l'est.
- Etudier la pertinence et les modalités d'amélioration du réseau de transport de gaz naturel, d'augmenter sa capacité (notamment en LNG) et/ou d'en convertir une partie pour d'autres vecteurs.
- Envisager l'option la plus adéquate pour assurer un remplissage maximum de l'installation de stockage de Loenhout avant l'hiver prochain.

Au niveau des produits pétroliers :

- Atténuer les prix à court terme en agissant sur le contrat programme et le système de cliquet.
- Faire évoluer la mission d'APETRA sur la gestion des stocks stratégiques pour permettre la diversification énergétique et une meilleure gestion d'une crise d'approvisionnement.
- Assurer un rapportage fréquent des flux commerciaux au niveau des dépôts pétroliers.
- Finaliser la transposition de la Directive RED II concernant le registre d'unités d'énergies renouvelables dans le secteur du transport.

Au niveau de l'électricité :

- Accélérer la mise en œuvre de l'accroissement de capacité éolienne offshore avec le tout premier îlot énergétique et l'extension de la zone Princess Elisabeth à 3,5 GW.
- Achever au plus vite les projets Ventilus et Boucle du Hainaut pour pouvoir utiliser au mieux l'extension prévue de la capacité éolienne offshore.
- Réaliser les projets Nautilus et Triton le plus rapidement possible en mettant en œuvre les protocoles d'accord avec le Royaume-Uni et le Danemark.
- Soutenir la mise en œuvre du CRM, qui favorise le déploiement de solutions de stockage et le développement des renouvelables ; adapter les seuils de préqualification pour permettre à de plus petites capacités de participer.

En matière d'efficacité énergétique

- Intensifier les travaux de rénovation initiés par la Régie des Bâtiments.
- Prévoir un budget effectif pour attribuer la déduction fiscale aux développeurs d'investissements en efficacité énergétique dans les parcs éoliens offshore.
- Accentuer les forces fédérales autour de la communication et la sensibilisation aux économies d'énergie.

En matière de projets innovants

- Favoriser la participation des entreprises et opérateurs belges dans des projets innovants européens (par ex. IPCEI) et fédéraux (FTE) en matière d'infrastructure énergétique, de marché de l'énergie, offshore, et de production d'énergie durable et zéro carbone comme : hydrogène vert, CO_2, SMR, power-to-x, flexibilité du système électrique.
- Soutenir la transition énergétique, notamment via les surprofits sur les bénéfices exceptionnels des producteurs d'électricité d'origine nucléaire.
- Complémenter les efforts des Régions notamment dans le cadre des « Filières stratégiques » fédérales.

La réflexion sur l'évolution du mix énergétique tient compte de la situation à court terme mais se place dans un cadre plus large et à long terme, dont la réduction de 55% des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 et un système énergétique durable et zéro carbone d'ici 2050.

Aujourd'hui, les vecteurs énergétiques sont interdépendants, que ce soit du point de vue de leurs prix, que des substitutions possibles. En fin de compte, le mix énergétique d'un pays reflète à la fois les évolutions du marché et les choix politiques qui sont pris à divers niveaux. Il résulte dès lors de forces diverses, pas complètement contrôlables. Le modèle de marché est aussi à questionner, lorsqu'il présente des dysfonctionnements tels qu'on en observe depuis quelques mois.

La crise actuelle démontre l'urgence d'accélérer la transition énergétique, et de progresser vers la sortie des énergies fossiles, non seulement pour réduire les prix de l'énergie, mais aussi pour diminuer notre grande dépendance énergétique.

Liste des figures

Figure 1 : Répartition de la consommation de gaz naturel par secteur en 2019 (CREG) 13

Figure 2 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2019 (CREG)..15

Figure 3 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2019 (CREG)....16

Figure 4 : Réseau belge de transport de gaz naturel (Plan indicatif d'investissements à 10 ans, Fluxys Belgium & Fluxys GNL – février 2020)....16

Figure 5 : Illustration des trading places de gaz naturel concernant la Belgique (source : Fluxys)....18

Figure 6 : Le réseau de gaz européen en 2021 (extrait, ENTSOG, https://entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG_CAP_2021_A0_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf)....19

Figure 7 : Marketed gas production by region (bcm) (Cedigas)....23

Figure 8 : Production primaire de gaz naturel, par pays producteur, 2019-2020 (1 000 TJ [GCV]) (Eurostat) 25

Figure 9 : Evolution attendue de la production de gaz naturel de Groningen (Oxford Institute for Energy)....26

Figure 10 : Production annuelle de gaz aux Pays-Bas et projections, en bcm (TNO, GTS et OIES) 27

Figure 11 : Production de gaz par la Norvège, données annuelles historiques et attendues 1970-2026, en bcm (https://www.norskpetroleum.no) 28

Figure 12 : Perspectives de production de gaz par la Norvège 2020-203, en bcm (https://www.norskpetroleum.no)....28

Figure 13 : Prévisions de ventes de gaz de Norvège sur la période 1995-2035 (https://www.norskpetroleum.no, update 13.01.2022)....29

Figure 14 : Exports de gaz naturel norvégien en 2013-2019 par point de livraison (https://www.norskpetroleum.no, update 24.03.2021)....30

Figure 15 : Evolution de la consommation mondiale de gaz naturel, de 1990 à 2020 (en bcm) et part dans la consommation totale d'énergie en 2020 (en Mtoe) (Agence Internationale de l'Energie)....31

Figure 16 : Consommation mondiale de gaz naturel par zone géographique (en bcm) (Cedigaz) 32

Figure 17 : Répartition de la consommation mondiale par pays et per capita (bcm) (Yearbook.enerdata.net/natural-gas/gas-consumption-data.html)....32

Figure 18 : Consommation mondiale de gaz naturel par pays (en GJ par capita) (BP.com – Statistical review of world – natural gas)....33

Figure 19 : Demande globale en gaz naturel et révision des prévisions 2018-2025 (AIE) 34

Figure 20 : Consommation brute de gaz naturel par pays de UE27 (1000TJ) (Eurostat)....36

Figure 21 : Origine du gaz consommé au niveau européen (EU28) (bcm par an) (données ENTSO-G) 36

Figure 22 : Origine du gaz consommé au niveau européen (EU28) (en % du total) (données ENTSO-G) 37

Figure 23 : Prévisions de l'origine du gaz consommé en Europe (EU28, Norway, Switzerland, Serbia, Bosnia-Herzegovina, North Macedonia, Albania and Turkey) de 2019 à 2025 (IEA, Nexant World Gas Model et OIES Analysis). 38

Figure 24 : Principaux mouvements commerciaux en gaz naturel dans le monde en 2020 (bcm) (données de CISStat, IHS Markit, PIRA Energy Group, Waterborne, Wood Mackenzie)....39

Figure 25 : Les grandes infrastructures de transport de gaz vers l'EU28 (Bruegel)....40

Figure 26 : Carte des pipelines reliant la Norvège aux réseaux européens (Norwegian Petroleum Directorate)....42

Figure 27 : Principales routes d'exportation de Gasprom vers l'Union européenne (The Oxford Institute for energy studies - Quarterly gas Review – October 2019)....44

Figure 28 : Pipelines principaux à l'est de l'Europe (Wikipedia, 2009) 45

Figure 29 : Prévision d'équilibrage entre l'offre et la demande mondiale de GNL jusqu'en 2025 (IEA, Nexant World Gas Model, OIES Analysis - Quaterly gas review 10 -The Oxfort Institute for energy studies, 2019)....48

Figure 30 : Top 10 des producteurs GNL horizon 2035 (Cedigaz - https://www.cedigaz.org/cedigaz-2035-GNL-outlook-new-projects-needed-2023/)....49

Figure 31 : Estimation de l'évolution trimestrielle de la capacité d'exportations de GNL (OIES) (https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/01/Quarterly-Gas-Review-Issue-8.pdf p. 8) 49

Figure 32: Bilan énergétique de la Belgique. A gauche, les importations et productions ; à droite les secteurs de consommation. La production d'électricité figure comme étape intermédiaire (AIE)....55

Figure 33 : Evolution de la fourniture d'énergie totale à la Belgique, par source, entre 1990 et 2020 (TJ) (AIE) 56

Figure 34 : Evolution de l'intensité énergétique du secteur manufacturier en Belgique 2000-2019 (MJ/USD) (AIE)....57

Figure 35: Origines des importations de pétrole brut en Belgique (SPF Economie)....57

Figure 36 : Origine des importations de gaz naturel consommé en Belgique (%) (SPF Economie) 58

Figure 37: Etat des stocks de combustibles solides en Belgique fin décembre 2021 (données provisoires de l'enquête AQ coal 2021) (en kt) (SPF Economie) 59

Figure 38 : Imports de combustibles fossiles solides en Belgique par source et par pays d'origine, en 2020 (kt) (SPF Economie) 60

Figure 39: Origine de l'uranium livré aux opérateurs européens, et comparaison avec la moyenne des 5 dernières années (EURATOM) 61

Figure 40 : Flux physiques d'électricité (en MW) du 3 mars 2022, par heure, sur chacune des interconnexions entre la Belgique et les pays voisins. Une valeur positive signifie une exportation depuis la Belgique, tandis qu'une valeur négative signifie une importation en Belgique. 62

Figure 41 : Aperçu de l'approvisionnement belge en électricité vers 18h (pointe) pour chaque jour du mois de février 2022 (en MW) (SPF Economie) 63

Figure 42: Evolution de la production d'électricité renouvelable et produite à partie de déchets en Belgique 1990-2020 (en GWh) (AIE) 64

Figure 43 : Part russe dans les importations de pétrole brut (%) (SPF Economie) 65

Figure 44 : Réserves stratégiques belges en tonnes et tonnes d'équivalent pétrole brut (SPF Economie) 66

Figure 45 : Prix du baril de pétrole sur le marché mondial (US$) 67

Figure 46 : Evolution du prix des produits pétroliers entre le 16 février et le 6 mars 2022 (€/t) (Argus Media) 67

Figure 47: Evolution du niveau de remplissage du stockage de Loenhout (Fluxys) 69

Figure 48 : Spread en 2021-2022 (Fluxys) 70

Figure 49 : Puissance installée agrégée par type de combustible, le 9 mars 2022 (Elia - https://www.elia.be/fr/donnees-de-reseau/production/parc-de-production) 73

Figure 50 : Corrélation entre les prix M-1 du gaz TTF et des prix de l'électricité en Allemagne depuis début 2021. (IEA) 73

Figure 51 : Prix de l'électricité day-ahead (vers 18h) en Belgique et dans les pays voisins, en février 2022 (en euro/MWh) (SPF Economie) 74

Figure 52: Recommandations pour réduire les importations de gaz russe en Europe (AIE) 75

Liste des tableaux

Tableau 1 : Evolutie van het gasverbruik in de verschillende sectoren in 2030 en 2040 (op jaarbasis) – referentiescenario (Bron: Prospectieve studie aardgas 2030-2035 FOD Economie AD Energie (2019)) 14

Tableau 2 : Evolutie van het gasverbruik in de verschillende sectoren in 2030 en 2040 (op jaarbasis) – alternatieve scenario's (gemiddeld) (Bron: Prospectieve studie aardgas 2030-2035 FOD Economie AD Energie (2019)) 14

Tableau 3 : Capacités journalières d'import et export de gaz naturel des pays voisins de la Belgique (Fluxys) 17

Tableau 4 : Estimation mondiale des réserves de gaz naturel par pays (U.S. Energy Information Administration - International Energy Statistics) 22

Tableau 5 : Production de gaz au niveau mondial en 2020 (Cedigaz) 24

Tableau 6 : Evolution des importations de gaz naturel russe en Europe (AIE) 31

Tableau 7 : Soldes disponibles à l'exportations de gaz naturel par les principaux pays producteurs (en bcm) (Cedigaz) 35

Tableau 8 : Capacité d'interconnexion des principales routes utilisée par l'Europe pour l'importation de gaz par canalisation (ENTSO-G) 41

Tableau 9 : Capacité d'importation de gaz par canalisation en Europe comparée à la demande de pointe (GWh/jour) (données ENTSO-G) 41

Tableau 10 : Points d'interconnexion de la Norvège avec les pays de la zone EU28 (ENTSO-G) 43

Tableau 11 : Evolution prévue de la capacité des pipelines de gaz connectant la Norvège et l'EU28 (ENTSO-G) 43

Tableau 12 : Livraisons de gaz russe vers le marché EU28 et les Balkans occidentaux (données ENTSO-G) 44

Tableau 13 : Evolution prévue de la capacités des pipelines de gaz connectant la Norvège et l'EU28 (ENTSO-G) 46

Tableau 14 : Capacités mondiales de regazéification du GNL en 2020 (ENTSO-G). 47

Tableau 15 : Import de GNL - Capacité de regazéification européenne (données ENTSO-G) 51

Tableau 16 : Consommation d'énergie primaire en Belgique en 2020 (SPF Economie) 56

Tableau 17 : Production brute d'électricité en Belgique en 2020 (SPF Economie) 62

Contexte de l'étude

D'un point de vue géostratégique, il est important que l'origine de l'énergie (notamment le gaz) que la Belgique doit importer soit suffisamment diversifiée en termes de sources et de routes.

Dès lors, en décembre 2021, la Ministre de l'Énergie a demandé à son Administration l'élaboration d'une étude (PARTIE A) concernant les sources de gaz naturel accessibles à court, moyen et long terme compte tenu des évolutions internationales connues, ainsi que leur potentielle influence sur le prix de la molécule[1]. La Direction générale de l'Energie, en collaboration avec Fluxys, a réalisé l'étude traitant de la diversification des sources et des routes pour l'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique. La CREG a transmis, en réponse à cette demande, la note (Z)2351 du 25 février 2022[2] intitulée « Nota over aardgasbevoorrading en aardgasafhankelijkheid van België ». Cette note est annexée à la présente étude et en fait partie intégrante.

Suite à la guerre qui s'est déclarée en Ukraine le 24 février 2022, un complément (PARTIE B) a été ajouté à cette étude, pour intégrer l'impact de cette soudaine tension géopolitique sur le mix énergétique belge dans son ensemble, au travers de l'indépendance énergétique, de la sécurité d'approvisionnement et des prix.

[2] Nota (Z)2351 over aardgasbevoorrading en aardgasafhankelijkheid van België opgesteld met toepassing van artikel 15/14, §2, 2°, van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen, 25 februari 2022.

PARTIE A - Sources et routes du gaz naturel

1 Le gaz naturel en Belgique

La situation belge en termes de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel est suivie par le biais de l'étude prospective pour le gaz naturel. La loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (« loi gaz ») prévoit en effet qu'une étude soit réalisée tous les quatre ans par le SPF Economie pour notamment estimer pour une période de dix ans comment évolueront la demande et l'offre de gaz naturel à moyen et long terme, sur quelles sources d'approvisionnement la Belgique peut compter et les exigences minimales pour le stockage de gaz dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement. La dernière édition de cette étude a été livrée en mars 2021 par le SPF Economie, en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan, la CREG et Fluxys (GRT).

Grâce aux données de cette étude, la demande belge en gaz naturel, l'infrastructure belge disponible (transport et stockage) et les rôles et responsabilités des différents acteurs sur le marché belge du gaz naturel sont successivement décrits.

1.1 La demande en gaz naturel en Belgique

1.1.1 Demande en gaz naturel actuelle et future

Le gaz naturel assure un rôle important dans la consommation d'énergie en Belgique avec une part d'environ 25% de la consommation d'énergie finale (2019)[3].

Nous retrouvons la consommation de gaz naturel dans différents secteurs : dans l'industrie (environ 50 TWh), dans les secteurs résidentiel et tertiaire (environ 90 TWh), dans le secteur électrique (environ 50TWh) et, dans une mesure plus limitée, dans le secteur du transport (< 1 TWh). La demande totale en gaz naturel s'élève à environ 190 TWh[4]. Les chiffres de la consommation annuelle de gaz naturel cachent toutefois la tendance estivale/hivernale présente dans la consommation de gaz. Certains secteurs, comme l'industrie, connaissent une demande relativement constante en gaz naturel, mais d'autres secteurs tels que le secteur résidentiel (chauffage) constatent une hausse de la demande en hiver. Cela se caractérise dans la consommation de pointe de gaz naturel. La consommation journalière s'élève alors à deux fois la consommation journalière moyenne (!). En 2019, la consommation journalière la plus élevée était de 1 053 GWh.

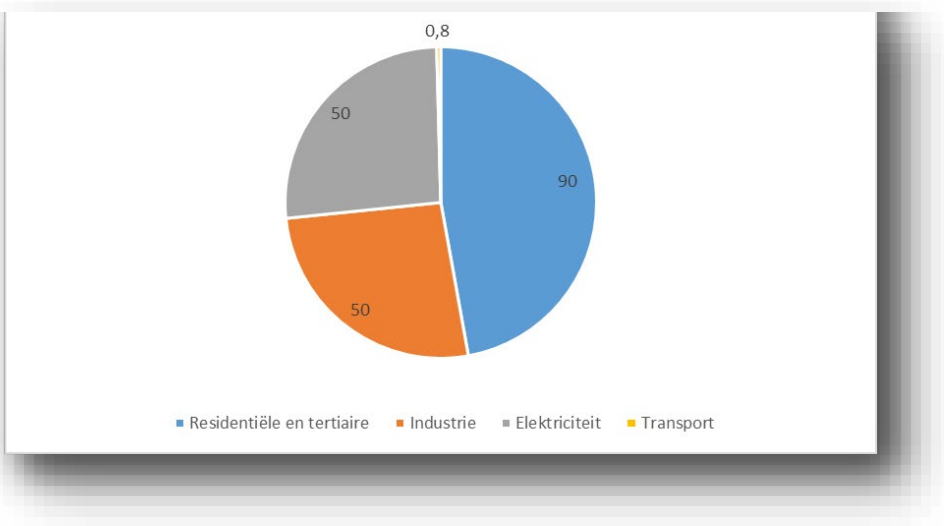


Figure 1 : Répartition de la consommation de gaz naturel par secteur en 2019 (CREG)

[3] Source : SPF Economie – DG Energie : Étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2030-2035 (2021)

[4] Source : CREG, CWAPE, Brugel, VREG : Rapport commun sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique (2020)

À long terme, différents scénarios sont envisagés pour prédire la demande en gaz[5], mais pour 2030, la demande en gaz égalerait au moins le niveau actuel. Dans le scénario de référence, l'on table sur une hausse de 15 % d'ici 2030 et de 20 % d'ici 2040. Les scénarios alternatifs semblent plutôt indiquer un statu quo par rapport à la demande actuelle. Dans ces scénarios, il y a par contre des fluctuations entre les différents secteurs (par exemple une plus grande consommation de gaz naturel dans le secteur énergétique, mais une consommation moindre dans le secteur résidentiel), mais ces mouvements s'égalisent mutuellement. Veuillez noter que tous les scénarios du Bureau du plan sont basés sur la sortie complète du nucléaire en Belgique.

Tableau 1 : Évolution de la consommation de gaz dans les différents secteurs en 2030 et 2040 (sur base annuelle) – scénario de référence (Source : Étude prospective gaz naturel 2030-2035 SPF Economie DG Energie (2019))

	2030	2040
Industrie	43 TWh	39 TWh
Résidentiel et tertiaire	96TWh	99 TWh
Transport	2 TWh	4 TWh
Secteur électrique	85 TWh	96 TWh

Tableau 2 : Évolution de la consommation de gaz dans les différents secteurs en 2030 et 2040 (sur base annuelle) – scénarios alternatifs (moyenne) (Source : Étude prospective gaz naturel 2030-2035 SPF Economie DG Energie (2019))

	2030	2040
Industrie	45 TWh	39 TWh
Résidentiel et tertiaire	68 TWh	64 TWh
Transport	4 TWh	7 TWh
Secteur électrique	69 TWh	72 TWh

Si nous regardons en particulier les pronostics pour le besoin en gaz destiné à la production d'électricité, le scénario de référence (donc avec la sortie du nucléaire) prévoit une demande d'environ 85 TWh en 2030. Une prolongation des deux réacteurs nucléaires les plus jeunes requerrait une quantité de gaz naturel moindre pour le secteur électrique. Ainsi, sur une base annuelle, environ 28 TWh de gaz en moins serait nécessaire[6]. Avec une prolongation des centrales nucléaires, seulement 57 TWh de gaz serait donc nécessaire, ou encore 7 TWh supplémentaire par rapport au besoin en gaz actuel pour le secteur électrique.

Outre les chiffres du Bureau du plan, Elia a également publié une étude[7] qui examine le remplacement de la capacité nucléaire. Ces scénarios prévoient qu'après 2026 (en fonction de la tarification du CO_2), environ 23 à 36 TWh d'électricité sera produite au moyen de centrales au gaz pour la période allant de 2026 à 2032. Converti dans la quantité d'énergie nécessaire en gaz, cela signifie un volume d'environ 43 à 67 TWh de gaz naturel[8].

[5] Scénarios tirés de l'étude du Bureau du plan : https://www.plan.be/uploaded/documents/201805171245060.WP_1805_11575.pdf

[6] La capacité des deux réacteurs nucléaires les plus jeunes (Doel 4 et Tihange 3) s'élève conjointement à 2 076MW. Selon les chiffres d'Elia (issus de l'étude Ad&Flex de 2021), il faut compter en moyenne sur 240 heures de mise hors service par an. Cela signifie que le nombre annuel d'heures de fonctionnement revient à 8 520h (24h*365j-240h), ce qui entraîne une production annuelle d'environ 17,7 TWh d'électricité. Eu égard à l'efficacité plus limitée (63% - chiffre moyen d'efficacité sur la base des propositions soumises lors de la dernière mise aux enchères CRM), environ 28 TWh d'énergie (issue du gaz) serait nécessaire pour fournir la même puissance d'électricité afin de remplacer cette puissance.

[7] Elia - Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022-2023 (2020)

[8] Calculé avec une efficacité moyenne de 54% pour les centrales au gaz.

1.1.2 Remplir le besoin en gaz grâce au libre marché

Par le biais de l'étude prospective sur le gaz naturel, le SPF Economie dispose bien entendu seulement de chiffres sur la façon de remplir la demande actuelle (2019). Ceux-ci proviennent de la CREG. Nous avons, le cas échéant, complété ces chiffres avec de nouvelles données de la CREG[9] (2020).

Le marché du gaz naturel en Belgique est un marché libre, compétitif sur lequel est actif un éventail de fournisseurs qui remplissent la demande. En 2020, 41 entreprises disposaient d'une autorisation de fourniture. Les principaux fournisseurs actifs sur le marché belge du gaz naturel étaient Engie Electrabel (40 %) et Luminus (15 %). En Flandre, 30 fournisseurs étaient actifs[10], en Wallonie 12 et en Région de Bruxelles-Capitale, seuls 2 fournisseurs sont encore actifs aujourd'hui.

Idéalement, les fournisseurs veillent à assurer leur approvisionnement avec différents types de contrats (court et long terme) et avec des producteurs de gaz naturel issus de différentes régions. Lorsque nous considérons la situation de tous les fournisseurs ensemble, c'est également le cas (voir Figure 2 – données de 2019). Il existe deux types de contrats : les contrats conclus directement avec les producteurs de gaz naturel et les contrats où des engagements sont conclus avec d'autres acteurs.

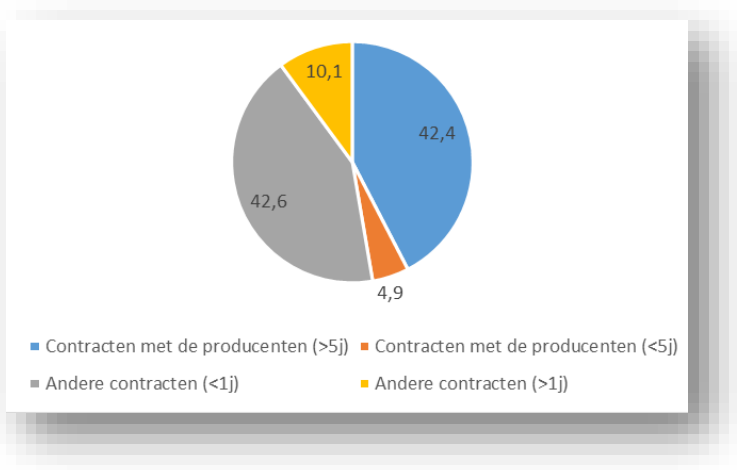


Figure 2 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2019 (CREG)

Ni la CREG, ni le SPF Economie n'ont toutefois de vue sur la région où le gaz naturel acheté est effectivement produit. L'on peut en revanche voir comment est transporté le gaz naturel vers la Belgique, en surveillant les zones d'accès (interconnexions avec les pays voisins, terminal GNL) (mais le GNL qui arrive par exemple via le terminal GNL peut, pour ainsi dire, venir de n'importe quelle région de production (dans le monde)).

[9] Étude relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2020 – CREG 2021 :https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2307FR.pdf

[10] Données de la VREG : Fournisseurs d'énergie | VREG

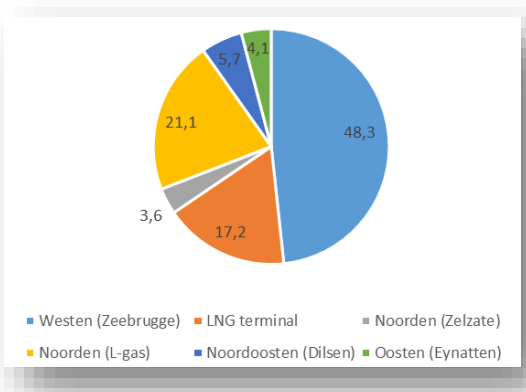


Figure 3 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2019 (CREG)

1.2 Infrastructure de gaz naturel belge

Bien que la Belgique n'extraie pas elle-même de gaz naturel de champs gaziers, elle dispose d'une infrastructure de gaz naturel étendue. Celle-ci sert au transport et à la distribution, au stockage et à l'importation de gaz naturel.

1.2.1 Transport de gaz naturel

Pour le transport de gaz naturel à l'intérieur de la Belgique, l'on utilise un réseau de pipelines géré par Fluxys Belgium. Ce réseau s'étend sur tout le territoire belge (voir Figure 4) et il se compose d'environ 4 000 kilomètres de pipelines d'un diamètre maximal de 1 200 mm. Le gaz naturel est transporté sous une pression moyenne à élevée (max. 84 bar). La majorité de ces pipelines est utilisée pour le transport de gaz H (hautement calorifique). Le réseau pour le gaz L (faiblement calorifique) est plus limité et il suit grosso modo un axe Nord-Sud, des Pays-Bas vers la France.

En 2020, le réseau de transport a assuré la fourniture de 190,65 TWh dont 46,79% (89,2) ont été fournis aux réseaux de distribution, ainsi que 25,69% (soit 48,97 TWh) et 27,53% (soit 52,48 TWh) respectivement aux industries et aux centrales électriques connectées en direct sur le réseau de transport de gaz par canalisation.

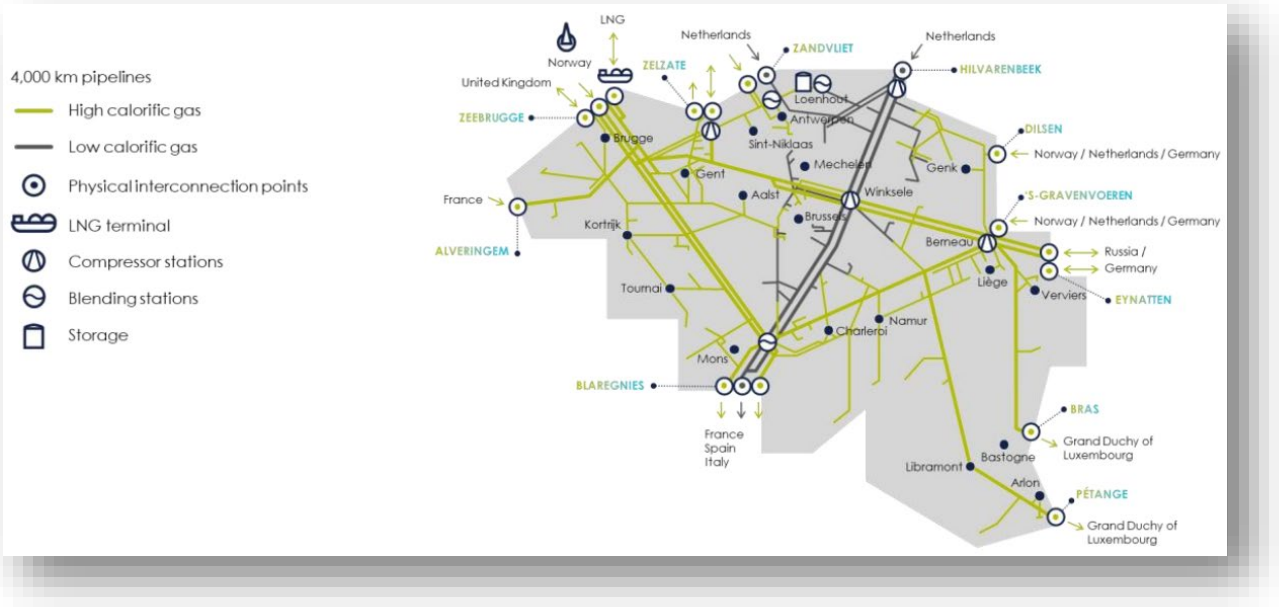


Figure 4 : Réseau belge de transport de gaz naturel (Plan indicatif d'investissements à 10 ans, Fluxys Belgium & Fluxys GNL – février 2020)

Le réseau de transport est en outre également connecté à tous nos pays voisins, en ce compris le Royaume-Uni, via 15 points d'interconnexion (Figure 6).

Comme indiqué précédemment, cela fait en sorte que la Belgique puisse être approvisionnée en gaz naturel à partir de différents pays. Cela permet également à la Belgique d'être la plaque tournante pour le gaz naturel en Europe du Nord-Ouest. Ainsi, du gaz H peut par exemple être transporté de la Norvège et du Royaume-Uni vers le Luxembourg et l'Allemagne, et du gaz L des Pays-Bas vers la France. Un aperçu est donné dans le Tableau 3 de la capacité d'importation et d'exportation par pays (chaque fois avec la capacité physique technique maximale de la conduite). Pour information, le Luxembourg n'est pas compté comme interconnexion, étant donné que la Belgique et le Luxembourg sont considérés comme étant un seul marché du gaz.

Tableau 3 : Capacités journalières d'import et export de gaz naturel des pays voisins de la Belgique (Fluxys)

	Importation (GWh/j)	Exportation (GWh/j)
Royaume-Uni	651,6	804,0
Norvège	488,4	NA
Pays-Bas (gaz H)	801,6	428,4
Pays-Bas (gaz L)	161,8	28,32
France	271,2	678,0
Allemagne	480,0	542,4
Total	2 854,6	2 481,1

La capacité d'importation totale via les pipelines de gaz naturel est presque trois fois supérieure à la consommation de pointe (2019) et elle suffit donc à compenser cette consommation. Dans la pratique, en cas de consommation de pointe en Belgique (en raison des conditions météorologiques), il y aura peut-être aussi une forte consommation chez nos pays voisins, raison pour laquelle cette capacité maximale ne sera pas disponible pour certains.

1.2.2 Distribution de gaz naturel

Le réseau de distribution se compose d'un réseau moyenne pression (5 et/ou 15 bar) d'environ 15 700 km qui alimente les clients résidentiels, les PME et les clients industriels sur la distribution. En outre, il y a aussi sur ce réseau les cabines de distribution qui garantissent le raccordement au réseau basse pression (0,1 bar). Ce réseau basse pression couvre environ 59 000 km de conduites. La majorité des clients résidentiels y sont raccordés.

Le réseau de distribution est alimenté par le réseau de transport auquel il est connecté via environ 200 stations de réception où le flux de gaz est mesuré et réduit en pression. Dans la majorité des cas, le gaz naturel y est également odorisé.

En 2020, la fourniture annuelle de gaz naturel aux régions via les réseaux de distribution se répartit comme suit : la région flamande représente 68,8 % (soit 61,34 TWh) du total (soit 89,2 TWh) du gaz distribué en Belgique, la région wallonne, 21,05% (soit 18,78 TWh) et la région bruxelloise, 10,18 % (soit 9,08 TWh).

1.2.3 Stockage de gaz naturel

La Belgique a des possibilités limitées pour le stockage à grande échelle de gaz naturel. L'aquifère de Loenhout, géré par Fluxys Belgium, est le seul grand réservoir de stockage souterrain. Ce lieu de stockage a une capacité de 9 013 GWh. La capacité maximale d'émission du stockage est de 17 GWh/jour. Si celle-ci était entièrement remplie, sur la base de sa capacité d'émission, il faudrait environ 45 jours pour vider le stockage de 90 % de sa capacité. Un jour de consommation moyenne (520 GWh/jour), le stockage pourrait couvrir 33 % de la consommation. La Belgique ne peut donc pas assurer sa sécurité d'approvisionnement via le stockage de gaz naturel (sur le territoire belge), et il est donc toujours nécessaire d'importer du gaz pour répondre à la demande.

1.2.4 Importation de gaz naturel

Outre l'importation de gaz naturel via le réseau de transport (interconnexions), le terminal GNL de Zeebrugge est un atout majeur pour l'importation belge. Grâce à cette installation, du gaz naturel liquéfié (GNL) peut être déchargé des méthaniers. Ensuite, le GNL est transformé en méthane gazeux (regazéification). La capacité maximale pour la regazéification est de 477 GWh par jour et de 104 TWh par an[11]. Cette énergie totale annuelle correspond à une regazéification moyenne théorique de 285 GWh par jour. Les investissements actuels au terminal de Zeebrugge (3 Open Rack Vaporizer[12] additionnels) contribueront à augmenter la capacité de regazéification, laquelle passera de 1.7 à 2.6 mio m^3(n), au plus tard à partir de fin 2023.

Hormis l'importation via le terminal GNL, il est bien entendu également possible d'importer du gaz naturel via l'un des quinze points d'interconnexion (voir ci-avant). La Belgique a même une plateforme de marché, ZTP (Zeebrugge Trading Platform). Les fournisseurs actifs peuvent également acheter et vendre du gaz à l'étranger via les autres plateformes nationales comme TTF (Title Transfer Facility – Pays-Bas), NBP (National Balancing Point – Royaume-Uni), PEG (Point Echange de Gas – France) et la plateforme allemande Trading Hub Europe (THE).

