



Plan d'action préventif relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du Luxembourg, établi dans le cadre du règlement (UE) 2017/1938

17 mars 2025

Version 1.6

Ministère de l'Économie



SOMMAIRE

CONTEXTE ET OBJECTIFS DU DOCUMENT	6
Définitions et abréviations	6
1. DESCRIPTION DU RESEAU	8
1.1. Description du réseau gazier régional pour chaque Groupe de Risque dont le Luxembourg fait partie	8
1.1.1. Groupe de Risque Mer du Nord	9
1.1.2. Groupe de Risque Mer Baltique.....	12
1.1.3. Groupe de Risque Biélorussie	16
1.1.4. Groupe de Risque Danemark	19
1.1.5. Groupe de Risque Ukraine	23
1.2. Description du réseau gazier du Luxembourg	26
1.2.1. Principaux chiffres de la consommation de gaz.....	26
1.2.2. Fonctionnement du réseau gazier du Luxembourg	30
1.2.3. Infrastructure clé pertinente pour la sécurité d’approvisionnement en gaz naturel	34
1.2.4. Sources d’importation de gaz naturel.....	34
1.2.5. Rôle du stockage	35
1.2.6. Rôle de la production locale	35
1.2.7. Rôle du gaz naturel dans la production d’électricité	35
1.2.8. Rôle des mesures d’efficacité énergétique et incidence sur la consommation annuelle finale de gaz.	35
2. RESUME DE L’EVALUATION DES RISQUES.....	37
2.1. Scénarios évalués	37
2.1.1. Scénario de risque 1 : défaillance complète de l’entrée de Bras.....	37
2.1.2. Scénario de risque 2 : défaillance complète de l’entrée de Remich	38
2.2. Principales conclusions de l’évaluation des risques	38
3. NORMES RELATIVES AUX INFRASTRUCTURES	39
3.1. Niveau régional	39
3.1.1. Formule N-1 pour le Groupe de Risque Mer du Nord	39
3.1.2. Formule N-1 pour le Groupe de Risque Mer Baltique	40
3.1.3. Formule N-1 pour le Groupe de Risque Biélorussie	41
3.1.4. Formule N-1 pour le Groupe de Risque Danemark.....	42
3.1.5. Formule N-1 pour le Groupe de Risque Ukraine.....	43
3.2. Niveau national	44
3.2.1. Formule N-1	44
3.2.2. Capacité bidirectionnelle	46
4. CONFORMITÉ AVEC LES NORMES D’APPROVISIONNEMENT	47
4.1. Définition des clients protégés appliquée.....	47
4.2. Volumes de gaz et capacités nécessaires pour respecter les normes d’approvisionnement	47



4.3. Mesures en place pour respecter les normes d'approvisionnement	48
4.3.1. Obligation de reporting annuel imposée aux fournisseurs de clients protégés	48
4.3.2. Contrôle de la conformité des fournisseurs avec les normes d'approvisionnement à travers la mise à jour de l'évaluation des risques.....	49
5. MESURES PREVENTIVES.....	51
5.1. Mesures préventives adoptées pour chaque risque identifié selon l'évaluation des risques	51
5.1.1. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : mise en place de l'outil « Creos Maps » pour les entreprises de travaux	53
5.1.2. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : contrôle des flux et pressions sur chaque point d'entrée et sortie du réseau du GRT par système SCADA	53
5.1.3. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : système de contrôle de la pression.....	54
5.1.4. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : survol régulier du réseau de transport par le GRT	54
5.1.5. Mesure relative au risque de défaillance physique d'un point d'entrée : contrat d'augmentation de pression côté Fluxys pour pouvoir alimenter toute la zone de distribution	55
5.1.6. Mesure relative au risque lié à la loi belge sur les instruments de gestion de crise : discussion inter-État sur l'application de la loi belge relative aux instruments de gestion de crise.....	56
5.1.7. Incitation à la diversification des sources d'approvisionnement.....	56
5.2. Mesures préventives adoptées ou dont l'adoption est prévue pour d'autres raisons que pour les risques identifiés selon l'évaluation des risques	57
5.2.1. Mesures adoptées.....	57
5.2.2. Mesures dont l'adoption est prévue.....	61
5.3. Mesures non fondées sur le marché	61
5.3.1. Mise en place d'un plan de délestage.....	61
5.4. Explication des mesures envisagées en faveur de l'efficacité, y compris axées sur la demande, pour renforcer la sécurité d'approvisionnement.....	62
5.5. Explication des mesures envisagées pour renforcer la sécurité d'approvisionnement, prenant en compte les sources d'énergie renouvelables	62
6. AUTRES MESURES ET OBLIGATIONS.....	62
6.1. Obligations liées à la sécurité et qualité d'approvisionnement.....	62
6.2. Prescriptions techniques	64
6.3. Fourniture du dernier recours	64
6.4. Mesures d'urgence et de sauvegarde	64
7. PROJETS D'INFRASTRUCTURES.....	65
7.1. Description des projets d'infrastructure	65
7.1.1. Belgique	65
7.1.2. Allemagne	65
7.1.3. Les Pays-Bas	65
8. OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC LIEES A LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	66



9. CONSULTATION DES ACTEURS CONCERNES	66
9.1. Entreprises gazières	66
9.2. Organismes concernés représentant les intérêts des ménages	67
9.3. Organismes concernés représentant les intérêts des clients industriels consommant du gaz, y compris les producteurs d'électricité	67
9.4. Autorité de régulation nationale	68
10. DIMENSION REGIONALE	68
10.1. Formule N-1.....	68
10.2. Mécanismes de coopération.....	68
10.3. Mesures préventives	69
10.3.1. Mesures concernant le stockage de gaz naturel	69



LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Consommation de gaz pour la production d'électricité et pour la production de chaleur et d'électricité combinée.....	14
Tableau 2 : Structure de la demande de gaz du Groupe de Risque de la mer Baltique.....	17
Tableau 3 : Consommation de gaz pour la production d'électricité et pour la production de chaleur et d'électricité combinée.....	24
Tableau 4 : Demande de pointe du 7 février 2012.....	28
Tableau 4 : Points d'entrée du réseau de transport de gaz de Creos fin 2022.....	33
Tableau 6 : Calcul de la formule N-1 – Groupe Mer du Nord (2023).....	40
Tableau 7 : Calcul de la formule N-1 – Groupe Mer Baltique (2023).....	41
Tableau 8 : Calcul de la formule N-1 – Groupe Biélorussie (2023).....	42
Tableau 9 : Calcul de la formule N-1 – Groupe Danemark (2023)*.....	42
Tableau 10 : Calcul de la formule N-1 – Groupe Ukraine (2023)*.....	43
Tableau 11 : Calcul de la formule N-1 (2023).....	44
Tableau 12 : Valeur retenue pour D_{\max} (2012).....	45
Tableau 13 : Capacités délestables par niveau en Nm^3 par jour (2022).....	46
Tableau 14 : Calcul de la formule N-1 pour 2023 avec mesure de délestage jusqu'au niveau 2.....	46
Tableau 15 : Volumes de gaz et capacités nécessaires pour respecter les normes d'approvisionnement au Luxembourg.....	47
Tableau 16. Rappel de la classification des risques résultant de l'évaluation des risques de 2023..	51

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Consommation de gaz dans le Groupe de Risque Mer du Nord.....	9
Figure 2 : Réseau gazier du Groupe de Risque de la mer Baltique.....	17
Figure 3 : Approvisionnement énergétique du Luxembourg par type de produits 2010 - 2023	27
Figure 4 : Pointe horaire annuelle historique en m^3 par heure (Nm^3/h) de 2010 à 2023.....	28
Figure 5 : Répartition des clients finals en 2023.....	29
Figure 6. Prévision d'évolution de la consommation de gaz naturel sur la période 2024-2030.....	29
Figure 7 : Prévision d'évolution de la pointe sur la période 2022-2030 à une température.....	30
Figure 8 : Le réseau luxembourgeois de transport de gaz naturel (2021).....	31
Figure 9 : Réseau d'approvisionnement en gaz du Luxembourg.....	32
Figure 10 Répartition des flux par point d'entrée et GRT frontalier.....	32
Figure 11 : Importations de gaz provenant de la Belgique vers le Luxembourg par pays d'origine (2022).....	34



Contexte et objectifs du document

Le règlement (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 (ci-après le « Règlement ») impose à travers son article 8 à chaque État membre de l'UE l'élaboration d'un Plan d'Action Préventif (ci-après le « PAP ») contenant les mesures nécessaires pour éliminer ou atténuer les risques identifiés dans les évaluations communes et nationales des risques, y compris les effets des mesures d'efficacité énergétique et des mesures axées sur la demande. Le Règlement précise le contenu du PAP à travers son annexe VI.

Dans ce contexte, ce document constitue le plan d'action préventif relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du Grand-Duché de Luxembourg établi conformément au Règlement.

Ce plan est structuré conformément à l'annexe VI du Règlement.

Définitions et abréviations

Autorité compétente

L'autorité gouvernementale nationale ou une autorité de régulation nationale désignée par un État membre pour veiller à la mise en œuvre des mesures prévues dans le Règlement (UE) 2017/1938. Au Luxembourg le ministre ayant l'Énergie dans ses attributions a été désigné autorité compétente en vertu de l'article 14*bis* de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel (ci-après « Loi Gaz »).

<i>ENTSOG</i>	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz
<i>GRD</i>	Gestionnaire de réseau de distribution
<i>GRT</i>	Gestionnaire de réseau de transport
<i>mcm</i>	Millions de mètres cubes [million m ³]
<i>bcm</i>	Milliards de mètres cubes [billion m ³]
<i>Dmax</i>	La demande quotidienne totale de gaz (en millions de mètres cubes par jour) de la zone couverte pendant une journée de demande exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans.
<i>EP_m</i>	La capacité technique des points d'entrée (en millions de mètres cubes par jour), autres que les installations de production, les installations



GNL et les installations de stockage couvertes par les définitions P_m , S_m et LNG_m , est la somme des capacités techniques de tous les points d'entrée frontaliers capables d'approvisionner la zone couverte en gaz.

P_m

La capacité de production technique maximale (en millions de mètres cubes par jour) est la somme des capacités de production techniques maximales quotidiennes de l'ensemble des installations de production de gaz pouvant être délivrées aux points d'entrée dans la zone couverte.

S_m

La capacité de soutirage technique maximale des installations de stockage (en millions de mètres cubes par jour) est la somme des capacités techniques maximales quotidiennes de soutirage de l'ensemble des installations de stockage – compte tenu de leurs caractéristiques physiques respectives – pouvant être délivrées aux points d'entrée de la zone couverte.

LNG_m

La capacité technique maximale des installations GNL (en millions de mètres cubes par jour) est la somme des capacités techniques quotidiennes maximales d'injection sur le réseau offertes par toutes les installations GNL dans la zone couverte, compte tenu d'éléments essentiels comme le déchargement, les services auxiliaires, le stockage temporaire et la regazéification du GNL, ainsi que la capacité technique d'injection sur le réseau.

I_m

La capacité technique de la plus grande infrastructure gazière (en millions de mètres cubes par jour), caractérisée par la plus importante capacité à approvisionner la zone couverte. Lorsque plusieurs infrastructures gazières sont connectées à une infrastructure gazière commune en amont ou en aval, et ne peuvent être exploitées séparément, elles sont considérées comme une infrastructure gazière unique.



1. Description du réseau

1.1. Description du réseau gazier régional pour chaque Groupe de Risque dont le Luxembourg fait partie

En 2024, la configuration et le nombre des différents groupes de risque ont été modifiés. Toutefois, depuis ce changement, les évaluations spécifiques pour cette nouvelle configuration n'ont pas encore été réalisées. Pour fournir une perspective régionale cohérente, cette section se base sur l'ancienne configuration des groupes de risque. À noter que, en raison du Brexit, le Groupe de Risque de Norvège et le Groupe de Risque du Royaume-Uni ont collaboré en 2023 pour créer une évaluation des risques commune pour un nouveau groupe appelé « Groupe de Risque de la mer du Nord », qui n'inclut plus le Royaume-Uni.

Dans l'ancienne configuration, le Luxembourg appartenait aux groupes de risque suivants :

- **Mer du Nord** (Belgique, Danemark, Allemagne, Irlande, Espagne, France, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Suède) ;
- **Mer Baltique** (Belgique, Tchéquie, Danemark, Allemagne, France, Luxembourg, Pays-Bas, Autriche, Slovaquie, Suède) ;
- **Biélorussie** (Belgique, Tchéquie, Danemark, Allemagne, Estonie, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Slovaquie, Finlande, Suède) ;
- **Danemark** (Danemark, Allemagne, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Suède) ;
- **Ukraine** (Bulgarie, Tchéquie, Danemark, Allemagne, Grèce, Croatie, Italie, Luxembourg, Hongrie, Autriche, Pologne, Roumanie, Slovénie, Slovaquie, Suède).

Depuis l'année 2022, l'arrêt partiel ou complet de l'approvisionnement en gaz russe de l'UE a été au centre des travaux de divers groupes de risque (GR). La pratique d'évaluation des risques se réfère généralement aux événements et aux sources de risque spécifiques au GR avec une couverture géographique limitée, et les identifie et modélise avec la plus grande précision possible. Néanmoins, les circonstances actuelles ont suggéré d'étendre la couverture géographique afin de fournir un ensemble commun de conditions aux limites pour les analyses quantitatives.

Le JRC (Joint Research Centre), après accord avec les coordinateurs des GR respectifs, a mené des simulations de modélisation sur un scénario de risque, à savoir un arrêt prolongé de toutes les livraisons de gaz russe à l'UE, à partir du 1^{er} octobre 2022. Ce scénario de risque paneuropéen a un impact et une probabilité élevés par rapport à d'autres scénarios de risque potentiels. Ainsi, le JRC a analysé un certain nombre de variantes (48 simulations) afin de prendre en compte (i) deux stratégies de gestion de crise (non coopérative vs coopérative), (ii) l'incertitude sur les profils de consommation de gaz (consommation historique de 2015 à 2021), (iii) les conditions aux limites du stockage souterrain de gaz conduisant à deux stratégies différentes de gestion du stockage (sécurité d'approvisionnement à court terme et à long terme), et (iv) deux cartes de capacité pour les points d'interconnexion entre pays voisins (business-as-usual par rapport aux débits maximaux en situation de crise indiqués par certains États membres).



Les sous-sections ci-dessous donnent un bref résumé des différents groupes de risque. Pour plus d'informations, l'évaluation des risques du groupe concerné peut être consultée.

1.1.1. Groupe de Risque Mer du Nord

En raison du Brexit, le Groupe de Risque de Norvège et le Groupe de Risque du Royaume-Uni ont collaboré en 2023 pour créer une évaluation des risques commune pour un nouveau groupe appelé « Groupe de Risque de la mer du Nord », qui n'inclut plus le Royaume-Uni.

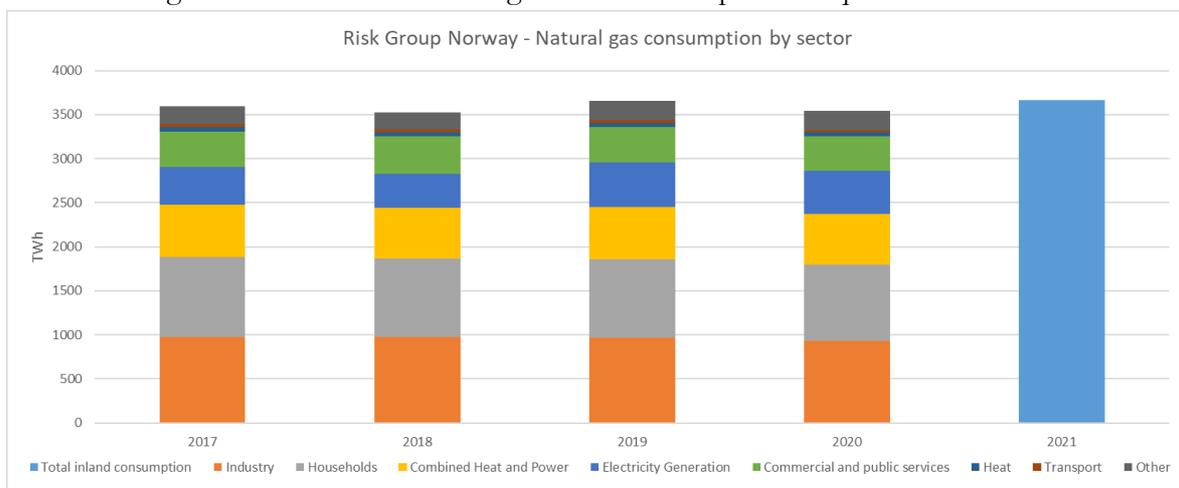
Le Groupe de Risque Mer du Nord est composé des pays suivants: Belgique, Danemark, Allemagne, Irlande, Espagne, France, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Portugal et Suède.