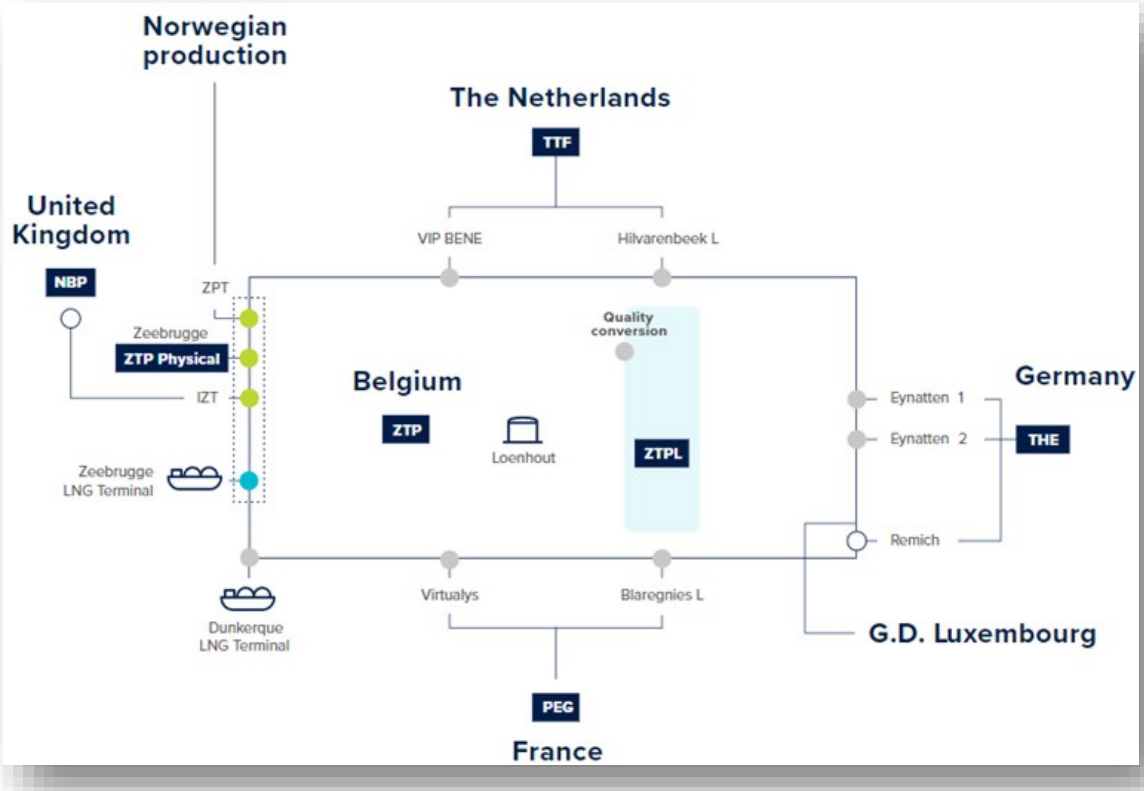


Figure 5 : Illustration des trading places de gaz naturel concernant la Belgique (source : Fluxys)

Un contrat de services de fourniture de GNL à long terme pour le Terminal GNL de Zeebrugge a pour rappel été signé le 2 septembre 2019 entre Qatar Terminal Limited (QTL), filiale de Qatar Petroleum, et Fluxys GNL, filiale de Fluxys Belgium. Via ce contrat, QTL a souscrit des slots de déchargement au Terminal GNL de Zeebrugge, et ce, jusqu'en 2044.

[11] Source : Fluxys - https://www.fluxys.com/fr/products-services/activities/lng/specifications-of-zeebrugge-and-dunkirk

[12] Open Rack Vaporizer est une installation dans un terminal GNL qui permet de regazéifier le GNL à l'aide de la chaleur de l'eau de mer, ce qui contribue à réduire la consommation d'énergie et les émissions de CO_2 et de NO_x.

1.3 La Belgique en tant que plateforme de transit

Le réseau de transport belge tel que décrit ci-dessus joue non seulement un rôle pour l'approvisionnement du marché belge, mais il constitue également un maillon important pour l'approvisionnement en gaz des pays voisins. Le réseau transporte en fait un plus gros volume de gaz pour les pays voisins que pour l'approvisionnement propre de la Belgique. En 2019, 190 TWh de gaz naturel ont été consommés en Belgique, tandis qu'en même temps, 217 TWh ont été transportés vers les pays voisins. En moyenne (période 2015-2019), 240 TWh sont exportés, principalement vers la France (65 à 85 % des exportations totales). Après la France, le gaz est essentiellement exporté vers le Royaume-Uni et l'Allemagne.

Figure 6 : Le réseau de gaz européen en 2021 (extrait, ENTSOG, https://entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG_CAP_2021_A0_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf)

2 Diversification des sources et des routes d'approvisionnement du gaz naturel

2.1 Introduction

Avant d'aborder la question de l'évolution des sources, il est utile de bien comprendre le fonctionnement du système gaz en général avant ensuite se pencher sur le fonctionnement du marché européen en particulier. Pour ce faire, il faut prendre en compte deux volets essentiels permettant à l'approvisionnement d'être assuré :

- Les aspects « matières premières énergétiques » c'est-à-dire ici les molécules de gaz naturel (ou *commodities* en anglais). Pour ce faire, il faut identifier où se situent les principales réserves et quels sont les moyens de production associés pour pouvoir mettre ces molécules sur le marché.

- les aspects « infrastructures », à savoir l'existence d'une infrastructure adaptée aux besoins, qui permet de garantir l'acheminement suffisant et en tout temps des molécules de gaz des sites de production vers les sites de consommations.
  Pour ce faire, trois types d'infrastructures participent à cet objectif : l'infrastructure de transport par canalisation, l'infrastructure de (dé)chargement ou transbordement des navires de transport de gaz naturel liquéfié GNL (ou *LNG* en anglais) et enfin l'infrastructure de stockage en surface ou souterrain.

Une infrastructure de transport robuste et flexible permet, via différentes routes, l'acheminement des molécules produites par les sites de productions vers les différents sites de consommations potentiels. Il est évident que cette infrastructure à elle seule n'offre aucune utilité en l'absence de molécules à transporter. L'infrastructure est donc au service de l'acheminement du gaz.

Il est également essentiel de ne pas perdre de vue que le marché du gaz naturel est un marché mondial. Les acteurs principaux sont les producteurs, les fournisseurs, les affréteurs ainsi que les consommateurs. Les producteurs et les fournisseurs assurent la vente de molécules de gaz. Les fournisseurs sont généralement actifs dans plusieurs pays. Pour ce faire, ils ont constitué un portefeuille d'approvisionnement en molécules, constitué de contrats long terme avec des pays producteurs complétés par des achats court (spot) ou moyen terme sur des places de marché. Ce portefeuille d'approvisionnement doit être constitué pour garantir la fourniture effective de leur clientèle. Un contrat n'est donc pas associé à une clientèle localisée dans un pays déterminé puisqu'il revient à l'opérateur privé de déterminer l'usage qu'il en fera dans le cadre de l'équilibrage de son portefeuille de clients. Il en résulte que, pour la Belgique, il s'avère difficile voire impossible de déterminer avec certitude l'origine contractuelle du gaz consommé par le client final. En effet, les autorités n'ont généralement pas accès aux informations relatives à ces contrats détenus par des entreprises privées. Par ailleurs, une grande partie des transactions d'achats ventes se déroulent sur des plateformes de trading anonymes qui brouillent l'origine du gaz échangé.

2.2 Approvisionnement mondial et européen en molécules de gaz naturel

2.2.1 Réserves mondiales

Selon le U.S. Energy Information Administration (voir International Energy Statistics), les réserves de gaz naturel dites « prouvées » dans le monde se chiffraient à 205,1 bcm (milliards de m^3) début de l'année 2021. Plusieurs autres sources diffusent également des informations relatives aux réserves mondiales. Celles-ci peuvent différer en chiffre et en classement. Par contre, dans le top 3, nous retrouvons en général la Russie, l'Iran et la Qatar. Les 7 autres pays, constituant les tops 10 sont les Etats-Unis, le Turkménistan, l'Arabie Saoudite, la Chine, les Emirats Arabes Unis, le Nigeria et le Venezuela.

Le Tableau 4 reprend les pays ainsi que l'estimation des réserves de gaz naturel.

L'Europe peut actuellement accéder à ces réserves via deux moyens comme précisé dans l'introduction, soit par canalisation, soit par navires (GNL).

Les pays producteurs hors Europe accessibles depuis l'Europe par canalisation sont actuellement au nombre de 6 : la Russie, la Norvège, l'Algérie, l'Azerbaïdjan, l'Iran et la Libye (repris sur fond bleu dans le Tableau 4).

Les autres réserves de gaz situées dans des pays plus lointains sont en principe également accessibles au marché européen de gaz naturel sous réserve que ces pays disposent de capacité de liquéfaction du gaz et d'un terminal permettant le chargement des méthaniers pour le transport par navire et l'exportation vers l'Europe. A titre d'information, nous avons identifié dans le Tableau 4, le top 15 des pays disposant au niveau mondial d'une capacité de liquéfaction (voir colonne « ranking » et fond vert).

L'essentiel des réserves de gaz naturel est concentré au Moyen-Orient, principalement en Iran, au Qatar et en Arabie Saoudite qui totalisent à eux seuls 67 281 bcm, soit environ un tiers des réserves mondiales.

Il est à noter que ces informations nécessitent une réévaluation constante sachant que de nouvelles découvertes en termes de gisement peuvent encore à l'avenir augmenter le total des réserves mondiales disponibles. La situation actuelle des prix élevés en Europe et en Asie ne peut être qu'un élément positif de stimulation de la prospection gazière dans le monde.

Tableau 4 : Estimation mondiale des réserves de gaz naturel par pays (U.S. Energy Information Administration - International Energy Statistics)

Total worldwide natural gas reserves (2021)		**205.919 bcm**					
Ranking	Country	U.S. EIA (bcm)	% of total	Ranking	Country	U.S. EIA (bcm)	% of total
1	Russia *	47.798	23,21%	51	Philippines	99,00	0,05%
2	Iran *	33.980	16,50%	52	Chile	99,00	0,05%
3	Qatar *	23.871	11,59%	53	Poland *	90,00	0,04%
4	United States *	13.167	6,39%	54	Colombia *	88,00	0,04%
5	Turkmenistan	11.326	5,50%	55	Sudan *	85,00	0,04%
6	Saudi Arabia	9.430	4,58%	56	Bahrain	82,00	0,04%
7	China *	6.654	3,23%	57	Cuba *	71,00	0,03%
8	United Arab Emirates	6.088	2,96%	58	Tunisia *	65,00	0,03%
9	Nigeria *	5.748	2,79%	59	Namibia	62,00	0,03%
10	Venezuela	5.663	2,75%	60	Rwanda *	57,00	0,03%
11	Algeria *	4.502	2,19%	61	Afghanistan *	51,00	0,02%
12	Iraq	3.738	1,82%	62	Serbia *	48,00	0,02%
13	Australia *	3.228	1,57%	63	Italy *	45,00	0,02%
14	Mozambique *	2.832	1,38%	64	New Zealand	31,00	0,02%
15	Canada *	2.067	1,00%	65	Ivory Coast *	28,00	0,01%
16	Uzbekistan	1.841	0,89%	66	Mauritania *	28,00	0,01%
17	Kazakhstan *	1.840	0,89%	67	Denmark *	28,00	0,01%
18	Egypt *	1.784	0,87%	68	Gabon *	26,00	0,01%
19	Kuwait	1.784	0,87%	69	Croatia	25,00	0,01%
20	Azerbaijan *	1.699	0,83%	70	Ethiopia *	25,00	0,0121%
21	Norway *	1.557	0,76%	71	Germany	23,00	0,0112%
22	Libya	1.501	0,73%	72	Ghana	23,00	0,0112%
23	Indonesia *	1.415	0,69%	73	Japan *	20,00	0,0097%
24	India *	1.388	0,67%	74	Moldova		0,0000%
25	Malaysia *	1.189	0,58%	75	Slovakia	14,00	0,0068%
26	Ukraine *	1.104	0,54%	76	Uganda	14,00	0,0068%
27	Vietnam	708	0,34%	77	Ecuador	11,00	0,0053%
28	Oman	651	0,32%	78	Ireland *	11,00	0,0053%
29	Myanmar *	651	0,32%	79	Georgia	8,50	0,0041%
30	Pakistan *	595	0,29%	80	France	8,50	0,0041%
31	Yemen *	481	0,23%	81	South Korea *	8,50	0,0041%
32	Argentina *	396	0,19%	82	Austria	5,66	0,0027%
33	Brazil *	368	0,18%	83	Tanzania *	5,66	0,0027%
34	Angola *	339	0,16%	84	Taiwan *	5,66	0,0027%
35	Peru *	311	0,15%	85	Jordan *	5,66	0,0027%
36	Trinidad and Tobago	311	0,15%	86	Bulgaria	5,66	0,0027%
37	Bolivia *	311	0,15%	87	Somalia *	5,66	0,0027%
38	Congo *	283	0,14%	88	Tajikistan	5,66	0,0027%
39	Brunei	261	0,13%	89	Kyrgyzstan	5,66	0,0027%
40	Syria	241	0,12%	90	Albania	5,66	0,0027%
41	Papua New Guinea	184	0,09%	91	South Africa *		0,0000%
42	Mexico	181	0,09%	92	Turkey *	2,83	0,0014%
43	United Kingdom *	181	0,09%	93	Czech Republic	2,83	0,0014%
44	Israel *	150	0,07%	94	Belarus *	2,83	0,0014%
45	Thailand *	139	0,07%	95	Hungary *	2,80	0,0014%
46	Equatorial Guinea *	139	0,07%	96	Spain	2,55	0,0012%
47	Cameroon *	135	0,07%	97	Morocco *	1,44	0,0007%
48	Netherlands *	133	0,06%	98	Benin	1,13	0,0005%
49	Bangladesh *	127	0,06%	99	DR Congo	0,99	0,0005%
50	Romania *	105	0,05%	100	Greece	0,99	0,00048%
				101	Barbados	0,11	0,00005%
				102	Armenia *	0	0,00000%

Country in EU28 zone
Country exporting via gas pipeline to EU28
Country exporting LNG

2.2.2 Production mondiale et européenne

Selon Cedigaz, la production mondiale de gaz naturel s'est élevée à 3 890 bcm en 2020, soit 115 bcm de moins qu'en 2019. L'offre mondiale de gaz commercialisé a chuté de 2,9 % en 2020 suite à la crise Covid. La production de gaz peut varier d'année en année et peut être affectée par les prix du gaz naturel ou du pétrole. Par exemple, aux Etats-Unis, un faible prix du gaz naturel peut conduire, comme ce fut le cas en 2020, à une réduction de la production liée à une forte baisse de l'activité de forage.

2.2.2.1 Production mondiale par zone géographique

Les principales régions productrices sont situées en Amérique du Nord et dans la Communauté des États indépendants (CEI[13]). La production de gaz de ces deux régions représente environ la moitié de la production mondiale. Ensuite viennent la région du Moyen-Orient et de l'Asie/Océanie avec une production annuelle oscillant entre 600 et 700 bcm par an.

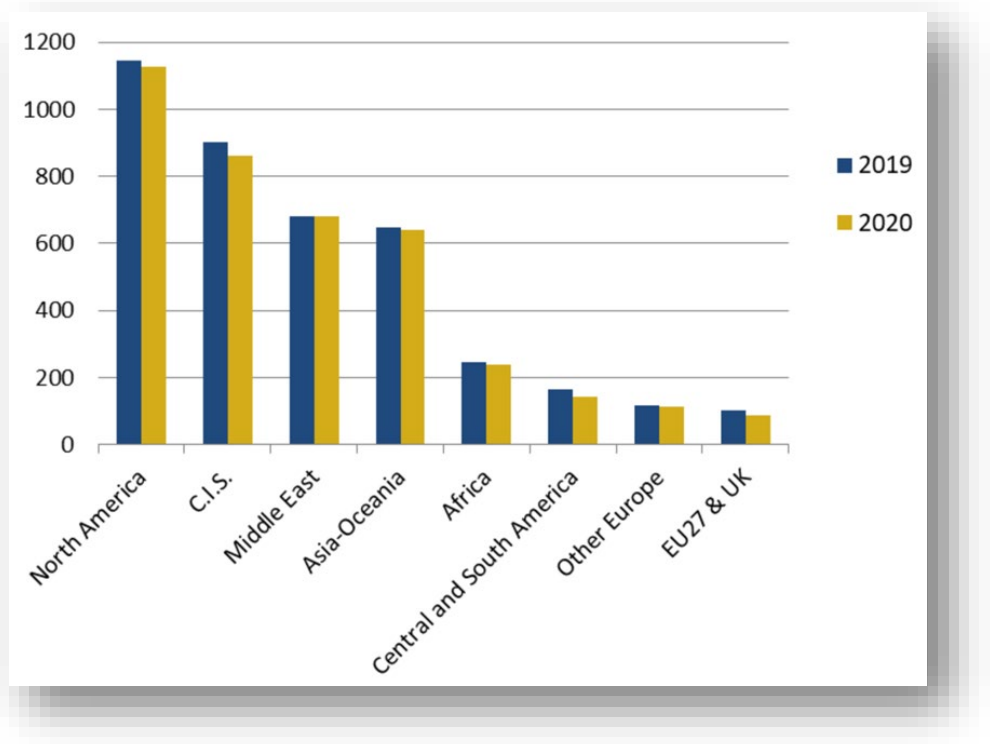


Figure 7 : Marketed gas production by region (bcm) (Cedigas)

La production européenne représente actuellement moins de 3 % de la production mondiale.

Au niveau de la région de l'Amérique du Nord, les Etats-Unis et le Canada sont les principaux producteurs. Pour la région C.I.S, c'est la Russie. Pour le Moyen-Orient, il s'agit de l'Iran, le Qatar et l'Arabie Saoudite. Pour la région Asie/Océanie, il s'agit de la Chine et l'Australie. Le détail de la production mondiale est présenté ci-après.

[13] États membres en 2020 : Biélorussie, Russie, Arménie, Azerbaïdjan, Kazakhstan, Kirghizistan, Moldavie, Ouzbékistan, Tadjikistan.

2.2.2.2 Production mondiale par pays

Le Tableau 5 reprend par ordre décroissant, les pays par importance de leur production annuelle durant les années 2019 ou 2020 (en fonction des données disponibles par pays). Les trois premiers pays producteurs sont les Etats-Unis, la Russie et l'Iran. Ces 3 pays totalisent à eux seuls, 46 % de la production mondiale. La Norvège, avec 112 bcm, et l'Algérie, avec 88 bcm, sont dans ce classement respectivement en 9ème et 10ème place.

Tableau 5 : Production de gaz au niveau mondial en 2020 (Cedigaz)

Total of the worldwide production in 2020 (info Cedigaz)			**3.890 bcm**		
Ranking production capacity	Ranking worldwide reserves	Country	Reserves - info U.S. EIA (bcm)	Yearly production capacity in 2020 or 2019 - info U.S. EIA (bcm)	Estim. number of years of production in function of production capacity
1	4	United States *	13.167	947	14
2	1	Russia	47.798	624	77
3	2	Iran *	33.980	238	143
4	7	China *	6.654	179	37
5	15	Canada *	2.067	179	12
6	3	Qatar *	23.871	167	143
7	13	Australia *	3.228	146	22
8	6	Saudi Arabia	9.430	114	83
9	21	Norway *	1.557	112	14
10	11	Algeria *	4.502	88	51
11	5	Turkmenistan	11.326	84	135
12	18	Egypt *	1.784	77	23
13	25	Malaysia *	1.189	75	16
14	8	United Arab Emirates	6.088	63	97
15	23	Indonesia *	1.415	63	22
16	16	Uzbekistan	1.841	47	39
17	9	Nigeria *	5.748	46	125
18	32	Argentina *	396	41	10
19	43	United Kingdom *	181	40	5
20	30	Pakistan *	595	38	16
21	45	Thailand *	139	38	4
22	28	Oman	651	37	18
23	48	Netherlands *	133	33	4
24	36	Trinidad and Tobago	311	31	10
25	49	Bangladesh *	127	29	4

Pour ce qui concerne la production de Russie, selon le magazine World Oil, la production de gaz de Gazprom pour 2021 a atteint 514,8 bcm. La production quotidienne de décembre était en moyenne de 1,52 bcm, chiffre le plus élevé depuis 2013.

Le volume total de la production des sites dépendra de plusieurs facteurs, à commencer par la demande de gaz naturel dans le monde. De nombreux pays sont engagés dans un processus de transition énergétique. Conséquence : leur mix énergétique est amené à évoluer et le gaz naturel, comme les autres énergies « historiques », seront amenées à cohabiter avec des énergies renouvelables.

Les réserves actuelles de gaz naturel devraient permettre d'assurer environ 50 années de production (réserves estimée de 206 000 bcm par rapport à une consommation annuelle mondiale annuelle de 3 890 bcm/an).

2.2.2.3 Production européenne par pays

Le premier pays producteur en Europe EU27[14] sont les Pays-Bas avec une production en forte décroissance comme suite de la décision du gouvernement néerlandais de limiter aux maximum la production des champs de Groningen. Sur base des informations reprises sur le graphique ci-après, la production a été réduite de 27 % entre 2019 (environ 32 bcm) et 2020 (23,3 bcm). Le deuxième pays producteur de l'EU27 est la Romanie avec une production d'environ 7 bcm/an. Les trois suivants, à savoir, l'Allemagne, la Pologne et l'Italie ont une production qui avoisine les 4 bcm. Les autres pays restants ont ensemble une production estimée à 5,5 bcm.

Par contre, si l'on prend en compte l'Europe des 28, le Royaume-Uni constitue le premier pays producteur avec une production oscillant entre 39,5 et 42 bcm depuis ces 5 dernières années.

La production de la zone EU28 est d'environ 101 bcm en 2019 et 93 bcm en 2020. Sans le Royaume-Uni, la production de la zone EU27 est d'environ 61 bcm en 2019 et 52 bcm en 2020.

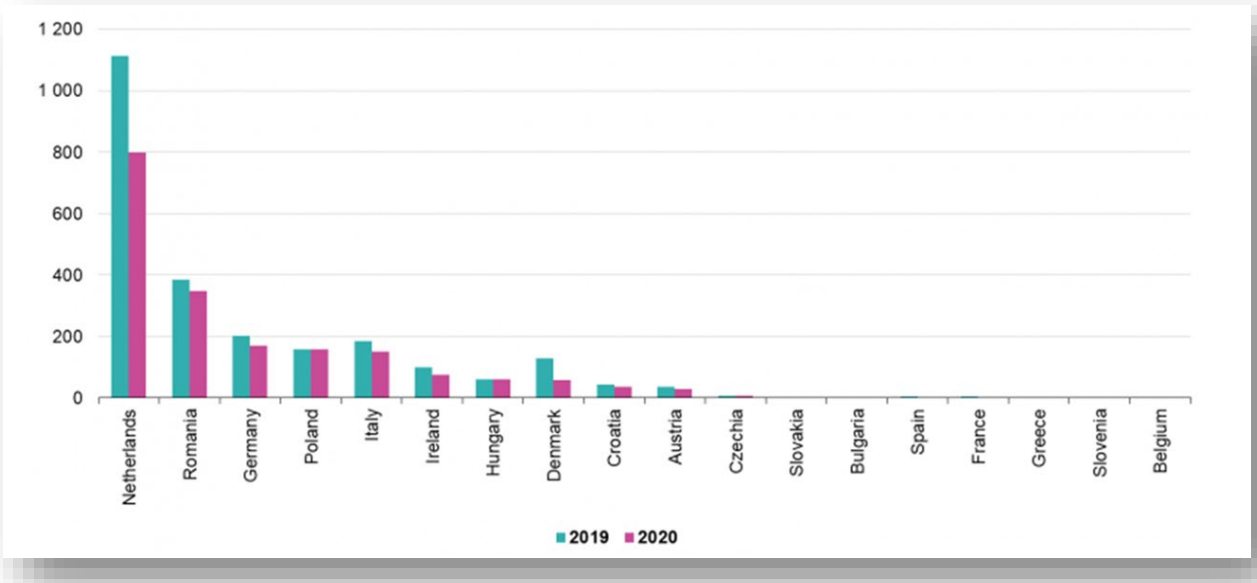


Figure 8 : Production primaire de gaz naturel, par pays producteur, 2019-2020 (1 000 TJ [GCV]) (Eurostat)

2.2.2.4 Focus sur l'évolution de la production de gaz de certains pays producteurs

2.2.2.4.1 Historique et évolution de la production de gaz aux Pays-Bas

Les Pays-Bas disposent de deux types de gisement de gaz, à savoir les gisements de Groningen qui produisent du gaz naturel de type pauvre (L) et les gisements appelés « Kleine velden » qui produisent du gaz naturel de type riche (H). Ces deux types de gaz n'étant pas interchangeables sans interventions sur le terrain, ils sont transportés et distribués dans des réseaux distincts.

Pour ce qui concerne le gaz L, comme suite de l'augmentation de la fréquence et de l'amplitude des tremblements de terre dans la zone de Groningen, le gouvernement néerlandais avait décidé, en mars 2018, de protéger la sécurité des résidents locaux contre le risque de nouveaux tremblements de terre en limitant la production locale à 12 bcm à partir d'octobre 2022 et de cesser complètement la production d'ici 2030. Cependant, un tremblement de terre important en mai 2019 a nécessité de nouvelles mesures. En septembre 2019, sur la base des avis de GTS et du Corps de Mines néerlandais, le gouvernement a décidé d'accélérer la réduction prévue et de viser l'arrêt complet de la production d'ici 2022.

[14] Dans la suite, les 27 pays de l'Union européenne sont représentés par EU27 tandis que EU28, réfère à la zone EU27 avec le Royaume-Uni.

Le niveau de production de Groningen pour l'année gazière[15] 2021/22 devrait être de 38,1 TWh (3,9 bcm) si les conditions climatiques sont normales. Néanmoins, GTS estime qu'un niveau de production de 74,2 TWh (en conditions climatiques normales) pourrait être nécessaire pour s'assurer que la demande est couverte et que les stockages de gaz de Norg et Grijpskerk sont correctement remplis avant la prochaine année gazière. Au cas où le remplissage de Grijpskerk avec du gaz L serait reporté d'un an, le niveau de production requis de Groningen serait de 58,6 TWh en une année moyenne. Le secrétaire d'État néerlandais décidera de la production autorisée de Groningen au cours de l'année gazière 2021/2022 avant le 1er avril 2022.

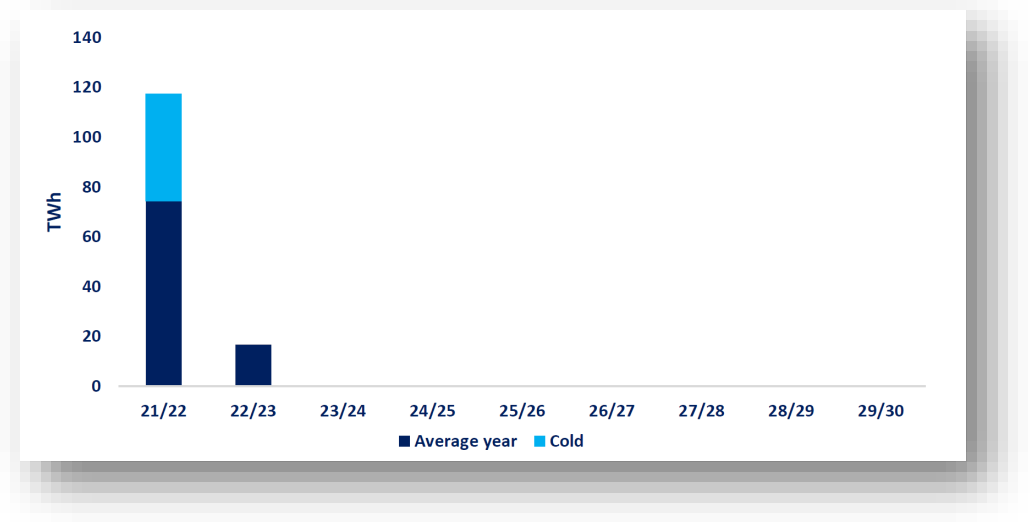


Figure 9 : Evolution attendue de la production de gaz naturel de Groningen (Oxford Institute for Energy)

Suivant la Figure 9, les Pays-Bas espèrent ne plus recourir au gaz de Groningen pour la fin de l'année gazière 2023. Durant les prochains hivers, une production minimale semble encore nécessaire pour délivrer les volumes de gaz requis en cas de froid extrême et/ou de panne du système de gaz L. On étudie actuellement la date à laquelle la production de gaz de Groningen pourrait s'arrêter complètement, même dans le cas d'une année gazière froide.

Pour remplacer la production décroissante de gaz pauvre du champ de Groningen, les Pays-Bas utilisent du gaz riche qu'ils appauvrissent en le mélangeant avec de l'azote produit en grande quantité par les unités de conversion. Malgré le fait que la demande soit en diminution comme suite du programme de conversion des utilisateurs L au gaz H, cela devra néanmoins passer par l'augmentation de la capacité des convertisseurs tel que la nouvelle usine d'azote de Zuidbroek, actuellement en construction et capable de produire 180 000 m^3/h d'azote.

La construction de la nouvelle usine d'azote a été impactée par l'épidémie de Covid-19 et les perturbations des chaînes d'approvisionnement des équipements. La date de mise en service actuellement prévue est août 2022.

Pour ce qui concerne la Belgique, on peut en conclure que le gaz L importé en Belgique des Pays-Bas n'est plus que pour une infime partie composée de gaz venant du gisement de Groningen mais est constitué essentiellement de pseudo-L gaz c'est-à-dire de gaz riche venant des Kleine Velden ou importé pour être ensuite appauvri avec de l'azote. La Belgique n'a donc progressivement plus accès à la ressource de Groningen. Le marché du gaz L est ainsi devenu fortement dépendant du marché du gaz H. En cas de crise énergétique touchant le gaz H, il y aura une forte dépendance entre ces deux marchés en termes d'approvisionnement. Ou en d'autres mots, en cas de crise, ces deux marchés seront de moins en moins décorrélés.

Comme suite de la décision des Pays-Bas d'arrêter les exportations de gaz L vers la Belgique pour la fin 2029, les gestionnaires de réseau belges ont élaboré un plan de conversion total des réseaux belges en L au gaz H. Cette opération est actuellement en cours.

Une année gazière va du 1er octobre 06:00 au 1er octobre de l'année suivante à 06:00

Suivant le programme élaboré et validé par Synergrid en décembre 2021, l'ensemble du marché belge de gaz naturel devrait être converti au gaz H d'ici la fin 2024. Le transit de gaz L des Pays-Bas vers la France sera néanmoins maintenu encore plusieurs années.

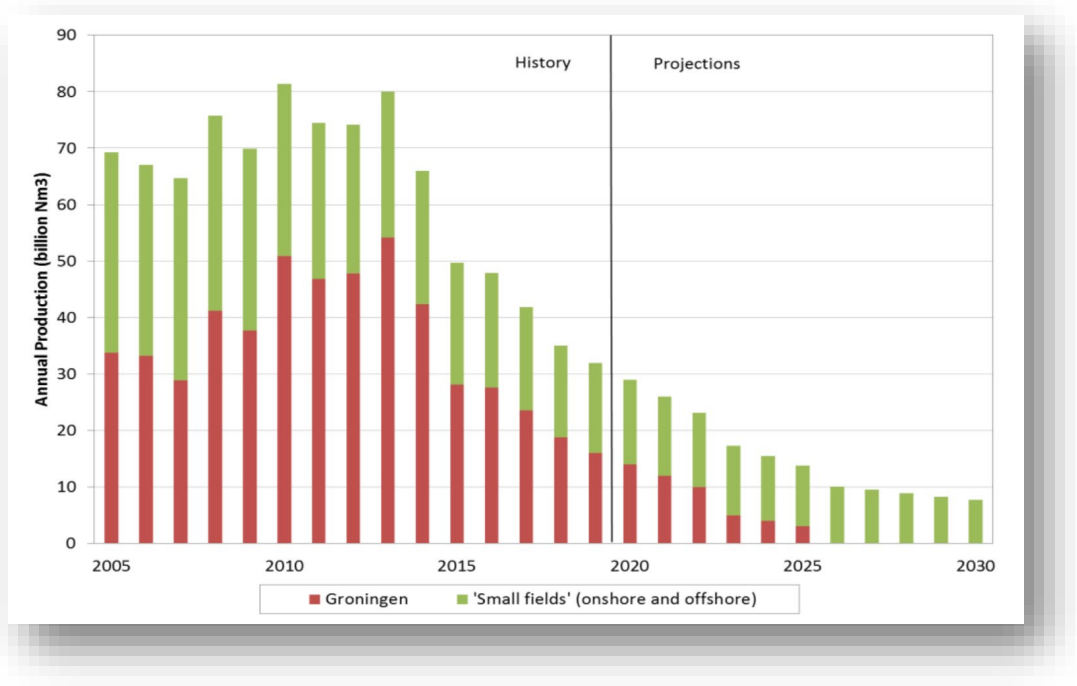


Figure 10 : Production annuelle de gaz aux Pays-Bas et projections, en bcm (TNO, GTS et OIES)

L'arrêt de la production de Groningen est parfois décrit à tort comme la « fin de la production du gaz néerlandais ». En fait, les « petits gisements », onshore et offshore (en vert sur la Figure 10), ont contribué, sous forme de gaz H, à environ la moitié de la production de gaz néerlandaise estimée en 2019 à 32 bcm et ne sont pas affectés par la décision de fermeture imminente des champs de Groningen. La poursuite de l'exploitation des champs en production et des ressources connues devrait se poursuivre au moins jusqu'à la fin des années 2030 pour atteindre environ 8 bcm en 2030. Préserver la viabilité de la production offshore et des infrastructures associées est susceptible de constituer un élément précieux dans la décarbonisation prévue et son calendrier de mise en œuvre par l'économie néerlandaise. Les réservoirs offshore pourraient convenir au futur stockage de CO_2, molécule qui constitue une partie importante du plan de décarbonisation à long terme du gouvernement.

2.2.2.4.2 Historique et évolution de la production en Norvège

Ainsi que présenté dans le graphique ci-après, la Norvège depuis 1995 a augmenté régulièrement sa production de gaz naturelle pour atteindre en 2015 une valeur plateau de 110 bcm par an. Un pic de production a été enregistré en 2017 avec une production annuelle de 122,37 bcm. Les estimations prévoient une production de 115 bcm en 2022 qui pourrait légèrement augmenter pour atteindre 117 bcm en 2025.

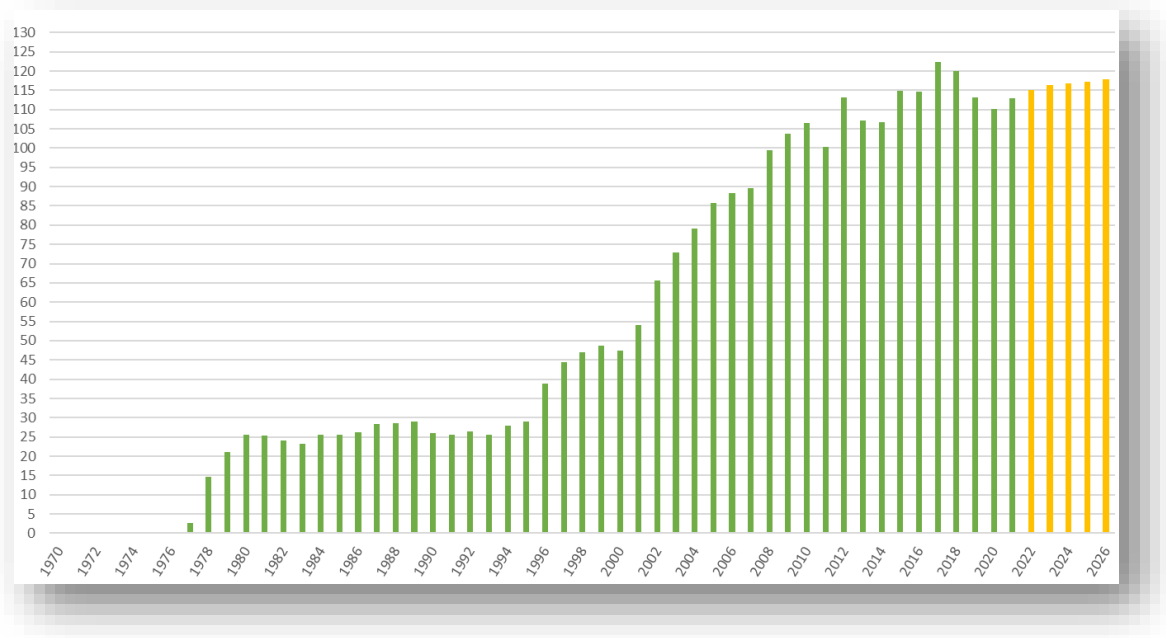


Figure 11 : Production de gaz par la Norvège, données annuelles historiques et attendues 1970-2026, en bcm (https://www.norskpetroleum.no)

Comme on peut le constater sur le graphique ci-après, la politique de prospection à la recherche de nouveau gisement se poursuit en Norvège. La mise en exploitation future de ceux-ci devrait permettre à la production norvégienne de se maintenir au moins jusqu'en 2026 et probablement bien au-delà.

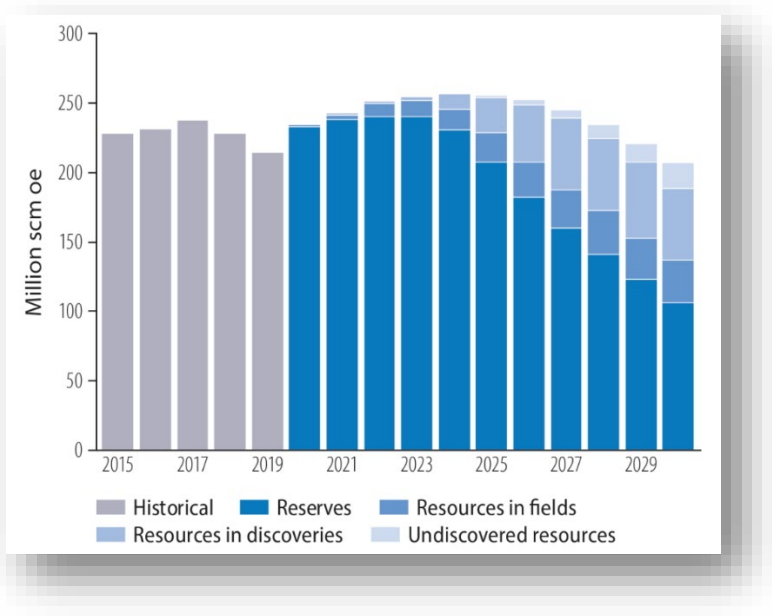
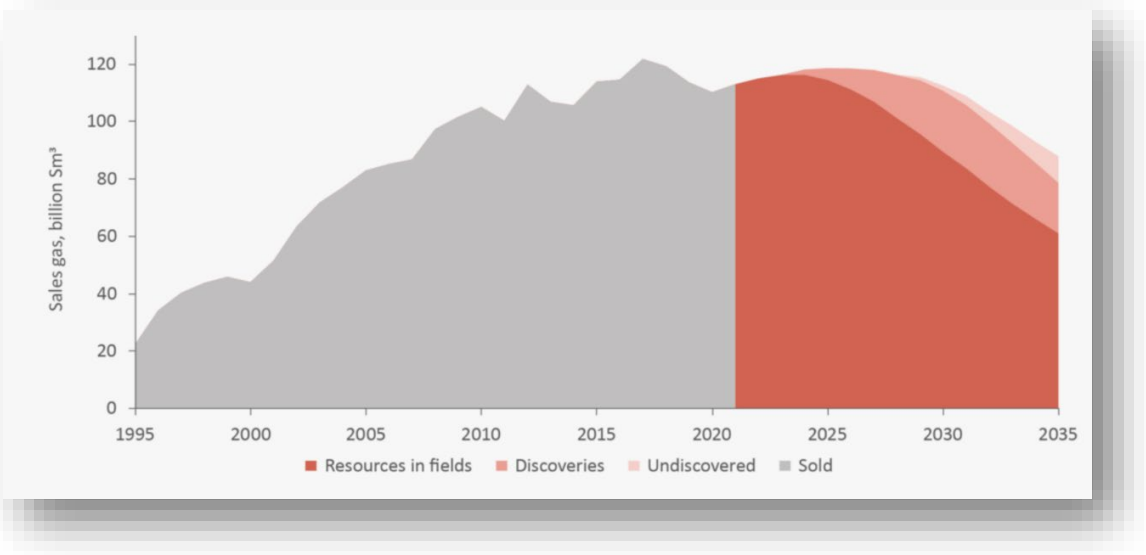


Figure 12 : Perspectives de production de gaz par la Norvège 2020-203, en bcm (https://www.norskpetroleum.no)

Après 2030 par contre, la production pourrait diminuer considérablement. Les prévisions de gisements et de découvertes communiquées par les entreprises pour le budget national 2021 montrent que la production globale d'ici 2040 sera d'environ un tiers du niveau actuel sans l'exploitation de nouvelles ressources (



).

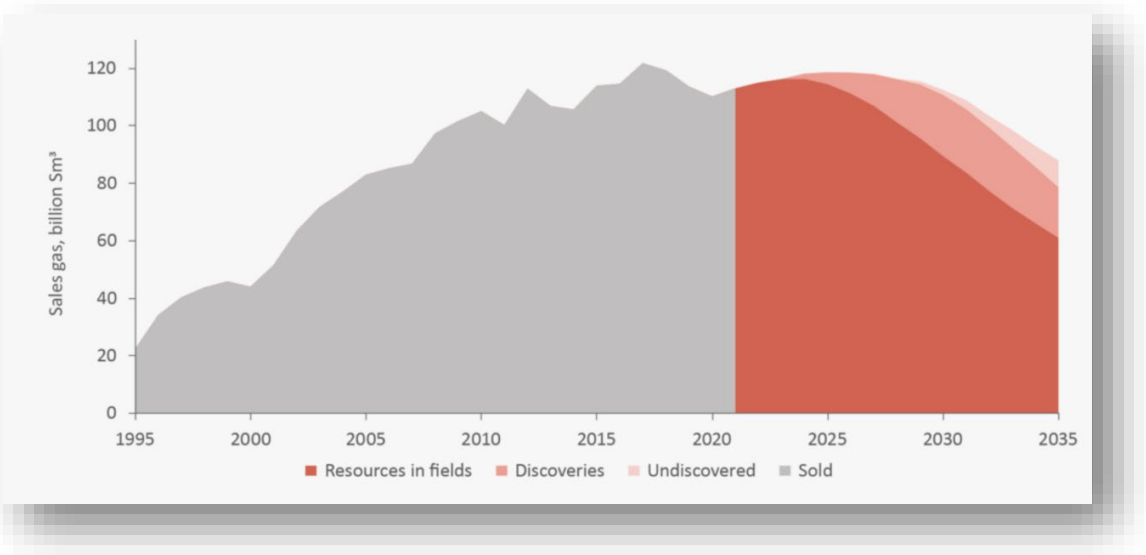


Figure 13 : Prévisions de ventes de gaz de Norvège sur la période 1995-2035 (https://www.norskpetroleum.no, update 13.01.2022)

Selon le Norwegian petroleum directorate, cela affaiblira l'économie des gisements en production et les coûts unitaires globaux pourraient augmenter considérablement. L'exploration de la prochaine décennie sera donc très importante pour le développement de la production et la création de valeur après 2030.

Si la croissance attendue des ressources se développe de la même manière qu'au cours des 10 dernières années, la production totale en 2040 pourrait être d'environ les deux tiers du niveau actuel. En l'absence d'une grande découverte, comparable à Johan Sverdrup, la production attendue cette année-là serait d'environ la moitié du chiffre d'aujourd'hui.

La Norvège, pays proche de l'union européenne, constitue le deuxième producteur assurant l'approvisionnement de l'EU28.

Le graphique suivant donne les volumes de production pour la période 2013-2019 ainsi que la répartition des exportations suivants les différentes routes qui relient la Norvège à l'Europe. Durant cette période la production a progressivement progressé pour culminer à 121 bcm en 2017 et 2018.

Cette production a enregistré un léger recul durant ces dernières années pour atteindre 114 et 111 bcm respectivement en 2019 et 2020.

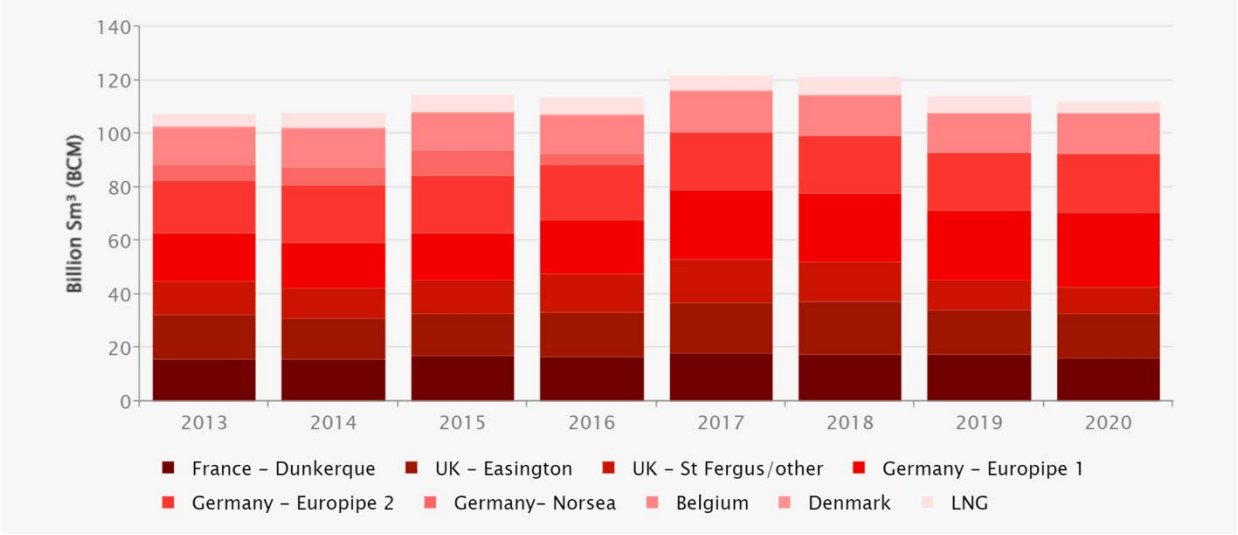


Figure 14 : Exports de gaz naturel norvégien en 2013-2019 par point de livraison (https://www.norskpetroleum.no, update 24.03.2021)

En 2021, la production de gaz norvégien s'élève à 113 bcm dont 4 bcm ont été consommés par la Norvège et le reste a été exporté vers l'EU28, soit 109 bcm. Ces 109 bcm se répartissent comme suit : 13 % du gaz norvégien a été importé en EU via la Belgique (Zeepipe) (soit environ 14 bcm), 15 %, via la France, 20 % via les Pays-Bas, 26 % via UK, et 26 % via l'Allemagne.

Si nous prenons comme référence une année normale avec une consommation belge de 17,7 bcm en ce compris la consommation de gaz L, le flux de gaz venant de Norvège (14 bcm) représente à lui seul un flux équivalent à 80 % du volume consommé annuellement par la Belgique. S'il est fait abstraction du gaz L produit aux Pays-Bas, et s'il était exclusivement dédié au marché belge, (ce qui n'est pas le cas), ce volume annuel permettrait à lui seul d'assurer notre consommation annuelle de gaz riche. Il faut en déduire aux travers de ces chiffres que le gaz norvégien constitue, d'un point de vue des flux physiques, « la colonne vertébrale » des injections de gaz sur le réseau belge.

2.2.2.4.3 Situation relative aux importations de gaz de Russie

Le gaz de Russie représente depuis 2016 la plus grande source d'approvisionnement du marché européen. Avant 2016, la production européenne de gaz était supérieure aux importations de gaz de Russie. Mais la production européenne ayant un profil de décroissance régulière depuis 2004, les importations de gaz de Russie sont devenues prépondérantes.

Sur base de nos estimations basées sur les données de flux de gaz disponibles sur la plateforme d'ENTSO-G, les importations ont été maximales en 2019 avec environ 162 bcm. Par contre, en 2020 et 2021, les importations ont été plus faibles avec des valeurs respectivement d'environ 136 et 140 bcm.

Nous estimons que les importations de gaz de Russie ont représenté entre 33 % et 34 % de la consommation de l'EU28 pour les années 2018 et 2019. En 2020 et 2021, ce pourcentage est descendu à 29 % comme suite de la situation de pandémie du Covid 19. Ces résultats sont en ligne avec les résultats obtenus par ENTSO-G.

La Tableau 6 reprend les valeurs utilisées par l'AIE. La part de gaz russe par rapport à la consommation européenne, est de 2% plus élevée que celle renseignée par ENTSO-G. La cause nous en est à ce stade inconnue.

Le tableau illustre clairement l'augmentation du niveau des importations par l'UE28 de gaz naturel qui représentaient 63 % du gaz 2009 pour passer à 82 % en 2021. La part de gaz russe dans ces importations varient de 40 à 46 % durant 2009-2021. Durant cette même période, la part de gaz russe dans la consommation totale de UE28 a été de 25 à 36%. De ce point de vue, le gaz russe constitue ces dernières années une source importante de gaz pour l'Europe, et ce, dans un climat géopolitique et stratégique qui était stable.

Tableau 6 : Evolution des importations de gaz naturel russe en Europe (AIE)

	share of gas in EU+UK primary energy supply	share of imports in total EU+UK gas supply	share of Russia in total EU+UK imports	share of Russia in total EU+UK consumption (including LNG)
2009	**25%**	**63%**	**40%**	**25%**
2014*	22%	65%	46%	30%
2019	**25%**	**78%**	**46%**	**36%**
2021**	26%	82%	40%	32%

*due to very mild weather conditions Europe's natural gas demand declined steeply in 2014, resulting in an unusually low share in total primary energy demand

** Russia's share in total import requirements declined in 2021 compared with 2019, largely due to lower Gazprom short-term sales to the EU.

2.2.3 Consommation mondiale de gaz naturel

2.2.3.1 Historique de la consommation mondiale

Selon Cedigaz, la croissance annuelle de la demande mondiale de gaz naturel est tombée de 5 % en 2018 à 2,3 % en 2019 pour devenir décroissante en 2020 de 1,8 % (3 885 bcm). Cette baisse représente la plus forte baisse jamais enregistrée en volume (-72 bcm).

Comme on peut le voir sur le graphique de la Figure 15, la consommation mondiale de gaz poursuit et enregistre une croissance moyenne d'environ 66 bcm par an ces 10 dernières années.

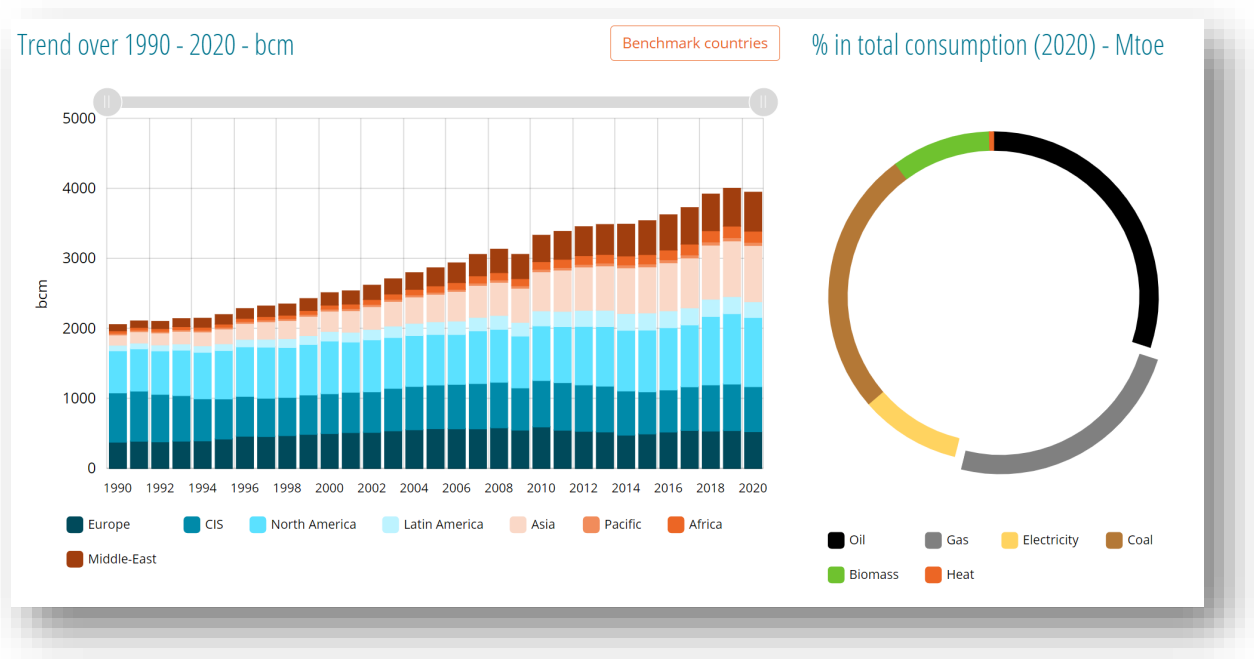


Figure 15 : Evolution de la consommation mondiale de gaz naturel, de 1990 à 2020 (en bcm) et part dans la consommation totale d'énergie en 2020 (en Mtoe) (Agence Internationale de l'Energie)

2.2.3.2 Répartition de la consommation mondiale par zone géographique

Les trois zones géographiques ayant la plus grande consommation sont l'Amérique du nord (USA, Canada, ...), la zone Asie-Océanie (comprenant la Chine), et la Communauté des Etats Indépendants (entre autres la Russie).

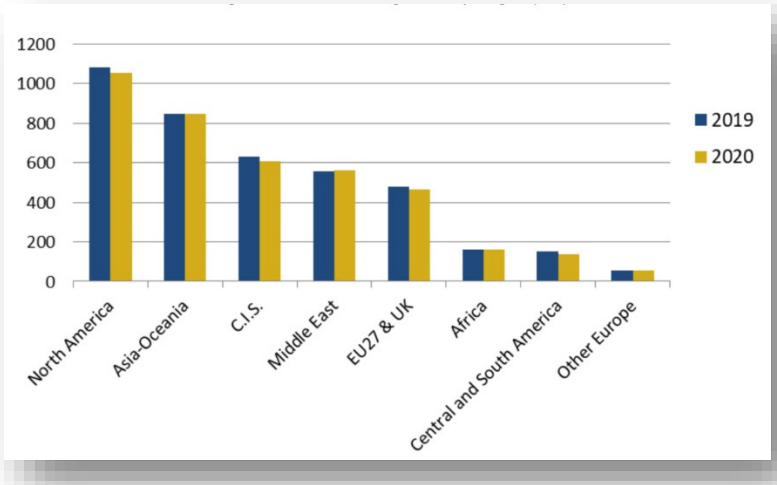


Figure 16 : Consommation mondiale de gaz naturel par zone géographique (en bcm) (Cedigaz)

L'Europe EU28 constitue la 5ème zone de consommation après le Moyen-Orient. La zone « Autres en Europe », reprend entre autres la Suisse, la Norvège, la Serbie, la Bosnie-Herzégovine, La Macédoine du Nord et l'Albanie.

2.2.3.3 Répartition de la consommation mondiale par pays et per capita

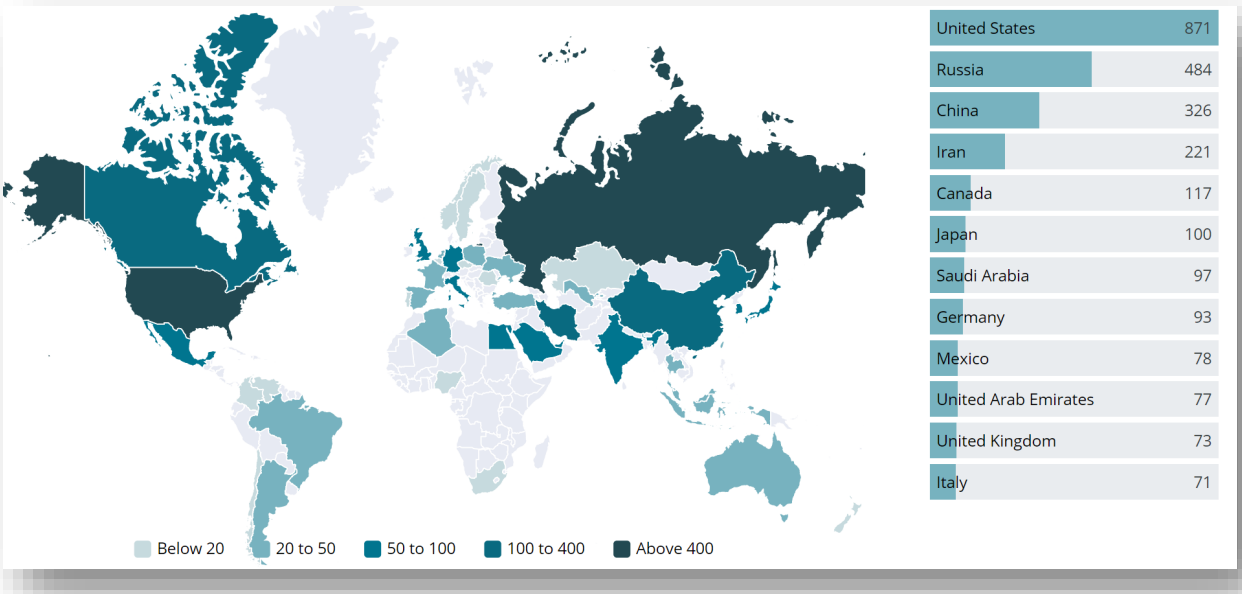


Figure 17 : Répartition de la consommation mondiale par pays et per capita (bcm) (Yearbook.enerdata.net/natural-gas/gas-consumption-data.html)

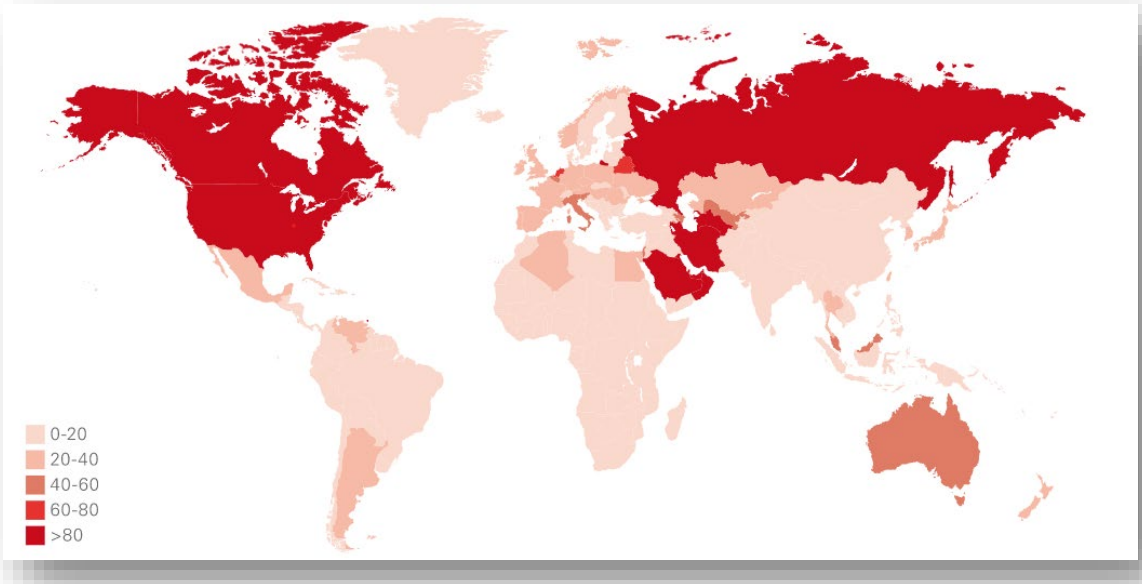


Figure 18 : Consommation mondiale de gaz naturel par pays (en GJ par capita) (BP.com – Statistical review of world – natural gas)

2.2.3.4 Prévisions de l'évolution de la consommation mondiale

Dans le contexte actuel de la crise Covid qui a débuté en 2019, il s'avère très délicat de faire des prévisions à long terme. Pour cette raison, la plupart des prévisions disponibles ne le seront qu'à moyen terme. Le graphique suivant établit par l'AIE l'illustre (particularité du graphique : l'axe des Y débutent à 3 700 bcm et non zéro comme à l'accoutumée). Il permet de comparer les prévisions faites avant la crise avec celles obtenues après révision. Selon l'AIE, après une baisse de 4 % en 2020, la demande de gaz naturel devrait se redresser progressivement en 2021, la consommation revenant proche de son niveau d'avant-crise dans les marchés matures. L'impact de la crise de 2020 devrait cependant avoir des répercussions sur le potentiel de croissance à moyen terme, entraînant une perte de croissance de la consommation gaz de 75 bcm sur la période de prévision de 2019 à 2025. Cette prévision tablait sur un taux de croissance moyen de 1,5 % par année durant cette période hormis l'année 2020 laquelle enregistrait la plus forte réduction de la demande par rapport aux prévisions pré-covid.

Vu la période incertaine que nous traversons actuellement, il s'avère assez délicat de faire référence à des études et prévisions même à moyen terme, tant le risque de voir ces prévisions dévier des situations futures, semble réel. En effet, la zone d'incertitude s'avère plus que jamais importante.

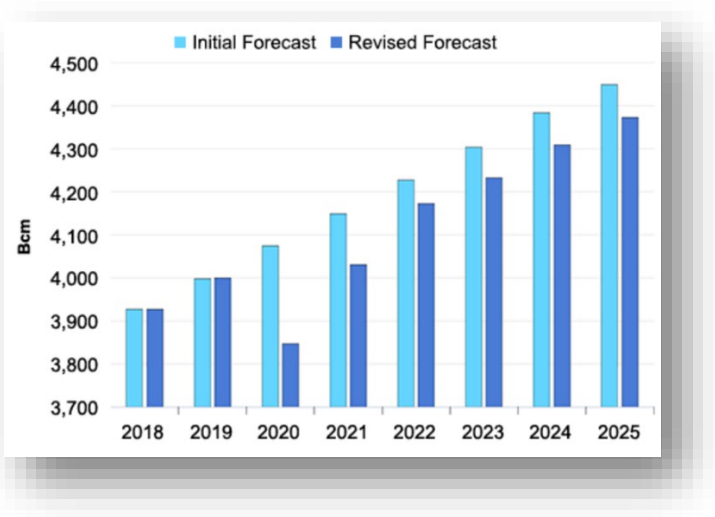


Figure 19 : Demande globale en gaz naturel et révision des prévisions 2018-2025 (AIE)

2.2.4 Production nationale des pays producteurs en lien avec leur consommation nationale

Afin d'identifier le solde potentiel pouvant être exporté par les pays producteurs, il est utile de comparer leur capacité annuelle de production avec leur consommation nationale. Dans certains cas, cette comparaison ne permet pas de dégager un solde de production positif qui pourrait faire l'objet d'une exportation vers d'autres pays. C'est le cas, par exemple, de l'Iran dont la capacité de production est actuellement d'environ 234 bcm/an mais dont la capacité d'exportation de la production se réduit à 18 bcm eu égard l'utilisation d'une partie importante de cette production à des fins de consommation nationale (environ 216 bcm/an). Signalons qu'il en est de même pour la Chine qui, bien que pays producteur, présente également un solde importateur de gaz naturel.

Le Tableau 7 présente une estimation des soldes disponibles à l'exportation en ce qui concerne les principaux pays producteurs.

Tableau 7 : Soldes disponibles à l'exportations de gaz naturel par les principaux pays producteurs (en bcm) (Cedigaz)

Total of the worldwide consumption in 2020 (info Cedigaz)				**3.885 bcm**	
Country	Reserves - info U.S. EIA (bcm)	Yearly production in 2020 or 2019 - info U.S. EIA (bcm)	Estim. number of years of production in function of production capacity	Saldo of the production for export	EU import mode (pipe (P) or LNG)
Russia *	47.798	624	77	227	P+LNG
Qatar *	23.871	167	143	136	LNG
Norway *	1.557	112	14	107	P+LNG
Australia *	3.228	146	22	102	LNG
United States *	13.167	947	14	83	LNG
Canada *	2.067	179	12	53	LNG
Nigeria *	5.748	46	125	49	LNG
Malaysia *	1.189	75	16	40	LNG
Algeria *	4.502	88	51	38	P+LNG
Turkmenistan	11.326	84	135	28	P
Indonesia *	1.415	63	22	22	LNG
Trinidad and Tobago	311	31	10	19	LNG
Iran *	33.980	238	143	18	P+LNG
Kazakhstan *	1.840	26	71	15	P
Azerbaijan *	1.699	23	74	14	P
Oman	651	37	18	11	LNG
Uzbekistan	1.841	47	39	4	
Egypt *	1.784	77	23	1	
Saudi Arabia	9.430	114	83	0	
Venezuela	5.663	23	246	0	
Argentina *	396	41	10	-6	
Kuwait	1.784	20	89	-6	
Bangladesh *	127	29	4	-6	
Brazil *	368	25	15	-8	
Ukraine *	1.104	20	55	-10	
Pakistan *	595	38	16	-11	
Thailand *	139	38	4	-14	
United Arab Emirates	6.088	63	97	-16	
Netherlands *	133	33	4	-17	
United Kingdom *	181	40	5	-33	
India *	1.388	28	50	-36	
Mexico	181	27	7	-56	
China *	6.654	179	37	-137	

Suivant cette évaluation, les trois pays disposant actuellement des plus grands volumes à l'exportation sont : la Russie, le Qatar et la Norvège. C'est de ces trois pays que provient une grande partie du gaz consommé par l'Europe.

Ensuite viennent par ordre décroissant les pays suivants : l'Australie, les Etats-Unis, le Canada, le Nigeria, la Malaisie, l'Algérie, le Turkménistan et l'Indonésie.

Les données de la colonne de droite sur fond bleu indiquent par quel moyen ce gaz excédentaire peut être exporté vers l'Europe soit par canalisation (P = pipe) et/ou par navire (GNL). Cela démontre que l'Europe dispose d'une possibilité d'accès aux principaux pays exportateurs de gaz dans le monde.

2.2.5 Consommation européenne de gaz naturel

La consommation européenne oscille ces dernières années entre 475 et 490 bcm par an. A titre de comparaison, la consommation annuelle belge est d'environ 17,7 bcm et représente donc environ 3.7 % de cette consommation.

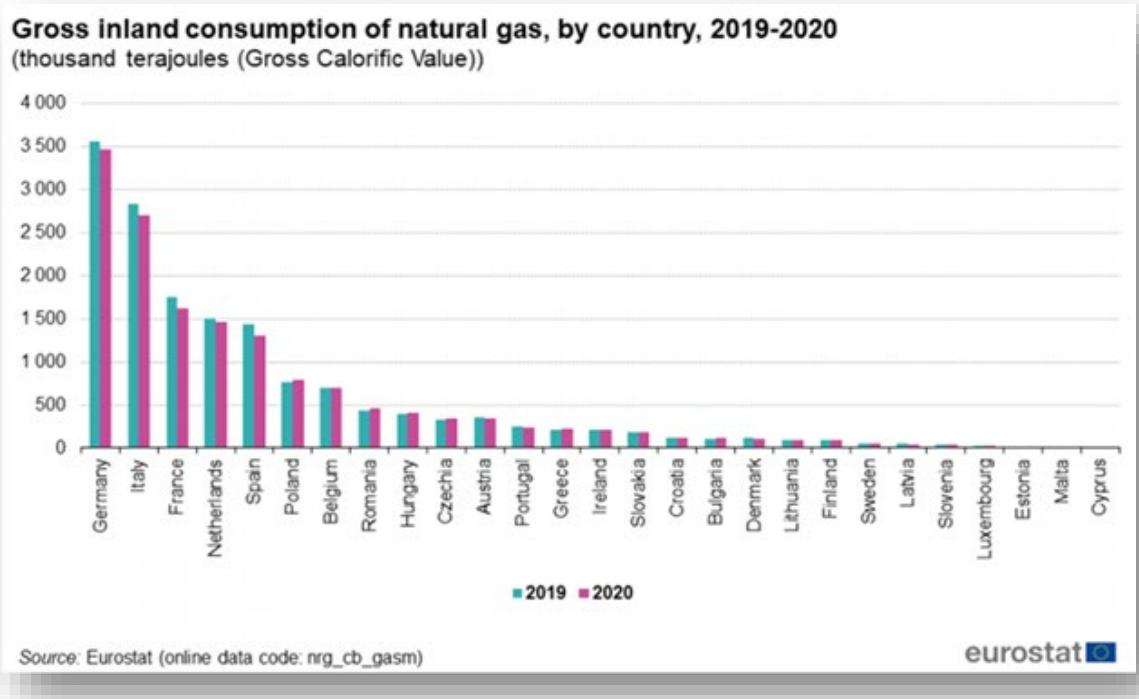


Figure 20 : Consommation brute de gaz naturel par pays de UE27 (1000TJ) (Eurostat)

Dans l'EU27, les trois plus gros consommateurs de gaz sont l'Allemagne, l'Italie et la France. La Belgique représente le 7ème plus gros consommateur de l'EU27. Dans l'EU28, le Royaume-Uni ayant une consommation proche de celle de l'Allemagne, le Belgique passe en 8ème position.