En 2021, la demande totale de gaz dans le Groupe de Risque a atteint 3665 TWh, soit environ 2,4 % de plus que la moyenne des quatre années précédentes, et 3,5 % de plus que le total de 2020. La répartition sectorielle est majoritairement orientée vers la demande industrielle et domestique, deux secteurs de taille comparable mais susceptibles de réagir différemment aux conditions évolutives du marché. Ainsi, au milieu du ralentissement économique induit par la pandémie COVID en 2020, la demande industrielle a chuté de -3,7 %, tandis que la consommation domestique de gaz naturel—plus sensible aux conditions météorologiques—a diminué de -2,5 %.

Ensemble, la demande industrielle et domestique de gaz naturel représentait en moyenne environ 50 % de la demande annuelle totale sur la période 2017-2020. La demande pour la cogénération, la production d'électricité, ainsi que les services commerciaux et publics composaient la majeure partie de la part restante, avec des volumes relativement faibles attribués à la production de chaleur seule, aux transports et à d'autres usages.

Le graphique ci-dessous montre la répartition de la consommation de gaz dans le Groupe de Risque dans les différents secteurs.

Figure 1 : Consommation de gaz dans le Groupe de Risque Mer du Nord



En ce qui concerne l'infrastructure gazière, le groupe dispose d'un vaste réseau de gazoducs, contribuant à la diversification des importations de gaz naturel par pipeline et à un transit fluide



entre les États membres. En excluant les gazoducs Nord Stream et Yamal-Europe reliant la Russie au Groupe de Risque (environ 2,6 TWh/j), il existe une capacité totale d'importation ferme par pipeline d'environ 10,7 TWh/j reliant les pays producteurs et de transit aux États membres du Groupe de Risque.

L'infrastructure de gazoducs transportant du gaz naturel norvégien vers l'UE joue un rôle clé pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel en Europe, avec six routes distinctes aboutissant dans quatre États membres du Groupe de Risque, pour une capacité totale d'importation de 2700 GWh/j. La perte de l'une de ces six routes suffirait à provoquer une réaction significative du marché. Cependant, les résultats d'une analyse N-1 suggèrent que même la perte du plus grand gazoduc unique transportant du gaz norvégien vers l'UE laisserait au Groupe de Risque une capacité d'approvisionnement suffisante pour répondre théoriquement à une demande journalière équivalente à la demande de pointe historique. Avec une capacité d'environ 960 GWh/j, la plus grande route unique pour le gaz norvégien vers l'UE passe par Norpipe, qui arrive à Emden et alimente l'Allemagne. Même dans un scénario excluant les routes d'approvisionnement en gaz russe vers le Groupe de Risque, l'analyse N-1 correspondant à la perte de Norpipe donne un ratio N-1 bien supérieur à 100 %. La capacité combinée des autres points d'entrée des gazoducs, des installations de regazéification et des installations de stockage souterrain de gaz serait théoriquement suffisante pour couvrir la demande journalière de pointe historique du Groupe de Risque.

Concernant l'infrastructure d'importation de GNL, à la fin de l'année 2022, le Groupe de Risque dénombrait 19 terminaux d'importation de GNL pour une capacité totale de regazéification d'environ 5 400 GWh par jour.

En termes d'infrastructure de stockage, le stockage de gaz naturel joue un rôle clé dans la gestion de la saisonnalité de la demande et l'équilibrage quotidien du marché pendant la période hivernale. En 2022, la capacité de stockage souterrain de gaz naturel dans le Groupe de Risque a totalisé légèrement plus de 800 TWh, représentant environ 35 % de la demande totale de la saison de chauffage cette année-là. Parmi les États membres individuels du Groupe de Risque, cette part variait de 0 % à 54 %, avec une capacité de stockage souterrain égale à plus d'un quart de la demande de la saison de chauffage dans la moitié des 12 États membres du Groupe de Risque. Lorsque les niveaux de stockage sont à leur capacité maximale nominale, le taux total de retrait quotidien pour le Groupe de Risque atteint environ 16 120 GWh/j. Les taux de retrait restent relativement robustes à mesure que le taux de remplissage des stocks diminue à 50 %, mais diminuent beaucoup plus rapidement à des niveaux de remplissage plus bas. En conséquence, les taux de retrait restent autour de 15 000 GWh/j à un taux de remplissage de 50 %, mais chutent à environ 11 120 GWh/j à un taux de remplissage de 30 %.

Concernant la production et les importations de gaz, la production domestique de gaz naturel dans le Groupe de Risque a atteint en moyenne près de 520 TWh par an sur la période 2017-2021, répartie entre six marchés produisant plus de 1 TWh par an et trois marchés produisant moins de 1 TWh par an. Au cours de cette période, la production globale a diminué en moyenne de -15 % par an, entraînant une réduction de moitié de la production, passant de près de 700 TWh en 2017 à environ 355 TWh en 2021. Parmi les six principaux producteurs du groupe, seule la Pologne a



maintenu un volume de production relativement stable au cours de ces cinq années. En raison de la baisse de la production de gaz, les importations de gaz naturel ont joué un rôle de plus en plus important pour le Groupe de Risque. De 2017 à 2021, la part de la demande totale couverte par les importations est passée d'environ 80 % à environ 90 %. La Norvège est le principal fournisseur de gaz naturel par pipeline du Groupe de Risque, suivie par l'Algérie. D'autres sources de gaz par pipeline incluent le Royaume-Uni, la Libye et la région caspienne. Malgré la chute drastique des importations de gaz naturel par pipeline en provenance de Russie depuis fin 2021, les importations totales pour le Groupe de Risque restent relativement diversifiées grâce à l'augmentation des importations de gaz naturel liquéfié (GNL). De 2017 à 2022, parallèlement à la croissance en termes de volume, le nombre de marchés fournisseurs de GNL a presque doublé, avec davantage de marchés au Moyen-Orient et en Asie envoyant des cargaisons de GNL vers les marchés du Groupe de Risque.

Un autre vecteur de risque important à considérer est la demande de gaz dans le secteur électrique. La production annuelle totale d'électricité dans le Groupe de Risque a atteint en moyenne 2400 TWh sur la période 2017-2021, avec une baisse de -5 % d'une année sur l'autre en 2020, suivie d'une reprise de +4 % en 2021. En moyenne, le gaz naturel représentait seulement 20 % de la production d'électricité et, de même, la production d'électricité constituait une part relativement faible de la demande globale de gaz. Cependant, bien que seulement 13 % de la demande annuelle totale de gaz naturel ait été attribuable à la production d'électricité sur cette période, le secteur est resté de loin le plus volatil, avec des variations annuelles de consommation allant de -11 % à +32 %. En tant que combustible, le gaz naturel a représenté en moyenne, sur la période 2017-2020, 20 % de la production annuelle totale d'électricité pour le groupe, soit environ 470 TWh par an. Cependant, la situation varie fortement au niveau national, allant de pratiquement aucune production d'électricité à partir de gaz en Suède sur cette période, à 55 % de la production d'électricité basée sur le gaz aux Pays-Bas en moyenne. Il convient de noter que l'évaluation de ce Groupe de Risque ne fournit actuellement aucune information spécifique sur les centrales électriques critiques ni sur les volumes de gaz critiques associés.

L'analyse et l'évaluation des risques ont montré que la Norvège est le principal fournisseur de gaz naturel du Groupe de Risque de la mer du Nord. Il n'est pas possible de garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz du groupe en cas d'interruption totale des exportations norvégiennes. Il est théoriquement possible de couvrir la demande de pointe dans le Groupe de Risque, telle qu'elle pourrait se produire avec une probabilité de 1 fois tous les 20 ans, en cas de perturbation d'un segment majeur de l'infrastructure approvisionnant le gaz norvégien. Les résultats du ratio N-1 sont bien supérieurs à 100 %, ce qui signifie que d'autres capacités d'entrée seraient techniquement suffisantes. Néanmoins, d'un point de vue opérationnel, la possibilité de couvrir la demande en cas de perturbation d'un segment majeur de l'infrastructure approvisionnant le gaz norvégien dépendrait de la capacité à modifier radicalement les flux de gaz naturel entre les frontières du Groupe de Risque de la mer du Nord.



1.1.2. Groupe de Risque Mer Baltique

Le Groupe de Risque Mer Baltique est composé des pays suivants: Allemagne, Autriche, Belgique, Tchéquie, Danemark, France, Luxembourg, Pays-Bas, Slovaquie et Suède.

L'infrastructure gazière de ces pays est étroitement maillée et ce Groupe de Risque dispose d'une variété de sources et de routes d'approvisionnement.

L'Autriche reçoit davantage de gaz d'Allemagne et d'Italie en raison de la situation géopolitique. Par le passé, l'Autriche importait principalement du gaz de l'est, mais ces flux de gaz est-ouest ont changé pour provenir majoritairement de l'ouest.

Le réseau de transport belge est fortement interconnecté avec les réseaux adjacents, offrant un large accès aux zones de marché et aux installations de production d'Europe du nord-ouest. Avec 15 points d'interconnexion avec les systèmes de transport de gaz voisins, le réseau belge est un carrefour central des flux de gaz en Europe du nord-ouest. Depuis l'invasion russe en Ukraine en février 2022 et l'arrêt progressif de fourniture en gaz russe, la Belgique joue un rôle de plus en plus important pour l'approvisionnement de l'Europe du nord-ouest.

Le réseau de transmission de la République tchèque est principalement connecté à l'est avec la Slovaquie et à l'ouest avec l'Allemagne. Actuellement, la République tchèque est principalement alimentée par ses connexions avec l'Allemagne.

Le Danemark, historiquement un exportateur net de gaz vers l'Allemagne et la Suède, est devenu importateur net jusqu'en mars 2024 en raison des travaux de rénovation sur le site gazier de Tyra, en mer du Nord. Durant cette période, la majeure partie du gaz offshore danois a été acheminée vers les Pays-Bas, représentant environ un tiers de la consommation annuelle de gaz du Danemark. À la fin de l'année 2022, un nouveau gazoduc, le « Baltic Pipe », a été mis en service, renforçant ainsi la résilience du système gazier régional en transportant du gaz de la Norvège vers la Pologne via le Danemark. À noter cependant que les travaux de rénovation sur le site gazier de Tyra se sont terminés en mars 2024.

Le système gazier français dispose de huit principaux points d'interconnexion. Il est directement connecté à la Norvège, à la Belgique, à l'Allemagne, à la Suisse et à l'Espagne. Depuis l'invasion russe en Ukraine, le GNL joue un rôle de plus en plus important en France, qui a également pu exporter du gaz vers l'Allemagne, ce qui n'était pas le cas auparavant.

L'Allemagne dispose de points d'interconnexion avec tous ses voisins et dépend fortement des importations de Norvège via Europipe II, des Pays-Bas et de la Belgique, car le gazoduc Nord Stream est hors service suite aux explosions survenues à l'automne 2022. L'Allemagne a également commencé à importer du gaz depuis la France. Le GNL joue un rôle croissant avec de nouveaux terminaux en service, soutenant également les pays à l'est de l'Allemagne.

Le Luxembourg est directement connecté à l'Allemagne, mais est principalement alimenté en gaz depuis la Belgique.

Les Pays-Bas produisent et importent du gaz de la mer du Nord et du Royaume-Uni ainsi que du GNL d'outre-mer. Le pays exporte de grandes quantités de gaz en Europe et abrite le hub gazier



TTF. Dans le cadre du Groupe de Risque de la mer Baltique, les Pays-Bas exportent principalement du gaz L vers l'Allemagne.

La Suède est uniquement connectée au Danemark et dépend entièrement de l'importation de gaz danois.

La Slovaquie dispose de plusieurs interconnexions avec ses pays voisins au niveau des réseaux de transmission, notamment avec l'Autriche, la République tchèque, la Hongrie et l'Ukraine. Le pays continue de recevoir des quantités substantielles de gaz russe, jusqu'à la fin de 2024 via l'Ukraine (IP Veľké Kapušany) et, à partir de 2025, via la Turquie (TurkStream à travers la Hongrie).

Avec la réduction drastique des flux de gaz russe en 2022, les États membres recherchent de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz. Les terminaux GNL sont établis et utilisés à pleine capacité. Le plus grand interconnecteur de la région (Europipe II) fonctionne à une capacité élevée, tandis que la production régionale en mer du Nord est importée aux Pays-Bas, et le plus grand champ gazier danois (Tyra) était en rénovation.

Le Groupe de Risque Mer Baltique possède une capacité de stockage considérable. L'Allemagne dispose à elle seule d'une capacité de stockage de 249,8 TWh, ce qui représente la deuxième plus grande capacité de stockage en Europe (si l'Ukraine est incluse). En combinaison avec les capacités de stockage des autres pays de cette zone, cette région est en mesure d'assurer un très haut niveau de sécurité d'approvisionnement.

De plus, un montant considérable d'investissements est actuellement prévu dans la région. La majorité des investissements en Allemagne aura un impact direct et positif sur les capacités d'interconnexion avec les États membres voisins. Des capacités de transport supplémentaires ont un effet positif sur les marchés commerciaux, car différents itinéraires de transport et sources d'approvisionnement peuvent être utilisés. De plus, des investissements supplémentaires dans les terminaux GNL sont prévus dans les années à venir. Un nouveau terminal flottant GNL a déjà été inauguré fin 2022 à Wilhelmshaven en Allemagne. Les terminaux GNL flottants supplémentaires à Lubmin et à Brunsbüttel en Allemagne inaugurés au début de 2023, n'ont pas été considérés dans les simulations de ce GR.

Les hubs gaziers de cette région se caractérisent également par un niveau élevé de liquidité, ce qui a également un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement. TTF aux Pays-Bas, ainsi que THE (Trading Hub Europe) en Allemagne, sont des places de marché avec les liquidités les plus élevées d'Europe. Le hub gazier national THE est le résultat de la fusion en 2021 des deux hubs allemands existants (Gaspool et NCG) pour augmenter la liquidité et simplifier l'administration.

Conformément à l'article 11, paragraphe 7, du règlement (UE) 2017/1938, ce paragraphe traite des centrales électriques au gaz critiques situées dans le Groupe de Risque. La consommation de gaz dans le secteur de l'énergie pour le Groupe de Risque Biélorussie est détaillée dans le tableau ci-dessous.



Tableau 1 : Consommation de gaz pour la production d'électricité et pour la production de chaleur et d'électricité combinée.

	Production d'électricité (TWh)	Production de chaleur et d'électricité (TWh)	Année
Autriche	8.31	16.45	2020
Belgique	39.6		2017
République tchèque	N/A	N/A	/
Danemark	2.6		2021
France	73		2016
Allemagne	N/A	N/A	/
Luxembourg	0	0.54	2021
Pays-Bas	N/A	N/A	/
Slovaquie	N/A	N/A	/
Suède	0.7		2020

Il convient de noter que l'évaluation de ce Groupe de Risque ne fournit actuellement aucune information spécifique sur les centrales électriques critiques, ni sur les volumes de gaz critiques associés.

La région répond à la norme N-1. Le calcul de la norme N-1 a été entrepris pour les deux principaux points d'entrée dans la région, Greifswald (Allemagne) et Velke Kapusany (Slovaquie). Les deux calculs montrent un résultat du calcul N-1 bien supérieur à 100%. Cela s'améliorera encore à l'avenir, car une série de mesures relatives aux infrastructures sera mise en œuvre, ce qui augmentera encore les capacités d'importation.

Les paragraphes suivants montrent plus en détail les conclusions des simulations effectuées par le JRC pour le Groupe de Risque Mer Baltique:

- Le contexte non coopératif en supposant une stratégie de gestion des stockages à court terme (c'est-à-dire que les stockages pourraient être utilisés au maximum durant l'hiver 2022-2023) conduit à 4 bcm de gaz non desservi dans le RG en moyenne, mais il varie entre 0 et 10 bcm selon le scénario de demande. En termes relatifs, les coupures de gaz varient entre 22 et 46 % en moyenne pendant l'hiver en Suède, en Slovaquie et en Tchéquie, 17 % au Danemark et moins de 2 % en Allemagne, en Belgique et au Luxembourg.
- L'approche coopérative dans l'hypothèse d'une stratégie de gestion du stockage à court terme réduit la réduction à 3,2 bcm selon les mêmes hypothèses de modélisation. L'Allemagne est le pays du GR avec la plus forte réduction de gaz avec 1 bcm en moyenne, mais il y a une probabilité de 1 sur 6 que le gaz non desservi soit légèrement supérieur à 4 bcm. En termes relatifs, la demande de gaz non desservie est maintenue en dessous de 20 % pour l'ensemble des pays appartenant au RG.
- L'hypothèse d'une stratégie de gestion du stockage à long terme évite l'épuisement des stockages au cours de l'hiver à venir. En conséquence, la réduction moyenne dans le RG



passé à 18 bcm dans le cadre des approches coopératives et non coopératives. Cependant, la réduction maximale obtenue dans le cadre d'une stratégie non coopérative est proche de 29 bcm, bien plus élevée que dans le cadre d'une stratégie coopérative (environ 22 bcm). En valeur absolue, la réduction la plus élevée est identifiée en Allemagne (10 bcm en moyenne sur l'hiver) suivie de la France (2,6 bcm) et de la zone fusionnée Belgique-Luxembourg (1,4 bcm) dans le cadre coopératif. En termes relatifs, la demande de gaz non desservie est maintenue en dessous de 20 % pour tous les pays appartenant au RG, étant plus élevée en Allemagne, au Danemark, en Autriche, en Tchéquie et en Slovaquie avec 20 % de réduction pendant l'hiver. En revanche, dans la contrepartie non coopérative, les réductions atteignent plus de 70 % de la demande correspondante en Suède, en Slovaquie, en Autriche et en Tchéquie, 36 % au Danemark, et les réductions inférieures à 10 % en France, en Allemagne, en Belgique, au Luxembourg et dans les Pays-Bas.