2.2.5.1 Niveau des importations - Constats

Les Figure 21 et Figure 22 fournissent des informations sur l'origine du gaz consommé au niveau européen (EU27+UK).

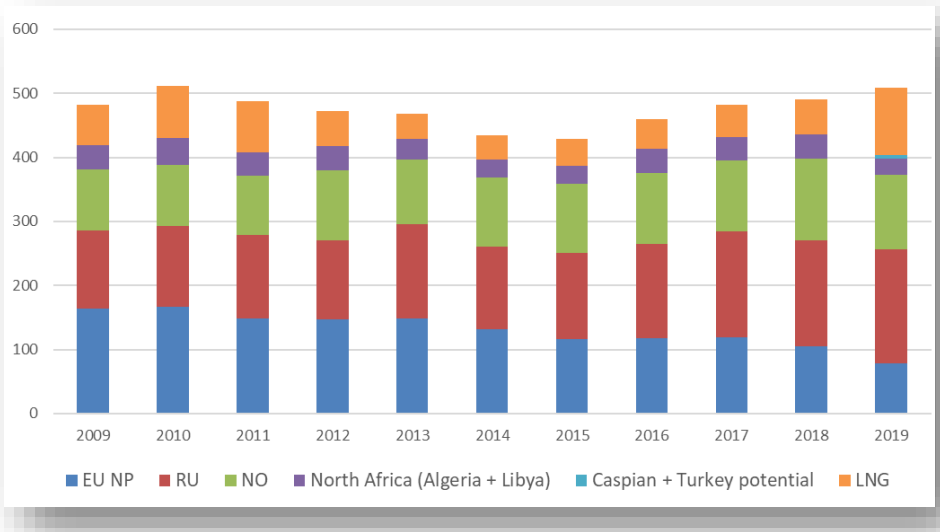


Figure 21 : Origine du gaz consommé au niveau européen (EU28) (bcm par an) (données ENTSO-G)

Les figures 17 et 18 indiquent comment l'offre et la demande de gaz se sont équilibrées au niveau de l'EU27+UK durant ces 10 dernières années abstraction faite de la différence de volume net du stockage européen qui varie d'année en année.

On retrouve les deux tendances majeures que les importations devront compenser : d'une part, la diminution de la production indigène (environ - 90 bcm de 2009 à 2019) ainsi que l'augmentation depuis 2015 de la consommation européenne laquelle avoisine les 500 bcm ces dernières années (488 bcm en 2021).

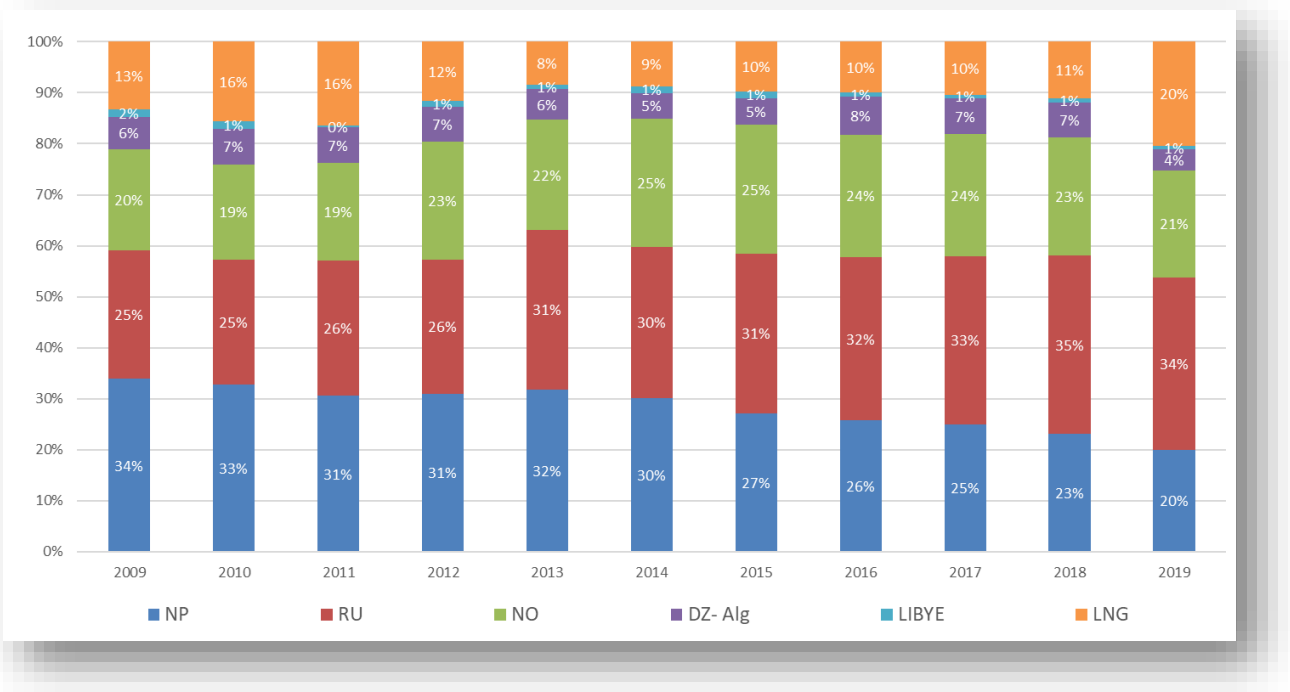


Figure 22 : Origine du gaz consommé au niveau européen (EU28) (en % du total) (données ENTSO-G)

Il en a découlé comme indiqué dans la figure 18 une augmentation des importations de gaz russes et de GNL dans le mix énergétique de l'Europe

Sur base de la figure 28, les constats sont les suivants :

- Déclin de la production domestique européenne (« NP » pour National Production dans les figures) : la production indigène est en décroissance (20% en 2019 par rapport à 34% en 2009)
- Russie : 1er fournisseur de l'EU28 (34% en 2019)
- Norvège : 2ème fournisseur de EU28 (21% en 2019)
- Algérie : représente 4 % des importations de l'EU28 en 2019
- Libye : représente moins de 1 % des importations de l'EU28 en 2019
- GNL : Forte croissance depuis 2018 (20% en 2019)

2.2.5.2 Prévision de consommation européenne

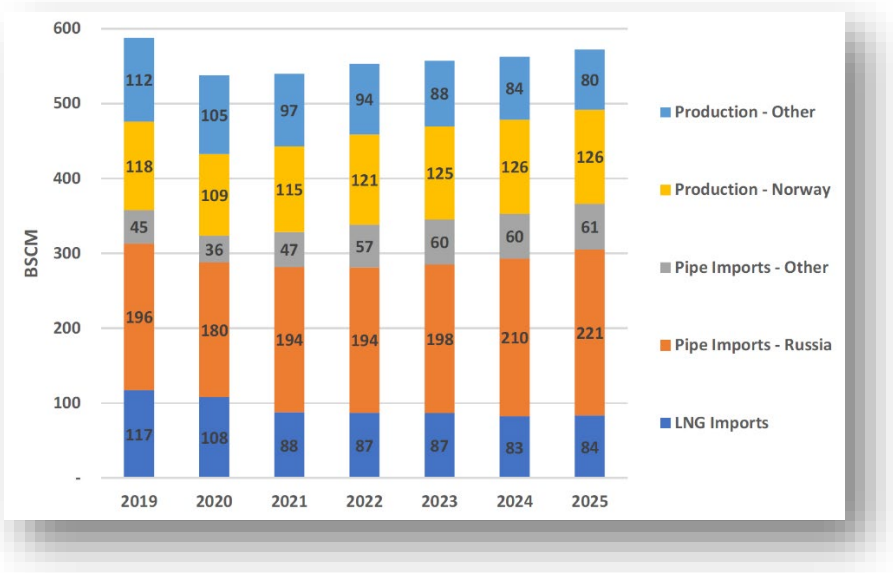


Figure 23 : Prévisions de l'origine du gaz consommé en Europe (EU28, Norway, Switzerland, Serbia, Bosnia-Herzegovina, North Macedonia, Albania and Turkey) de 2019 à 2025 (IEA, Nexant World Gas Model et OIES Analysis).

Néanmoins, toutes les prévisions, même de l'AIE, sont à mettre en perspective en cas de crise ou d'évolutions imprévues des marchés.

2.3 Infrastructures de gaz

2.3.1 Principaux flux d'équilibrage assurés par les infrastructures au niveau mondial

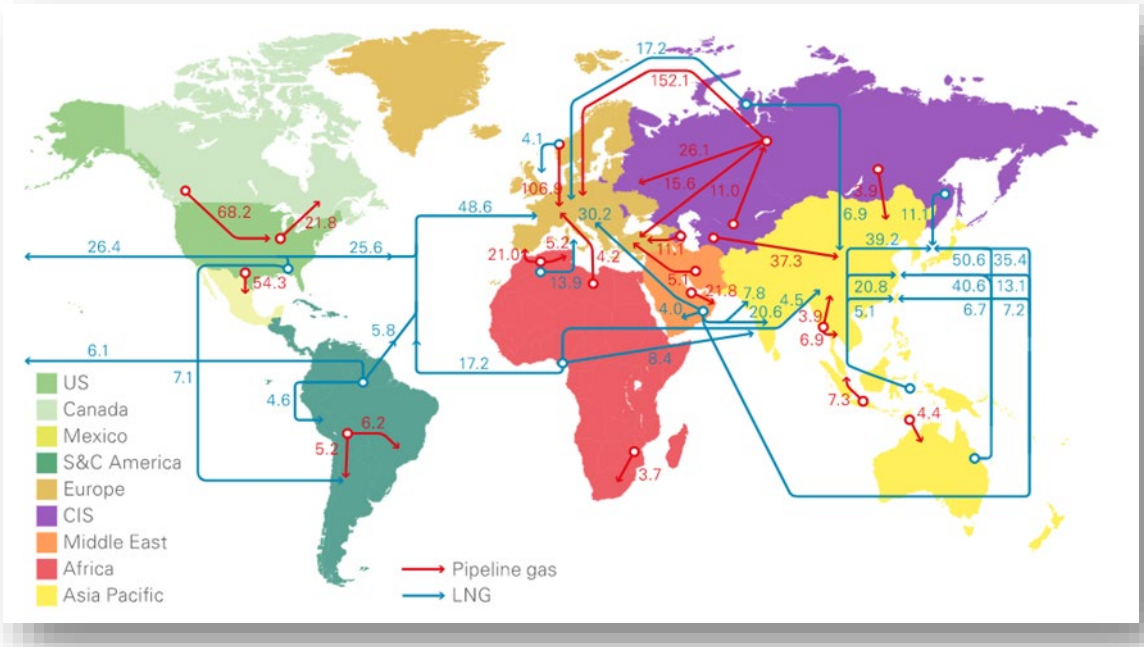


Figure 24 : Principaux mouvements commerciaux en gaz naturel dans le monde en 2020 (bcm) (données de CISStat, IHS Markit, PIRA Energy Group, Waterborne, Wood Mackenzie)

Il existe comme précisé ci-avant essentiellement deux moyens pour l'Europe d'importer du gaz produit en dehors de l'Europe. Cet acheminement peut être réalisé, soit par canalisation, soit par navire.

2.3.2 Potentiel d'importation de l'infrastructure européenne

2.3.2.1 Infrastructures de transport de gaz vers l'EU28

Le premier aspect à examiner dans le cadre des importations de gaz par canalisation sont les possibilités d'interconnexion du marché européen aux différents pays producteurs situés hors Europe.

Les principaux pays producteurs connectés par canalisation à l'Union Européenne sont :

- La Norvège
- La Russie
- L'Algérie
- La Libye
- L'Azerbaïdjan
- L'Iran

Il est à noter qu'au-delà d'une certaine distance à parcourir, les coûts fixes liés au transport par canalisation peuvent s'avérer plus élevés que les coûts d'acheminement par navire, malgré le fait que ces derniers entrainent des coûts liés à la liquéfaction avant chargement, des coûts de transport par navire ainsi que des coûts de regazéification lors de la remise sur le réseau de transport par canalisation.

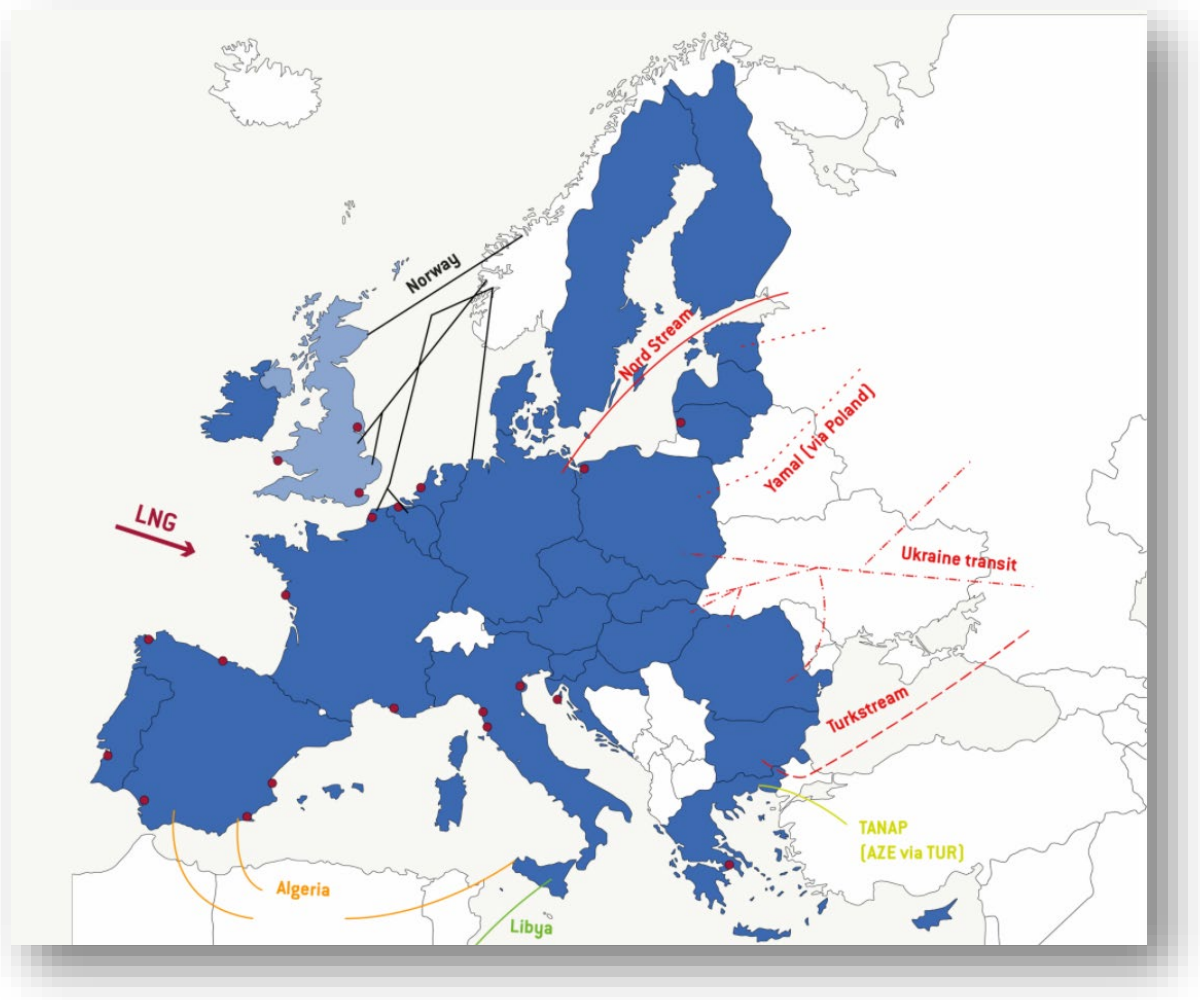


Figure 25 : Les grandes infrastructures de transport de gaz vers l'EU28 (Bruegel)

2.3.2.1.1 Capacité d'interconnexions des principales routes utilisée par l'Europe pour l'importation de gaz par canalisation

Début 2022, la capacité totale d'importation de gaz naturel par canalisation de la zone EU28, avoisine les 16 150 GWh/jour[16], si 50% la capacité de transport du North Stream II est prise en compte, et de 15 579 GWh/jour dans le cas contraire. La certification du North Stream II n'étant pas finalisée, le tableau suivant ne considère pas cette capacité dans le total des capacités disponibles.

Les interconnexions avec la Russie totalisent plus de la moitié de la capacité d'importation (52 % de la capacité). Ensuite, il y a les interconnexions avec la Norvège qui totalise 31 %, le Nord de l'Afrique (Algérie et Libye), 15 %, et l'Azerbaïdjan via la Turquie, 2,3 %.

[16] Lien entre les unités : 1 bcm = 1 000 000 000 m^3 = 11 TWh = 11 000 GWh = 11 000 000 000 kWh en prenant une valeur moyenne pour le pouvoir calorifique du gaz naturel de 11 kWh/m^3

Tableau 8 : Capacité d'interconnexion des principales routes utilisée par l'Europe pour l'importation de gaz par canalisation (ENTSO-G)

ENTSO-G POINT N°	ENTSO-G POINT	Exporting Country	Exporting Route	Capacity (GWh/d)	Total Country	% Country / Total
207	Tarifa	Algeria	MEG	443		
208	Almería	Algeria	Medgaz	289		
209	Mazara del Vallo	Algeria	Transmed	1.138	1.869,8	12,0%
210	Gela	Libya	Green Stream	476	475,8	3,1%
200	St. Fergus (NO ->UK)	St. Fergus (NO --> UK)	Vesterled	706		
206	Easington	Easington (NO --> UK)	Langeled	793		
201	Dornum / NETRA (NO --> DE)	Dornum (NO --> DE)	Europipe I	576		
228	Dornum GASPOOL (NO --> DE)	Dornum (NO --> DE)	Europipe II	153		
202	Emden (EPT1) (OGE); Emden (EPT1) (Thyssengas)	Emden (NO --> DE)	Norpipe	1.482		
204	Zeebrugge ZPT	Zeebrugge (Zeepipe) (NO --> BE)	Zeepipe	488		
205	Dunkerque; Dunkerque DKB (BE)	Dunkerque (NO --> FR)	Franpipe	570	4.767,7	30,6%
211	Imatra (RU - FINLAND)	Russia		220		
225	Narva (RU - ESTONIA)	Russia		0		
223	Värska	Russia		36		
213	Kotlovka (Belarus - Lithania)	Russia		325	581,1	3,7%
214	Tieterowka	Russia	Yamal	7		
215	Kondratki	Russia	Yamal	1.027		
216	Wysokoje	Russia	Yamal	169	1.203,5	7,7%
230	GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO	Russia	Ukraine	136		
218	Uzhgorod (UA) - Velké Kapušany (SK)	Russia	Ukraine	2.028		
231	Beregdaróc 1400 (HU) - Beregovo (UA) (UA>HU); VIP Bereg (HU) / VIP Bereg (UA)	Russia	Ukraine	516		
226	VIP Mediesu Aurit - Isaccea (RO-UA)	Russia	Ukraine	371		
221	Isaccea (RO) - Orlovka (UA) III	Russia	Ukraine	915	3.964,8	25,4%
224	Greifswald / NEL; Greifswald / OPAL	Russia	Nord Stream I	1.742	1.742,0	11,2%
229	*Lubmin II*	*Russia*	*Nord Stream II*	*962*	*0,0*	0,0%
232	Strandzha 2 (BG) / Malkoclar (TK) (TK --> BG)	Russia	Turkstream	576	576,0	3,7%
222	Kipi (TK -->GR)	Russia	Blue Stream	48,6	48,6	0,3%
233	Kipoi (TK-->GR)	Azerbaijan	TANAP -> TAP	350	350,0	2,2%
				Total	15.579,3	100,0%

La capacité de transport par canalisation représente 69 % de la capacité d'importation, le solde de 31 % étant assuré par le terminaux GNL. Tenant compte des différentes capacités, la capacité totale d'importation de l'EU28 avoisine les 22 500 GWh/jour.

Tableau 9 : Capacité d'importation de gaz par canalisation en Europe comparée à la demande de pointe (GWh/jour) (données ENTSO-G)

Import capacity	(GWh/day)
Pipeline import capacity	**15.579**
Norway	*4.768*
Russia	*8.115*
Algeria	*1.870*
Libya	*476*
Azerbaijan	*350*
LNG Terminal regasification capacity	**6.868**
EU28 total import capacity	**22.447**
Storage max. withdrawal capacity	**19.775**
Average demand (apr 2019-mar 2020)	14.107
Peak day demand (apr 2019-mar 2020)	24.245
Peak day demand (ENTSO-G scenario)	34.500

Cette capacité d'importation est suffisante à elle seule pour assurer l'équilibrage d'un jour de consommation correspondant à la moyenne annuelle mais est insuffisante pour assurer l'équilibrage d'un jour de pointe de froid extrême. Les simulations de ENTSO-G prennent comme valeur de consommation journalière de pointe 34 500 GWh/jour. On en déduit dès lors que cette consommation journalière de pointe ne peut être assurée que pour seulement une partie par les importations et avec un maximum de 65 % dans l'hypothèse peu probable que l'ensemble des capacités soient simultanément utilisées à leur maximum technique. Heureusement, le marché européen dispose d'une infrastructure de stockage permettant de compléter les volumes de gaz importés par du gaz préalablement stockés dans les infrastructures de stockage. Dans les conditions climatiques extrêmes, l'équilibrage du marché européen ne peut être assuré qu'en faisant intervenir ces deux types d'infrastructures (importation et stockage) à savoir une infrastructure européenne de stockage disposant d'une capacité d'injection dans le réseau de 19 775 GWh/jour et une capacité d'interconnexion de 22 500 GWh/jour.

Les stockages européens ne pourront assurer ce complément par rapport aux volumes de gaz importés que dans la mesure où ils auront été suffisamment remplis pour fournir les volumes nécessaires à l'équilibrage d'une grande partie de la saison froide. Le stockage constitue un moyen important permettant de postposer l'offre dans le temps et de la déplacer des moments de faibles demandes vers, normalement, des moments de plus forte demande s'accompagnant aussi d'un prix plus élevé sur les marchés court terme.

Enfin, la capacité d'énergie maximale qui peut être stockée au niveau européen est de 1 106 TWh, soit environ 100 bcm, ce qui correspond à 1/5ème de la consommation européenne.

2.3.2.1.2 Capacité d'interconnexions de la Norvège avec l'Europe

La Norvège dispose d'un vaste réseau de transport de gaz pour exporter son gaz. Ce réseau est connecté au réseau européen via de nombreux points d'interconnections à savoir : deux points d'interconnexions avec le Royaume-Uni, deux avec l'Allemagne, un point avec la France et un dernier avec la Belgique.

Le réseau gazier norvégien est repris en rouge sur la carte de la Figure 25.

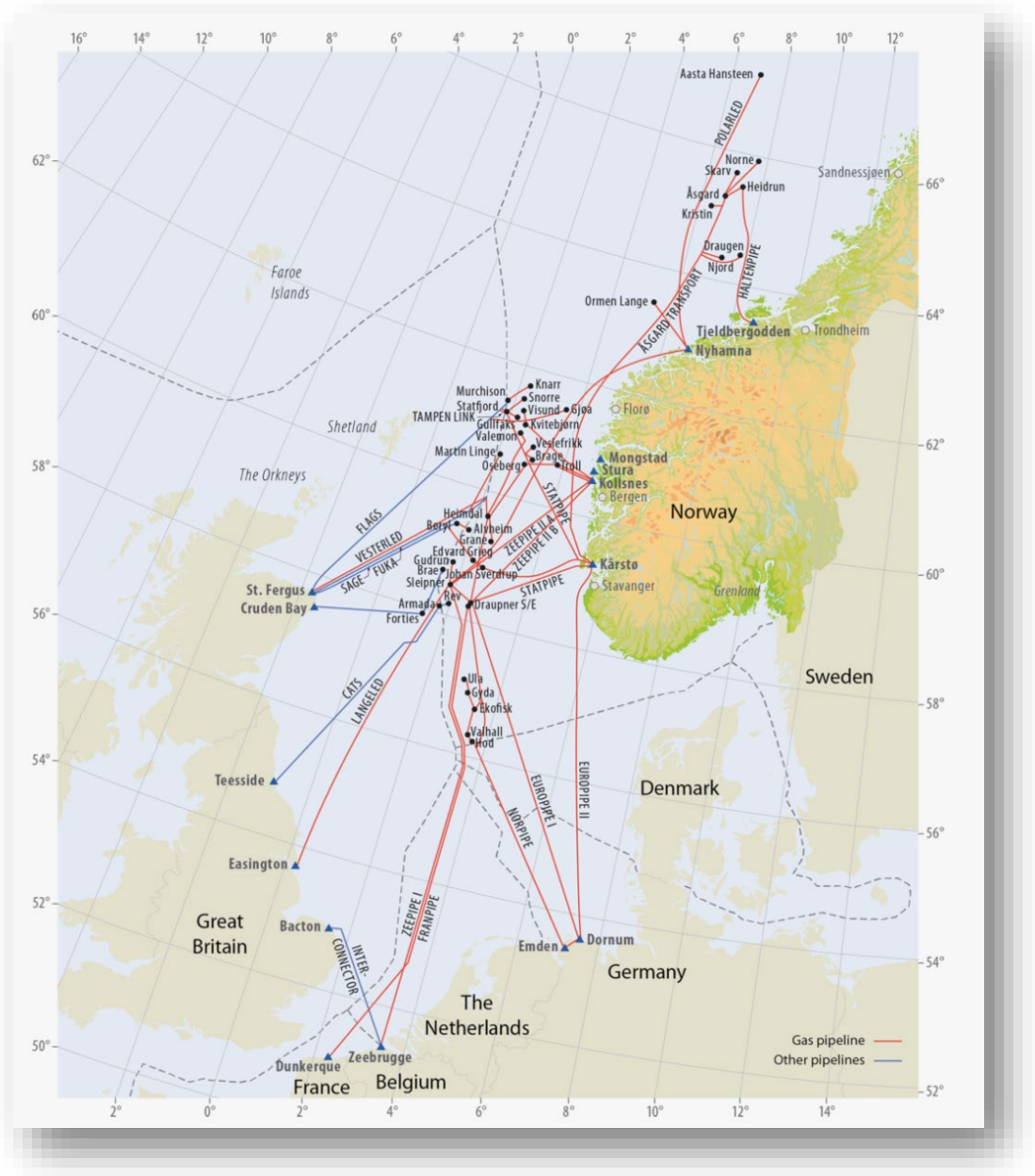


Figure 26 : Carte des pipelines reliant la Norvège aux réseaux européens (Norwegian Petroleum Directorate)

Le Tableau 10 reprend les 6 points d'interconnexions avec l'EU28, la désignation du (ou des) canalisation(s) connectée(s) pour chaque point d'interconnexion, la capacité technique d'importation de la canalisation en énergie (GWh) ou en millions de m^3 (MMcm) par jour (/d), le pourcentage que représente la capacité totale technique de l'interconnexion de la Norvège avec l'EU28 eu égard à la capacité totale des interconnexions en Europe avec les pays producteurs hors EU28.

Tableau 10 : Points d'interconnexion de la Norvège avec les pays de la zone EU28 (ENTSO-G)

ENTSO-G Map Nr	Cross-border interconnection points with non EU-countries (EU import)	Exporting Country	Exporting Route	Points Intercon. capacity (GWh/d)	NO --> EU intercon. capacity (GWh/d)	Points Intercon. capacity (MMcm/d)	NO --> EU intercon. capacity (MMcm/d)	Per cent. of EU intercon. Capacity (%)
200	St. Fergus (NO ->UK)	Norway	Vesterled	706		61,4		
206	Easington	Norway	Langeled	793		69,0		
201	Dornum / NETRA (NO --> DE)	Norway	Europipe I	576		50,1		
228	Dornum GASPOOL (NO --> DE)	Norway	Europipe II	153		13,3		
202	Emden (EPT1) (OGE); Emden (EPT1) (Thyssengas)	Norway	Norpipe	1.482		128,8		
204	Zeebrugge ZPT	Norway	Zeepipe	488		42,4		
205	Dunkerque; Dunkerque DKB (BE)	Norway	Franpipe	570		49,6		
					4.768		414,6	30,7%

La Belgique dispose d'une connexion directe avec la Norvège avec une capacité technique qui avoisine les 488 GWh/jour (ou 42,4 MMcm/jour), ce qui représente un peu plus de 10 % de la capacité technique totale d'exportation de gaz de la Norvège. A titre de comparaison, la consommation moyenne journalière de la Belgique étant de 520 GWh/jour et celle à la pointe de 2019 de 1053 GWh, cette capacité technique est de l'ordre de 94 % de notre consommation moyenne journalière et 46% de notre consommation de pointe de 2019.

2.3.2.1.2.1 Evolution de la capacité technique

La capacité maximale d'importation pour l'EU28 est fixée à 4 822 GWh/j (ou 419 MMcm/j) pour les prochaines années.

Comme l'indique le Tableau 11, aucune augmentation de la capacité technique d'exportation par canalisation de la Norvège n'est actuellement prévue pour les 20 prochaines années.

Tableau 11 : Evolution prévue de la capacité des pipelines de gaz connectant la Norvège et l'EU28 (ENTSO-G)

Pipeline EU 28 Entry capacity from Norway				
Year	2022	2025	2030	2040
Capacity (GWh/d)	4.768	4.822	4.822	4.822
Capacity (MMcm/d)	415	419	419	419

2.3.2.1.3 Capacité d'interconnexions de la Russie avec l'Europe

Il existe quatre routes principales pour l'acheminement par canalisation du gaz de Russie vers l'Europe. D'ouest vers l'est, il y a tout d'abord le Nord Stream 1 qui via la mer Baltique assure l'interconnexion à Greifswald avec l'Allemagne, le gazoduc Yamal-Europe qui via la Biélorussie est interconnecté à la Pologne à Kondratki pour poursuivre sa route vers l'Allemagne, les différentes routes ukrainiennes par ordre d'importance vers la Slovaquie (Velke Kapusany), la Hongrie (Beregovo), la Roumanie (Isaccea) et la Pologne (Hermanowice, et enfin, les gazoducs vers la Turquie (Blue Stream et Turk Stream), avec une interconnexion avec la Bulgarie (Srtandszha), menant ensuite à la Serbie et à la Hongrie. Pour finir, il existe des canalisations destinées à livrer le gaz russe en direct aux États baltes (Lituanie et Estonie) et à la Finlande. Le pipeline Nord Stream 2 (qui est désormais physiquement terminé bien que non encore en exploitation), est situé en parallèle avec Nord Stream 1, avec un point de départ de la Russie (à Ust-Luga) situé juste au sud du point de départ de Nord Stream 1 (Vyborg). La mise en exploitation du North Stream II est destinée à permettre de doubler la capacité de transport via la mer Baltique (110 bcm/an au lieu de 55 bcm).

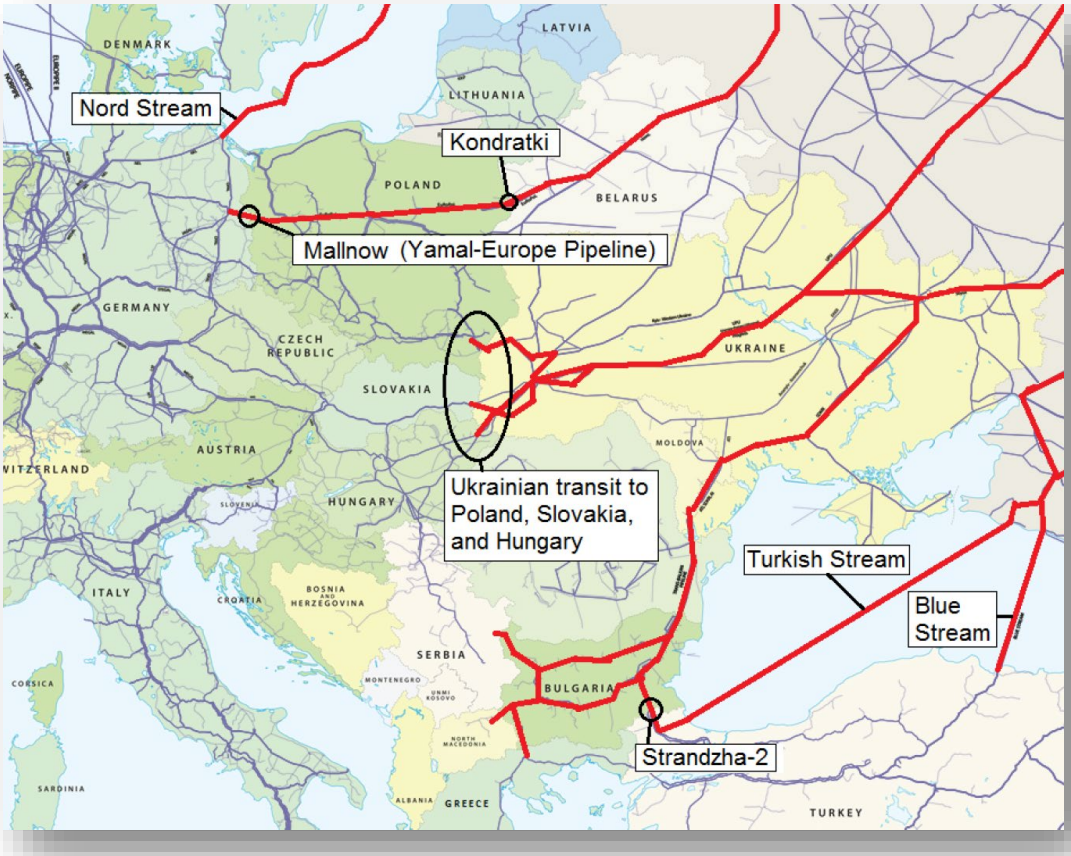


Figure 27 : Principales routes d'exportation de Gasprom vers l'Union européenne (The Oxford Institute for energy studies -Quarterly gas Review – October 2019)

2.3.2.1.3.1 Répartition des routes pour assurer l'approvisionnement de l'Europe

Le Tableau 12 ci-après permet d'estimer l'importance des différentes routes dont question ci-avant.