- L'effacement dû à la demande de pointe est de l'ordre de 110 mcm/j (20 % de sa demande de pointe) en Allemagne dans les contextes coopératifs, quelles que soient les conditions aux limites de stockage. Cependant, dans une stratégie non coopérative, ce pic peut augmenter jusqu'à 208-223 mcm/j (environ 40 %). En général, les pays restants maintiennent leurs réductions maximales en dessous de 60 mcm/j en termes absolus. Cependant, en termes relatifs, des réductions allant jusqu'à 97% en Tchéquie ou 84% en Slovaquie lors de l'utilisation d'une stratégie non coopérative peuvent être constatées. Il convient de noter que ce pic de réduction est celui qui se produit dans le pire scénario de demande avec une probabilité de 1 sur 6.
- Les flux d'injection de GNL sont maintenus autour de 30 bcm sur l'hiver, quelles que soient les hypothèses. Il y a une augmentation du flux d'injection de GNL à partir de janvier 2023 en raison des nouveaux terminaux GNL flottants aux Pays-Bas et en Allemagne.
- Tous les pays de ce GR, à part le Luxembourg, disposent d'installations de stockage souterrain de gaz. Dans l'hypothèse d'une stratégie de gestion des stockages à court terme, le niveau de remplissage cumulé en début de saison de chauffe est légèrement supérieur à 90 %, mais les stockages s'épuisent au cours de l'hiver pour arriver à 8 % au 1^{er} avril 2023 en moyenne. Il existe des scénarios de demande dans lesquels les stockages sont épuisés et d'autres scénarios dans lesquels le niveau de remplissage est maintenu juste en dessous de 20 % (stratégie coopérative). La gestion à long terme du stockage conduit à des effacements plus importants, comme indiqué précédemment, afin d'éviter l'utilisation du gaz en stockage. Dans ce cas, le taux de remplissage moyen est maintenu autour de 35 % en moyenne au 1^{er} avril 2023 (stratégie coopérative). Une stratégie non coopérative peut conduire à des niveaux de remplissage inférieurs à la fin de l'hiver.
- La coopération implique une utilisation plus intense des capacités de transport. En soi, les capacités de transport des interconnexions n'affectent pas substantiellement l'impact sur l'effacement.
- Concernant l'analyse de sensibilité sur la réduction de la demande, on peut conclure qu'une réduction de 5 % sur l'hiver est suffisante pour atténuer complètement les coupures de gaz alors que les stockages pourraient être utilisés au maximum pendant l'hiver. Cependant, si la sécurité de l'approvisionnement en gaz à long terme (hiver prochain) est prioritaire, la



réduction de la demande nécessaire est de 15 %. Il y a lieu de noter que ce facteur de réduction a été appliqué tout au long de l'horizon de simulation.

- En ce qui concerne les événements à risque additionnel, la vague de froid est l'événement entraînant le plus mauvais effacement de gaz (5,6 bcm en moyenne pour le GR). Il y a une probabilité de 1 sur 6 que la vague de froid provoque une demande de gaz non desservie jusqu'à environ 13 bcm pendant l'hiver (8,6 % du pire scénario de demande de gaz dans le GR), mais il y a une autre probabilité de 1 sur 6 d'avoir un hiver plus doux sans aucune restriction. Les événements à risque restants n'affectent pas substantiellement le GR par rapport au scénario de référence.

1.1.3. Groupe de Risque Biélorussie

Le Groupe de Risque Biélorussie est composé des pays suivants : Belgique, Tchéquie, Danemark, Allemagne, Estonie, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Slovaquie, Finlande et Suède.

Ce Groupe de Risque sert de base à l'analyse des risques liés aux interruptions de l'approvisionnement en gaz via la Biélorussie, l'un des principaux corridors d'approvisionnement en gaz de l'Union européenne par la Fédération de Russie. Le Groupe de Risque Biélorussie comprend les États membres de l'UE qui sont approvisionnés en gaz naturel expédié via la Biélorussie, ou les États membres adjacents de l'UE qui sont affectés par les importations de gaz via la Biélorussie.

Compte tenu de la position géographique des pays de la région et des limites des infrastructures, le Groupe de Risque Biélorussie est subdivisé en deux sous-régions :

- la sous-région de la « Baltique orientale », comprenant l'Estonie, la Lettonie, la Lituanie, Finlande et la Suède ;
- la sous-région des pays du « Moyen-Occident », comprenant les États membres suivants : Belgique, Tchéquie, Allemagne, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne et Slovaquie.

Avec la mise en service de l'interconnexion entre la Pologne et la Lituanie en mai 2022, il est désormais possible de considérer les sous-régions de la Baltique orientale et du Centre-Ouest comme des marchés intégrés.

Les pays de la sous-région du Centre-Ouest comprennent la plupart des couloirs d'approvisionnement en gaz des sources russes vers l'Union européenne. Par conséquent, les réseaux de transport de la région avaient été principalement construits et modernisés pour le transit du gaz de l'Est vers l'Ouest. Le corridor d'approvisionnement de la Biélorussie constitue l'une des principales voies d'importation du gaz russe vers l'Union européenne en fournissant une capacité technique d'entrée dans l'Union européenne d'environ 44 bcm (milliards de mètres cubes) par an. La sous-région du Centre-Ouest est également approvisionnée par du gaz russe acheminé via le corridor ukrainien et la mer Baltique.

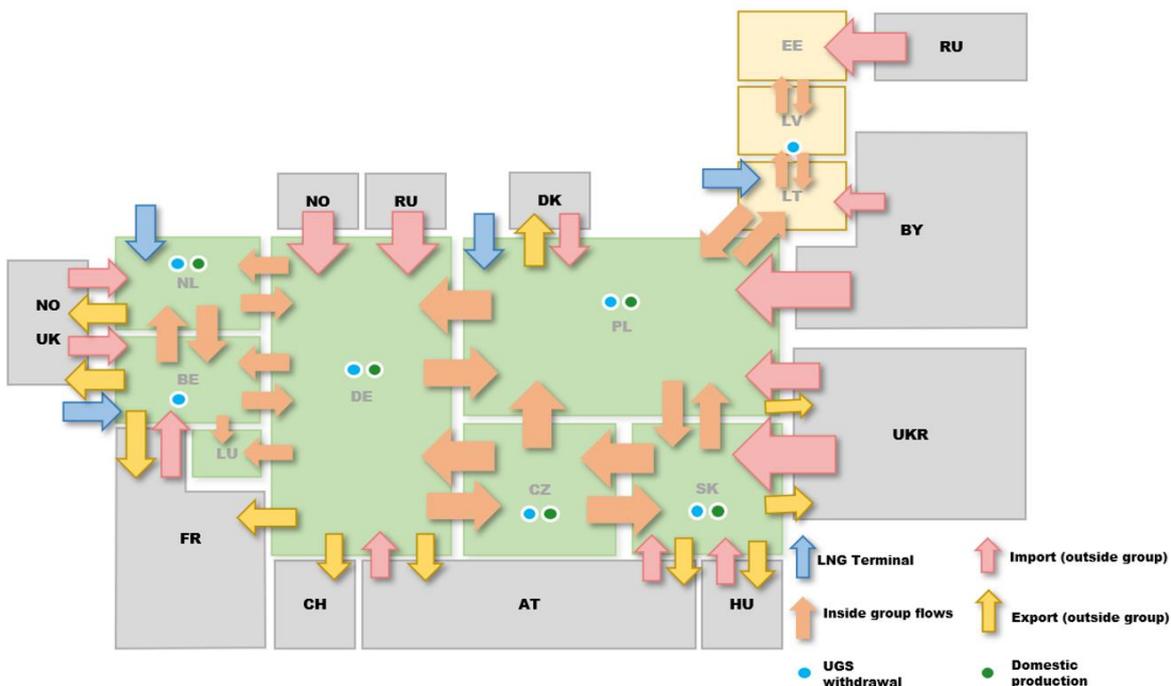
La sous-région peut également bénéficier d'importations de gaz en provenance de la Norvège en direction de la Belgique, la Pologne, l'Allemagne et des Pays-Bas, ainsi que de livraisons de GNL



aux terminaux situés en Belgique, en Pologne et aux Pays-Bas. En outre, la production nationale de gaz naturel constitue une autre source d’approvisionnement de cette région, principalement aux Pays-Bas, en Allemagne et en Pologne.

La figure ci-dessous montre le réseau gazier interconnecté du Groupe de Risque Biélorussie et les différents flux de gaz entrant et sortant du groupe.

Figure 2 : Réseau gazier du Groupe de Risque Biélorussie.



Le tableau ci-dessous présente la structure de la demande de gaz du groupe. En particulier, le tableau montre également la consommation de gaz dans le secteur de l'électricité. Il convient de noter que l'évaluation de ce Groupe de Risque ne fournit actuellement aucune information spécifique sur les centrales électriques critiques ni sur les volumes de gaz critiques associés.

Tableau 2 : Structure de la demande de gaz du Groupe de Risque Biélorussie

		2019	2020	2021	2022
TOTAL CONSUMPTION	Total Annual Gas Consumption [TWh]				
	Industry [TWh]				
	Electricity Generation [TWh]				
	District Heating [TWh]				
	Residential [TWh]				
	Services [TWh]				
	Other (please specify) [TWh]				
	Protected Customers [TWh]				
	Solidarity Protected Customers [TWh]				
	Inland consumption [TWh]	2072,05	2061,26	2101,49	



	Industry [TWh]	623,71	610,22		
	Electricity Generation [TWh]	170,15	192,49		
	Heat [TWh]	48,51	48,73		
	Combined Heat and Power [TWh]	321,58	318,11		
	Households [TWh]	517,06	506,61		
	Commercial and public services [TWh]	229,49	225,66		
	Transport [TWh]	21,23	15,87		
	Other [TWh]	140,31	143,58		
PEAK DEMAND	Dmax [GWh/d] (Historical Data)	12063,53			
	Dmax [GWh/d] (ENTSOG)	11.02.2021			
HEATING SEASON	Season	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
	Heating Season Demand [TWh]				

Une des principales conclusions de ce Groupe de Risque a été le constat que l'adoption d'une stratégie de gestion du stockage à long terme permet d'éviter l'épuisement des stocks au cours des prochains hivers. Par conséquent, les réductions moyennes forcées de la consommation dans ce Groupe de Risque augmentent pour atteindre 16 à 20 bcm dans le cadre des approches coopératives et non coopératives (un peu moins dans l'approche coopérative). Cependant, la réduction maximale obtenue dans le cadre d'une stratégie non coopérative est proche de 30 bcm, ce qui est beaucoup plus élevé que dans le cadre d'une approche coopérative (environ 20 bcm dans le scénario de demande le plus pessimiste). En termes absolus, la réduction la plus importante est observée en Allemagne (10 bcm en moyenne pendant l'hiver), suivie de la Pologne (2,1 bcm) et de la zone commune de la Belgique et du Luxembourg (1,4 bcm) dans le contexte coopératif. En termes relatifs, la demande de gaz non servie est maintenue en dessous de 20 % pour tous les pays appartenant au Groupe de Risque, à l'exception de la Finlande (dont 22 % de sa demande sera réduite). Des réductions plus importantes sont observées en Estonie, en Lettonie, en Tchéquie, en Slovaquie et au Danemark (20 %), en Allemagne (18 %) et en Lituanie (15 %). Un impact mineur peut être observé en Belgique et au Luxembourg (12 %), aux Pays-Bas (2 %) et en Suède (0 %). Dans les scénarios non coopératifs, la répartition des réductions entre les pays est différente : elle est plus importante en Tchéquie (5 bcm en moyenne), suivie de la Pologne (4,1 bcm), de l'Allemagne (4,1 bcm) et de la Slovaquie (2,9 bcm). La demande de gaz non satisfaite est supérieure à 70 % en Suède, en Slovaquie, en Finlande, en Estonie, en Lettonie et en Tchéquie. Elle est d'environ 40 % en Pologne et au Danemark, et inférieure à 10 % en Lituanie, en Allemagne, en Belgique, au Luxembourg et aux Pays-Bas.

La coopération dans ce groupe implique une utilisation plus intense des capacités de transport. En soi, les capacités de transport des interconnexions n'ont pas d'incidence notable sur l'impact des réductions de la consommation. En outre, on peut constater que les flux les plus importants sont



dirigés vers les pays disposant d'installations de stockage dans l'hypothèse d'une sécurité d'approvisionnement à long terme.

En ce qui concerne l'analyse de sensibilité sur la réduction de la demande, on peut conclure qu'une réduction de 5 % au cours de l'hiver est suffisante pour atténuer complètement les réductions de gaz lorsque les installations de stockage peuvent être utilisées autant que possible au cours de l'hiver. Dans ce Groupe de Risque, on peut observer qu'il y a toujours une très faible réduction même en appliquant des facteurs de réduction volontaire plus élevés. Cela est dû à un pic de demande inévitable en Finlande avant la mise en service de ses nouveaux terminaux GNL. D'autre part, si la sécurité de l'approvisionnement en gaz à long terme était prioritaire, la réduction nécessaire de la demande serait de l'ordre de 15 %. Il convient de noter que ce facteur de réduction a été appliqué tout au long de la période de simulation.

En ce qui concerne les événements à risque supplémentaires, une vague de froid est l'événement qui entraîne la plus forte réduction de la consommation de gaz (5,9 bcm en moyenne pour le groupe). Il y a une probabilité de 1 sur 6 qu'une vague de froid entraîne une demande de gaz non servie d'environ 14 bcm au cours de l'hiver (11,2 % du scénario de demande de gaz le plus défavorable dans le Groupe de Risque), mais il y a une autre probabilité de 1 sur 6 que l'hiver soit plus doux et que les réductions soient négligeables. Les autres événements à risque n'ont pas d'incidence notable sur le Groupe de Risque par rapport au scénario de référence.

1.1.4. Groupe de Risque Danemark

Le Groupe de Risque Danemark comprend le Danemark, la Suède, l'Allemagne, les Pays-Bas, la Pologne et le Luxembourg.

Le Groupe de Risque, bien qu'il y ait une certaine production de gaz dans le Groupe de Risque, principalement aux Pays-Bas et au Danemark, ce groupe, comme la majorité de l'Union européenne, dépend fortement des importations de gaz. Deux des quatre principaux gazoducs reliant la Russie à l'UE traversent directement le Danemark. Le gazoduc Nord Stream reliant directement la Russie à l'Allemagne, et le gazoduc Yamal reliant la Russie à la Pologne via la Biélorussie. En raison du conflit en Ukraine, la Russie a cessé de livrer du gaz à la Pologne à la fin du printemps 2022. Le gazoduc Nord Stream ayant été endommagé par des explosions à l'automne 2022, toute importation de gaz russe dans le Groupe de Risque a été rendue impossible.

En ce qui concerne l'infrastructure gazière, le Groupe de Risque du Danemark comprend six États membres interconnectés.

Suède : entièrement dépendante de l'importation de gaz en provenance du Danemark.

Danemark : historiquement exportateur net vers l'Allemagne et la Suède, il est actuellement importateur net en raison des rénovations sur le site gazier de Tyra en mer du Nord. Pendant cette période, la majorité du gaz offshore est transportée vers les Pays-Bas, équivalant à environ 1/3 de la consommation annuelle danoise. En 2022, le gazoduc « Baltic Pipe » a été mis en service, renforçant la résilience régionale avec des flux de la Norvège vers la Pologne via le Danemark. À



noter cependant que les travaux de rénovation sur le site gazier de Tyra se sont terminés en mars 2024.

Allemagne : dispose de points d'interconnexion avec tous ses voisins du Groupe de Risque, mais dépend fortement des importations de Norvège via Europipe II et des Pays-Bas, car le gazoduc Nord Stream est hors service.

Pologne : interconnectée avec l'Allemagne et le Danemark, elle importe du gaz de ces deux pays et via des terminaux GNL en Pologne. L'arrêt du flux dans le gazoduc Yamal, historiquement crucial pour la Pologne et l'UE, a renforcé la nécessité de diversifier les approvisionnements.

Pays-Bas : produisent et importent du gaz de la mer du Nord, du Royaume-Uni et du GNL d'outre-mer. Ils exportent de grandes quantités de gaz, principalement vers l'Allemagne, et abritent le hub gazier TTF.

Luxembourg : bien que directement connecté à l'Allemagne, il est principalement alimenté par du gaz belge (hors du Groupe de Risque).