Tableau 12 : Livraisons de gaz russe vers le marché EU28 et les Balkans occidentaux (données ENTSO-G)

Russian annual deliveries to wider European market (EU28 + non EU Balkan)			
EU consumption (bcm/yr)	2020	2021	
Consumption (EU28 + non EU balkan)	471	480	
Russian gas pipeline supply (in bcm/yr)	2020	2021	Avr. 20/21
Via Baltic Sea - Nord stream I pipeline	57	57	40,00%
Via Belarus -Yamal Europe pipeline	29,8	26	19,60%
Via Ukraine	52,5	38,5	31,90%
Via Turkstream	6	12	6,30%
Other (RU gas to Estonia + Finland)	2,8	3,6	2,20%
Russian gas imports	148,1	137,1	100,00%
% of Russian gas in EU consumption	31,4%	28,6%	

En 2021, la Russie a livré à l'Europe environ 57 bcm grâce au Nord Stream I, 26 bcm via le pipeline Yamal-Europe, 38,5 bcm via l'Ukraine et 12 bcm via le Turk Stream aux États membres du sud-est de l'UE. Pour être complet, 3,6 bcm ont été directement livrés aux les Etats baltes et à la Finlande.

Il faut en conclure que les deux routes les plus utilisées ces deux dernières années par la Russie pour alimenter l'Europe sont la route North Stream et les routes via l'Ukraine. L'importance de chaque route est représentée par un pourcentage établi en prenant pour ces deux dernières années (2020 et 2021) la moyenne des volumes importés par chaque route par rapport à la moyenne des volumes totaux importés.

Il est à noter que la Russie semble vouloir privilégier la route passant par la mer Baltique (Route North Stream) par rapport aux autres routes. On peut y voir deux raisons essentielles. Tout d'abord, il s'agit d'une route d'approvisionnement directe entre la Russie et l'Europe qui ne nécessite pas de passer par un autre pays comme la Biélorussie (Yamal), l'Ukraine ou la Turquie.

Ensuite, lorsque l'on examine de plus près la carte simplifiée de la Figure 28, on distingue deux axes de transport principaux pour accéder aux gisements situés au nord de la Russie. Il y a la première route historique partant de Nadym vers Punga qui se prolonge via le Brotherhood et qui permet d'alimenter l'EU via les routes traversant l'Ukraine et la Turquie. Il s'agit aussi de la route principale desservant Moscou et sa métropole.

Ensuite, plus récemment, une nouvelle route de grande capacité a été construite au Nord de Ukhta, laquelle assure la connexion aux champs plus récents et à haut potentiel de la région de Yamal. C'est via cette seconde route que sont alimentées les canalisations de haute capacité en transport de Yamal Europe et du North Stream (via la canalisation de Gryazovets-Vyborg). Ceci tente à expliquer pourquoi la Russie (Gazprom) a investi dans les routes à l'ouest de l'Europe plutôt que dans celles plus à l'est.

Enfin, vu qu'il n'y a pas beaucoup de jonctions entre ces deux axes principaux (uniquement entre Ukhta et Punga), ces deux routes sont, pour des raisons liées à l'infrastructure russe existante, peu substituables.

Figure 28 : Pipelines principaux à l'est de l'Europe (Wikipedia, 2009)

2.3.2.1.3.2 Evolution de la capacité technique

La capacité maximale d'importation de gaz russe vers l'EU28 est fixée par ENTSO-G à 8 175 GWh/j (ou 743 MMcm/j) pour les prochaines années.

Comme l'indique le tableau ci-après, la seule augmentation prévue est due à l'entrée en fonction du North Stream II qui permet une augmentation de la capacité technique d'exportation par canalisation de 975 GWh/jour (ou 89 MMcm/d).

Tableau 13 : Evolution prévue de la capacité des pipelines de gaz connectant la Norvège et l'EU28 (ENTSO-G)

Pipeline EU 28 Entry capacity from Russia				
Year	2022	2025	2030	2040
Capacity (GWh/d)	8.175	9.150	9.150	9.150
Capacity (MMcm/d)	743	832	832	832

3.3.2.1.3. Capacité d'interconnexions de l'Europe avec le nord de l'Afrique

La capacité d'interconnexion avec l'Afrique du Nord (Algérie et Libye) pourrait passer de 2 322 GWh/j en 2020 à 2 580 GWh/j à partir de 2025 et au-delà.

La capacité d'interconnexion totale avec l'Algérie est de 1 715 GWh/j. Le flux journalier moyen maximum d'un mois durant la période 2014 à 2021 a été enregistré en février 2018 avec un flux de 1 335 GWh/j. Ce mois-là le facteur de charge a été de 0,78.

La capacité d'interconnexion avec la Libye est de 326 GWh/j. Le flux journalier moyen maximum d'un mois durant la période 2014 à 2021 a été enregistré en octobre 2014 avec un flux de 247 GWh/j. Ce mois-là le facteur de charge a été de 0,76.

Selon ENTSO-G, les projections 2019 de pleine utilisation du potentiel de la région nord Afrique, indiquent qu'il serait possible de couvrir, avec ces importations, approximativement 6 % de la demande européenne en 2025. Cela correspondra à un facteur de charge de 0,37.

2.3.2.1.4 Capacité d'interconnexion de l'Europe avec la région caspienne

L'interconnexion de l'Europe avec les régions caspiennes pourrait contribuer à augmenter la diversification de l'approvisionnement européen par canalisation.

En effet, elle permet, via la Turquie et la canalisation TANAP, d'avoir un accès au gisement de Shaj Deniz qui est le gisement de gaz le plus important de l'Azerbaïdjan. Il a été découvert en 1999 et constitue un champ gazier à gaz de condensat. Il est situé en mer Caspienne à environ 70 km du Sud-est de Bakou, à 600 m de profondeur. Ce gisement serait susceptible de fournir 10 bcm/an à l'UE.

Une autre canalisation à haut intérêt pour l'approvisionnement européen réside dans le projet de canalisation Transcaspienne qui permettrait de traverser la mer Caspienne et de connecter le réseau de gaz d'Azerbaïdjan au Turkménistan et au Kazakhstan. Cette connexion présenterait, selon ENTSO-G, un potentiel de 30 bcm/an si elle se concrétise.

La capacité d'interconnexion totale en entrée avec la zone Caspienne et la Turquie est de 971 GWh/j. Le flux journalier moyen maximum d'un mois a été enregistré en décembre 2021 avec un flux de 779 GWh/j. Ce mois-là le facteur de charge a été de 0,8.

2.3.2.2 Infrastructure de transport par navire (transport GNL)

En parallèle de l'infrastructure de transport par canalisation, l'infrastructure de transport de gaz liquéfié par navire joue un rôle importe d'important car il permet l'acheminement du gaz produit dans une zone de production éloignée de la zone de consommation. Via ce moyen, il est possible de capter le gaz produit dans le monde entier. Cela contribue à la diversification des sources d'approvisionnement ce qui constitue un enjeu vital, tant pour la sécurité énergétique que pour la compétitivité de différentes régions du monde dont l'Europe.

Le potentiel de l'infrastructure GNL est examiné sous deux aspects. Tout d'abord, les questions relatives à la situation mondiale de l'approvisionnement en GNL à savoir les principaux pays importateurs de GNL, les prévisions d'équilibrage de l'offre et de la demande, les besoins mondiaux en terminaux GNL et les investissements en cours contribuant à augmenter l'offre de GNL. Pour ensuite aborder les questions du rôle de l'infrastructure GNL dans l'approvisionnement européen.

2.3.2.2.1 Import de GNL – capacité de regazéification mondiale

Au niveau infrastructure, seuls les pays disposant d'un terminal méthanier permettant de regazéifier le gaz naturel liquide sont en mesures d'exploiter ce moyen d'importation. Le Tableau 14 reprend par ordre décroissant les capacités de regazéification de différents pays. Les trois pays disposant actuellement des plus grandes capacités de regazéification sont le Japon, la Corée du Sud et la Chine. Ces trois pays ensemble détiennent environ la moitié de la capacité mondiale de regazéification. Ces pays font également parties des plus grands consommateurs de GNL dans le monde. Le premier pays européen disposant de capacité est l'Espagne. La Belgique, grâce au terminal GNL de Zeebrugge, arrive en 16ème position, juste après l'Italie.

Tableau 14 : Capacités mondiales de regazéification du GNL en 2020 (ENTSO-G).

Liquefied natural gas regasification capacity worldwide in 2020, by country*(in million metric tons per year)

Ranking	Country	Regazification capacity		% of total
		MMtpa	GWh/d	
1	Japan	210,0	9.156	24,88%
2	South Korea	136,8	5.964	16,21%
3	China	79,9	3.484	9,47%
4	United States	45,8	1.997	5,43%
5	Spain	43,8	1.910	5,19%
6	India	39,1	1.705	4,63%
7	United Kingdom	38,1	1.661	4,51%
8	France	28,7	1.251	3,40%
9	Turkey	20,1	876	2,38%
10	Mexico	16,8	732	1,99%
11	Taiwan	15,4	671	1,82%
12	Brazil	14,8	645	1,75%
13	Thailand	11,5	501	1,36%
14	Singapore	11,0	480	1,30%
15	Italy	11,0	480	1,30%
16	Belgium	10,9	475	1,29%
17	Pakistan	9,8	427	1,16%
18	Nederland	8,9	388	1,05%
19	Indonesia	8,6	375	1,02%
20	Bangladesh	7,6	331	0,90%
21	Canada	7,5	327	0,89%
22	Malaysia	7,3	318	0,86%
23	United Arab Emira	6,0	262	0,71%
24	Kuwat	5,8	253	0,69%
25	Portugal	5,8	253	0,69%
26	Egypt	5,7	249	0,68%
27	Chile	5,5	240	0,65%
28	Greece	4,6	201	0,54%
	Other	27,3	1.190	3,23%
	Total	844,1	36.803	100,00%

2.3.2.2.2 Historique et prévision d'équilibrage entre l'offre et la demande mondiale de GNL jusqu'en 2025

Le graphique de la Figure 29 illustre l'équilibrage entre l'offre et la demande de GNL mondial. Ces informations datant de juillet 2020, il faut considérer qu'au-delà de 2019, il s'agit de prévisions. La zone Asie/Jakarta, constitue la plus grande zone de consommation laquelle semble se stabiliser aux alentours de 180 bcm. Sur la période 2015 à 2019, l'Europe et la Chine enregistrent également une forte croissance de la consommation. Au-delà de 2020, les prévisions semblent indiquer que la croissance de la demande viendrait essentiellement des pays asiatiques autres que la Chine et la zone Asie/Jakarta. Ces prévisions ne prennent pas en compte la situation actuelle de la crise Russie/Ukraine dont on peut présager qu'elle conduira certainement l'Europe à importer beaucoup plus de GNL pour réduire sa dépendance et est essayer de stabiliser son approvisionnement.

Au niveau de l'offre, au-delà de 2020, on ne constate pas de forte évolution hormis celle de l'Amérique du Nord (Etats-Unis) qui fournit plus de la moitié de la croissance. Dans une moindre mesure, on observe également une légère croissance au Moyen-Orient, en Afrique et en Russie jusqu'en 2025.

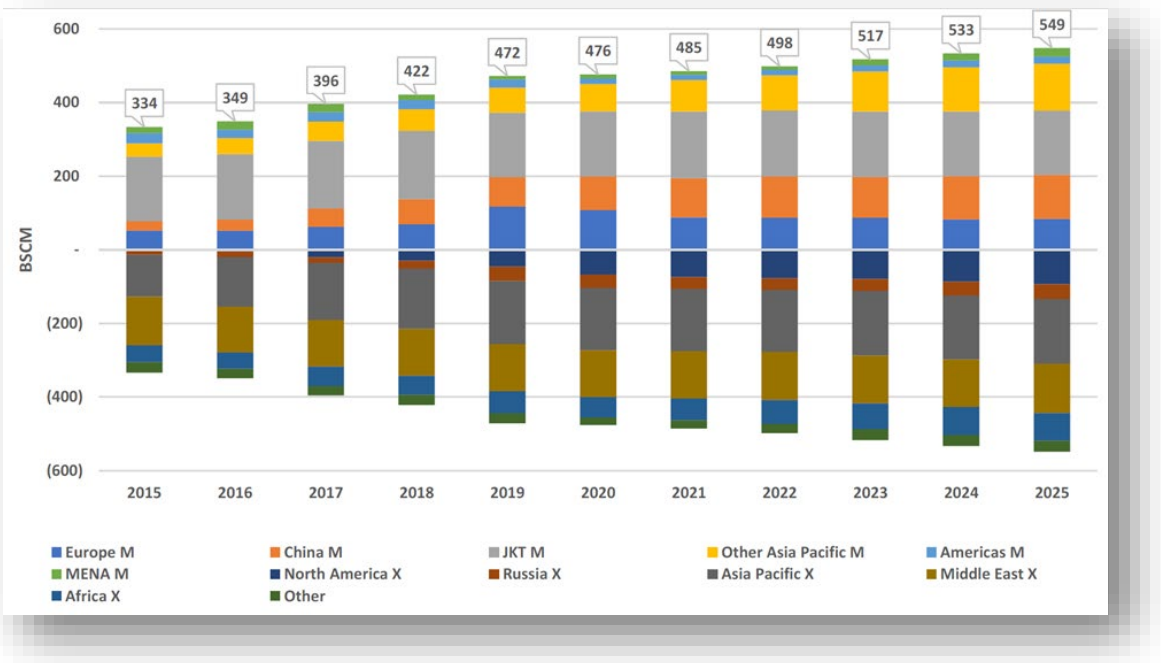


Figure 29 : Prévision d'équilibrage entre l'offre et la demande mondiale de GNL jusqu'en 2025 (IEA, Nexant World Gas Model, OIES Analysis - Quaterly gas review 10 -The Oxfort Institute for energy studies, 2019)

Cedigaz s'attend à ce que les plus fortes augmentations de capacité de GNL des projets post-FID (FID = Final Investment decision) proviendront des États-Unis, du Canada, du Mozambique et du Qatar.

Dans ce scénario, les États-Unis deviendraient le premier producteur de GNL devant l'Australie et le Qatar d'ici 2035 avec une part de marché de 19 %. La Russie remonterait à la quatrième place grâce à de nouveaux projets en plus de Yamal. Le Canada, le Mozambique et la Papouasie-Nouvelle-Guinée seraient en progression dans le top 10 tandis que l'Algérie, Trinité-et-Tobago et Oman en sortiraient.

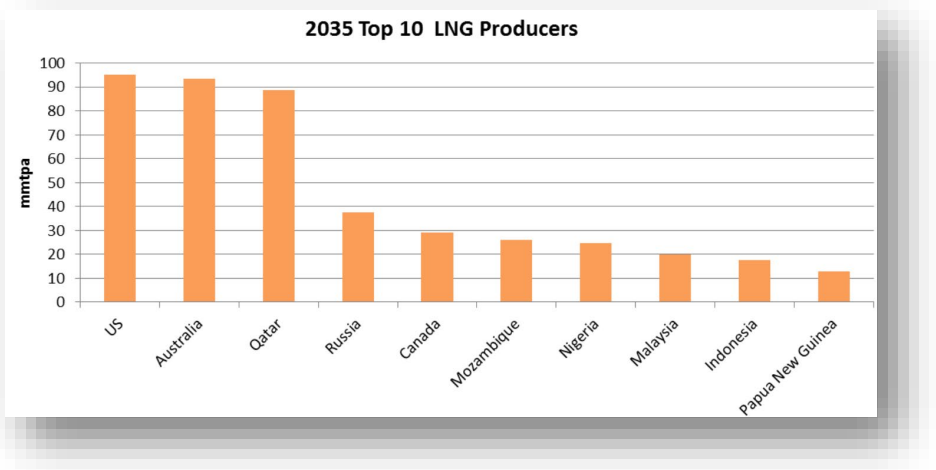


Figure 30 : Top 10 des producteurs GNL horizon 2035 (Cedigaz - https://www.cedigaz.org/cedigaz-2035-GNL-outlook-new-projects-needed-2023/)

2.3.2.2.3 Investissements contribuant à augmenter l'offre mondiale de GNL jusqu'en 2027

Comme on peut le voir sur à la Figure 31, la production mondiale de GNL pourrait évoluer à la hausse, comme suite d'une série de décisions d'investissement prises par les acteurs de marché lesquelles permettraient d'atteindre les 625 bcm en 2025 et environ 700 bcm à partir de 2026.

D'autres projets pouvaient faire l'objet d'une décision d'investissement. Ils pourraient présenter un potentiel de maximum 100 bcm supplémentaires à partir de 2027.

La croissance de la capacité d'exportation de GNL commence à ralentir en 2021 et au-delà à mesure que les unités de production (ou Trains) américains arrivent à pleine capacité. Seuls quelques nouveaux projets démarreront au cours des trois prochaines années, notamment le deuxième FGNL malaisien, Tangguh (Train 3), Corpus Christi (Train 3), Sabine (Train 6), Tortue FGNL et Coral FGNL. La prochaine augmentation de capacité ne devrait pas commencer avant la fin de 2024.

Parmi les grands projets au-delà de 2024, il y a Rovuma 1 et 2 au Mozambique, Woodfibre au Canada et plusieurs projets d'expansion visant à construire 6 nouvelles unités de GNL au Qatar.

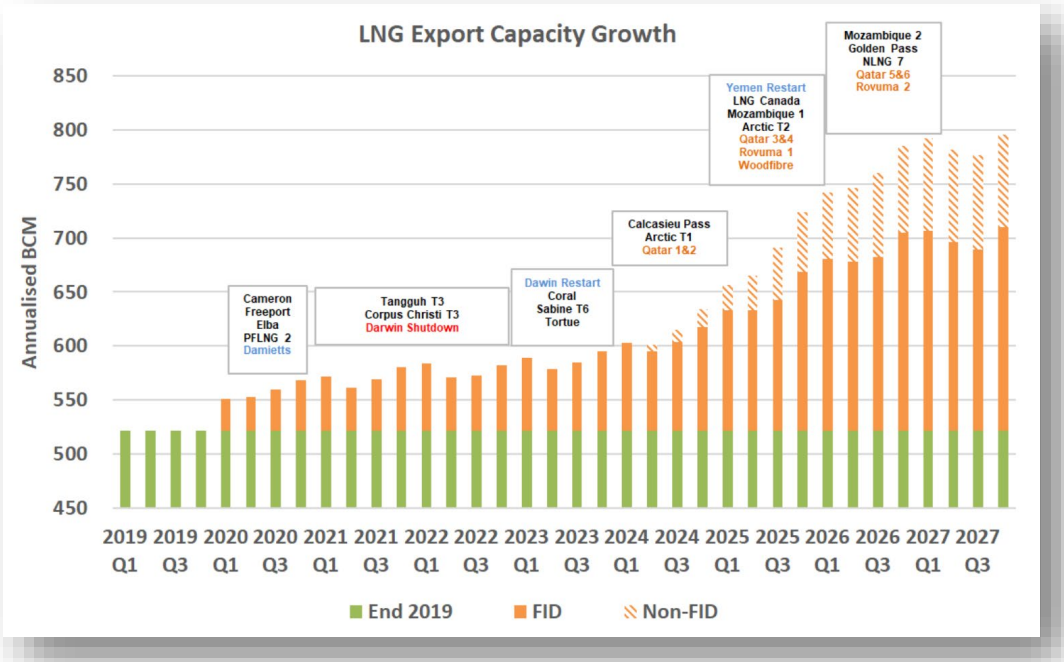


Figure 31 : Estimation de l'évolution trimestrielle de la capacité d'exportations de GNL (OIES) (https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/01/Quarterly-Gas-Review-Issue-8.pdf p. 8)

Comme effet de la crise Covid19, il a ensuite été annoncé qu'un certain nombre de projets devraient être reportés ou retardés comme le projet de Woodfibre GNL en Colombie-Britannique (Canada), le projet Rovuma dirigé par ExxonMobil au Mozambique et l'expansion terminal GNL en Papouasie-Nouvelle-Guinée. Raison pour laquelle une réactualisation du statut de ces projets devra être faite dès que cette information sera disponible. Vu la reprise de l'économie mi-2021 et les prix actuellement très élevés en Europe, cette situation ne peut être évidemment que favorable au niveau mondial à la relance des investissements liés aux terminaux de liquéfaction GNL. Néanmoins, sachant que la construction d'une nouvelle usine de liquéfaction entraine des investissements très importants, les investisseurs potentiels demandent une visibilité à long terme. Or, en Europe, le marché du GNL semble plutôt orienté court terme et se trouve ainsi en concurrence avec d'autres parties du monde qui privilégient les engagements (contrats) long terme.

2.3.2.2.4 Import de GNL - Capacité de regazéification européenne

Aujourd'hui, les pays d'Europe occidentale qui ont accès à des terminaux d'importation de GNL et à des marchés gaziers liquides sont beaucoup plus résistants à d'éventuelles ruptures d'approvisionnement que ceux qui dépendent d'un fournisseur de gaz unique. Le marché mondial du GNL est dynamisé par l'arrivée de nouveaux fournisseurs tels que les États-Unis ou l'Australie.

Le Tableau 15 reprend par pays l'ensemble des terminaux qui s'y trouvent ainsi que leur capacité de regazéification. Les 3 pays de l'EU28 ayant les plus grandes capacités sont l'Espagne avec 28 % de la capacité totale, le Royaume-Uni avec 24,33 % et la France avec 18 %.

La Belgique dispose d'un terminal à Zeebrugge disposant d'une capacité représentant 7 % de la capacité totale européenne installée (même capacité que l'Italie). Remarquons également que l'Allemagne ne dispose actuellement pas de terminal GNL.

Signalons au passage qu'une spécificité importante du terminal GNL de Dunkerque d'une capacité d'environ 570 GWh/j, est de pouvoir pour environ la moitié de sa capacité (285 GWh/j), ne pas devoir odoriser le gaz acheminé vers la Belgique via la canalisation d'Alveringen/Maldegem. Cette capacité est de l'ordre de 50% de la consommation belge moyenne journalière (520 GWh/jour)

Il est également utile de noter que deux pays (la France et l'Espagne) pratiquent l'odorisation centralisée alors que les autres pays européens pratiquent l'odorisation décentralisée. L'odorisation centralisée consiste à odoriser le gaz en transport alors que l'odorisation décentralisée consiste à faire cette opération uniquement lorsque le gaz passe du réseau de transport au réseau de distribution. Un des intérêts de l'odorisation centralisée est d'être moins coûteuse que l'odorisation décentralisée car elle ne nécessite d'installer les équipements d'odorisation du gaz naturel qu'aux points d'injection du gaz dans le réseau de transport, là où la gestion décentralisée nécessite d'équiper chaque poste vers la distribution de son propre équipement d'odorisation. Même si cela s'avère plus couteux, la grande majorité des pays européens dont la Belgique ont néanmoins choisi de transporter le gaz naturel sous sa forme non odorisée de sorte que ce gaz puisse par la suite être utilisé par l'industrie comme matière première assez pure vu que le gaz n'a pas été contaminé par l'odorisant (à base de soufre).

Ces deux systèmes ont pour effet qu'une fois le gaz odorisé, ce gaz ne peut généralement plus être transporté vers les états pratiquant l'odorisation décentralisée.

Pour cette raison, le Tableau 15 identifie sur fond jaune, les pays qui disposent de terminaux GNL et qui n'odorisent pas le gaz de manière centralisée et sur fond rouge, ceux qui le font. Il est important de constater que deux des trois plus grands pays disposant des plus grandes capacités de regazéification odorisent le gaz ce qui pourrait s'avérer un obstacle à son acheminement au travers de l'Europe. Pour ce qui concerne le Portugal, le tableau reprend également ce pays sur un fond rouge, vu que ce pays dispose d'une faible capacité d'interconnexions avec les autres états membres, ce qui induit des effets similaires à l'odorisation à savoir que cela constitue un obstacle à l'acheminement du gaz au travers de l'Europe.

Vu ce qui précède, il est important de constater que seuls 55 % de la capacité de déchargement disponible pourra en définitive faire l'objet d'une recirculation du gaz GNL déchargé au travers de l'Europe.

Tableau 15 : Import de GNL - Capacité de regazéification européenne (données ENTSO-G)

LNG terminal's regaz. capacity (entry points)					
Country	LNG Terminal	Terminal Capacity	Total	Unit	% of the total
BE	Zeebrugge	477	477,0	GWh/d	6,95%
UK	Teeside	128,9			
	Isle of Grain	625,1			
	Milford Haven	916,8	1.670,8	GWh/d	24,33%
GR	Agia Triada	204,5	204,5	GWh/d	2,98%
IT	Panigaglia	118,9			
	Cavarzere	243			
	OLT LNG/Livorno	121,8	483,7	GWh/d	7,04%
NL	Gate Terminal	384,7	384,7	GWh/d	5,60%
LT	Klaipeda	122,4	122,4	GWh/d	1,78%
PL	Swinoujscie	158	158,0	GWh/d	2,30%
FR	Dunkerque (-> BE)	(285)			
	Dunkerque (-> FR)	570			
	Montoir de Bretagne	320,5			
	Fos (Tonkin / Cavaou)	360,6	1.251,1	GWh/d	18,22%
PT	Sines	205	205	GWh/d	2,98%
ES	Barcelona	542,9			
	Sagunto	278,3			
	Cartagena	375,8			
	Huelva	375,8			
	Mugardos	115,2			
	Bilbao	222,7	1.910,7	GWh/d	27,82%
EU	**Total EU28**		**6.867,9**	**GWh/d**	**100,00%**
	Non odorized		**3.786,1**	**GWh/d**	**55,13%**
	Odorised/isolated		**3.081,8**	**GWh/d**	**44,87%**

3 Conclusions (PARTIE A)

Continuer à pouvoir se fournir à l'avenir en gaz naturel auprès de plusieurs pays est évidemment un gage important de sécurité d'approvisionnement. La diversification énergétique est essentielle pour l'Europe ainsi que pour la Belgique. Cette diversification implique d'avoir accès à différentes sources d'énergie, à de nombreux fournisseurs ainsi que des voies d'acheminement diverses. Elle permet de réduire le risque de dépendance à une seule ressource ou à un seul fournisseur. Un pays qui diversifie son mix énergétique renforce sa sécurité énergétique.et se met à l'abri des ruptures énergétiques.

A cet effet, le marché belge dispose d'un arsenal de ressources rendant possible une grande diversification de l'approvisionnement en gaz naturel :

- Une infrastructure de conduites terrestres, d'un terminal GNL et d'un réservoir de stockage ;
- Des sources d'approvisionnement variées acheminées par ces différents moyens de transport ;
- Des partenaires fiables tels que la Norvège en connexion directe, permettant un approvisionnement en « *baseload* », avec le GNL comme variable d'équilibrage ;
- Un marché belge compétitif avec une quarantaine de fournisseurs (2020), dont plusieurs d'envergure internationale ;
- Un réseau de gaz naturel surdimensionné par rapport aux besoins propres et qui permet de faire transiter environ deux-tiers des volumes transportés vers d'autres pays occidentaux (Allemagne, Pays-Bas, France).
- Un accès aux sources d'approvisionnement au marché mondial avec des perspectives d'extension des installations portuaires de déchargement de GNL.
- Une gestion de l'installation de stockage Loenhout à l'écoute du marché et dynamique : une nouvelle loi récente permet en effet d'échanger des capacités par le biais d'enchères à un prix de réserve inférieur au tarif réglementé, ce qui étend les opportunités de remplissage tenant compte des conditions actuelles du marché. Une première vente aux enchères a d'ailleurs été organisée le 22 février 2022 par Fluxys et a connu un grand succès.

Cependant,

- si la Belgique dispose d'une infrastructure qui permet une grande diversification, l'usage que fera le marché de cette opportunité est difficilement prévisible en termes de *sourcing* de gaz.
- En effet, dans le marché libéralisé, les portefeuilles d'achats de gaz sont gérés, souvent au niveau européen, par les acteurs de marché qui décident librement où ils choisissent de se fournir.
- De même, les investissements nécessaires à réaliser au niveau mondial, à long terme, restent incertains, en particulier pour les infrastructures de LNG.
- Les enjeux géopolitiques peuvent influencer le fonctionnement attendu du marché.

En conclusion, il est essentiel que la Belgique

- assure une surveillance étroite de l'approvisionnement en gaz naturel de manière général mais également en situation de crise telle que l'on connait actuellement via entre autres un reporting journalier du GRT belge sur la situation et des réunion hebdomadaire (ou plus fréquentes selon les circonstances) sur l'état de la situation avec la Direction générale de l'Energie, des représentants du Ministre de l'Energie, du GRT, du centre de Crise national, etc. et
- s'assure que les procédures adéquates sous la forme d'un plan d'urgence et de délestage actualisé soient opérationnelles au cas où une situation critique devait surgir sur son approvisionnement en gaz naturel.

En guise de point d'attention, Il ne faut pas sous-estimer la complexité du domaine énergétique qui rend tout travail d'analyse au niveau belge à la fois complexe et délicate Cela est dû notamment au fait que :

- l'accès aux informations sur l'origine du gaz consommé n'est généralement pas disponible dans le cadre du marché libéralisé. Les spécifications des contrats commerciaux avec les producteurs sont en effet des informations relativement confidentielles. Les accords élaborés à l'échelle du marché européen voire international permettent difficilement de réconcilier les flux commerciaux aux flux physiques et encore moins à les associer au contrat d'un utilisateur final.
- La mécanique de fonctionnement des marchés n'est pas uniquement dictée au niveau national mais bien souvent au niveau européen voire mondial
- Des marchés qui ne réagissent pas nécessairement de façon rationnelle (limitation volontaire de l'offre venant d'un producteur malgré une situation de prix élevés).
- Des échanges commerciaux de gaz naturel qui sont in fine tributaires des capacités physiques disponibles.
- Les impacts d'un vecteur sur un autre complexifient les décisions prises par les opérateurs (intégration des secteurs).

PARTIE B - Mix énergétique : dépendance, sécurité d’approvisionnement, prix

1. Bilan énergétique de la Belgique

La représentation du bilan énergétique de la Belgique (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) montre à l'évidence combien le pays est dépendant des importations en vecteurs énergétiques qui assurent l'énergie demandée par les consommateurs. Il montre aussi la part importante des exportations de produits énergétiques et donc des transformations industrielles et des flux qui caractérisent notre économie.

Les productions domestiques se limitent à l'énergie produite à partir de déchets et des énergies renouvelables. La 'production nucléaire' représentée en partie gauche de la Figure 32 représente en fait la chaleur résultant du processus (par convention statistique).

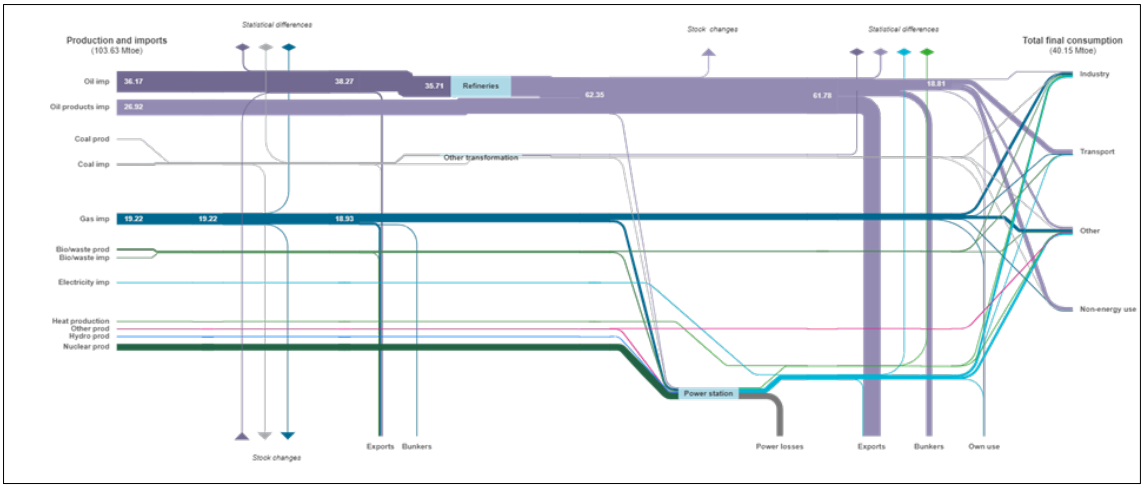


Figure 32: Bilan énergétique de la Belgique. A gauche, les importations et productions ; à droite les secteurs de consommation. La production d'électricité figure comme étape intermédiaire (AIE).

Au cours des dernières décennies, la Belgique a réduit l'utilisation des combustibles fossiles et augmenté la part des énergies renouvelables. La production d'électricité à partir du charbon est abandonnée depuis 2016 et la Belgique est un leader mondial dans le domaine de l'éolien offshore.

La dépendance vis-à-vis des importations de combustibles fossiles pour faire face aux besoins énergétiques domestiques est très forte. En 2020, la dépendance énergétique[17], s'élevait à 78,1 % (sur la consommation intérieure brute). La diversification des pays d'importation et les stocks stratégiques sont les principaux moyens de garantir la sécurité d'approvisionnement.

La Belgique possède, tant en gaz qu'en électricité, des réseaux de transport de gaz et d'électricité les plus interconnectés d'Europe.