Une capacité bidirectionnelle est établie entre la plupart des points d'interconnexion du Groupe de Risque Danemark. Des capacités unidirectionnelles sont disponibles aux IP : Brandov-STEGAL (DE→CZ), Cieszyn/Český Těšín (PL→CZ), Deutschneudorf EUGAL Brandov (CZ→DE), GDLux / Bras Petange (LU→BE), GDLux / Remich (LU→DE), Hilvarenbeek (L) (BE→NL), Olbernhau / Hora Svaté Kateřiny (CZ→DE), RC Basel (CH→DE), RC Lindau (AT→DE), RC Thayngen-Fallentor (CH→DE), Zandvliet (BE→NL), Zelzate (Zebra) (NL→BE), s Gravenvoeren Dilsen / 's Gravenvoeren/Obbicht (BE→NL).

Les exemptions notables en raison de connexions à des installations de production telles que des installations de GNL et à des réseaux de distribution, concernent les IP suivants : Dornum / NETRA (NO→DE), Greifswald (RU→DE), Kiefersfelden (DE→AT), Kondratki (BY→PL/Yamal), North Sea Entry (NO→DK), Tieterowka (BY→PL), VIP Kiefersfelden-Pfronten (DE→AT), Wysokoje (BY→PL).

En ce qui concerne la fonctionnalité actuelle du groupe et les principales sources d'approvisionnement en gaz, avec la réduction drastique des flux de gaz russe en 2022, les États membres recherchent activement de nouvelles sources d'approvisionnement. Les terminaux GNL fonctionnent à pleine capacité. Europipe II, le plus grand interconnecteur régional, est utilisé intensivement, tandis que la production en mer du Nord est redirigée vers les Pays-Bas, et le plus grand champ gazier danois (Tyra) est en rénovation. Le Danemark est un producteur de gaz et le principal fournisseur de gaz sur les marchés danois et suédois. En outre, le Danemark est un exportateur net de gaz avec des exportations vers la Suède et l'Allemagne via le continent et les Pays-Bas directement via la mer du Nord. Le Danemark est la seule source d'approvisionnement de la Suède. À noter cependant que les travaux de rénovation sur le site gazier de Tyra se sont terminés en mars 2024.

La production totale des pays de ce Groupe de Risque a atteint environ 266 TWh en 2021 (dont plus de 200 TWh produits par les Pays-Bas) pour une consommation annuelle totale d'environ



1486,7 TWh en 2021, largement dominée par l'Allemagne (environ 1041,9 TWh en 2021) et les Pays-Bas (environ 390,2 TWh en 2021).

Le Groupe de Risque dispose de près de 398,74 TWh de capacité de stockage (2023), située principalement en Allemagne (environ 246 TWh) et au Pays-Bas (environ 138,9 TWh), la Suède et le Luxembourg ne disposant d'aucun stockage.

Enfin, le Groupe de Risque dispose d'un terminal GNL (Gate aux Pays-Bas), avec une capacité technique d'environ 12 bcm /an, qui pourrait être étendue à 16 bcm/an. De plus, depuis fin 2022, le Groupe de Risque dispose d'un terminal flottant GNL supplémentaire (Wilhelmshaven en Allemagne) avec une capacité technique d'environ 5 bcm/an. Les terminaux flottants supplémentaires à Lubmin et à Brunsbüttel en Allemagne inaugurés au début de 2023, n'ont pas été considérés dans les simulations de ce GR.

Conformément à l'article 11, paragraphe 7, du règlement (UE) 2017/1938, ce paragraphe traite des centrales électriques au gaz critiques situées dans le Groupe de Risque. En 2021, la consommation de gaz pour la production d'électricité s'élevait à environ 2,6 TWh au Danemark, 0,68 TWh en Suède, 120 TWh aux Pays-Bas (gaz pauvre) et 0,54 TWh au Luxembourg (principalement pour des installations de cogénération). Concernant l'Allemagne et la Pologne, les données relatives à la consommation de gaz dans le secteur de l'énergie ne sont pas disponibles.

Il convient de noter que l'évaluation de ce Groupe de Risque ne fournit actuellement aucune information spécifique sur les centrales électriques critiques ni sur les volumes de gaz critiques associés.

Les paragraphes suivants énoncent les conclusions des simulations effectuées par le JRC pour le Groupe de Risque Danemark :

- Une stratégie de gestion des stockages à court terme (c'est-à-dire que les stockages pourraient être utilisés autant que possible pendant l'hiver 2022-2023) conduit à environ 2 bcm de gaz non desservi dans le GR en moyenne quel que soit le mécanisme de coopération. La variabilité de la demande affecte substantiellement l'effacement du gaz qui varie entre 0 et 7,5 bcm selon le scénario de demande. Le mécanisme de coopération a un impact sur la répartition des réductions entre les pays du GR. En termes relatifs, dans une approche non coopérative, la réduction du gaz est relativement élevée (supérieure à 40 %) en Suède suivie du Danemark (légèrement inférieure à 20 %). Les autres pays du GR (Luxembourg, Pays-Bas, Allemagne et Pologne) ont moins de 5% de demande non desservie en moyenne. Dans le cadre d'une stratégie coopérative, tous les pays maintiennent la réduction du gaz en dessous de 20 %, étant plus élevée au Danemark (14 %) et en Pologne (8 %). En termes absolus, tous les effacements sont inférieurs à 1 bcm (en moyenne) durant l'hiver 2022-2023. Mais il y a une probabilité de 1 sur 6 d'atteindre jusqu'à 4 bcm en Allemagne dans le pire scénario de demande.
- L'hypothèse d'une stratégie de gestion du stockage à long terme empêche l'épuisement des stockages au cours de l'hiver à venir. En conséquence, la réduction moyenne dans le GR passe à 13-15 bcm dans le cadre d'une approche coopérative et à 9-10 bcm dans le cadre d'une approche non coopérative. Dans ce GR, la stratégie non coopérative conduit à des



réductions moindres et cela s'explique par la dépendance russe relativement faible des pays concernés par rapport aux autres pays de l'UE. La réduction maximale atteinte est d'environ 16-18 bcm quel que soit le mécanisme de coopération. En valeur absolue, la réduction la plus élevée est identifiée en Allemagne (10 bcm en moyenne sur l'hiver) suivie de la Pologne (2,1 bcm) et de la zone fusionnée Belgique-Luxembourg (1,4 bcm) dans le cadre coopératif. En termes relatifs, la demande de gaz non desservie est maintenue en dessous de 20 % pour tous les pays appartenant au GR, étant plus élevée en Allemagne, au Danemark et en Pologne avec 20 % d'effacement durant l'hiver. Un impact mineur est observé au Luxembourg (12%), aux Pays-Bas (2%) et en Suède (0%). En revanche, dans l'approche non coopérative, les réductions atteignent 70 % de la demande non desservie en Suède, environ 40 % au Danemark et en Pologne, et moins de 10 % en Allemagne, en Belgique, au Luxembourg et aux Pays-Bas.

- L'effacement dû à une pointe de gaz est de l'ordre de 110 mcm/j (20 % de sa demande de pointe) en Allemagne dans les contextes coopératifs, quelles que soient les conditions aux limites de stockage. Cependant, dans une stratégie non coopérative, ce pic peut augmenter jusqu'à 208-223 mcm/j (environ 40 %). En général, les pays restants maintiennent leurs réductions maximales en dessous de 50 mcm/j en termes absolus. Cependant, en termes relatifs, des réductions jusqu'à 70% en Suède ou 55% en Pologne en utilisant une stratégie non coopérative peuvent être constatées. Il convient de noter que ce pic de réduction est celui qui se produit dans le pire scénario de demande avec une probabilité de 1 sur 6.
- La Belgique (fusionnée avec le Luxembourg dans les simulations de modélisation), les Pays-Bas et la Pologne disposent de terminaux GNL. De plus, des terminaux GNL flottants entreront en service en Allemagne et aux Pays-Bas à partir de 2023. Les flux d'injection de GNL dans ce GR sont maintenus autour de 15-18 bcm sur l'hiver quelles que soient les hypothèses. Il y a une augmentation du flux d'injection de GNL à partir de janvier 2023 en raison des nouveaux terminaux GNL flottants.
- Tous les pays de ce GR à l'exception du Luxembourg disposent d'installations de stockage souterrain de gaz. En supposant une stratégie de gestion des stockages à court terme et une approche coopérative, le niveau de remplissage agrégé au début de la saison de chauffage est d'environ 95 %, mais les stockages s'épuisent pendant l'hiver, atteignant ainsi environ 8 % au 1^{er} avril 2023 en moyenne. Il existe des scénarios de demande dans lesquels les stockages sont épuisés et d'autres scénarios dans lesquels le niveau de remplissage est maintenu juste en dessous de 20 % (stratégie coopérative). La gestion à long terme du stockage conduit à des effacements plus importants, comme indiqué précédemment, afin d'éviter l'utilisation du gaz en stockage. Dans ce cas, le taux de remplissage moyen est maintenu autour de 40 % en moyenne au 1^{er} avril 2023 (stratégie coopérative). Cependant, il existe une plage de fonctionnement élevée selon les scénarios de demande, atteignant ainsi soit 50%, soit 25%. Une stratégie non coopérative peut conduire à des niveaux de remplissage inférieurs à la fin de l'hiver, en particulier dans une perspective de sécurité d'approvisionnement à long terme.
- La coopération implique une utilisation plus intense des capacités de transport. En soi, les capacités de transport des interconnexions n'affectent pas substantiellement l'impact sur



l'effacement. De plus, on peut voir que des flux plus importants vont vers les pays disposant de stockages dans une perspective de sécurité d'approvisionnement à long terme.

- En ce qui concerne l'analyse de sensibilité sur la réduction de la demande, on peut conclure qu'une réduction de 5 % pendant l'hiver est suffisante pour atténuer complètement les réductions de gaz lorsque les stockages pourraient être utilisés autant que possible pendant l'hiver. Cependant, si la sécurité de l'approvisionnement en gaz à long terme (hiver prochain) est prioritaire, la réduction de la demande nécessaire est de 15 %. Notez que ce facteur de réduction a été appliqué tout au long de l'horizon de simulation.
- En ce qui concerne les événements à risque additionnel, la vague de froid est l'événement entraînant le pire effacement de gaz (4 bcm en moyenne pour le GR). Il y a une probabilité de 1 sur 6 que la vague de froid provoque une demande de gaz non desservie jusqu'à environ 12 bcm pendant l'hiver (10,3 % du pire scénario de demande de gaz dans le GR), mais il y a une autre probabilité de 1 sur 6 d'avoir un hiver plus doux sans aucune restriction. Les événements à risque restants n'affectent pas substantiellement le GR par rapport au scénario de référence.

1.1.5. Groupe de Risque Ukraine

Le Groupe de Risque Ukraine comprend les 15 pays suivants : Bulgarie, Tchéquie, Danemark, Allemagne, Grèce, Croatie, Italie, Luxembourg, Hongrie, Autriche, Pologne, Roumanie, Slovénie, Slovaquie et Suède.

Ce Groupe de Risque possède des sources d'approvisionnement diversifiées, en particulier du gaz norvégien et du GNL.

Le Groupe de Risque Ukraine dispose d'une production de gaz naturel limitée et en décroissance, qui s'est montée à environ 272 TWh en 2021. Elle est située principalement en Roumanie (environ 95 TWh), en Allemagne (50 TWh) et en Pologne (43 TWh).

La capacité de stockage dans ce Groupe de Risque est importante, atteignant environ 770 TWh en 2021, soit environ un tiers de la consommation annuelle. Elle est située principalement en Allemagne (environ 246 TWh), en Italie (environ 197 TWh), en Autriche (environ 95 TWh) et en Hongrie (environ 68 TWh).

La capacité d'importation de GNL est également significative avec environ 391 TWh/an. Des terminaux GNL supplémentaires sont prévus au sein du Groupe de Risque, ce qui devrait augmenter la capacité d'importation de GNL d'environ 300 TWh/an.

La consommation annuelle totale de gaz des États membres du Groupe de Risque Ukraine s'est montée à environ 2772 TWh en 2021, dont plus de 65 % se situe en Italie (environ 808 TWh) et en Allemagne (environ 1019 TWh).

Après avoir pris en compte les normes d'infrastructure et d'approvisionnement, la définition des clients protégés pour chaque État membre concerné et les résultats de l'analyse du JRC sur le risque de rupture d'approvisionnement en Russie, le groupe chargé des risques liés à l'approvisionnement



en gaz de l'Est s'est concentré sur la route d'approvisionnement en gaz de l'Ukraine et a tiré les conclusions suivantes.

Le tableau ci-dessous présente la consommation de gaz dans le secteur de l'électricité du Groupe de Risque Ukraine. Il convient de noter que dans l'évaluation de ce Groupe de Risque, les informations concernant les centrales électriques à gaz critiques et leurs besoins en gaz ne sont pas fournies.

Tableau 3 : Consommation de gaz pour la production d'électricité et pour la production de chaleur et d'électricité combinée (2021).

	Secteur d'électricité (TWh)
Autriche	28.6
Bulgarie	8.1
Croatie	/
Tchéquie	/
Danemark	2.6
Allemagne	226.7
Grèce	48.7
Hongrie	21.96
Italie	275.31
Luxembourg	0.54
Pologne	/
Roumanie	/
Slovaquie	8.8
Slovénie	0.054
Suède	/

- Les normes d'infrastructure et d'approvisionnement, même si elles sont théoriquement suffisamment couvertes au niveau du groupe, peuvent entraîner une situation où de nouvelles infrastructures sont nécessaires afin de garantir la sécurité d'approvisionnement des États membres concernés compte tenu de l'évolution de la situation liée au risque géopolitique de la Russie.
- Analyse du volume hivernal
 - Meilleur scénario : La stratégie de gestion du stockage à court terme (0 % du gaz stocké à la fin de 2023) avec une approche coopérative conduit la réduction à environ 6,3-6,6 bcm. Dans ce cas, l'Allemagne, la Roumanie et la Hongrie sont les pays du Groupe de Risque avec la réduction de gaz la plus élevée avec 1 bcm en moyenne, mais il y a une probabilité de 1 sur 6 que l'Allemagne ait du gaz non desservi légèrement supérieur à 4 bcm. En termes relatifs, la demande de gaz non desservie est maintenue en dessous de 20 % pour l'ensemble des pays appartenant au Groupe de Risque.
 - Pire scénario : La stratégie de gestion du stockage à long terme (gaz stocké à fin 2023 égal à ceux observés à fin 2021) avec une approche non coopérative entraîne



la réduction la plus élevée pour le Groupe de Risque : environ 33-34 bcm. La Tchéquie et la Hongrie ont une réduction du gaz d'environ 5,0 à 5,5 bcm; Autriche, Pologne et Allemagne autour de 4,0 bcm cubes en moyenne ; L'Allemagne et l'Italie ont une probabilité de 1 sur 6 d'atteindre une réduction du gaz autour de 9-10 bcm. En termes relatifs, les réductions sont supérieures à 70 % de la demande correspondante en Suède, en Slovaquie, en Tchéquie, en Hongrie, en Slovénie, en Autriche et en Bulgarie ; environ 40 % au Danemark et en Pologne ; 20 % en Roumanie ; réductions inférieures à 10 % en Allemagne, en Croatie, en Italie, au Luxembourg et en Grèce.

Il est important de souligner que dans le cadre d'une approche coopérative, la réduction pour le Groupe de Risque diminue à 26-27 bcm, mais on observe la réduction la plus élevée en termes absolus en Allemagne (10 bcm) et en Italie (6,5 bcm).

- Analyse de la pointe hivernale
 - Meilleur scénario : Le scénario est analysé au jour le jour, la stratégie de gestion du stockage à court terme (0% du gaz stocké à fin 2023) avec une approche coopérative conduit aux valeurs les plus faibles d'effacement de gaz de pointe. Allemagne autour de 110 mcm/j (20% de sa demande de pointe) ; Italie autour de 74 mcm/j (19% de sa demande de pointe). En général, les pays restants maintiennent leurs pointes d'effacement en dessous de 22 mcm/j en valeur absolue, correspondant en moyenne à 20 % de leur pointe de demande.
 - Pire scénario : Le scénario est analysé au quotidien, la stratégie de gestion du stockage à long terme (gaz stocké à fin 2023 égal à ceux observés à fin 2021) avec une approche non coopérative conduit aux valeurs les plus élevées d'effacement de gaz de pointe. Allemagne autour de 223 mcm/j (40% de sa demande de pointe) ; Italie environ 151-161 mcm/j (environ 40 % de sa demande de pointe). En général, les pays restants maintiennent leurs réductions maximales en dessous de 54 mcm/j en termes absolus. En termes relatifs, des réductions allant jusqu'à 98 % en Slovénie, 97 % en Tchéquie ou 84 % en Slovaquie peuvent être constatées.
- La Grèce, la Croatie, l'Italie et la Pologne disposent de terminaux GNL et de nouveaux terminaux GNL entreront en service en Allemagne début 2023. Les flux d'injection de GNL sont maintenus autour de 25 bcm quelles que soient les hypothèses de modélisation. Il y a une augmentation du flux d'injection de GNL à partir de janvier 2023 en raison des nouveaux terminaux GNL en Allemagne. L'utilisation des injections de GNL pendant l'hiver en Croatie et en Grèce augmente lorsqu'on a recours à des mécanismes de coopération par rapport à ceux dans le cadre d'une stratégie de gestion non coopérative afin de maintenir la réduction dans tous les pays en dessous d'un seuil donné (c'est-à-dire 20 %).
- Tous les pays de ce Groupe de Risque sauf la Grèce, le Luxembourg et la Slovénie disposent d'installations souterraines de stockage de gaz. Dans l'hypothèse d'une stratégie de gestion des stockages à court terme, le niveau de remplissage cumulé en début de saison de chauffe est légèrement inférieur à 90 %, mais les stockages s'épuisent au cours de l'hiver pour arriver à 8 % au 1^{er} avril 2023 en moyenne. Il existe des scénarios de demande dans



lesquels les stockages sont épuisés et d'autres scénarios dans lesquels le niveau de remplissage est maintenu juste en dessous de 20 % (stratégie coopérative). La gestion à long terme du stockage conduit à des effacements plus importants, comme indiqué précédemment, afin d'éviter l'utilisation du gaz en stockage. Dans ce cas, le taux de remplissage moyen est maintenu autour de plus de 40 % en moyenne au 1^{er} avril 2023 (stratégie coopérative). Il existe des différents niveaux de remplissage possibles en fin de saison de chauffage selon les scénarios de demande, atteignant ainsi soit un peu moins de 50 %, soit un peu moins de 40 %. Une stratégie non coopérative peut conduire à des niveaux de remplissage inférieurs à la fin de l'hiver.

- La coopération implique une utilisation plus intense des capacités de transport. En soi, les capacités de transport des interconnexions n'affectent pas substantiellement l'impact sur l'effacement. De plus, on peut voir que des flux plus importants vont vers les pays disposant de stockages dans une perspective de sécurité d'approvisionnement à long terme. Il convient de noter que, en l'absence de coopération avec une stratégie de gestion à long terme du stockage, les exportations vers l'Ukraine via la Slovaquie sont importantes (environ 3 bcm en hiver). La raison de ce comportement repose sur le fonctionnement du stockage ukrainien agrégé, qui doit stocker du gaz pour la prochaine saison hivernale.
- En ce qui concerne l'analyse de sensibilité sur la réduction de la demande, on peut conclure qu'une réduction de 5 % pendant l'hiver est suffisante pour atténuer complètement les coupures de gaz lorsque les stockages pourraient être utilisés au maximum pendant l'hiver. Cependant, si la sécurité de l'approvisionnement en gaz à long terme (l'hiver prochain) était prioritaire, la réduction nécessaire de la demande serait de 15 %. Notez que ce facteur de réduction a été appliqué tout au long de l'horizon de simulation.
- En ce qui concerne les événements à risque additionnel, la vague de froid est l'événement entraînant le plus mauvais effacement de gaz (9,5 bcm en moyenne pour le Groupe de Risques). Il y a une probabilité de 1 sur 6 que la vague de froid provoque une demande de gaz non desservie jusqu'à environ 18 bcm pendant l'hiver (11,1 % du pire scénario de demande de gaz dans le Groupe de Risque), mais il y a une autre probabilité de 1 sur 6 à avoir un hiver plus doux sans aucune restriction. Des conclusions similaires peuvent être tirées d'une interruption totale de l'approvisionnement en gaz algérien pendant deux mois et d'une interruption partielle des flux du gazoduc Transmed pendant cinq mois. Les événements à risque restants n'affectent pas substantiellement le Groupe de Risque par rapport au scénario de référence.

1.2. Description du réseau gazier du Luxembourg

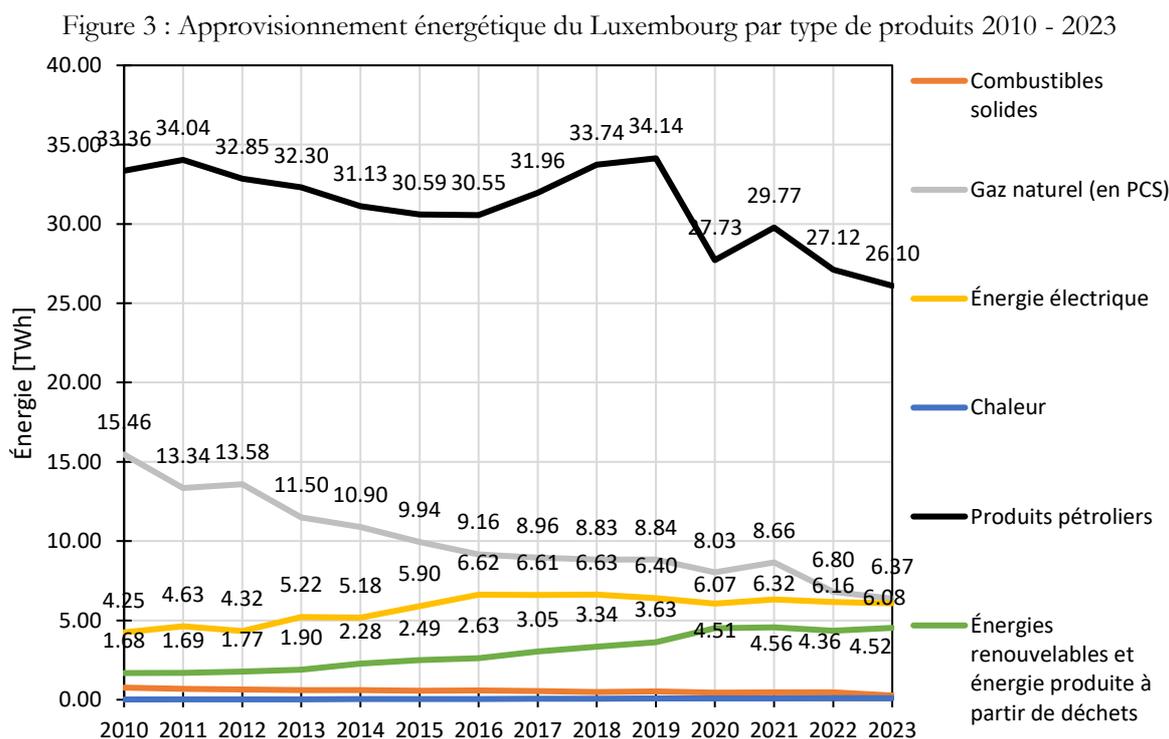
1.2.1. Principaux chiffres de la consommation de gaz

En 2023 avec ses 91 073 points de raccordement, la demande de gaz naturel au Luxembourg était de 6,416 TWh, soit une baisse de 6,3 % par rapport à 2022. Il est à noter qu'en 2022 et 2023, la crise énergétique a fortement impacté la consommation de gaz, notamment en raison d'une activité industrielle réduite et des mesures de réduction volontaire de la consommation, dans le cadre de la campagne de sensibilisation « zesumme spueren ». Généralement, la demande est en décroissance



constante depuis 2010, année où elle atteignait 15,46 TWh. Cette baisse est surtout due à la réduction progressive de la production d'électricité par la centrale à cycle combiné gaz Twining et d'autres centrales de cogénération industrielles jusqu'à la fermeture définitive de la centrale de Twining en 2016 et de certaines autres centrales de cogénération à base de gaz naturel.

Le gaz naturel est la deuxième source d'énergie du pays après le pétrole. Il compte pour 14,6 % des approvisionnements en énergie du Grand-Duché après le pétrole qui comptait pour 60,1 % en 2023.

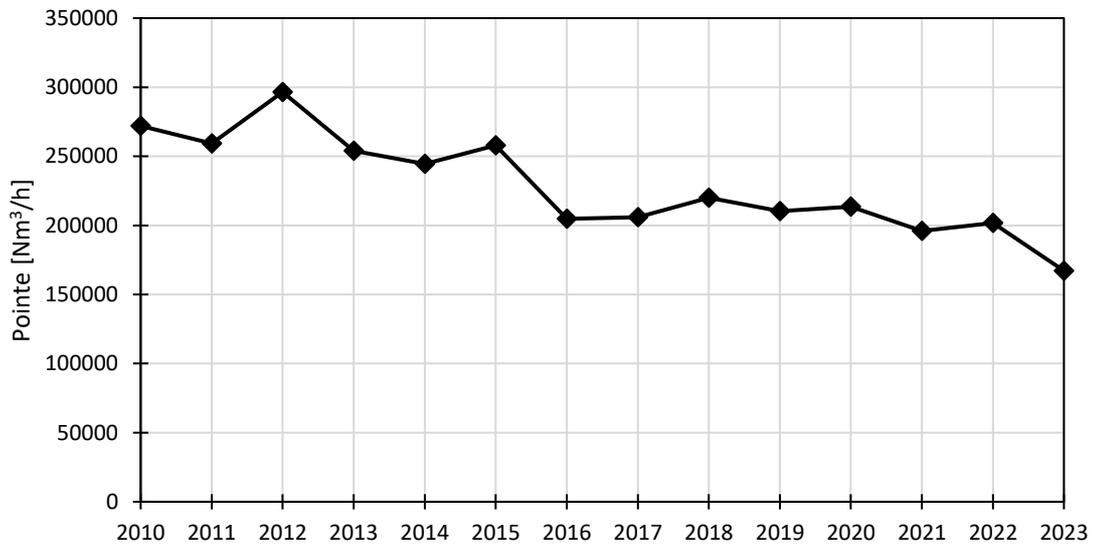


Source : portail des statistiques du Grand-Duché de Luxembourg

Le graphique suivant présente l'évolution de la pointe horaire annuelle de 2010 à 2023. Le Luxembourg n'anticipe pas de nouveaux grands investissements dans les secteurs industriels fortement consommateurs de gaz. Au lieu d'investissements dans le secteur du gaz naturel, une transition vers l'électrification, l'hydrogène et le gaz vert est attendue. Avec ces hypothèses, la tendance actuelle est à la baisse de la consommation. Ainsi, la fermeture de la centrale à gaz de Twining, mise en liquidation volontaire en date du 7 juillet 2016, a impacté de manière significative la pointe de la consommation. Par ailleurs, il n'y a à l'heure actuelle pas de projet concret de construction d'une nouvelle centrale à gaz naturel sur le territoire du Luxembourg.



Figure 4 : Pointe horaire annuelle historique en m³ par heure (Nm³/h) de 2010 à 2023



Source : Creos

La demande de pointe annuelle maximale sur les 20 dernières années a été observée le 7 février 2012 à 298 519 Nm³/h, pour une température moyenne de -10,3° C. La répartition par segment de cette demande de pointe est présentée dans le Tableau 4 suivant.

Tableau 4 : Demande de pointe du 7 février 2012

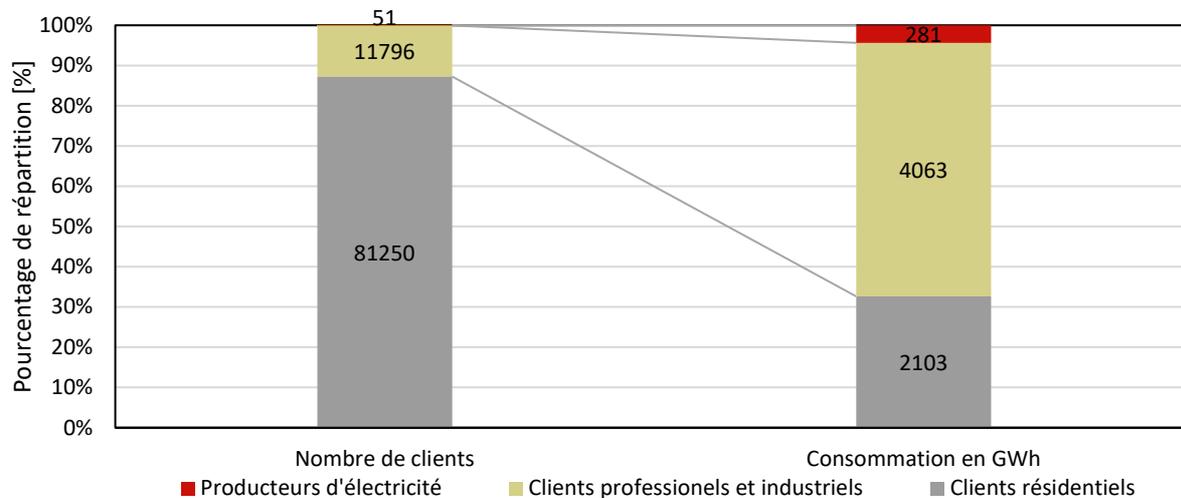
Segment de consommation	Pointe de consommation en Nm ³ /h
Production électrique	67 920
Industrie	56 650
Distribution publique	173 949
Total	298 519

Source : Creos

Sur la distribution publique, le secteur domestique représente environ 87 % des raccordements et 33 % de la consommation totale en 2023. Les clients professionnels et industriels ne représentent qu'environ 13 % des raccordements mais représentent 63 % de la consommation totale.



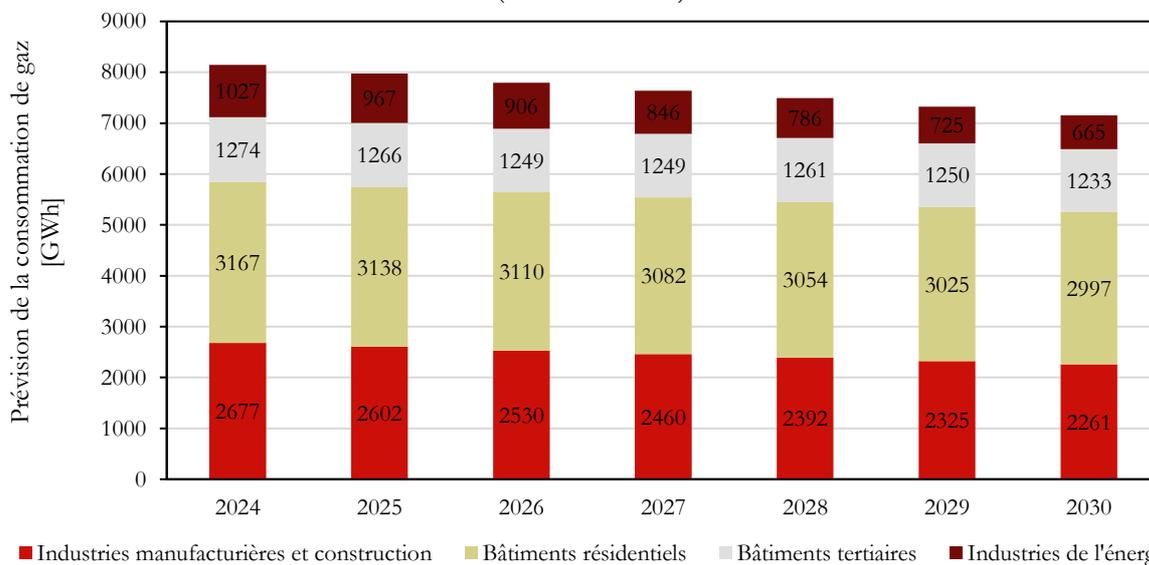
Figure 5 : Répartition des clients finals en 2023



Source : ILR¹

Selon les prévisions du Statec (l'Institut national de la statistique et des études économiques du Grand-Duché de Luxembourg), qui tiennent compte des politiques et mesures futures fixées par le Gouvernement, une réduction de la consommation de gaz est attendue dans les années à venir (scénario « With Existing Measures – WEM »). Ceci est principalement réalisé en passant du gaz à l'électricité et en augmentant l'efficacité énergétique.

Figure 6. Prévision d'évolution de la consommation de gaz naturel sur la période 2024-2030 (Scénario WEM)



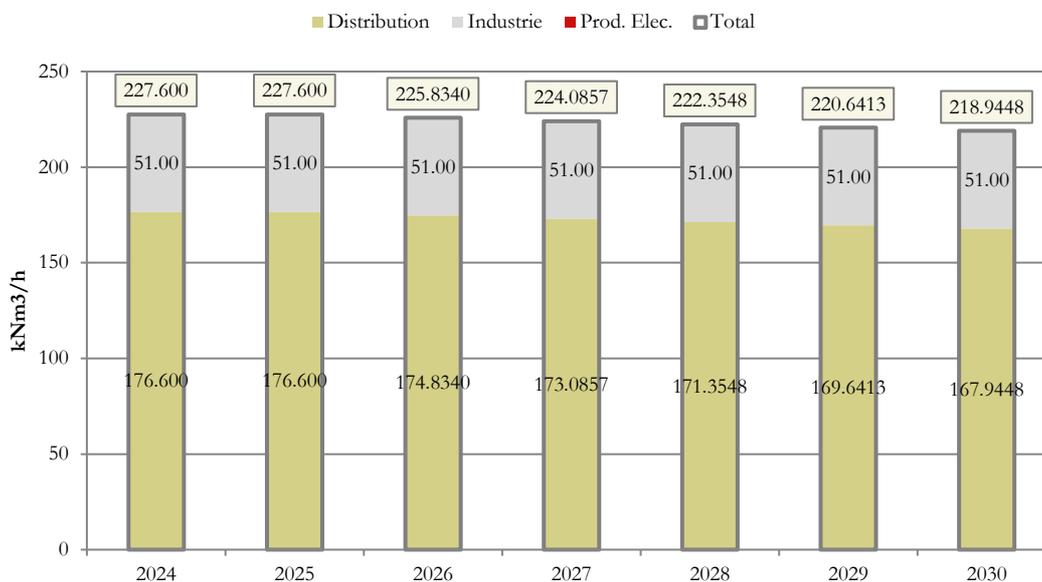
(Source : Plan national intégré en matière d'énergie et de climat du Luxembourg pour la période 2021-2030, Scénario WEM, 2024)

¹https://www.ilr.lu/wp-content/uploads/publication/ilr-gaz-pub-2024-06-14-Chiffres_cles_marche_du_gaz_naturel_2023_partie1.pdf



La pointe horaire devrait atteindre 218 945 Nm³/h en 2030 sous l'hypothèse d'une température de référence de -11°C.