La Belgique est le 5ème pays de EU le plus dépendant pour ses besoins énergétiques (après Malte, Chypre, Luxembourg et Grèce). Elle est aussi classée à la 11ème position des pays de EU dépendants de la Russie pour ses besoins énergétiques (les Pays-Bas sont encore plus dépendants que nous).

[17] Statistiquement, la dépendance énergétique correspond au ratio entre les importations nettes et la somme de la consommation intérieure brute et des routes maritimes internationales

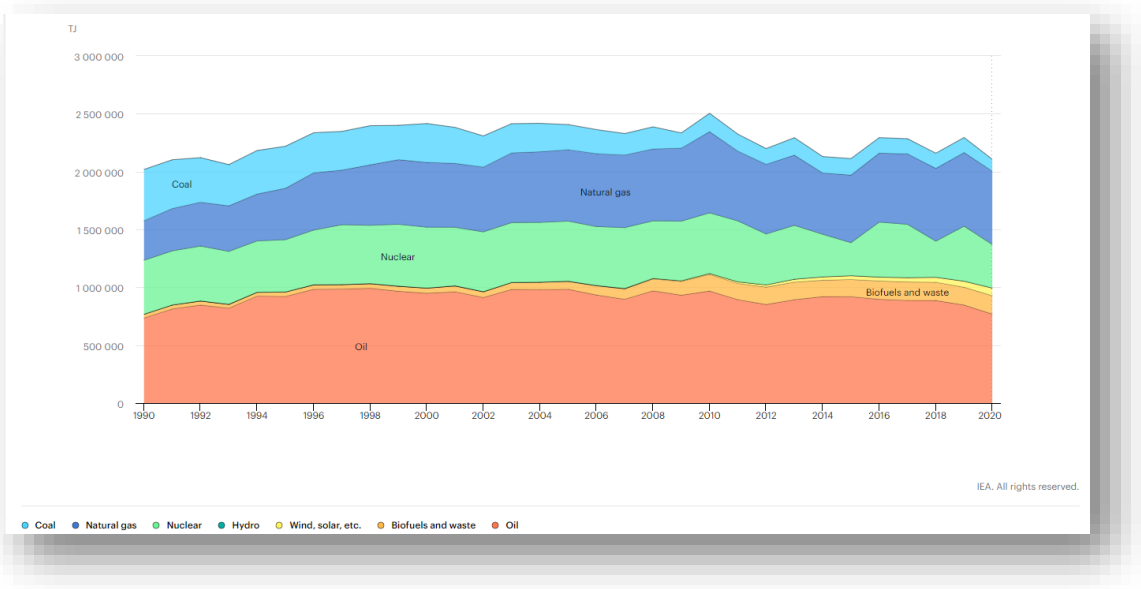


Figure 33 : Evolution de la fourniture d'énergie totale à la Belgique, par source, entre 1990 et 2020 (TJ) (AIE)

1.1. Consommation d'énergie primaire

La consommation d'énergie primaire mesure la demande totale en énergie d'un pays. Cela couvre la consommation du secteur énergétique lui-même, les pertes lors de la transformation (du gaz en électricité, par exemple) et de la distribution d'énergie, ainsi que la consommation finale des utilisateurs finaux. Cela inclut l'énergie consommée à des fins non énergétiques (par exemple, la consommation de produits pétroliers pour la production de plastique ou la consommation de gaz naturel pour produire de l'hydrogène et ses dérivés azotés).

Tableau 16 : Consommation d'énergie primaire en Belgique en 2020 (SPF Economie)

Source d'énergie		Mtep	TJ
Pétrole et produits pétroliers		19,7	823.580
Gaz naturel		15,2	635.507
Combustibles fossiles solides		2,4	98.474
Énergie nucléaire		8,4	350.393
Énergies renouvelables et déchets		5,6	233.413
Autres*		0,3	12.281
Total		**51,4**	**2.153.648**

* « Autres » comprend les importations nettes d'électricité et de chaleur ainsi que la récupération de la chaleur des procédés chimiques.

En 2020, la consommation totale d'énergie primaire de la Belgique s'élevait à 51,4 Mtep (Tableau 16). Ce niveau de consommation d'énergie primaire, le plus bas depuis le début des années 1990, résulte essentiellement de la crise du coronavirus. Celle-ci a principalement provoqué une chute de la consommation des produits pétroliers. Suite aux politiques en place depuis des années, l'intensité énergétique tant de l'industrie que du secteur résidentiel a été réduite (Figure 34).

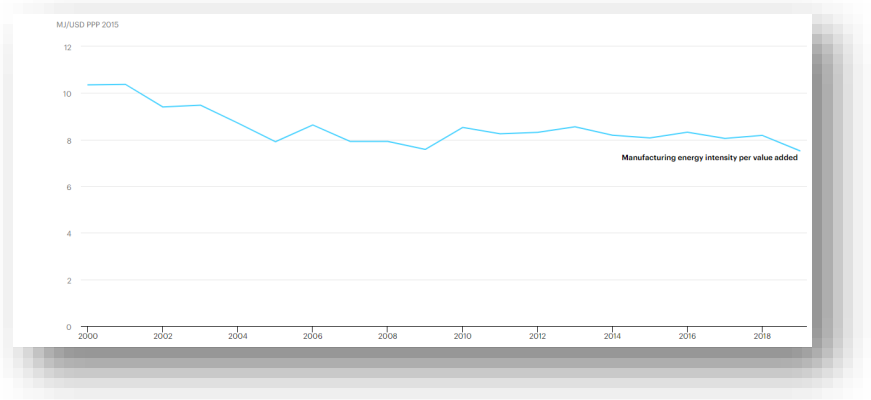


Figure 34 : Evolution de l'intensité énergétique du secteur manufacturier en Belgique 2000-2019 (MJ/USD) (AIE)

1.2. Pétrole et produits pétroliers

L'approvisionnement belge en pétrole et produits pétroliers est diversifié. Actuellement près de 30 % du pétrole brut importé provient de Russie. Parmi les pays de l'OPEP, l'Arabie saoudite et le Nigéria sont les pays desquels la Belgique importe le plus (18,5 % et 8,5 % respectivement). Les autres pays hors OPEP comprennent le Canada, la Colombie, Cuba, la France, le Gabon, le Kazakhstan, Trinité-et-Tobago et des pays d'Afrique non spécifiés.

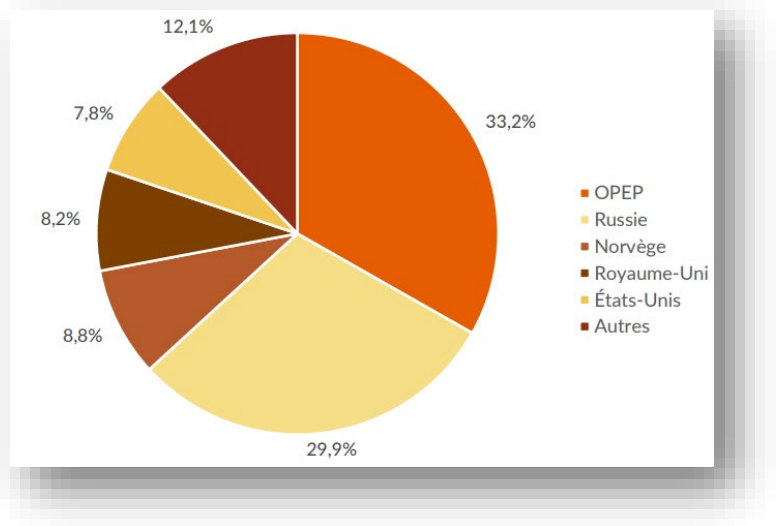


Figure 35: Origines des importations de pétrole brut en Belgique (SPF Economie)

La Russie reste un fournisseur important de naphta. La production nationale des raffineries belges est consommée au sein de leur propre département pétrochimique.

La production nationale d'essence et de diesel est bien supérieure à la consommation belge. Raison pour laquelle la Belgique est en mesure de se positionner comme un grand exportateur net d'essence et de diesel. Bien qu'excédentaire, la Belgique importe néanmoins des produits pétroliers pour des raisons de prix et de diversification d'approvisionnement, si bien qu'environ 10% des importations de diesel proviennent de Russie. Il n'est pas possible de déterminer si ces importations sont destinées à l'approvisionnement de la Belgique ou au commerce extérieur.

Notre dépendance aux importations de kérozène n'implique pas la Russie. Le kérozène est transporté vers les pays voisins via le pipeline de l'OTAN.

Le prix des produits pétroliers est fixé sur le marché international. En Belgique, les variations de ce prix et des cours de change sont répercutées dans les prix à la pompe par le biais d'un système de prix maximums, qui est réglementé par le contrat-programme.

1.3. Gaz naturel

Comme indiqué dans la PARTIE A, la Belgique est entièrement dépendante d'importations pour son approvisionnement en gaz naturel[18]. Le marché du gaz naturel étant libéralisé, la fourniture des molécules (leur source) est laissée à l'initiative du marché, qui peut toutefois s'appuyer sur une infrastructure diversifiée et surdimensionnée par rapport aux seuls besoins domestiques.

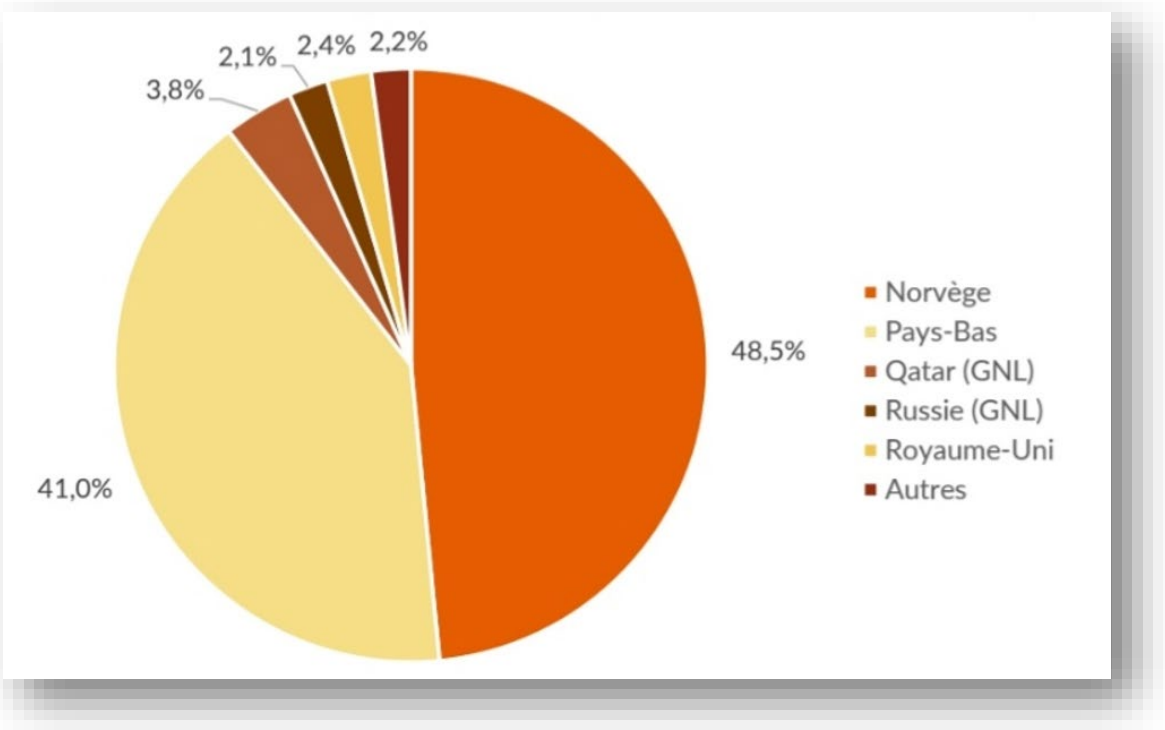


Figure 36 : Origine des importations de gaz naturel consommé en Belgique (%) (SPF Economie)

Les prix du gaz naturel résultent des opérations commerciales sur les marchés européens (pipelines) et mondial (GNL) ainsi que des modalités contractuelles entre opérateurs (contrats long terme, hubs avec prix spots).

Les fournisseurs/*shippers* constituent un portefeuille d'achats à long, moyen et court terme auprès des producteurs et des marchés de gaz naturel en fonction des estimations de la demande future de leurs clients. Les politiques de risque exigent généralement de couvrir le risque de volume et de prix en faisant correspondre les positions d'achat et de vente, également pour l'avenir. D'où les produits sur les bourses du gaz : spot (day-ahead) et "futures" : mensuels, trimestriels, annuels.

Il existe trois grands marchés du gaz naturel : les États-Unis, l'Europe et l'Asie-Pacifique, chacun ayant un marché principal/HUB qui fixe le prix, respectivement : le Henry Hub, le TTF et le JKM. Lorsque les marchés ne sont pas soumis à des contraintes, des échanges peuvent avoir lieu entre eux, principalement par le biais du GNL, et les prix convergent entre les régions. Lorsque la demande augmente de manière inattendue dans une région, le prix local augmente en conséquence et cela attire les flux de gaz d'une autre région. Il en résulte un prix légèrement plus élevé dans les deux régions, à condition que la capacité d'échange de gaz entre les régions soit suffisante.

Lorsque le prix mondial augmente, il pousse les producteurs à accroître leur production. Lorsque le prix mondial diminue, il pousse les consommateurs à augmenter la demande (par exemple, le gaz pour produire de l'électricité).

Ces deux effets s'équilibrent sur le long terme pour aboutir à un "coût marginal de production à long terme" stable, qui se situe autour de 20 €/MWh, ce qui est suffisant pour stimuler la production supplémentaire à long terme sans entraver la demande à long terme. Cependant, à court terme, de fortes variations peuvent se produire lorsque le marché est temporairement sur- ou sous-alimenté.

[18] à l'exception d'une très petite production de biométhane

Les contrats de gaz sont traditionnellement indexés sur le pétrole, surtout lorsque le pétrole est le combustible concurrent, mais l'indexation basée sur le hub est surtout utilisée en Europe et aux États-Unis. Plusieurs types de mécanismes d'indexation sur le hub expliquent que les flux de gaz peuvent être différents selon les *shippers* et les fournisseurs. Les indices de hub sont considérés comme fiables, c'est-à-dire représentatifs de l'équilibre réel entre l'offre et la demande par les acteurs du marché. La volatilité des prix peut se produire en cas de déséquilibre temporaire entre l'offre et la demande (par exemple, en cas de temps plus froid). Le stockage permet alors de lisser les variations de prix - tant qu'il y a suffisamment de gaz en stock.

1.4. Combustibles fossiles solides

La dernière mine de charbon belge a fermé en 1992. Il n'y a plus maintenant qu'une petite récupération de charbon provenant de terrils. La Belgique est donc entièrement dépendante de l'étranger pour ses importations de combustibles fossiles solides. Le marché étant libéralisé, la fourniture des combustibles (leur source) est laissée à l'initiative du marché. Il y a d'importants stocks de *hard coal* en Belgique (Figure 37), ceux-ci étant surtout utilisés par nos industries.

Au vu des préoccupations environnementales grandissantes, l'implantation de nouvelles centrales au charbon pour produire de l'électricité est peu probable en Belgique.

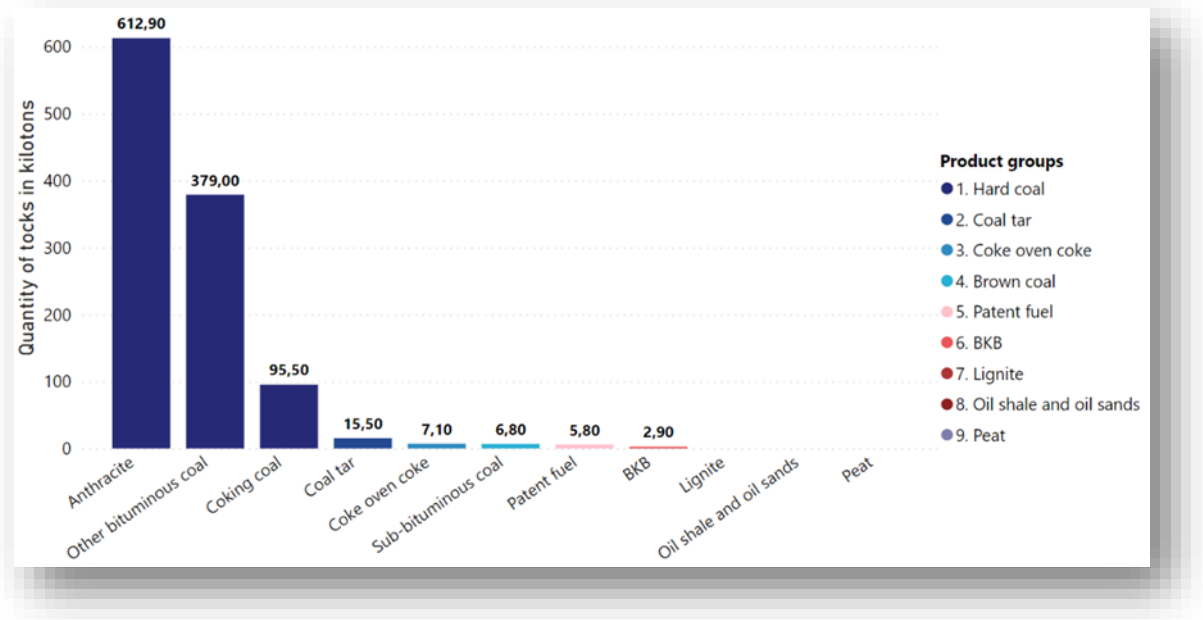


Figure 37: Etat des stocks de combustibles solides en Belgique fin décembre 2021 (données provisoires de l'enquête AQ coal 2021) (en kt) (SPF Economie)

Les importations, en 2020, venaient majoritairement de Russie et d'Australie, suivies par les États-Unis et l'Allemagne (Figure 38). On notera cependant que les charbons d'origine russe doivent généralement encore être transformés en charbon à coke avant d'être utilisés dans nos industries, contrairement aux charbons originaires d'Australie ou des États-Unis.

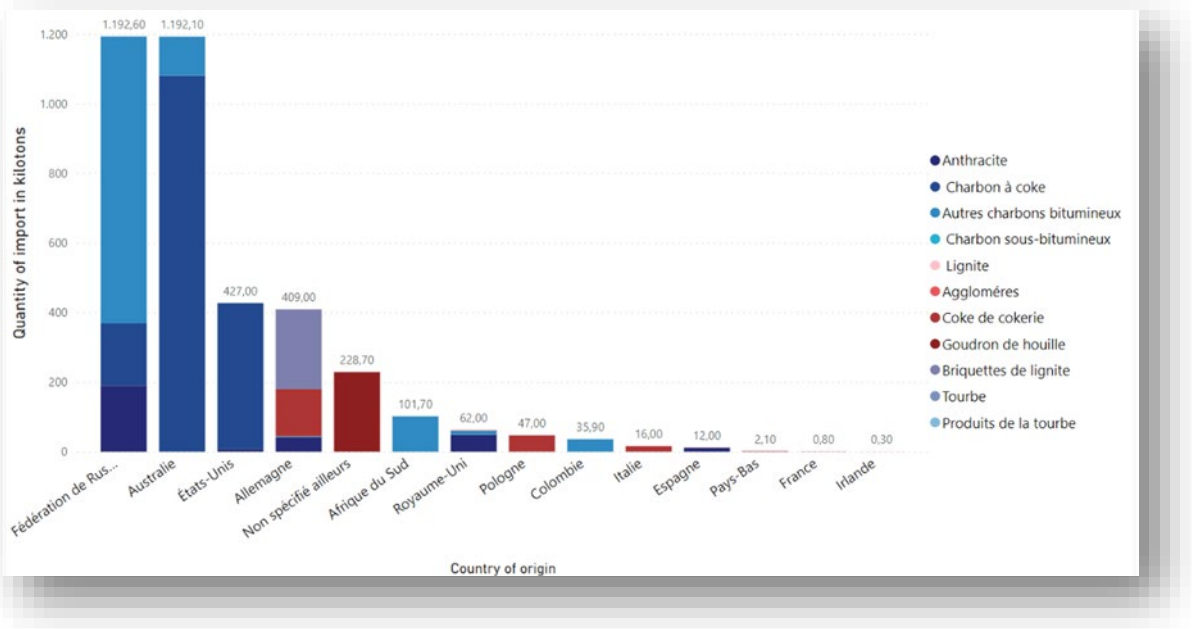


Figure 38 : Imports de combustibles fossiles solides en Belgique par source et par pays d'origine, en 2020 (kt) (SPF Economie)

1.5. Combustible nucléaire

La Belgique est membre de Communauté européenne de l'énergie atomique (EURATOM) depuis son entrée en vigueur 1958. Toutes les matières nucléaires (Uranium, Plutonium) qui se trouvent dans les combustibles nucléaires dans tous les pays EURATOM sont propriété d'EURATOM.

Le traité EURATOM a confié à l'Agence d'approvisionnement d'Euratom (ESA) de maintenir un approvisionnement régulier et équitable en matières nucléaires (minerais, matières brutes et matières fissiles spéciales) pour tous les utilisateurs de la Communauté européenne de l'énergie atomique, en se dotant d'une politique commune d'approvisionnement.

L'objectif stratégique de cette agence est de garantir une sécurité d'approvisionnement en matières nucléaires, à court, moyen et long terme, pour tout ce qui touche à la fourniture de combustible nucléaire pour la production d'électricité et les réacteurs de recherche. EURATOM et son agence d'approvisionnement disposent de mécanismes pour garantir l'approvisionnement en matières nucléaires lors de toutes les étapes du cycle de combustible : fourniture d'uranium, services de conversion, services d'enrichissement et fabrication du combustible.

95% de l'uranium utilisé en Europe provient des pays à l'extérieur d'EURATOM. L'origine de l'uranium livré en Europe en 2020 est illustrée sur la Figure 39.

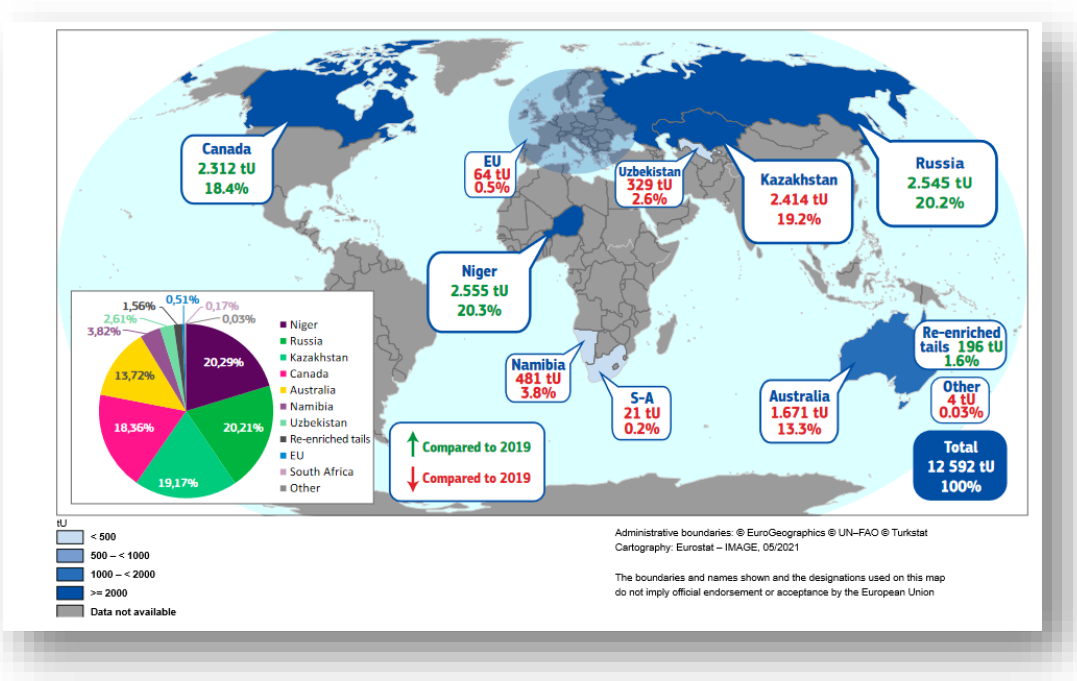


Figure 39: Origine de l'uranium livré aux opérateurs européens, et comparaison avec la moyenne des 5 dernières années (EURATOM)

Quant aux fournisseurs de services de conversion, 28% des besoins de l'UE ont été satisfaits par Orano - France, suivi de Rosatom – Russie (24%), Cameco (31%) et ConverDyn – USA (15 %).

L'Europe occupe un rôle central dans la production mondiale de combustible nucléaires (France, Espagne, Suède) aux côtés des USA, de la Corée du Sud et du Royaume-Uni, qui, tous ensemble, représentent 60% de la production mondiale.

Le combustible des centrales nucléaires belges est fabriqué en Europe.

1.6. Production et consommation d'électricité

Un mix diversifié de sources assure aujourd'hui la production d'électricité en Belgique (Tableau 17).

Ces dernières années, la part du gaz naturel utilisé dans la production d'électricité et de chaleur vendue (c'est-à-dire le secteur de la transformation pour les statisticiens) par rapport au total du gaz naturel disponible sur le marché belge se situait entre 24 et 27%.

Contrairement aux autres vecteurs, l'électricité consommée en Belgique est principalement produite à l'intérieur de nos frontières. Les échanges d'électricité avec les pays voisins n'engendrent pas de dépendance inquiétante mais soulignent plutôt le dynamisme du marché régional.

Tableau 17 : Production brute d'électricité en Belgique en 2020 (SPF Economie)

Électricité		TWh
Nucléaire		34,4
Gaz naturel		26,8
Combustibles fossiles solides et gaz sidérurgiques		1,9
Produits pétroliers		0,1
Énergies renouvelables		23,4
Autres sources*		2,8
Total		**89,4**

* « Autres sources » comprend l'hydroélectricité pompée, la chaleur de récupération, les déchets non renouvelables et autres.

La situation de l'approvisionnement en électricité est monitorée[19] tant directement (par exemple via les capacités de production disponibles et via le niveau de production et d'imports/exports) qu'indirectement (au travers des prix). Le monitoring se divise en trois parties :

- Le monitoring *continu* basé sur les données les plus récentes de la plateforme de données d'Elia et est mis à jour quotidiennement.
- Le monitoring *backward* examine sur base journalière la sécurité d'approvisionnement du dernier mois calendrier écoulé. Ceci permet de remarquer et d'interpréter des tendances inattendues qui peuvent passer inaperçues quand le focus est sur l'instant présent.
- Le monitoring *forward* rassemble les informations et études les plus récentes qui analysent les futures évolutions des capacités disponibles et des prix de marché.

A titre d'illustration, la Figure 40 montre que, compte tenu de l'indisponibilité plus importante que prévue (20%) des centrales nucléaires en France, les flux en provenance des Pays-Bas et/ou de l'Allemagne via la Belgique continuent d'aller principalement vers la France (jusqu'à 7,8 GW d'importations). Cette situation est suivie depuis le 18 décembre 2021.

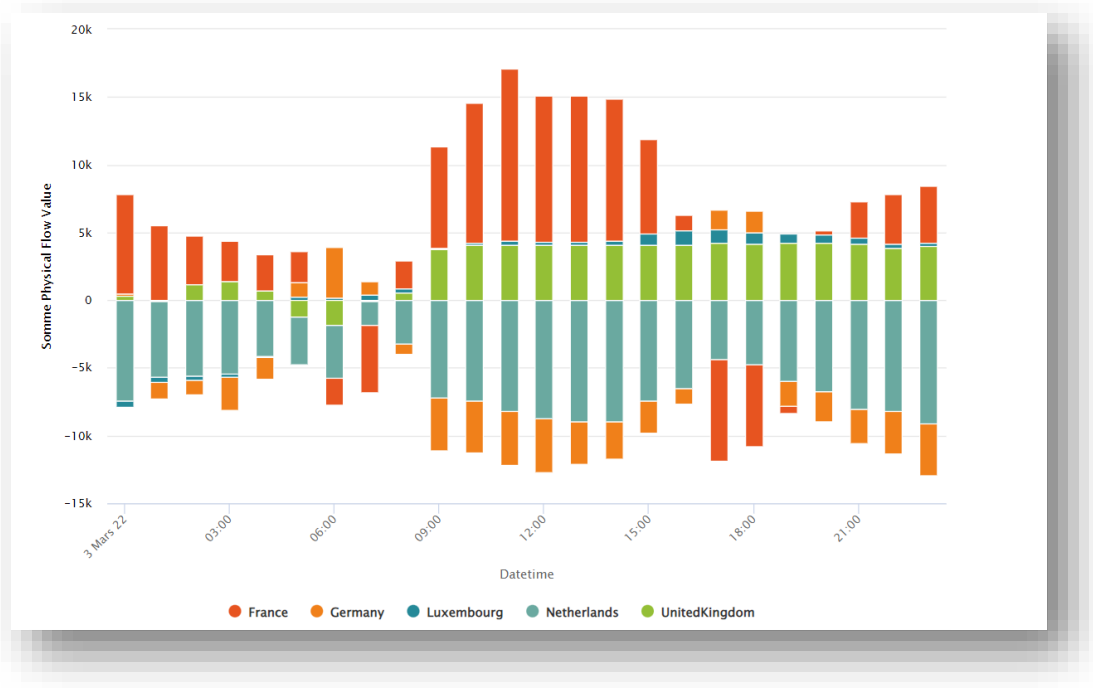


Figure 40 : Flux physiques d'électricité (en MW) du 3 mars 2022, par heure, sur chacune des interconnexions entre la Belgique et les pays voisins. Une valeur positive signifie une exportation depuis la Belgique, tandis qu'une valeur négative signifie une importation en Belgique.

[19] Monitoring de l'approvisionnement en électricité | SPF Economie (fgov.be)

La Figure 41 [20] montre de quelle façon la charge (load) belge est couverte à 18h (moment du pic de consommation), pour chaque jour du dernier mois écoulé. Ce graphique montre la répartition, par technologie, de la production domestique ainsi que le rôle que les imports et exports d'électricité jouent dans notre approvisionnement.

En février, la charge se situe entre ±9 600 et ±12 600 MW (les valeurs les plus basses se situant généralement pendant les week-ends et les jours fériés). La capacité de production disponible de l'énergie éolienne fluctue énormément entre ±500 et ±4 000 MW - il n'y a pratiquement pas d'énergie solaire en Belgique à 18 heures en février. Dans la première moitié du mois, les exportations nettes ont été nettement supérieures aux importations nettes. Ensuite, le bilan est plus ou moins équilibré, ce qui est très probablement une conséquence de la réduction de la capacité de production nucléaire belge depuis le 17 février.

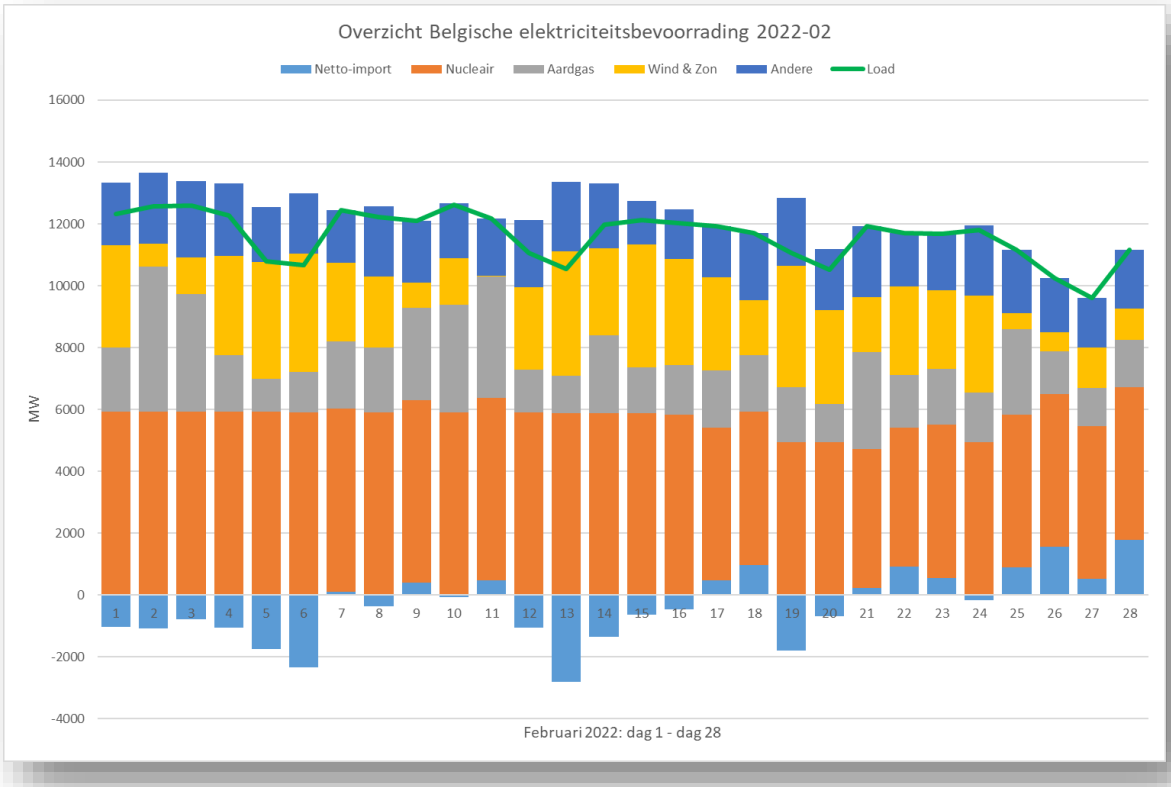


Figure 41 : Aperçu de l'approvisionnement belge en électricité vers 18h (pointe) pour chaque jour du mois de février 2022 (en MW) (SPF Economie)

Tant qu'il n'y a pas de congestion sur les interconnexions, les prix *day-ahead* de la Belgique et de ses pays limitrophes sont identiques. Le marché belge est en effet couplé aux marchés de ses pays voisins (Pays-Bas, Allemagne, Luxembourg, France et Royaume-Uni). Une congestion se produit lorsque la capacité d'interconnexion est insuffisante pour parvenir à un prix d'équilibre transfrontalier via un échange international d'électricité. Sous ces conditions, les prix entre les pays de la zone de couplage peuvent diverger.