Figure 7 : Préviation d'évolution de la pointe sur la période 2022-2030 à une température de référence de -11°C



Source : Creos

1.2.2. Fonctionnement du réseau gazier du Luxembourg

Le Luxembourg importe, via des fournisseurs intermédiaires, 100 % de ses besoins en gaz naturel de source fossile. Le Luxembourg ne dispose pas sur son territoire de production ni de stockage de gaz naturel. La seule source indigène est la biométhanisation avec injection directe du biogaz produit dans le réseau de gaz naturel. Mis à part le stockage en conduite, la flexibilité pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande doit être garantie par les moyens mis à disposition par les systèmes limitrophes.

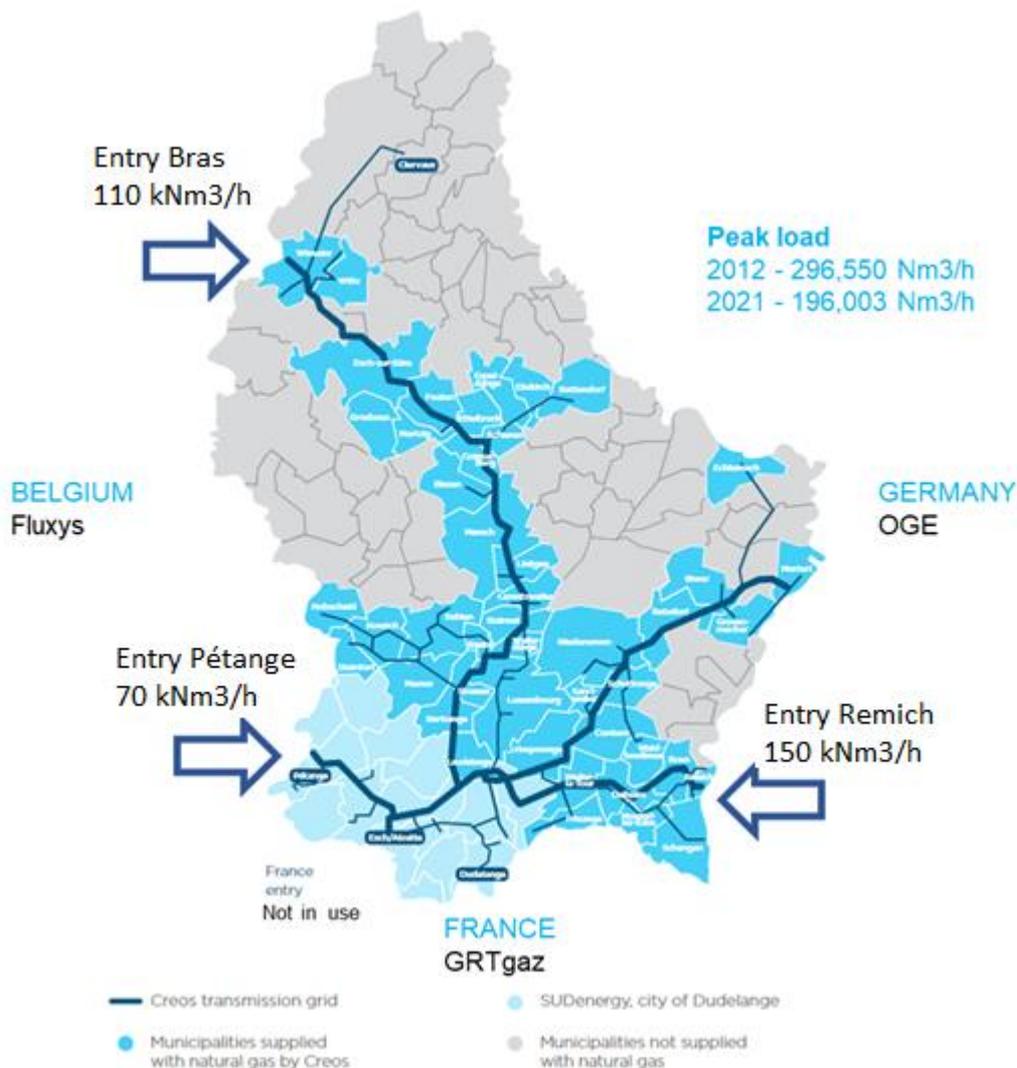
Les principaux importateurs de gaz au Luxembourg sont Enovos et ArcelorMittal Energy. Creos est le gestionnaire du réseau de transport de gaz national. Creos est également gestionnaire de réseau de distribution de gaz, comme SUDenergie (présent dans 14 communes au sud du pays) et la Ville de Dudelange. De plus, SUDenergie est fournisseur historique de gaz dans le sud du pays. Les autres fournisseurs actifs sont Enovos, LEO, ArcelorMittal Energy et Electricis. Deux fournisseurs, eni (en 2019) et Eida (en 2022), ont cessé leurs activités au Luxembourg.

Le Luxembourg est approvisionné en gaz naturel à travers le réseau de transport de Creos qui est interconnecté avec la Belgique et l'Allemagne au niveau de 3 points d'entrée monodirectionnels (flux d'importation uniquement) :

- Bras et Pétange pour l'interconnexion avec la Belgique,
- Remich pour l'interconnexion avec l'Allemagne.



Figure 8 : Le réseau luxembourgeois de transport de gaz naturel (2021)



Le gaz naturel acheminé sur le réseau de Creos est odorisé. L'odorisation est réalisée aux points d'entrée belges et au point d'entrée allemand grâce à 3 stations d'odorisation puisque le gaz importé via les réseaux de Fluxys ou OGE n'est pas odorisé.

Avant l'entrée en vigueur de la zone de marché belgo-luxembourgeoise BELUX le 1^{er} octobre 2015, l'essentiel des volumes était importé via les frontières belge et allemande car la capacité d'entrée avec la France était très limitée et entièrement interruptible. La réservation de capacités d'entrée côté français a été suspendue par la mise en place du modèle BELUX : les volumes sont donc importés exclusivement via les points d'interconnexions belges et allemands.

Historiquement, le gaz en provenance d'Allemagne provenait soit physiquement du gazoduc Megal transportant du gaz russe depuis le point d'entrée de Waidhaus ou du gazoduc TENP transportant du gaz depuis la Belgique et les Pays Bas (gaz qui correspond principalement à du GNL et du gaz de la Mer du Nord). En raison de la nouvelle situation géopolitique depuis 2022, plus aucun gaz russe n'arrive au point d'entrée de Waidhaus. Alors qu'historiquement le gaz circulait d'est vers



l'ouest depuis des décennies, le flux de gaz s'est inversé. Depuis la Belgique, le gaz arrivant à Bras et Pétange provient physiquement principalement de s'Gravenvoeren, point frontalier avec les Pays-Bas.

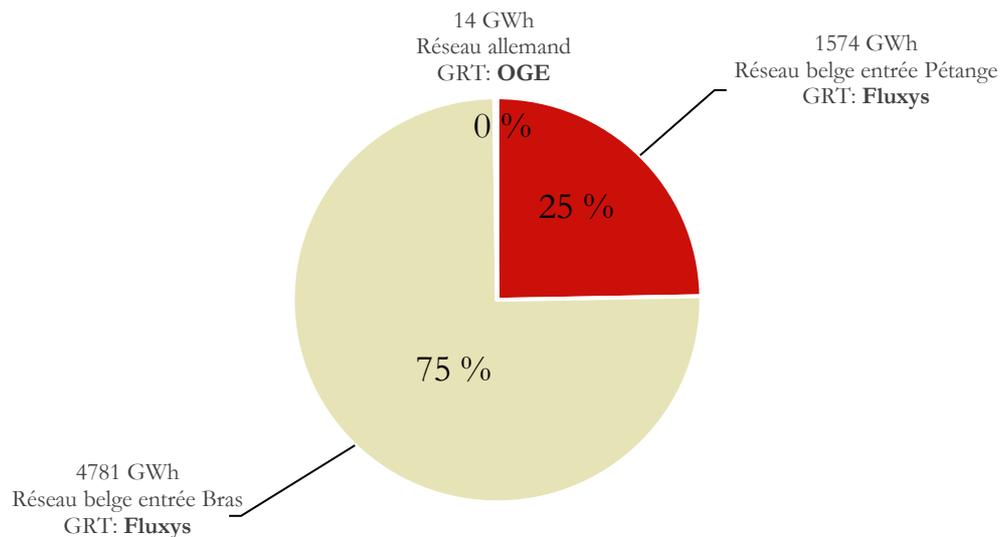
Figure 9 : Réseau d'approvisionnement en gaz du Luxembourg



Source : ENTSOG

La figure ci-dessous met en évidence l'importance du point d'entrée de Bras pour l'approvisionnement en gaz du Luxembourg, par lequel plus de 2 tiers des flux ont transité en 2023.

Figure 10 Répartition des flux par point d'entrée et GRT frontalier



Source : Creos, rapport annuel 2023



Avec la mise en place du modèle d'accès à la zone de marché intégré BELUX en octobre 2015, les GRT d'amont belge (Fluxys) et allemand (OGE) n'offrent plus de capacités aux expéditeurs aux points d'interconnexion de Bras, Pétange et Remich :

- Un expéditeur qui souhaite acheminer du gaz au Luxembourg via le réseau belge n'a plus besoin de détenir de capacités d'entrée et de sortie entre les réseaux belges et luxembourgeois : Fluxys et Creos acheminent le gaz jusqu'aux points de fourniture luxembourgeois.
- Avec le transfert de portefeuilles de capacités des expéditeurs actifs au point d'interconnexion de Remich vers Creos, un expéditeur qui souhaite acheminer du gaz au Luxembourg depuis THE n'a plus besoin de détenir de capacités de sortie du réseau d'OGE au point d'interconnexion de Remich : il souscrit une capacité d'entrée ferme conditionnelle² auprès de Creos, et Creos exploite la capacité de sortie correspondante pour le compte de l'utilisateur par le biais de réservations auprès d'OGE.

La capacité d'entrée technique totale du réseau de transport de gaz luxembourgeois était de 330 000 Nm³/h fin 2021, répartie comme suit entre les 2 points d'entrée de Bras et Pétange côté Belgique et le point d'entrée de Remich côté Allemagne.

Tableau 5 : Points d'entrée du réseau de transport de gaz de Creos fin 2022

Point d'entrée		GRT d'amont	Pression et Diamètre des conduites	Capacité technique (au sens du Règlement)	Capacité interruptible
Belgique	Bras	Fluxys	PN 67.5, DN 400	110 000 Nm ³ /h à 40 bars	0
Allemagne	Remich	OGE	PN 80, DN 500	150 000 Nm ³ /h à 30 bars	0
Belgique	Pétange	Fluxys	PN 67.5, DN 400	70 000 Nm ³ /h à 32 bars	0
France	Audun-le-Tiche	GRTgaz	PN25, DN 200	0	0
Total				330 000 Nm ³ /h	0

Source : Creos

La capacité ferme du point d'entrée de Remich a été réduite à 88 000 Nm³/h à compter de l'année gazière 2018/2019, conduisant à une capacité d'entrée totale du réseau luxembourgeois de 268 000 Nm³/h, que Creos prévoit stable au moins jusqu'en 2026. La capacité actuelle du point d'entrée de Remich assure l'approvisionnement en gaz des clients protégés en cas d'incident N-1 côté belge. Si nécessaire, cette capacité peut être augmentée jusqu'à la capacité technique par l'achat de capacité interruptible.

La fermeture de la centrale à cycle combiné gaz Twinerg, mise en liquidation volontaire en date du 7 juillet 2016, a impacté de manière significative la demande en gaz du marché luxembourgeois et

² La capacité ferme d'entrée offerte par Creos au point d'interconnexion de Remich est dite « conditionnelle » car elle est sujette à des obligations de nomination dues à des restrictions dépendantes de la prévision de consommation au Luxembourg (elle-même dépendante des conditions météorologiques)



également la réservation de capacité ferme côté OGE (diminution de 120 000 Nm³/h en 2015/2016 à 88 000 Nm³/h à partir de l'année gazière 2018/2019).

Les accords de coopération convenus entre Fluxys et Creos dans le cadre du marché intégré BELUX ont fortement amélioré la sécurité d'approvisionnement du Grand-Duché, avec une augmentation de plus de 60% de la capacité physique disponible de la Belgique vers le Luxembourg à travers une pression contractuelle adaptée qui a permis de faire passer la capacité d'entrée côté belge de 110 000 Nm³/h à 180 000 Nm³/h à partir du 1^{er} octobre 2015.

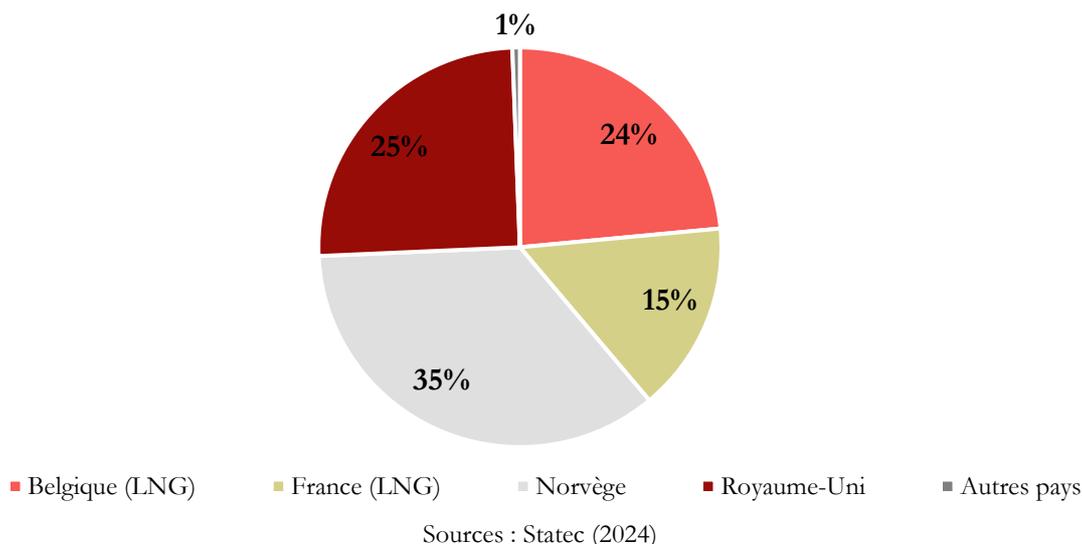
1.2.3. Infrastructure clé pertinente pour la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

Suite à la mise en place de la zone de marché intégré de BELUX, l'infrastructure clé pertinente pour la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel est depuis 2016 le point d'entrée de Bras avec une capacité technique (selon la définition du Règlement³) de 110 000 Nm³/h à 40 bars.

1.2.4. Sources d'importation de gaz naturel

Le gaz importé au Luxembourg est uniquement du gaz H à haut pouvoir calorifique. En considérant les mix d'approvisionnement des GRT d'amont, les principaux pays d'origine du gaz importé étaient, en 2022 (dernière date à laquelle ces informations sont disponibles), la Norvège (35,4 %), le Royaume-Uni (25,1 %), la Belgique sous forme de GNL (23,5 %) et la France sous forme de GNL (15,4 %). En 2022, aucun gaz provenant de la Russie n'a été importé. La majorité des fournisseurs luxembourgeois n'a pas de contrat direct avec les producteurs de gaz naturel.

Figure 11 : Importations de gaz provenant de la Belgique vers le Luxembourg par pays d'origine (2022)



³ Capacité technique : la capacité ferme maximale que le gestionnaire de réseau de transport peut offrir aux utilisateurs du réseau compte tenu de l'intégrité du système et des exigences d'exploitation du réseau de transport (source : point 18 du règlement (CE) n° 715/2009)



1.2.5. Rôle du stockage

Le Luxembourg ne dispose d'aucune infrastructure de stockage de gaz naturel. Néanmoins le Luxembourg met en œuvre le règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz. À cet effet une modification de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel oblige les fournisseurs de gaz naturel actifs au Luxembourg à conclure des arrangements prévoyant au 1^{er} novembre de chaque année le stockage de gaz naturel dans des États membres de l'Union européenne disposant d'installations de stockages souterrains de gaz naturel à hauteur de 15 % de leurs fournitures moyennes sur les cinq dernières années à leurs clients situés au Luxembourg.

En 2024, les fournisseurs de gaz naturel actifs au Luxembourg ont conclu des accords pour stocker 1345 GWh en Allemagne et 748 GWh en France.

1.2.6. Rôle de la production locale

Le Luxembourg ne dispose d'aucune production locale de gaz naturel d'origine fossile et dispose d'une capacité de production locale de biogaz de 47 GWh⁴ en 2023 (ce qui correspond à un total de 0,74 % de la consommation totale annuelle). Ce biogaz est injecté dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel du pays.

1.2.7. Rôle du gaz naturel dans la production d'électricité

Depuis la fermeture de la centrale TWINERG S.A. en 2016, la consommation de gaz pour la production combinée d'électricité et de chaleur a considérablement diminué avec seulement 281 GWh de gaz consommés dans les centrales de cogénération au Luxembourg en 2023. Cela représentait 4,36 % de la consommation de gaz en 2023. La puissance installée pour la production d'électricité à partir de gaz naturel s'est élevée à 75 MWe conduisant à une production d'électricité de 85 GWh en 2023. Cette puissance installée représentait 9 % de la puissance totale installée au Luxembourg. La production d'électricité représentait 7 % de l'électricité totale produite au Luxembourg (hors pompage-turbinage) et 1,37 % de l'électricité totale consommée sur le territoire luxembourgeois⁵.

1.2.8. Rôle des mesures d'efficacité énergétique et incidence sur la consommation annuelle finale de gaz

Le Luxembourg s'est fixé comme objectif d'efficacité énergétique pour l'année 2030 que sa consommation annuelle d'énergie finale ne dépasse pas 36 949 GWh⁶. Les principales mesures mises en place par le pays pour atteindre cet objectif sont les suivantes :

⁴https://www.ilr.lu/wp-content/uploads/publication/ilr-gaz-pub-2024-06-14-Chiffres_cles_marche_du_gaz_naturel_2023_partie1.pdf

⁵<https://assets.ilr.lu/layouts/Redir/Doc.aspx?ID=ILRLU-1685561960-998>

⁶<https://gouvernement.lu/dam-assets/documents/dossier/pnec/2024-pnec-mise-jour.pdf>



- un mécanisme d'obligation d'économie d'énergie portant sur les fournisseurs d'électricité et de gaz mis en place en 2015 : les fournisseurs doivent aider les clients à baisser leur consommation d'énergie, en particulier de gaz naturel, avec un objectif global d'économie d'énergie de 13 750 GWh à réaliser entre le 1^{er} janvier 2021 et le 31 décembre 2030 ;
- la mise en place d'un nouveau standard de performance énergétique (Nearly Zero Energy Building) exigé pour tous les bâtiments d'habitation neufs à compter du 1^{er} janvier 2017 ; le Luxembourg est à la pointe dans ce domaine et a déjà réalisé un découplage entre l'augmentation de la population et les émissions de CO₂.
- la signature d'un accord volontaire entre le gouvernement et le secteur industriel qui couvre la période 2021-2023 a pour objectif de renforcer l'engagement des entreprises signataires pour l'amélioration de l'efficacité énergétique et la mise en œuvre de sources d'énergie renouvelables ;
- le déploiement d'un système national de comptage intelligent pour l'électricité et le gaz, achevé en 2022, qui vise notamment à aider les consommateurs à réduire leur consommation d'électricité et de gaz à travers l'accès fréquent à de l'information sur leur consommation et de nouveaux services ;
- une politique d'investissement dans la rénovation du parc national de bâtiments à usage résidentiel et commercial, publics et privés, en application de la directive 2012/27/UE.

Toutes ces mesures visent à réduire la consommation d'énergie finale et en particulier la consommation de gaz naturel et à la réalisation des objectifs du Luxembourg en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

En effet, le Luxembourg vise à travers son projet de Plan National intégré en matière d'Énergie et de Climat 2021-2030 (PNEC)⁷ à réduire les émissions de gaz à effet de serre -55% d'ici 2030 par rapport à 2005) et à renforcer l'efficacité énergétique après 2020 en visant une réduction de la demande finale d'énergie allant de 40% à 44% à l'horizon 2030 par rapport à la référence EU PRIMES de 2007. Afin d'atteindre cet objectif, plusieurs pistes de mesures ont été prévues :

- la mise en place d'un standard à consommation d'énergie quasi nulle pour les bâtiments fonctionnels ;
- un **"phase out" progressif du mazout et du gaz d'origine fossile pour le chauffage des bâtiments**⁷ ;
- la mise en œuvre d'un nouveau cadre plus ambitieux pour la rénovation énergétique à la fois des bâtiments d'habitation et des bâtiments fonctionnels et le recours renforcé dans ce cadre à des pompes à chaleur comme technologie de référence.

Ces mesures auront également pour incidence une réduction accrue de la consommation de gaz naturel par habitant.

⁷<https://gouvernement.lu/dam-assets/documents/dossier/pnec/2024-pnec-mise-jour.pdf>



2. Résumé de l'évaluation des risques

2.1. Scénarios évalués

Les différents risques identifiés lors de la dernière évaluation nationale des risques affectant la sécurité d'approvisionnement en gaz au Luxembourg datée au janvier 2019 et mis à jour en 2023 sont décrits dans le tableau 16. Sur cette base les deux scénarios de risque suivants ont été évalués dans le cadre de cette étude :

- scénario de risque 1 : défaillance complète de l'entrée de Bras;
- scénario de risque 2 : défaillance complète de l'entrée de Remich

2.1.1. Scénario de risque 1 : défaillance complète de l'entrée de Bras

Offre

Dans ce premier scénario de risque, le réseau permettrait d'importer pendant la défaillance 3,792 millions Nm³/j (i.e. Epm+Pm-Im).

Demande

En considérant la demande journalière maximale définie dans le cadre des normes d'infrastructure (i.e. D_{max}, la demande totale de gaz de la zone couverte pendant une journée de demande en gaz exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans), qui est égale à 5,22 millions de Nm³/j, il serait nécessaire de délester sur cette journée l'ensemble des clients industriels du niveau 4 (i.e. 1,05 millions Nm³/j), la demande des clients du niveau 3 (i.e. 0,35 millions Nm³/j) ainsi qu'une partie des centrales de production d'électricité et de cogénération (i.e. 0,05 millions Nm³/j). L'impact sur le secteur de l'électricité dû à ce délestage devrait être mineur puisque seule une faible proportion de l'électricité produite au Luxembourg provient des centrales de cogénération. En vue de l'objectif formulé dans le Plan National intégré en matière d'Énergie et de Climat 2021-2030 (PNEC) de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 55% d'ici 2030 par rapport à 2005, la production d'électricité à partir du gaz diminuera encore continuellement au cours des prochaines années.

Résultats

Dans ce scénario, aucun client protégé ne devrait être déconnecté. Cependant, la majeure partie de la capacité délestable devrait être déconnectée pour garantir que les clients protégés puissent être approvisionnés en gaz. Le niveau de délestage des clients de niveaux 4 à 2 requis les autres jours pendant la défaillance diminuerait par rapport au niveau indiqué précédemment. Si la défaillance se prolongeait sur une période prolongée de plusieurs jours avec une demande extrême, ce scénario aurait un impact économique négatif assez important en privant un nombre important de clients industriels (sidérurgie, fabricants de verre etc.) de leur approvisionnement en gaz.



2.1.2. Scénario de risque 2 : défaillance complète de l'entrée de Remich

Offre

Dans ce second scénario de risque, le réseau permettrait d'importer pendant la défaillance 4,320 millions Nm^3/j (i.e. $E_{pm}+P_{m-2}$, 1,6 millions Nm^3/j).

Demande

En considérant la demande journalière maximale définie dans le cadre des normes d'infrastructure (i.e. D_{max} , la demande totale de gaz de la zone couverte pendant une journée de demande en gaz exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans), qui est égale à 5,22 millions de Nm^3/j , il serait nécessaire de délester sur cette journée 84 % de la demande des clients industriels de niveau 4 (i.e. 0,833 millions Nm^3/j sur 1,05 millions Nm^3/j).

Résultats

Là encore la production d'électricité ne serait pas affectée du tout, en particulier les cogénérations de chauffage urbain, de même que l'ensemble des clients raccordés à la distribution publique, y inclus les clients protégés, les services publics, les clients commerciaux et le chauffage urbain. Le niveau de délestage des clients industriels de niveau 4 requis les autres jours pendant la défaillance diminuerait par rapport au niveau indiqué précédemment. Si la défaillance se prolongeait sur une période prolongée de plusieurs jours avec une demande extrême, ce scénario aurait un impact économique négatif moins important que le premier scénario de risque.

2.2. Principales conclusions de l'évaluation des risques

Le Luxembourg est très dépendant des GRT des pays voisins et des fournisseurs amont, pour sa sécurité d'approvisionnement. Ceci est dû au fait que le réseau gazier luxembourgeois est petit comparé aux réseaux de transport européens, et en "bout de chaîne" des réseaux allemand et belge. De plus, le Luxembourg ne possède ni production propre (à l'exception d'une petite production indigène de biogaz), ni capacité de stockage.

Le Luxembourg est encore vulnérable à une défaillance de sa plus grande infrastructure d'importation mais peut y faire face grâce à des mesures axées sur la demande, pour faire face à une défaillance de la plus grande infrastructure conjointement à une demande extrême dans les conditions définies par la formule N-1 du Règlement, il aurait été nécessaire d'avoir recours à des mesures axées sur la demande mais non fondées sur le marché (délestage au-delà des seuls contrats interruptibles), avec pour conséquence l'interruption de l'approvisionnement d'une grande partie des clients industriels et professionnels. L'approvisionnement des clients protégés aurait cependant été garanti, tout comme celui des autres clients raccordés à la distribution, en particulier les installations de production d'électricité sur base de gaz naturel, le chauffage urbain, les services publics.

L'analyse des deux scénarios de risque les plus pertinents (défaillance complète de l'entrée de Bras et défaillance complète de l'entrée de Remich, en période de pointe hivernale) montrent un impact



économique négatif si la défaillance durait plusieurs dizaines de jours en privant un nombre important de clients industriels de leur approvisionnement en gaz.

3. Normes relatives aux infrastructures

3.1. Niveau régional

Le calcul de la formule N-1 au niveau régional permet d'évaluer l'aptitude de la capacité technique des infrastructures gazières à répondre à la demande totale de gaz en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière d'un Groupe de Risque pendant une journée de demande exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans. Si les infrastructures restantes sont en mesure de répondre à cette demande en gaz, le résultat de la formule N-1 sera au moins égal à 100 %.

Avec des mesures axées sur la demande, la méthode de calcul de la formule N-1 est la suivante (comme énoncé à l'annexe II, point 4 du Règlement) :

$$N - 1 (\%) = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100, N - 1 \geq 100 \%$$

E_{P_m} » : capacité technique des points d'entrée autres que les installations de production, de GNL et de stockage couvertes par P_m , LNG_m et S_m ;

P_m » : capacité technique maximale de production ;

S_m » : capacité technique maximale de stockage (c'est-à-dire que les stockages sont remplis à 100 %) ;

LNG_m » : capacité technique maximale des installations de GNL ;

I_m » : capacité technique de l'infrastructure gazière ayant la plus grande capacité technique de la région calculée ;

D_{max} » : demande journalière totale de gaz de la région calculée au cours d'une journée où la demande de gaz est exceptionnellement élevée, avec une probabilité statistique d'une fois tous les 20 ans.

Les sous-sections ci-dessous donnent un bref résumé des différents groupes de risque et leurs calculs N-1. Pour plus d'informations, l'évaluation des risques du groupe concerné peut être consultée.

3.1.1. Formule N-1 pour le Groupe de Risque Mer du Nord

L'infrastructure de gazoducs transportant du gaz naturel norvégien vers l'UE joue un rôle clé dans la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel en Europe, avec six routes distinctes aboutissant dans quatre États membres du Groupe de Risque, pour une capacité totale d'importation de 2700 GWh/j. La perte de l'une de ces six routes suffirait à provoquer une réaction significative du marché. Avec une capacité d'environ 960 GWh/j, la plus grande route unique pour le gaz norvégien



vers l'UE passe par Norpipe (I_m), qui arrive à Emden et alimente l'Allemagne. Les autres variables ont été calculées sur la base des données fournies par les États membres appartenant au Groupe de Risque.

Tableau 6 : Calcul de la formule N-1 – Groupe Mer du Nord (2023)

Critère N-1	EP_m (GWh/j)	P_m (GWh/j)	S_m (GWh/j)	LNG_m (GWh/j)	I_m (GWh/j)	D_{max} (GWh/j)	$Deff$ (GWh/j)	N-1 (%)
N-1 sur 1 jour (2022)	13298	976	16119	5409	956	19183	0	182 %
N-1 sur 1 jour (2022-09)	13250	976	16119	5409	956	19183	0	181 %
N-1 sur 1 jour (NR 2022)	10709	976	16119	5409	956	19183	0	168 %
N-1 sur 1 jour (NR 2022-09)	10652	976	16119	5409	956	19183	0	168 %

Remarque : Pour E_{P_m} , l'interconnexion entre les États membres au sein du groupe de risque et l'interconnexion avec la Suisse n'ont pas été prises en compte. En effet, ces calculs ne tiennent pas compte de la limitation possible du flux au sein du Groupe de Risque en raison de la capacité disponible limitée des principales voies d'écoulement par pipeline à travers la Suisse.

Les résultats N-1 sont nettement supérieurs à 100 %, ce qui signifie qu'en cas d'interruption d'un segment important de l'infrastructure d'approvisionnement en gaz norvégien, les autres capacités d'entrée seraient suffisantes pour couvrir la demande de pointe telle qu'elle peut se produire avec une probabilité de 1 sur 20 ans.

3.1.2. Formule N-1 pour le Groupe de Risque Mer Baltique

Les calculs N-1 sont effectués pour les scénarios gaziers 2022, 2022-09, Sans Russie (NR) 2022 et NR 2022-09. Pour les scénarios 2022 et 2022-09, la perturbation de l'infrastructure critique est supposée être la perte des flux de gaz russe dans le système RG de la mer Baltique. Dans les scénarios NR 2022 et NR 2022-09, les plus grands points d'interconnexion transportant principalement du gaz russe et ne fournissant plus de flux physique (Greifswald, Kondratki, Tietterowka et Wysokoje) ne sont pas pris en compte et leurs capacités sont retirées des calculs. L'IP Velké Kapušany (UA-SK) présente encore des flux et est inclus. Après l'exclusion de ces capacités, l'IP Velké Kapušany (UA-SK) devient l'infrastructure de plus grande capacité. En conséquence, les scénarios NR 2022 et NR 2022-09 supposent l'interruption de l'IP Velké Kapušany pour le calcul de la formule N-1. Les autres variables ont été calculées sur la base des données fournies par les États membres appartenant au Groupe de Risque. Le nouveau projet GNL de Wilhelmshaven est inclus dans les calculs.



Tableau 7 : Calcul de la formule N-1 – Groupe Mer Baltique (2023)

Critère N-1	EP _m (GWh/j)	P _m (GWh/j)	S _m (GWh/j)	LNG _m (GWh/j)	I _m (GWh/j)	D _{max} (GWh/j)	Deff (GWh/j)	N-1 (%)
N-1 sur 1 jour (2022)	8869,4	746,8	14574,39	2864,17	1913,6	14066,2	0	178,7 %
N-1 sur 1 jour (2022- 09)	8659,3	746,8	14574,39	2864,17	1913,6	14066,2	0	177,2 %
N-1 sur 1 jour (NR 2022)	6783,1	746,8	14574,39	2864,17	1913,6	14066,2	0	163,9 %
N-1 sur 1 jour (NR 2022-09)	6636,4	746,8	14574,39	2864,17	1913,6	14066,2	0	162,9 %

Ces calculs de la formule régionale N-1 pour la zone calculée dans la GR Mer Baltique montrent que N-1 > 100 % avec une marge significative pour tous les scénarios envisagés. Par conséquent, la surface régionale calculée est conforme à l'article 5 (norme d'infrastructure) du Règlement dans tous les scénarios 2022 pertinents. A noter que même sans les nouveaux projets GNL, le calcul reste encore largement supérieur à 100 %.

3.1.3. Formule N-1 pour le Groupe de Risque Biélorussie

« I_m » est la capacité technique de la plus grande infrastructure gazière ayant la plus grande capacité pour approvisionner la zone gazière définie par le Groupe de Risque. Lorsque plusieurs infrastructures gazières sont reliées à une infrastructure gazière commune en amont ou en aval et ne peuvent être exploitées séparément, elles sont considérées comme une seule infrastructure gazière. L'hypothèse ainsi retenue pour le calcul du paramètre « I_m » est l'interruption de l'approvisionnement de la Biélorussie. La plus grande infrastructure à prendre en compte pour la formule régionale N-1, avec la plus grande capacité d'approvisionnement de la région via la Biélorussie, est un point d'entrée en– Slovaquie depuis l'Ukraine (Uzhgorod / Velké Kapušany). Le système de gazoduc de transit en Pologne représente une partie du réseau de gazoduc d'une longueur estimée à 4 000 km, qui va de la Russie à l'Europe occidentale en passant par la Biélorussie et la Pologne. Les autres variables ont été calculées sur la base des données fournies par les États membres appartenant au Groupe de Risque. Le calcul N-1 a été effectué en supposant que les projets de GNL prévus sont mis en service comme prévu.