Une analyse plus complète comparant les prix des consommateurs belges par rapport à ceux des pays voisins peut être trouvée dans l'étude de la CREG « *A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers* »[21].

Sur le site du SPF, on trouvera prochainement une explication du mécanisme de formation des prix de l'électricité sur le marché de gros.

[20] la catégorie « Autres » reprend toutes les capacités de production qui ne se retrouvent pas dans une autre catégorie ainsi que les capacités qui ne sont pas monitorées directement par Elia. Cette catégorie inclut donc entre autres l'énergie solaire non surveillée par Elia, l'énergie hydraulique, les déchets, etc.

[21] https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F20200520EN.pdf

1.7. Energie renouvelables et déchets

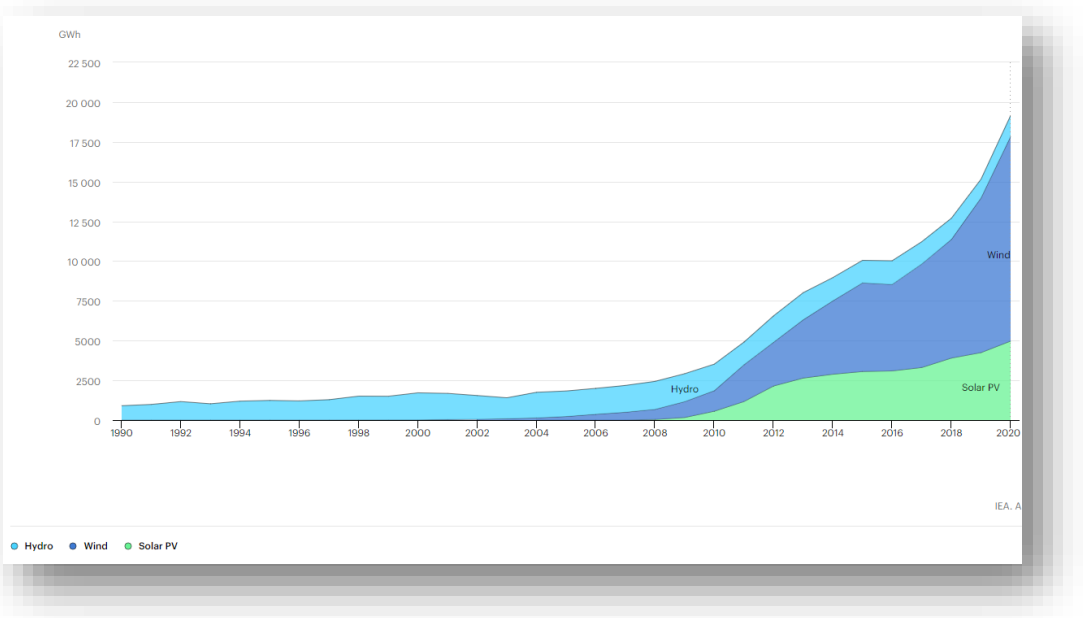


Figure 42: Evolution de la production d'électricité renouvelable et produite à partie de déchets en Belgique 1990-2020 (en GWh) (AIE)

En 2020, la part des énergies renouvelables et issue des déchets s'est accrue, pour atteindre 10,8 % de la consommation d'énergie primaire.

La plupart des sources d'énergie renouvelables et l'énergie produite à partir des déchets entrent en compte dans la production domestique d'énergie par la Belgique. Notre indépendance énergétique obtenue grâce au soleil, au vent et à des déchets auto-produits, correspond à 12 % de notre consommation finale d'énergie.

La croissance de cette part au cours des deux dernières décennies est assez constante (Figure 42).

Les sources renouvelables comprennent l'énergie hydraulique (hors-pompage), l'éolien, le solaire, la géothermie, la biomasse, le biogaz et les déchets. La production d'énergie primaire à partir d'énergies et de combustibles renouvelables a fortement augmenté entre 2011 et 2020 principalement grâce aux nouvelles installations de parcs éoliens et panneaux solaires. Entre 2019 et 2020, la production éolienne a augmenté de 30,9 % et la production solaire de 20,1 %.

Au cours de la dernière décennie, la production brute d'électricité par les énergies renouvelables a connu une hausse remarquable, produisant jusqu'à 23,4 TWh en 2020 et provoquant une réduction du recours à l'utilisation des produits pétroliers et des combustibles fossiles solides.

Au niveau des imports et exports :

- Biomasse : 28 000 TJ d'imports nets (imports-exports) en 2020[22], pour une consommation de 77 150 TJ. Ces 10 dernières années, les imports nets de biomasse ont représenté entre 25 et 40 % de la consommation finale de biomasse solide à des fins énergétiques.
- Déchets urbains renouvelables (les ordres de grandeurs sont comparables pour les déchets urbains non-renouvelables) : environ 30 TJ d'imports nets, pour une consommation de 16 200 TJ en 2020.
- Charbon de bois : l'entièreté de la consommation, soit environ 30 kt/an, provient des imports. Depuis 2021, une très petite part est produite en Belgique.
- Biocarburants liquides : en partie importés (a priori rien provenant de Russie). On est à un statut net-exportateur pour le bioéthanol (importation principalement des Pays-Bas), mais net-importateur pour le biodiesel (importation principalement des Pays-Bas et de la Suisse)

[22] Diviser les TJ par 3600 pour obtenir les valeurs en TWh (1GWh=3.6TJ, ratio fixe de conversion).

et pour les autres biocarburants liquides (qui sont principalement utilisés dans des cogénérations).
- Pour la consommation non-énergétique, la Russie est une source importante pour le secteur du papier (bois).

Pour ce qui concerne la production d'énergie renouvelable offshore (partie belge de la mer du Nord), les 9 parcs éoliens de la zone orientale sont entrés en service entre 2009 et 2020. Ces parcs comptent ensemble 399 turbines et une puissance installée totale de 2 261 MW. La production brute de ces parcs est estimée à 8,2 TWh par an en moyenne ces prochaines années.

Le gouvernement fédéral organisera une procédure de mise en concurrence (appel d'offres) en vue d'attribuer les concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité offshore à partir de sources d'énergie renouvelables dans la « zone Princesse Élisabeth » de la mer du Nord.

Le 15 octobre 2021, le Conseil des ministres a validé l'objectif de capacités production supplémentaire de 3,15 GW au minimum et 3,5 GW au maximum dans la zone Princesse Elisabeth et le principe de raccordement de l'éolien via un îlot énergétique.

Le dernier timing retenu prévoit la construction du/des parcs issus du premier tender en 2028 – 2029 avec une nouvelle capacité de 700 MW disponible en 2029. La construction des parc issus du deuxième tender (max 1 400 MW) et du parc issu du troisième (entre 1 050 et 1 400 MW) est prévue en 2029. La nouvelle capacité de production totale de minimum 3 150 MW au total sera en production à partir de 2030.

2. Impact à court terme de la crise Ukraine-Russie

2.1. Alimentation en pétrole

Les importations de pétrole brut de Russie ont été fluctuantes ces dernières avec une tendance à la baisse (Figure 43).

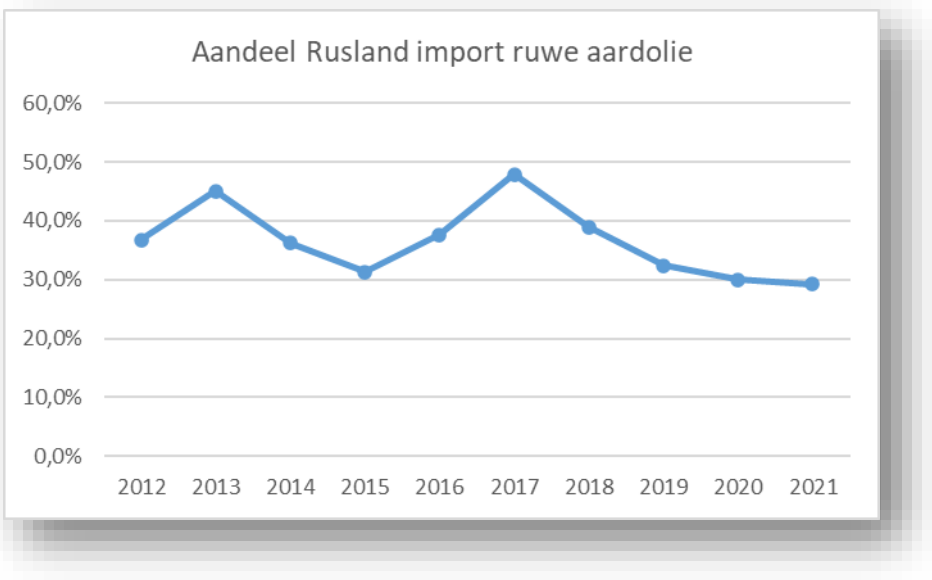


Figure 43 : Part russe dans les importations de pétrole brut (%) (SPF Economie)

L'approvisionnement est actuellement toujours garanti. La Belgique dispose de réserves stratégiques de plus de 3 millions de tonnes d'équivalent pétrole brut, ce qui représente un approvisionnement de 90 jours.

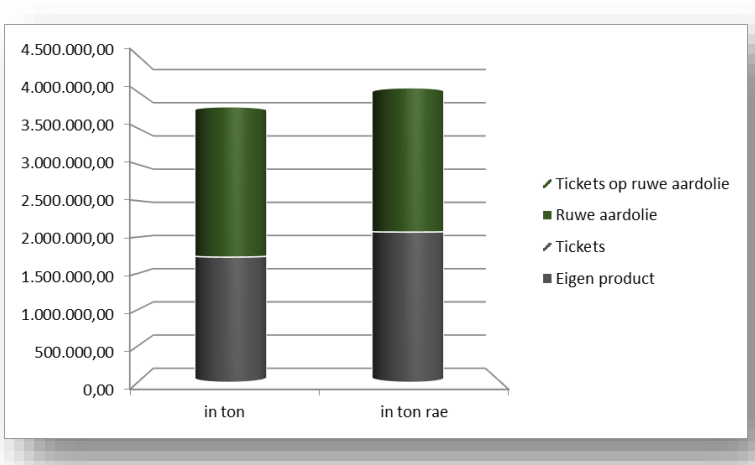


Figure 44 : Réserves stratégiques belges en tonnes et tonnes d'équivalent pétrole brut (SPF Economie)

Action collective AIE

Le 1er mars, une action collective a été décidée au sein de l'AIE au niveau ministériel, visant une libération conjointe de 60 millions de barils, couverte par les contributions volontaires des États membres. La contribution belge à l'Action Collective de l'AIE va dès lors utiliser une partie des stocks stratégiques.

Dans une première phase, le 26 février, la Belgique a libéré 3,8 k tonnes de produits pétroliers, dont 0,5 k tonnes d'essence, 3 k tonnes de diesel de qualité hivernale et 0,3 k tonnes de diesel pour engins, afin de soutenir l'Ukraine.

Dans une deuxième phase, la Belgique souhaite mettre 33,25 k tonnes de produits pétroliers, soit l'équivalent d'un jour de stocks stratégiques. La Belgique analyse actuellement les modalités de sa contribution pour contribuer à aider l'Ukraine.

Actions du secteur

En outre, les acteurs du marché disposent également d'un stock commercial. Le secteur s'organise pour trouver des alternatives au brut russe. Les raffineries d'Anvers sont adaptées pour être approvisionnées par plusieurs type de brut. Les importations de pétrole brut devraient selon toute probabilité provenir principalement de la région du Golfe Persique (Emirats Arabes Unis, Arabie Saoudite, Koweït) et de la Norvège, bien que la Norvège dispose d'une capacité excédentaire limitée. L'Arabie Saoudite est l'un des rares pays de l'OPEP+[23] à disposer d'une capacité de réserve ; elle et les Emirats Arabes Unis sont les seuls à pouvoir augmenter rapidement les volumes. Mercredi 2 mars 2022, le groupe a décidé de ne pas (encore) utiliser ces capacités supplémentaires. La prochaine réunion se tiendra le 31 mars 2022.

Approvisionnement en naphta

Il peut y avoir un problème dans l'approvisionnement de naphta qui est importé à hauteur de 50 % de Russie et est utilisé dans le secteur pétrochimique.

En cas d'interdiction d'importation de pétrole russe, il existe plusieurs alternatives pour assurer l'approvisionnement. Il pourrait y avoir une réduction des exportations d'essence d'Europe, afin de conserver indirectement plus de naphta dans le marché européen. Concrètement, cela signifie que moins de volumes seront acheminés vers les États-Unis et l'Afrique de l'ouest.

Normalement, l'Europe exporte également du naphta vers le Japon (deuxième producteur mondial d'éthylène après les États-Unis), mais ce flux devrait se tarir. Le flux va s'inverser et les volumes en provenance du Moyen-Orient, et surtout du Golfe Persique, vont se diriger vers l'Europe et en partie vers le Japon. En raison de la demande accrue, principalement de la part des importateurs européens et japonais, et de l'offre limitée, le prix pourrait augmenter.

[23] L'Arabie Saoudite est à la tête de l'OPEP. L'OPEP+ est constitué des pays de l'OPEP et dix autres pays exportateurs non-membres de l'OPEP, menés par la Russie.

L'impact sur prix du marché

L'impact sur les prix est difficilement prévisible du fait que ce prix dépend fortement des fluctuations sur les marchés internationaux. Le prix du pétrole brut fluctue actuellement autour de 125 dollars le baril (Figure 45).

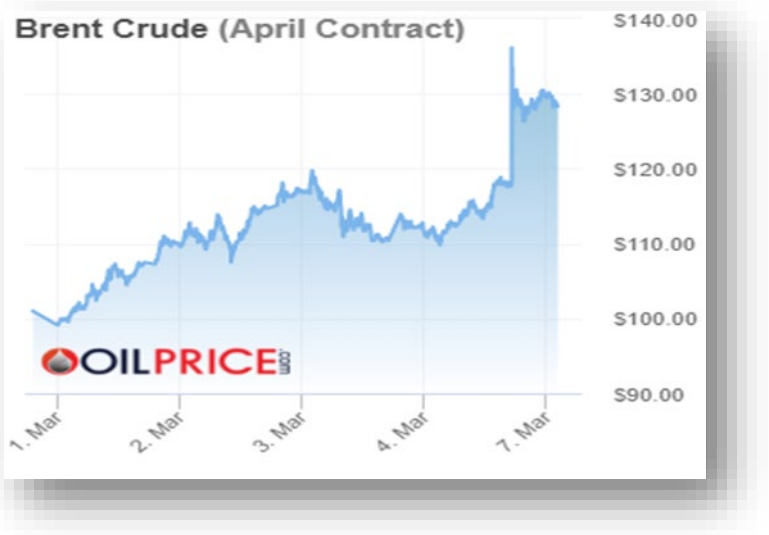


Figure 45 : Prix du baril de pétrole sur le marché mondial (US$)

Le prix des produits pétroliers augmente en raison de l'incertitude concernant les exportations de la Russie, en particulier pour le diesel et le kérosène. Pour le naphta, une hausse régulière des prix est perceptible (Figure 46).

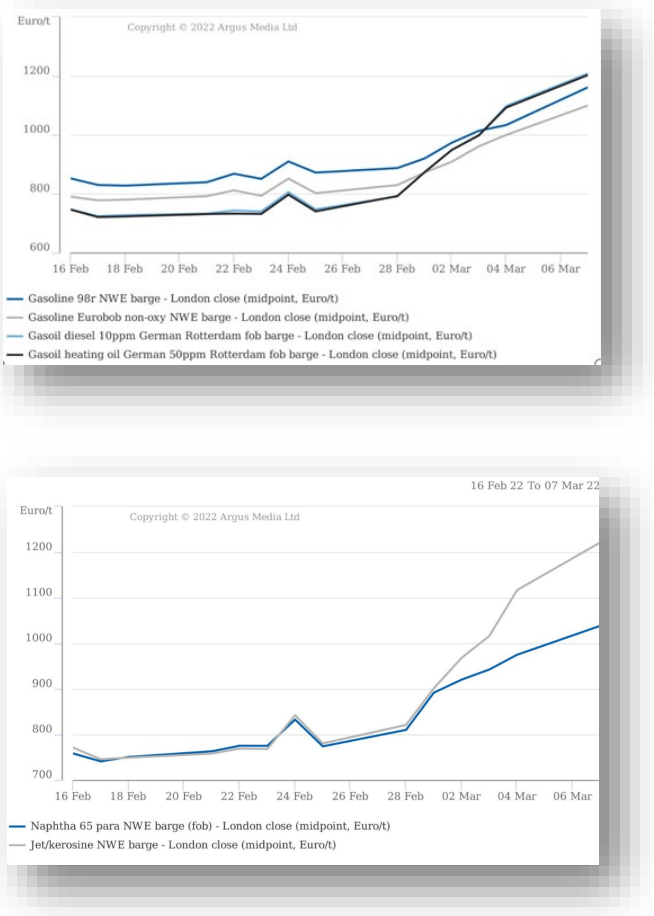


Figure 46 : Evolution du prix des produits pétroliers entre le 16 février et le 6 mars 2022 (€/t) (Argus Media)

2.2. Gaz naturel

Aucun problème n'est actuellement constaté dans les importations belges de gaz naturel. Le Zeepipe (importations de Norvège) transporte à sa capacité maximale. En janvier 2022, les importations de GNL ont été beaucoup plus élevées que l'année dernière à la même période. Depuis mi-février, la tendance s'est inversée (importations à un niveau inférieur à celui de l'année dernière). Le marché GNL est un marché global, où la compétition se déroule au niveau mondial. Cette réduction des importations de GNL observée en Belgique pourrait s'expliquer par une plus grande demande de l'Asie sous contrats long terme et une offre (limitée) sur le *spot market*, sujet aux spéculations du marché (équilibrage de l'offre et de la demande). L'approvisionnement en gaz à faible pouvoir calorifique venant des Pays-Bas ne connaît pas non plus de problèmes.

On observe une contraction de la demande industrielle suite aux prix très élevés du gaz naturel.

Le transit par la Belgique est même plus élevé que l'année dernière. Les importations en provenance de Zeebrugge et de Dunkerque sont principalement destinées à l'Allemagne (Eynatten), engendrant un flux ouest-est plutôt inhabituel. Il n'y a aucun problème pour l'équilibrage *Within-Day*.

Russie

Jusqu'à présent, il n'y a pas eu d'interruption des flux de Russie vers l'Europe, acheminés via les trois routes principales :

- Nord Stream I (Greifswald)
    - via la mer baltique pour aboutir en Allemagne
- Yamal (Kondratki)
    - via la Biélorussie pour aboutir en Pologne
- Routes via l'Ukraine (Velké Kapusany)
    - pour aboutir en Slovaquie (route principale), mais aussi en Hongrie et Roumanie.

Le réseau de transport de gaz en Ukraine n'est actuellement pas affecté par les combats.

La capacité des pipelines utilisés pour transporter le gaz russe n'est cependant plus pleinement utilisée. Gazprom respecte actuellement ses contrats long terme mais ne met plus de volume additionnel court terme à disposition du marché européen et ce, malgré les prix élevés du marché. L'offre actuelle de gaz russe ne répondant plus aux signaux du marché, et les alternatives étant limitées, cela induit un effet négatif sur la liquidité du marché provoquant l'envolée des prix.

Le North Stream I fournit de manière stable à presque sa capacité nominale de 1 800 GWh/jour. Le flux de la principale route d'importation de gaz via l'Ukraine (Velké Kapusany- SK), après être passé par un minimum de 240 GWh/jour le 19/2, est remonté à 885 GWh/d le 1/3 et se stabilise à cette valeur depuis lors. Cela reste néanmoins en deçà du flux moyen observé ces dernières années de 1 300 GWh/jour. La situation de Yamal (Kondratki) semble légèrement s'améliorer mais est loin d'être normalisée. Après avoir été nul durant le mois de janvier 2022, le flux est passé à un peu moins de 100 GWh/jour en février 2022 pour atteindre environ 370 GWh/jour les 10 premiers jours de mars 2022[24]. Le débit moyen d'énergie de ces dernières années étant de 980 GWh/d, la situation, bien que s'étant améliorée, n'est pas encore comparable aux flux avant crise.

Selon l'AIE, l'UE a importé 140 bcm (ou milliards de m^3) de gaz par pipelines et 15 bcm de GNL de Russie en 2021. Cela représente près de 32 % de la consommation totale de gaz de l'UE et 40 % de ses importations[25].

Comme suite de la situation actuelle, et en cas de dégradation de celle-ci avec un effet sur l'approvisionnement en gaz naturel en provenance de Russie, il faudra différencier les problèmes de capacité (pipelines) des problèmes d'approvisionnement en molécules (les deux pouvant être combinés ou non).

Une interruption de l'approvisionnement de gaz russe devrait plutôt avoir un impact indirect sur la Belgique, probablement en deux étapes :

[24] La capacité de Yamal est de 1027,1 GWh/d, mais n'a jamais été atteinte

[25] Voir 2.2.2.4.3 Situation importation de Russie

1) Une augmentation significative du prix de gros en raison d'une demande accrue venant du nord-est de l'Europe comme suite d'une réduction forte ou suppression totale de l'offre de gaz venant de Russie. Ceci entrainerait des flux de l'ouest vers l'est plus conséquents.

En cas de crise, on s'attend donc, au niveau belge, à ce qu'une demande importante de gaz provienne principalement de l'Allemagne et éventuellement des Pays-Bas. Ce scénario a été étudié par Fluxys[26].

2) Si les pays susmentionnés sont confrontés à une pénurie physique et qu'ils ont d'une part épuisé toutes les mesures basées sur le marché et d'autre part déconnecté les clients non protégés (par la solidarité), ces pays peuvent également invoquer le mécanisme de solidarité[27], en vertu duquel il peut être demandé à la Belgique de libérer des quantités de gaz.

Malgré les importants volumes de gaz qui transitent en Belgique (de deux à trois fois la demande nationale) et malgré les effets attendus d'une forte baisse de la demande industrielle en cas de prix très élevés, la DG Energie et Fluxys se préparent à gérer ces scénarios d'urgence. L'impact sur la sécurité de l'approvisionnement en Belgique devrait être plus faible que dans les pays de l'est de l'UE. Le plan d'urgence contient plusieurs mesures (basées ou non sur le marché) qui peuvent être appliquées (principalement par Fluxys).

Stockage[28]

Le stockage de Loenhout au 6 mars (Figure 47) est rempli à 22,09 % du volume réservé, ce qui est normal pour cette période de l'année (fin de la saison hivernale). Actuellement, 3 *shippers* sont en émission de gaz[29] car leurs contrats expirent fin mars de cette année. Ils ont un taux de remplissage moyen de 15 % qui devrait passer sous la barre des 10 % entre le 13 et le 16 mars. En dehors de la survenance d'une vague de froid, il devrait toujours y avoir au minimum l'équivalent d'1 TWh dans le stockage de Loenhout. En cas de situation d'urgence déclarée, Fluxys Belgium aurait le droit de mobiliser une partie de la capacité stockée.

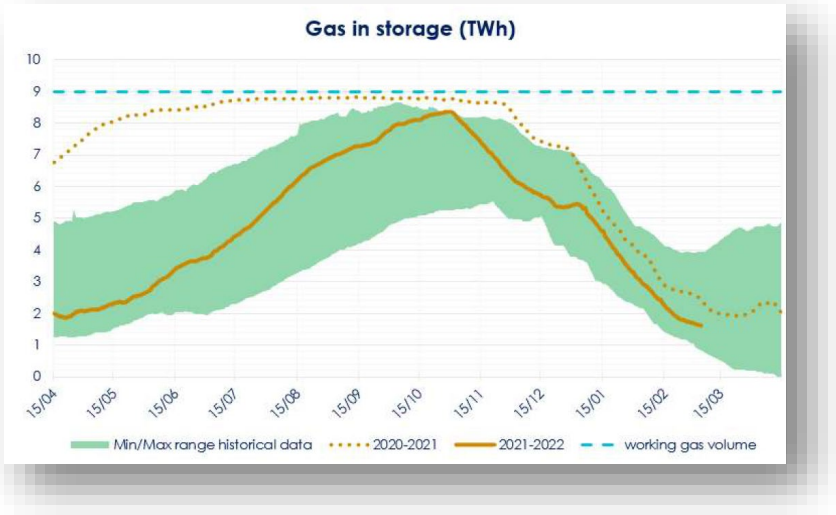


Figure 47: Evolution du niveau de remplissage du stockage de Loenhout (Fluxys)

Auparavant, la gestion de l'installation de stockage Loenhout était réglementée, ce qui limitait la flexibilité de l'opérateur en période de prix élevés de l'énergie. En vertu d'une nouvelle loi, l'échange de cette capacité est possible par le biais de ventes aux enchères à un prix de réserve inférieur au tarif réglementé, ce qui permet de la remplir plus facilement dans les conditions actuelles du marché.

---

[26] Visienota – Capaciteit, Draft 08/03/2022, 16p., Fluxys

[27] Prévu par le Règlement européen (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel

[28] Plus de détails dans la note : Visienota – Opslag, 09/03/2022, 9 p., Fluxys

[29] On parle d'émission lorsque le gaz sort du stockage. Le mot contraire est injection (dans le stockage).

Une première vente aux enchères a été organisée par Fluxys le 22 février 2022 et a connu un grand succès. L'opérateur a mis en vente 247 272 SBUs (soit 7 527 GWh) à un prix de départ de 1,70 €/MWh. Dans un contexte rendu difficile par les événements en Ukraine, 2 utilisateurs de stockage (« shipper ») ont participé aux enchères et ont acheté ensemble 132 852 SBUs (~4 000 GWh). En prenant en compte les ventes réalisées lors de la souscription organisée en janvier, 54 % des SBUs ont été vendus. Un des deux shippers a commencé à remplir sa capacité pour 2022-2023. L'autre shipper ne pourra injecter qu'à partir du 1er avril mais cela ne signifie pas qu'il commencera à injecter immédiatement. 3,6 TWh (90 % des 54 % de ventes de la SBU) sont dès lors attendus à Loenhout le 1er novembre, mais sans certitude. 3,6 TWh signifie ~47% des volumes de la SBU ou 40 % du volume total de Loenhout.

Depuis le *unbundling*, les écarts de prix été-hiver ont été la référence sur la base de laquelle les acteurs du marché fixent le prix des capacités de stockage de gaz. En raison des tensions géopolitiques récentes, les « spreads » (Figure 48) ont plongé à des niveaux négatifs (tendance prix été 2022 supérieur au prix hiver 2022/23). Par conséquent, le marché est très peu incité à acheter des capacités de stockage de gaz avant la saison d'injection.

À ce jour, certains opérateurs de stockage voisins (France, Pays-Bas,...), n'ont pas réussi à vendre toute leur capacité de stockage. L'Allemagne anticipe cela en laissant le gestionnaire de zone de marché acheter du gaz et l'injecter dans les stockages allemands. Même si les opérateurs de stockage français ont vendu une grande partie de leurs capacités à des prix très bas, la France étudie le renforcement des obligations de stockage de gaz pour l'hiver prochain afin de sécuriser l'approvisionnement.

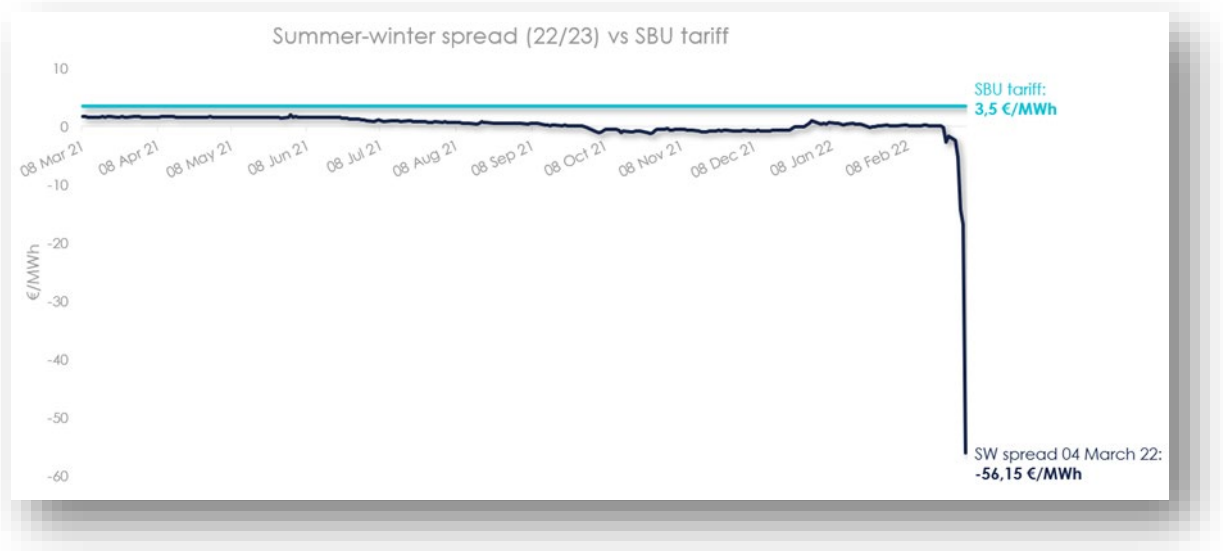


Figure 48 : Spread en 2021-2022 (Fluxys)

Prix

L'origine de la hausse des prix observée actuellement n'est pas le résultat d'une interruption de l'approvisionnement. Comme mentionné précédemment, les livraisons de gaz russes se poursuivent conformément aux contrats existants conclus entre parties et sur base des nominations. Aucun client, en dehors de l'Ukraine, n'a vu l'approvisionnement contracté interrompu ou même limité.

Les prix « *forward* » continuent néanmoins d'augmenter. Si l'on regarde en arrière, la hausse des prix a en fait débuté au quatrième trimestre de 2021, après une augmentation régulière depuis le deuxième trimestre de 2021, et ce bien avant l'escalade du conflit en Ukraine.

Si une partie de la hausse des prix peut être attribuée à l'évolution des fondamentaux, c'est-à-dire à un équilibre mondial entre l'offre et la demande d'énergie dans le contexte de la relance post-covid, cela n'explique en rien les niveaux de prix actuels.

Nous assistons plutôt à un marché européen qui a perdu sa confiance dans la sécurité de l'approvisionnement, pour une série de raisons combinées :

- Avant le 24 février 2022

  - Baisse de la production intérieure de l'UE, comme suite de l'abandon progressif de la production de gaz L aux Pays-Bas.
  - L'incapacité sans précédent de Gazprom à réapprovisionner certains de ses stocks en Europe occidentale, associée à son manque de volonté ou à son incapacité à fournir des volumes supplémentaires en plus de ses accords de fourniture à long terme.
  - L'annonce par l'Allemagne de son désengagement de North Stream II.

- Et aussi, après le 24 février 2022
  - La crainte que la route de transit à travers l'Ukraine soit perturbée.
  - La crainte que la Russie limite ou interrompe ses exportations vers l'Europe.
  - La crainte que l'UE limite ou interrompe ses importations en provenance de la Russie.
  - Les sanctions économiques contre la Russie qui, malgré l'exclusion de mesures affectant les livraisons d'énergie, commencent à avoir un impact indirect sur le marché de l'énergie.

De son côté, ENTSO-G, avec les inputs des Etats membres européens, a réalisé une analyse de préparation aux risques[30], dans laquelle elle a élaboré 2 scénarios hypothétiques :

1. Interruption de l'approvisionnement en gaz russe via le Belarus et l'Ukraine pendant 3 mois ;

2. Interruption totale de l'approvisionnement en gaz russe.

Les analyses ont été effectuées pour un hiver de référence et un hiver froid du 1/1 au 30/3, ainsi que pour une vague de froid de 2 semaines "une fois tous les 20 ans" et un jour de pointe historique. Le rapport conclut que c'est gérable en termes de sécurité d'approvisionnement, d'autant plus que l'hiver est déjà presque terminé et que les prévisions actuelles ne prévoient plus de températures extrêmement basses. Même une interruption complète des 4 prochaines semaines serait gérable sans mesures supplémentaires. La réponse à la demande n'est pas incluse dans les chiffres (mais on suppose qu'elle se produira). Des mesures d'urgence peuvent être nécessaires dans certains États membres les jours de pointe (réduction de 12% en moyenne, avec pour certains États membres une réduction de 15%). L'utilisation maximale du GNL est théorique et nécessiterait une coordination de l'UE. Le stockage finirait par être historiquement bas.

La route pour le GNL BE/NL-DE-CZ-SK-UA serait une des « meilleures alternatives ». De manière conservatrice, l'étude suppose que les clients non protégés représentent 30% de la demande pendant les mois d'hiver. La plus grande préoccupation de la Commission européenne est l'absence d'accords de solidarité et la description insuffisante des mesures prévues ainsi que leurs effets concrets sur la situation de crise.

2.3. Combustibles fossiles solides

La Belgique s'étant très récemment tournée vers les charbons d'origine russe, il est probable qu'elle se tourne à nouveau vers ses partenaires principaux traditionnels comme l'Afrique du Sud et les États-Unis en plus de l'Australie qui est restée un partenaire principal stable. On peut supposer que ce changement aura un léger impact sur le prix du charbon en Belgique.

Les industries consommatrices de charbon en Belgique (métallurgie et la production de minéraux non métallique comme le ciment et la chaux) avaient déjà commencé à opérer le remplacement du charbon par d'autres sources d'énergies, notamment le gaz.

L'augmentation du prix du gaz étant probablement supérieure à l'augmentation du prix du charbon, un ralentissement de cette transition à court terme est possible. À moyen et long terme, la recherche et le développement de cette transition devraient se poursuivre notamment vers l'utilisation d'hydrogène. À court terme, on peut s'attendre à une augmentation du prix des produits métallurgiques et cimentiers.

[30] Working Party on Energy R WK 3546 2022 INIT: Report from the Commission on the reinforced risk preparedness analysis regarding gas supply for this winter [classified RESTREINT UE/EU RESTRICTED]

La part de la population se chauffant au charbon est marginale et ne cesse de diminuer au fur et à mesure que les anciennes installations sont remplacées.

Cependant, l'augmentation importante des prix des autres produits énergétiques a eu pour effet de rendre le charbon financièrement intéressant. Il est donc probable que la transition des chauffages à charbon vers d'autres solutions soit ralentie tant que le prix des autres produits énergétiques restera élevé.

2.4. Combustible nucléaire

Synatom a informé la DG Energie qu'aucun problème d'approvisionnement n'est à prévoir d'ici 2025.

- Tous les contrats d'achat long terme d'uranium naturel se sont terminés progressivement depuis 2017 étant donné la décision de sortir du nucléaire en 2025. Il reste uniquement deux contrats dont les dernières livraisons auront lieu cette année.
- La répartition en pourcentage de ces pays producteurs d'uranium varie d'année en année, en fonction du début et fin des différents contrats négociés auprès des producteurs.
- Les tensions politiques et violences récentes au Kazakhstan et au Niger n'ont eu que peu d'impact sur le prix de l'uranium car les mécanismes de prix sont indépendants des prix de marchés et ont été déterminés au moment de la signature des différents contrats.
- La politique d'achat de Synatom est de ne pas donner plus de 25% de part de marché à chaque fournisseur.
- Le seul contrat avec l'entreprise russe TENEX que SYNATOM avait est d'ores et déjà clôturé.

EURATOM et les états membres disposent d'une politique d'approvisionnement diversifiée et de ressources techniques pour compenser un arrêt de fourniture d'uranium et de services de conversion depuis la Russie.

Une intervention d'EURATOM sur le marché des matières nucléaires, comme cela a été le cas dans les années '90, reste possible en cas de dégradation sérieuse du marché de l'uranium (si une majorité qualifiée d'états membres le décidait).

2.5. Production et consommation d'électricité

Le monitoring permet de suivre la part des différentes sources dans le mix électrique, ainsi que le niveau des importations.

Concernant la situation en Ukraine, tant qu'il n'y a pas de problèmes structurels du côté de l'offre de gaz naturel, on n'observe pas de risque du côté de l'offre d'électricité.

Le marché de gros de l'électricité propose des contrats à long terme, un marché journalier (DAM, par heure pour le lendemain) et un marché intra-journalier (les blocs d'électricité de la dernière heure). C'est le DAM qui fixe le prix de gros de l'électricité. La tarification du DAM s'établit sur le prix marginal de la dernière unité nécessaire pour couvrir la demande globale. Grâce au système de *merit order*, c'est l'usine la plus chère nécessaire pour atteindre l'intersection des courbes d'offre et de demande, qui représente le point où le marché est équilibré. Chaque producteur reçoit ce prix pour l'énergie vendue. En raison des prix élevés du gaz, les centrales électriques au gaz arrivent en dernière position, mais étant donné la composition du parc de production d'électricité belge et de la production limitée des sources d'énergie renouvelables, c'est souvent une centrale électrique au gaz qui détermine le prix de compensation.

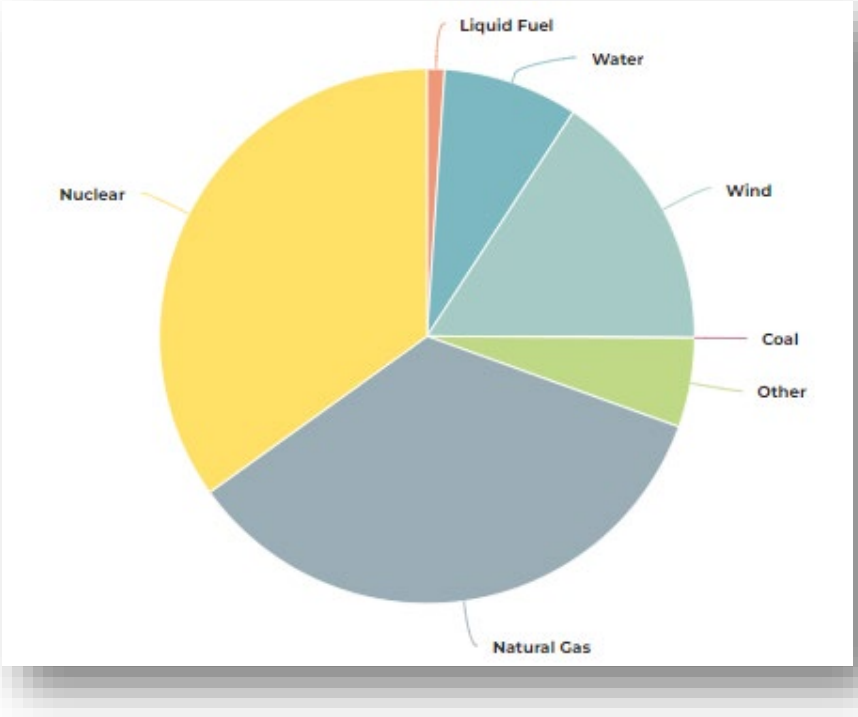


Figure 49 : Puissance installée agrégée par type de combustible, le 9 mars 2022 (Elia - https://www.elia.be/fr/donnees-de-reseau/production/parc-de-production)

Cela rend le prix de l'électricité en Belgique très sensible aux fluctuations du prix du gaz. Dans la Figure 50, il apparait clairement qu'en Europe il existe une forte corrélation entre les prix du gaz et ceux de l'électricité, et la Belgique n'échappe pas à cette tendance.

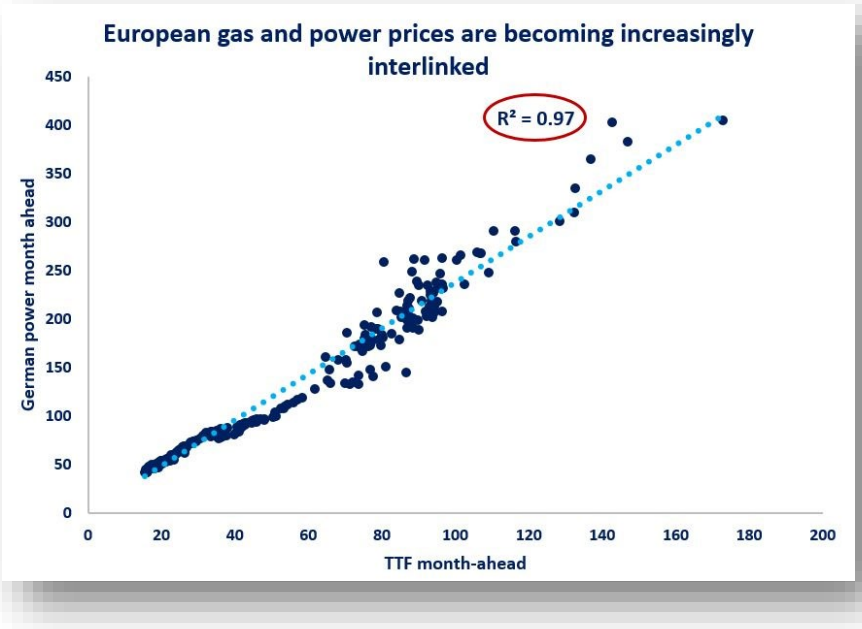


Figure 50 : Corrélation entre les prix M-1 du gaz TTF et des prix de l'électricité en Allemagne depuis début 2021. (IEA)

En février (Figure 51), les prix généralement élevés à extrêmement élevés de la Belgique et des pays voisins ne sont égaux que pendant environ huit jours. Tous les autres jours, les prix allemands sont inférieurs aux prix français. La France doit faire face à une disponibilité relativement faible du parc nucléaire, ce qui entraîne parfois des différences de prix exceptionnellement élevées avec l'Allemagne, surtout les jours où le parc éolien allemand a un profit maximal. Les prix belges sont plus proches des prix français que des prix allemands.

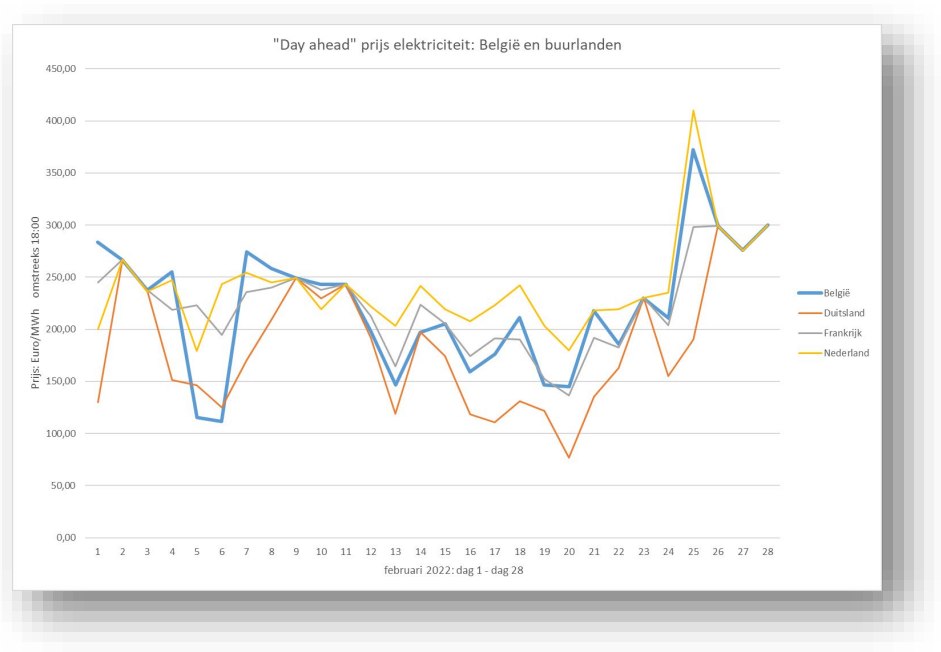


Figure 51 : Prix de l'électricité day-ahead (vers 18h) en Belgique et dans les pays voisins, en février 2022 (en euro/MWh) (SPF Economie)

Outre les facteurs connus tels que les prix très élevés du gaz et du CO_2, les prix sont poussés à la hausse par l'indisponibilité relativement élevée du parc nucléaire français et - depuis la dernière semaine de février - par l'incertitude causée par l'invasion de l'Ukraine par la Russie.

Les imports massifs de la France sont en partie passés par le réseau belge d'interconnexion qui est encore principalement orienté « Nord-Sud » (Allemagne ↔ Pays-Bas ↔ Belgique ↔ France). Lors des congestions, un « fossé » s'est ainsi parfois formé entre, d'un côté, les prix allemands (et néerlandais) et, de l'autre, les prix français (et belges). Il est probable que la Belgique ait, en de tels moments, été défavorisée par sa position sur le réseau de transport.

Le prix *day-ahead* maximum de l'électricité vers 18 heures pour chaque jour du mois de février a fluctué entre 135 €/MWh et 463 €/MWh (en hausse par rapport à janvier) tandis que le prix minimum a fluctué entre -30 €/MWh et 177 €/MWh (en baisse par rapport à janvier).

3. Recommandations

3.1. Mesures proposées par l'Agence Internationale de l'Energie

En réaction à la crise en Ukraine, l'AIE a préparé un "Plan en 10 points pour réduire la dépendance de l'Union européenne au gaz naturel russe"[31]. Le rapport présente une série de mesures qui pourraient être mises en œuvre d'ici un an pour réduire les importations européennes de gaz naturel russe, tout en maintenant la cohérence avec le pacte vert européen et en garantissant la sécurité et l'accessibilité énergétiques.

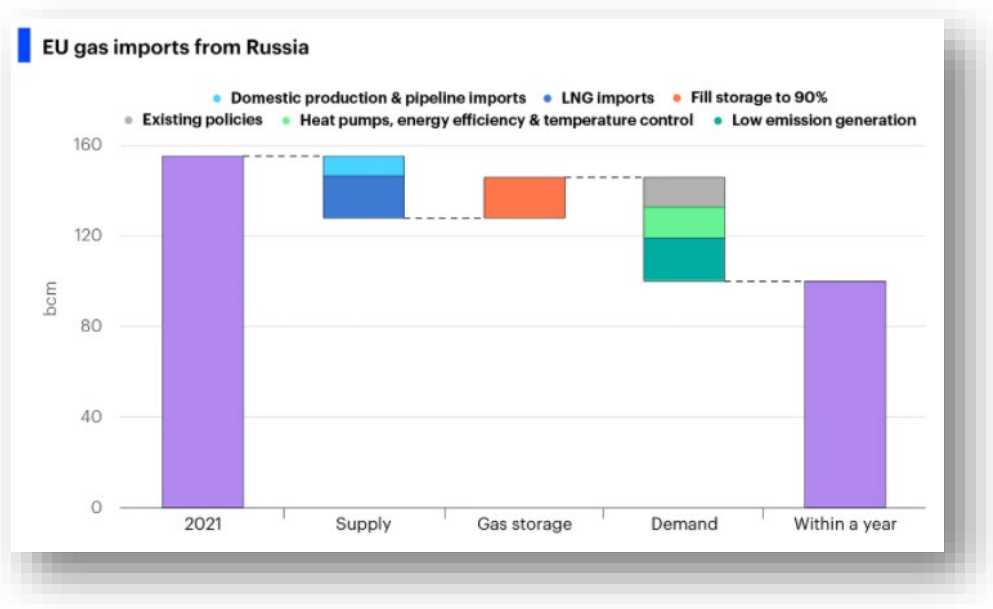


Figure 52: Recommandations pour réduire les importations de gaz russe en Europe (AIE)

Les 10 propositions de l'Agence sont les suivantes :

1) Ne pas signer de nouveaux contrats de fourniture de gaz avec la Russie [Impact : permet une plus grande diversification de l'approvisionnement cette année et au-delà]
2) Remplacer les approvisionnements russes par du gaz provenant de sources alternatives [Impact : Augmente l'approvisionnement en gaz non russe d'environ 30 milliards de mètres cubes en un an].
3) Introduire des obligations minimales de stockage de gaz [Impact : améliore la résilience du système gazier d'ici l'hiver prochain].
4) Accélérer le déploiement de nouveaux projets éoliens et solaires [Impact : réduit la consommation de gaz de 6 milliards de mètres cubes d'ici un an]
5) Maximiser la production d'électricité à partir de la bioénergie et du nucléaire [Impact : Réduit la consommation de gaz de 13 milliards de mètres cubes en un an]
6) Adopter des mesures fiscales à court terme sur les bénéfices exceptionnels afin de protéger les consommateurs d'électricité vulnérables contre les prix élevés [Impact : Réduit les factures d'énergie même lorsque les prix du gaz restent élevés]
7) Accélérer le remplacement des chaudières à gaz par des pompes à chaleur [Impact : Réduit la consommation de gaz de 2 milliards de mètres cubes supplémentaires en un an].
8) Accélérer les améliorations de l'efficacité énergétique dans les bâtiments et l'industrie [Impact : réduction de la consommation de gaz de près de 2 milliards de mètres cubes en un an]

[31] A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas – Analysis - IEA

9) Encourager les consommateurs à réduire temporairement la température de leur thermostat de 1 °C [Impact : réduction de la consommation de gaz de quelque 10 milliards de mètres cubes par an]
10) Intensifier les efforts pour diversifier et décarboner les sources de flexibilité du système électrique [Impact : Relâcher les liens forts entre l'approvisionnement en gaz et la sécurité électrique de l'Europe].

3.2. Mesures européennes

De son côté, la Commission européenne a publié le 8 mars une Communication : « REPowerEU: Action européenne conjointe pour une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable »[32]. Les mesures proposées sont les suivantes :

POUR FAIRE FACE A LA SITUATION D'URGENCE

1.Réduire les prix de détail et soutenir les entreprises fortement exposées

- Le cadre juridique du marché de l'électricité, et en particulier l'article 5 de la directive sur l'électricité[33], autorise les États membres, dans des circonstances exceptionnelles, à fixer les prix de détail pour les ménages et les microentreprises. Des systèmes de prix réglementés pourraient être accompagnées d'incitations en faveur de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie afin de réduire les factures énergétiques.
- Les États membres peuvent apporter un soutien temporaire aux entreprises qui sont confrontées à des besoins de liquidités en raison des prix élevés de l'énergie (aides d'État au sauvetage et à la restructuration d'entreprises en difficulté).
- Pour financer ces mesures d'urgence, les États membres peuvent envisager des mesures fiscales temporaires sur les bénéfices exceptionnels[34] ou utiliser des recettes plus élevées que prévu du SEQE.

2. Se préparer à l'hiver prochain en constituant des réserves de gaz suffisantes

- Sans attendre le processus législatif prévu, garantir un niveau de stockage annuel de 90 % au moins de la capacité, au plus tard le 1er octobre de chaque année.
- Exiger, lorsqu'un site de stockage est détenu par un pays tiers, que cela ne mette pas en péril la sécurité d'approvisionnement.
- Accorder une aide aux fournisseurs au titre de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE, par exemple sous la forme de garanties («contrat bidirectionnel pour différence»).
- Passation conjointe de marchés pour assurer les opérations de remplissage des stocks, coordonnés par la Commission au travers d'une plateforme européenne commune.
- Conclure des accords de solidarité au plus vite.

POUR ELIMINER LA DEPENDANCE de l'UNION A L'EGARD DES COMBUSTIBLES FOSSILES RUSSES bien avant 2030

- Diversifier l'approvisionnement en gaz, grâce à une augmentation des importations de GNL et des importations par gazoduc provenant de fournisseurs non russes.
- Accroître la production de biométhane de l'UE à partir de sources durables de biomasse, notamment de déchets et résidus agricoles.
- Hydrogène : développer une infrastructure intégrée gaz naturel / hydrogène, d'installations de stockage de l'hydrogène et d'infrastructures portuaires adaptées à l'hydrogène (aides d'état, projets IPCEI, projets pilotes.
- Electrification de l'Europe : efficacité énergétique et énergies renouvelables (pompes à chaleur, éoliennes, capacités solaires, hydrogène vert).

[32] COM(2022) 108 final - Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions

[33] Voir l'annexe 1 de la Communication

[34] Voir l'annexe 2 de la Communication

- Simplification et raccourcissement des procédures d'octroi de permis pour les énergies renouvelables (considérés comme d'intérêt public supérieur et de sécurité publique, bénéficiant ainsi de procédures plus favorables), «bacs à sable réglementaires».
- Cartographier et évaluer les zones terrestres et marines adéquates pour les projets d'énergies renouvelables et assurer leur disponibilité (les zones «incontournables») en évitant les zones de grande valeur environnementale.
- Transformation de l'industrie à forte intensité énergétique (notamment avec de l'hydrogène renouvelable).
- S'appuyer sur les plans nationaux en matière d'énergie et de climat et leurs mises à jour, ainsi que sur les plans pour la reprise et la résilience (PRR).
- Faciliter un meilleur accès des nouveaux acheteurs tels que les PME aux accords d'achat d'électricité (AAE) en Europe. La Commission et la BEI proposeront en 2022 des mécanismes de financement adaptés.

3.3. Recommandations adaptées au contexte belge

3.3.1. Mesures à considérer à l'échelle européenne

Les mesures proposées dans la Communication REPowerEU sont toutes saluées. Ci-dessous certaines actions plus précises sont évoquées, car présentant un intérêt particulier dans le contexte belge.

- Encourager les fournisseurs à ne plus signer de nouveaux contrats avec un certain type d'opérateur de marché. Le 1er mars 2022, le Parlement Européen a en ce sens adopté une résolution pour que l'importation des principaux produits d'exportation russes, y compris le pétrole et le gaz, soit restreinte, mais cette résolution n'est pas contraignante[35]. Comme on l'a vu dans la PARTIE A, la marge de manœuvre est réduite et seule une action coordonnée à niveau européen aurait un impact.
- Sécuriser l'approvisionnement en encourageant les fournisseurs à disposer de contrats fermes, pour une part de leur portefeuille.
- Encourager la tenue de négociations avec les principaux producteurs de gaz/GNL pour conclure des contrats à long terme à des prix plus réguliers.
- Soutenir l'initiative de la Commission d'introduire des mesures d'obligations de stockage de gaz avant les prochains hivers, en imposant un niveau de stockage minimal, un libre accès pour tous et en prévoyant un mécanisme de solidarité en cas de stockage insuffisant.
- Soutenir l'instauration temporaire d'un gel des prix des produits énergétiques à l'échelle européenne via notamment l'application d'indices de marché de gros (TTF, THE) et d'autres éléments de coût, préfinancés par des fonds d'urgence européens pour les coûts non récupérables par les opérateurs.

3.3.2. Mesures à considérer au niveau national

Comme on l'a vu dans la PARTIE A, les approvisionnements en flux physiques de la Belgique en gaz russe sont assez limités. Si la sécurité d'approvisionnement énergétique est pour le moment assurée, il convient de se préparer à une possible tension tant dans les flux physiques que sur les marchés des vecteurs énergétiques. Entre autres, les éléments suivants sont à considérer :

3.1.1.1 Gaz naturel

- Utiliser au maximum le terminal méthanier de Zeebrugge et de Dunkerque, notamment pour contribuer au remplissage des stockages en Europe de l'est.
- Etudier l'intérêt pour la Belgique de disposer de terminaux flottants de GNL/hybrides gaz alternatifs (plus rapidement installés que de nouveaux terminaux terrestres).
- Analyser avec le GRT si des améliorations de son réseau peuvent être envisagées notamment pour parer aux situations de crise, comme par exemple la bi-directionnalité des

[35] https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/international-relations/restrictive-measures-sanctions_en#measures

canalisations vers la France ainsi que la question de l'odorisation/désodorisation du gaz naturel français.

- Encourager la conversion du réseau existant afin d'accueillir une part croissante de gaz verts.
- Introduire des obligations minimales de stockage de gaz : Plusieurs options sont envisageables pour assurer un remplissage maximum de Loenhout avant l'hiver prochain :
    - Appuyer l'organisation d'enchères à 'prix libre' (prix de réserve à zéro), pour combler les 114 420 SBUs qu'il reste à Loenhout, avec une obligation de stockage minimum.
    - Etablir un cadre légal pour donner un caractère obligatoire à la règle de *best endeavor*[36] qui veut que les clients de Loenhout doivent remplir à 90 % la capacité réservée avant l'hiver, et que le stock ne doit pas être inférieur à 30 % de son volume de stockage réservé avant le 15 février.
    - Imposer aux fournisseurs du marché belge de toujours réserver un certain niveau de capacité de stockage et, par conséquent, à devenir utilisateur de stockage.
    - Etudier l'opportunité de confier la gestion du stockage à une entité neutre, soit en créant une nouvelle entité publique[37], soit au travers d'une entité existante dont les responsabilités seraient étendues[38], étant donné que la constitution d'un stock stratégique ne répond pas aux mêmes objectifs qu'un stock commercial (cas de Loenhout aujourd'hui)

3.1.1.2 Pétrole et produits pétroliers

- Mesures à court terme pour atténuer les prix :
    - continuer les discussions avec le secteur pétrolier afin d'optimiser encore plus le fonctionnement du contrat programme qui fixe les prix maxima des produits pétroliers.
    - Collaborer avec le SPF finance pour actualiser et améliorer le protocole d'accord afin faciliter les procédures d'application du système de cliquet.
- Révision de la loi Apetra[39] pour faire évoluer la mission d'APETRA, société de droit public chargée de détenir et de gérer les stocks stratégiques belges de pétrole et de produits pétroliers.
    - Le projet prévoit la possibilité pour le gouvernement de décider de stocker d'autres produits que le pétrole pouvant contribuer au mix énergétique futur. Le but est de rendre cette législation plus flexible et de permettre la diversification énergétique pour pouvoir répondre aux situations particulières d'approvisionnement futur en énergie de la Belgique.
    - Le projet restructure également la loi et contient notamment un chapitre dédié à la gestion d'une crise d'approvisionnement, pétrolière ou énergétique.
    - Ce projet de loi a également l'ambition d'être en avant garde par rapport à l'évolution du cadre européen en matière de détention et de gestion de stocks de produits énergétiques.
- Poursuivre le développement de la politique de crise pétrole, notamment par la publication prochaine d'un arrêté royal qui permettra le rapportage fréquent des flux commerciaux au niveau des dépôts pétroliers. Ce qui permettra de monitorer le marché intérieur avec plus de précision et de fréquence.

---

[36] Dans le cas où l'utilisateur de stockage n'est pas en mesure de se conformer à la règle des 90%, la capacité inutilisée doit être remise sur le marché.

[37] Selon les estimations de Fluxys (8 mars 2022), les coûts liés à cette option pour l'hiver prochain seraient de 523,7 M€ (Achat de gaz : 4,6 Twh @ +/- 111 €/MWh (prix T2 & T3 2022) à 510 M€ + Coûts de capacité (au tarif réglementé) : 13,7 M€ (SBU restants @ 12,2 M€ & volume supplémentaire @ 1,5 M€))

[38] Possiblement dans le cadre du projet de révision de la loi du 26 janvier 2006 relative à la détention des stocks obligatoires de pétrole et des produits pétroliers et à la création d'une agence pour la gestion d'une partie de ces stocks et modifiant la loi du 10 juin 1997 relative au régime général, à la détention, à la circulation et aux contrôles des produits soumis à accises, dite « loi APETRA »

[39] loi du 26 janvier 2006 relative à la détention des stocks obligatoires de pétrole et des produits pétroliers et à la création d'une agence pour la gestion d'une partie de ces stocks et modifiant la loi du 10 juin 1997 relative au régime général, à la détention, à la circulation et aux contrôles des produits soumis à accises, dite « loi APETRA »

- Finaliser la transposition de la Directive RED II dans l'optique de réduire la dépendance aux produits pétroliers, notamment dans le secteur du transport. Il s'agit notamment de la mise en œuvre du registre d'unités d'énergies renouvelables qui permettra aux opérateurs concernés de mettre sur le marché différents types d'énergies renouvelables destinées au secteur du transport. Ce qui permettra de diversifier le mix et les sources d'approvisionnement.

3.1.1.3 Electricité

- Offshore
  - Accélérer la mise en œuvre de l'éolien offshore avec le tout premier îlot énergétique et l'extension de la zone Princess Elisabeth à 3,5 GW.
  - Achever dans les délais les projets d'extension du réseau de transport Ventilus et Boucle du Hainaut pour pouvoir utiliser au mieux l'extension prévue de la capacité éolienne offshore.
  - S'investir dans la coopération énergétique de la mer du Nord et au niveau bilatéral, en mettant en œuvre les protocoles d'accord (MoUs) avec le Royaume-Uni et le Danemark afin de réaliser respectivement le projet Nautilus et Triton le plus rapidement possible.
  - Accentuer l'axe 1 du fonds de transition énergétique (ETF) « énergies renouvelables dans la zone économique exclusive belge de la mer du Nord ».
  - Soutenir les porteurs de projets belges dans les projets multilatéraux en Mer du Nord (par exemple IPCEI).
- Electricité à partir de sources renouvelables
  - Mettre en place le CRM, qui est technologiquement neutre et contribue donc aussi à soutenir les capacités renouvelables qui ne disposeraient plus d'autres moyens de subsidiation (à voir si ce dernier prendra effectivement place selon le design établi et accepté en août 2021 par la DG Comp). Analyser la possibilité de diminuer les seuils de pré-qualification pour permettre à de plus petites capacités renouvelables à participer.
  - Elaborer des mesures complémentaires aux efforts des Régions qui développent d'ambitieux projets de soutien aux énergies renouvelables. Elles pourraient être envisagées notamment dans le cadre des « Filières stratégiques » fédérales (Cab Dermine). Analyser par exemple la révision des surtaxes/grid fee pour les sources renouvelables, à partir d'un certain prix de revient.
- Intensifier la flexibilité du système électrique
  - Accélérer le déploiement des compteurs intelligents/communicants, passage obligé pour mieux gérer la demande (limiter la demande en pointe). Compétences des régions sur la distribution - niveau résidentiel et petites PME et possibilité pour Elia d'encourager les industries.
  - Mise en œuvre du CRM qui favorise le déploiement des solutions de stockage et de gestion de la demande électrique, avec la réservation d'un volume spécifique à l'enchère Y-1 d'une année de livraison.
  - Continuer de soutenir des projets innovants de flexibilité par exemple via l'ETF ou suivre le projet IoE de Elia qui teste une approche « *consumer centric* ».

3.1.1.4 Efficacité énergétique et sensibilisation aux économies

- Intensifier les travaux de rénovation initiés par la Régie des Bâtiments.
- Soutenir le remplacement des chaudières par des appareils plus performants ou hybrides (combinés à une pompe à chaleur), ce qui permettrait déjà de réaliser des économies de gaz.
- Déployer des mesures complémentaires aux efforts des Régions notamment dans le cadre des « Filières stratégiques » fédérales (Cab Dermine), telles que des mesures fiscales pour soutenir la rénovation énergétique, la TVA et diverses mesures déjà reprises dans le Plan de relance (rénovation).
- Prévoir un budget effectif pour attribuer la déduction fiscale aux développeurs d'investissements en efficacité énergétique offshore (mesure fiscale existante mais non appliquée).

- Pages « mesures préventives crise du gaz » sur le site du SPF Economie dans le cadre du Plan d'urgence (cf. Plan de communication).
- Communiquer des messages sur l'« effort de guerre/effort des Belges pour aider l'Ukraine »ou « diminuer notre dépendance à la Russie » en impliquant la Défense/les Affaires étrangères.

3.1.1.5 Voir plus loin au travers de projets innovants

- Développer l'infrastructure et le marché pour le déploiement de l'hydrogène et du CO_2 (backbone).
- Développer un programme de recherche à long terme pour étudier les possibilités de production d'électricité et d'hydrogène par SMR d'ici 2040.
- Adopter un cadre légal pour soutenir le développement d'options de production d'énergie durable et zéro carbone pour inclure, notamment, la possibilité de développer des SMR, l'hydrogène vert et le power-to-x.
- Encourager la participation des entreprises et opérateurs belges aux projets européens IPCEI.
- Soutenir la transition énergétique, notamment via l'ETF, et via les surprofits sur les bénéfices exceptionnels des producteurs d'électricité d'origine nucléaire.

4. Conclusions (PARTIE B) : Evolution du mix énergétique, perspectives à considérer

La crise actuelle démontre l'urgence d'accélérer la transition énergétique, et de progresser vers la sortie des énergies fossiles, non seulement pour réduire les prix de l'énergie, mais aussi pour diminuer notre grande dépendance énergétique.

La réflexion sur l'évolution du mix énergétique tient compte de la situation à court terme mais se place dans un cadre plus large et à long terme.

L'accord de gouvernement stipule que *« le gouvernement fédéral soutient résolument les ambitions européennes. Il s'impose comme objectif une réduction de 55% des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 et prend dans sa sphère de compétences les mesures en ce sens.*

Nous mettons en place un système énergétique durable et zéro carbone d'ici 2050 en renforçant l'électrification (mobilité et chaleur), la capacité contrôlable et le stockage. Nous voulons atteindre cet objectif dans une perspective de neutralité technologique et en développant les possibilités de production durable et neutre en CO_2. »

Aujourd'hui, les vecteurs énergétiques sont interdépendants, que ce soit du point de vue de leurs prix, que des substitutions possibles (intégration des secteurs). Par exemple, la fermeture de centrales à gaz dans un pays A peut engendrer une augmentation de la production d'électricité dans un pays B (à partir de gaz ou d'une autre source). Les véhicules électriques impacteront à la fois le secteur pétrolier et le secteur électrique, etc.

En fin de compte, le mix énergétique d'un pays reflète à la fois les évolutions du marché et les choix politiques qui sont pris à divers niveaux.

Si beaucoup d'éléments sont incertains ou même imprévisibles, les pages qui précèdent démontrent que l'évolution du mix énergétique de la Belgique est loin de résulter d'un simple processus de décision. Elle sera au contraire le résultat de forces diverses, pas toujours contrôlables, telles que :

1. L'évolution des objectifs qui seront fixés en matière de climat et les politiques (européennes) liées ;
2. L'offre (mondiale) en vecteurs, procurant des opportunités aux opérateurs du marché, mais pouvant rencontrer des contraintes dictées par la géopolitique ;

3. La transition du secteur des **transports** vers l'électrification des véhicules, sa capacité à intégrer des biocarburants liquides et du CNG ainsi qu'à innover en matière d'utilisation d'hydrogène ; la **mobilité** et l'évolution des modes de transport ;
4. L'intensité de la « **renovation wave** » offrant des perspectives de réduction de la demande de combustibles fossiles pour le chauffage des bâtiments et la production décentralisée d'énergies renouvelables ;
5. La capacité de **l'industrie** à adapter ses processus afin d'utiliser moins de combustibles fossiles, et à miser par exemple sur l'hydrogène[40] ; la situation économique et les évolutions du tissu industriel ;
6. L'évolution du parc de production d'électricité; les opportunités offertes en termes d'échanges d'électricité avec nos voisins ;
7. Le développement de nouvelles technologies et de modèles, plus ou moins disruptifs, tels que les Small Modular Reactors (**SMR**) ;
8. L'intensité du déploiement d'énergies **renouvelables** en Mer du Nord et sur le territoire terrestre ;
9. Les efforts en matière **d'efficacité** énergétique et de réduction de la demande d'énergie dans tous les secteurs ;
10. La mise en œuvre à large échelle de mesures de **gestion** de la demande visant à limiter les demandes de pointe.

De plus, le mix énergétique doit rester abordable pour les consommateurs.

Le modèle de marché est aussi à questionner, lorsqu'il présente des dysfonctionnements tels qu'on en observe depuis quelques mois, comme résultant par exemple :

- Du comportement non rationnel de Gazprom ;
- De la réduction ou de la limitation des sources flexibles et fiables de gaz naturel (Pays-Bas, Norvège, GNL américain, …) ;
- Des marchés spots générant des profits pour les producteurs de gaz ;
- Une sécurité d'approvisionnement reposant sur des acteurs de marché peu contrôlables ;
- Un faible niveau de sécurité de la demande, augmentant les risques pour des contrats long terme ;
- Des Etats qui ne sont pas en mesure d'orienter les choix sur l'origine des produits énergétiques importés ;
- Le signal-prix engendré par la transition énergétique à long terme, pouvant décourager certains investissements essentiels à court terme.

Ces éléments, placés dans un cadre européen, influenceront indubitablement la composition du mix énergétique de la Belgique. Ils sont à prendre en compte dans la vision stratégique pour notre pays, en vue de la transition de la situation actuelle vers une neutralité carbone d'ici 2050.

---

[40] l'avènement de l'hydrogène vert va augmenter les besoins en énergie primaire (électricité et biomasse) et peut créer un effet rebond sur la production d'électricité à partir de sources fossiles (si l'électricité verte est utilisée pour la production d'hydrogène)