Tableau 8 : Calcul de la formule N-1 – Groupe Biélorussie (2023)

Critère N-1	EP _m (GWh/j)	P _m (GWh/j)	S _m (GWh/j)	LNG _m (GWh/j)	I _m (GWh/j)	D _{max} (GWh/j)	Deff (GWh/j)	N-1 (%)
N-1 sur 1 jour (2022)	8955,10	843,84	11937,55	2140,94	1913,6	12404,25	0	177,1 %
N-1 sur 1 jour (2022-09)	8756,40	843,84	11937,55	2140,94	1913,6	12404,25	0	175,5 %
N-1 sur 1 jour (NR 2022)	7338,00	843,84	11937,55	2140,94	1913,6	12404,25	0	164,0 %
N-1 sur 1 jour (NR 2022-09)	7136,20	843,84	11937,55	2140,94	1913,6	12404,25	0	162,4%

* Disponibilité technique de stockage pertinente pour le niveau de gaz dans les stockages à 100 % du volume utile maximal.

Les résultats du calcul N-1 sont donc bien supérieurs à 100 %. A noter que même sans les nouveaux projets GNL, le calcul reste encore largement supérieur à 100 %

3.1.4. Formule N-1 pour le Groupe de Risque Danemark

Les calculs N-1 sont réalisés pour les scénarios de gaz 2022, 2022-09, « No Russian gas » (NR) 2022 et NR 2022-09. Le terminal GNL de Wilhelmshaven est inclus dans les calculs. Pour les scénarios 2022 et 2022-09, la perturbation des infrastructures critiques est présumée comme la perte de flux de gaz russe dans le système RG Danemark.

Dans les scénarios NR 2022 et NR 2022-09, les plus grands points d'interconnexion (PI) transportant principalement du gaz russe et ne fournissant plus de flux physique (Greifswald, Kondratki, Tieterowka et Wysokoje) ne sont pas pris en compte et leurs capacités retirées du calcul. Le PI Drozdovichi (UA-PL) montre encore quelques flux et est inclus. Suite à l'exclusion de ces capacités, le PI Emden (NO-NL) devient la plus grande infrastructure de capacité. En conséquence, NR 2022 et NR 2022-09 supposent une perturbation de l'IP d'Emden pour le calcul de la formule N-1. Les autres variables ont été calculées sur la base des données fournies par les États membres appartenant au Groupe de Risque.

Tableau 9 : Calcul de la formule N-1 – Groupe Danemark (2023)*

Critère N-1	EP _m (GWh/j)	P _m (GWh/j)	S _m (GWh/j)	LNG _m (GWh/j)	I _m (GWh/j)	D _{max} (GWh/j)	Deff (GWh/j)	N-1 (%)
N-1 sur 1 jour (2022)	8355,4	836,4	10309,39	1290,59	1394,8	9698,15	0	200 %
N-1 sur 1 jour (2022-09)	8348,3	836,4	10309,39	1290,59	1394,8	9698,15	0	199,9 %
N-1 sur 1 jour (NR 2022)	5936,1	836,4	10309,39	1290,59	1394,8	9698,15	0	179,6 %
N-1 sur 1 jour (NR 2022-09)	5918,8	836,4	10309,39	1290,59	1394,8	9698,15	0	179,4 %

* N – 1 based on current capacities with demand-side measures



Ces calculs de la formule régionale N-1 pour la surface calculée dans le RG Danemark montrent que N-1 > 100% avec une marge significative pour tous les scénarios envisagés. Par conséquent, la superficie régionale calculée est conforme à l'article 5 (norme d'infrastructure) du Règlement dans tous les scénarios 2022 pertinents.

3.1.5. Formule N-1 pour le Groupe de Risque Ukraine

Le tableau ci-dessous a été calculé en tenant compte des hypothèses suivantes :

- interruption du point d'entrée Velké Kapušany-Uzhgorod en tant qu'infrastructure unique la plus importante (I_m) comme l'exige le Règlement SOS ;
- perturbation totale du gaz russe
- sensibilité des futures terminaux de GNL

Les autres variables ont été calculées sur la base des données fournies par les États membres appartenant au Groupe de Risque.

Tableau 10 : Calcul de la formule N-1 – Groupe Ukraine (2023)*

Critère N-1	EP_m (GWh/j)	P_m (GWh/j)	S_m (GWh/j)	LNGm (GWh/j)	I_m (GWh/j)	D_{max} (GWh/j)	Deff (GWh/j)	N-1 (%)
N-1 sur 1 jour (2022)	13692,60	729,09	14022,61	1794,66	1913,60	14554,31	0	194,6%
N-1 sur 1 jour (2022-09)	13702,00	729,09	14022,61	1794,66	1913,60	14554,31	0	194,7%
N-1 sur 1 jour (NR 2022)*	10352,70	729,09	14022,61	1794,66	1913,60	14554,31	0	171,7%
N-1 sur 1 jour (NR 2022-09)*	10310,90	729,09	14022,61	1794,66	1913,60	14554,31	0	171,4%

*Dans ce cas particulier, les capacités des points d'interconnexion qui transportaient principalement du gaz russe et n'ont plus de flux physique (Greifswald, Kondratki, Tieternwka, Wysokoje, Orlovka) ont été supprimées et n'ont pas été considérées comme la plus grande infrastructure régionale. Il convient de noter que les points Drozdovichi (UA-PL) et Uzhgorod-Velké Kapušany (UA-SK) présentent toujours des flux. Velké Kapušany reste la plus grande infrastructure de capacité.

Comme le prévoit le Règlement, la formule N-1 a été calculée en tenant compte de 100 % du volume de gaz utile du stockage souterrain. Les ratios sont bien supérieurs à 100 %, à noter que même sans les nouveaux projets GNL, le calcul reste encore largement supérieur à 100 %.

Même si, dans chaque cas, l'indice affiche des résultats bien supérieurs à 100 %, compte tenu du réacheminement actuel des principaux flux d'approvisionnement en gaz suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie en février 2022, ce résultat ne signifie pas que les infrastructures gazières régionales sont correctement dimensionnées pour couvrir la demande maximale des États membres concernés.

Cependant, l'indice N-1 ne prend pas en compte l'éventuelle existence de goulets d'étranglement internes ni les problèmes induits par un dysfonctionnement des points d'interconnexion internes ou par un manque de capacité disponible pour attirer le gaz.



3.2. Niveau national

3.2.1. Formule N-1

En vertu de l'article 5, paragraphe 9 du Règlement, le Luxembourg n'est pas lié par l'obligation de prendre des mesures afin qu'en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière, la capacité technique des infrastructures restantes (déterminée conformément à la formule N – 1) permette de satisfaire la demande totale de gaz pendant une journée de demande en gaz exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans. Néanmoins, le Luxembourg est tenu de s'efforcer de la respecter, tout en assurant l'approvisionnement en gaz des clients protégés. Cette dérogation s'applique au Luxembourg pour autant que :

- il ait au moins deux interconnecteurs avec d'autres États membres,
- il ait au moins deux sources d'approvisionnement en gaz différentes, et
- il n'ait aucune installation de stockage du gaz sur son territoire.

Ces conditions sont bien vérifiées.

3.2.1.1. Identification de la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun

Comme présenté au paragraphe 1.2.3, la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun du Luxembourg est depuis 2016 le point d'entrée de Bras avec une capacité d'entrée technique de 110 000 Nm³/h.⁸

3.2.1.2. Calcul de la formule N-1, sans mesures axées sur la demande

Le calcul de la formule N-1 permet d'évaluer l'aptitude de la capacité technique des infrastructures gazières à répondre à la demande totale de gaz en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière d'un pays pendant une journée de demande exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans. Si les infrastructures restantes sont en mesure de répondre à cette demande en gaz, le résultat de la formule N-1 sera au moins égal à 100 %.

Sans mesures axées sur la demande, la méthode de calcul de la formule N-1 définie dans le Règlement est la suivante :

$$N - 1 (\%) = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, N - 1 \geq 100 \%$$

Le tableau ci-dessous résume le résultat du calcul, tandis que les sous-chapitres suivants expliquent la déduction.

Tableau 11 : Calcul de la formule N-1 (2023)⁹

Critère N-1	EP _m (millions de Nm ³ /j)	P _m (millions de Nm ³ /j)	I _m (millions de Nm ³ /j)	D _{max} (millions de Nm ³ /j)	N-1 (%)
N-1 sur 1 jour	6,43	0,024	2,64	5,22	73 %

⁸ À noter qu'il est considéré ici la capacité instantanément disponible, telle que décrite au chapitre 1.2.2.

⁹ Les données en [Nm³/h] ont été transformées en [Nm³/jour] en leur appliquant un facteur 24



On note donc que dans le cas d'une défaillance de l'infrastructure N (Bras), les infrastructures gazières restantes ne sont plus en mesure de répondre aux besoins totaux du Luxembourg (73 %) et des mesures pour assurer l'approvisionnement en gaz des clients protégés seraient nécessaires.

3.2.1.3. Description des valeurs utilisées pour le calcul de la formule N-1, sans mesures axées sur la demande, et méthodologie

Dans le cas du Luxembourg, seules les valeurs EP_m , I_m , D_{max} et P_m sont à considérer dans le calcul de la formule N-1, puisque le Luxembourg ne possède pas de capacités de stockage (S_m), ni d'installations de gaz naturel liquéfié (LNG_m).

La valeur retenue pour représenter la demande quotidienne totale de gaz de la zone couverte pendant une journée de demande exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans (D_{max}) est indiquée dans le tableau suivant.

Tableau 12 : Valeur retenue pour D_{max} (2012)

Demande de gaz exceptionnellement élevée sur 1 journée	5 224 776 Nm ³ /j
---	------------------------------

Données sources : Creos

Cette valeur correspond à la demande du 7 février 2012 pour la distribution publique, la demande industrielle a été adaptée pour représenter le secteur industriel actuel puisque la demande de gaz pour les consommateurs industriels a diminué depuis 2012 et la pointe de la demande industrielle de 2012 ne représente plus la capacité actuelle de gaz dans le secteur industriel¹⁰. La demande industrielle n'inclut pas non plus la demande de l'usine TWINERG, qui a été démantelée en 2016. Avec ces adaptations, la demande D_{max} indiquée dans le tableau 12 représente la demande journalière la plus élevée des 20 dernières années.

3.2.1.4. Calcul de la formule N-1 (avec mesures axées sur la demande)

Le Règlement prévoit dans l'article 5, paragraphe 2, que le critère N-1 puisse être respecté si la rupture d'approvisionnement peut être compensée suffisamment et en temps utile au moyen de mesures appropriées, fondées sur le marché et axées sur la demande.

Le délestage fait partie des mesures axées sur la demande visant la sécurité d'approvisionnement en gaz. Le plan de délestage du Luxembourg permet de gérer les crises d'approvisionnement exceptionnelles en coupant l'approvisionnement de la clientèle finale par échelons successifs, comme décrit en détail dans le plan d'urgence luxembourgeois et présentés dans le tableau suivant.

¹⁰ Rapport sur la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de gaz au Luxembourg (2024) : <https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/gaz/20240731-versorgungssicherheitsbericht-gas-2024.pdf>



Tableau 13 : Capacités délestables par niveau en Nm³ par jour (2022)

Niveau de délestage	Capacité délestable [Nm ³ /j]
Niveau 4	1 050 000
Niveau 3	350 000
Niveau 2	90 000
<i>Total Niveau 4 à 2</i>	<i>1 490 000</i>
Niveau 1	2 800 000
<i>Total</i>	<i>4 290 000</i>

Source : GRD Creos, Sudenergie et Ville de Dudelange, GRT Creos

En délestant les niveaux 4 à 2, il est possible de délester une capacité maximale d'environ 1 490 000 Nm³/j, avant de devoir délester des clients du niveau 1, qui inclut les clients protégés.

Le calcul de la formule N-1 devient alors (comme énoncé à l'annexe II, point 4) :

$$N - 1 (\%) = \frac{E_{Pm} + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - Deff} \times 100, N - 1 \geq 100 \%$$

«D_{eff}» : la partie (en millions de mètres cubes par jour) de D_{max} qui, en cas de rupture de l'approvisionnement, peut être compensée suffisamment et en temps utile par des mesures fondées sur le marché et axées sur la demande appropriées conformément à l'article 5, paragraphe 2.

Le calcul de la formule N-1 pour 2023 avec mesures de délestage (voir Tableau 14) montre que pour gérer une situation d'urgence correspondant aux hypothèses de calcul de la formule N-1 en 2022, le Luxembourg aurait dû délester les clients du niveau 4, 3 et une partie du niveau 2 (formule N-1 = 102,12 % avec l'ensemble des clients des niveaux 2, 3 et 4 délestés). Aucun client raccordé à la distribution publique, donc aucun client protégé n'aurait été affecté par un tel délestage.

Tableau 14 : Calcul de la formule N-1 pour 2023 avec mesure de délestage jusqu'au niveau 2

E _{pm}	P _m	I _m	D _{max}	Deff	N-1
6,43	0,024	2,64	5,22		
N-1 sur 1 jour - délestage Niveau 4				1,05	91,36 %
+ délestage Niveau 3				0,35	99,72 %
+ délestage Niveau 2				0,09	102,12 %

E_{pm}, P_m, I_m, D_{max} et Deff en millions de Nm³/j

3.2.1.5. Calculs conjoints de la formule N – 1

Le Luxembourg n'a pas effectué de calculs conjoints avec d'autres États membres.

3.2.2. Capacité bidirectionnelle

Le Luxembourg ne dispose pas de points d'interconnexion disposant d'une capacité bidirectionnelle. En effet, une dérogation à l'obligation de mettre en place une capacité bidirectionnelle permanente en gaz naturel sur les interconnexions transfrontalières avec les pays limitrophes du Luxembourg a été accordée au GRT Creos en 2013 par l'autorité compétente du



Luxembourg de manière que les trois points d'entrée (Bras, Pétange et Remich) figurent sur la liste des dérogations publiée par la Commission européenne.

4. Conformité avec les normes d'approvisionnement

4.1. Définition des clients protégés appliquée

Conformément à l'article 2, paragraphes 5 et 6 du Règlement, l'autorité compétente du Luxembourg, a défini les « clients protégés » ainsi que les « clients protégés au titre de la solidarité » comme suit :

- les clients résidentiels achetant du gaz naturel pour leur propre consommation domestique tels que définis à l'article 1^{er}, paragraphe (7) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel
- les services essentiels autres qu'un service d'éducation ou d'administration publique, y compris :
 - Services de soins de santé
 - Services d'aide sociale essentiels : un service qui assure l'hébergement (collectif) de personnes et/ou la préparation de repas à des fins d'aide sociale, en ce compris les maisons de retraite, les prisons et casernes.
 - Services d'urgence ou de sécurité
- une installation de chauffage urbain dans la mesure où elle fournit du chauffage à des clients protégés et uniquement pour les volumes nécessaires pour le chauffage de ces clients protégés.

4.2. Volumes de gaz et capacités nécessaires pour respecter les normes d'approvisionnement

Les volumes de gaz et les capacités nécessaires pour respecter les normes d'approvisionnement au Luxembourg ont été calculés dans chacun des cas définis par le Règlement lors de la dernière évaluation des risques affectant la sécurité d'approvisionnement en gaz au Luxembourg, avec les résultats suivants :

Tableau 15 : Volumes de gaz et capacités nécessaires pour respecter les normes d'approvisionnement au Luxembourg

	Volume de gaz sur la période (GWh)	Capacité (GWh/j)
Demande extrême 7 jours	163,9	23,92
Demande extrême 30 jours	580,28	19,34
Demande moyenne 30 jours (=max 30j d'un hiver moyen)	456,58	15,22



4.3. Mesures en place pour respecter les normes d'approvisionnement

4.3.1. Obligation de reporting annuel imposée aux fournisseurs de clients protégés

Description de la mesure

L'article 16 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel au Luxembourg, impose aux entreprises de gaz naturel de fournir au Commissaire du Gouvernement à l'Énergie toute information nécessaire lui permettant d'assurer le suivi de la sécurité d'approvisionnement, de sorte qu'il puisse produire tous les deux ans un rapport exposant « les résultats du suivi de la sécurité d'approvisionnement ainsi que toute mesure prise et envisagée à ce sujet ». Ce rapport examine également les points suivants :

- les incidences, du point de vue de la concurrence, des mesures prises sur tous les acteurs du marché du gaz ;
- les niveaux des capacités de stockage ;
- les contrats d'approvisionnement en gaz à long terme conclus par des entreprises établies et enregistrées sur le territoire luxembourgeois ;
- les cadres réglementaires permettant d'encourager de manière adéquate les nouveaux investissements dans l'exploration et la production, le stockage et le transport du gaz et du gaz naturel liquéfié (GNL).

De plus l'article 29 du règlement grand-ducal du 19 mai 2003 relatif aux autorisations pour la fourniture de gaz naturel impose une obligation de reporting annuel aux fournisseurs. Ils doivent transmettre les informations suivantes en lien avec la sécurité d'approvisionnement :

- les sources d'approvisionnement et les points d'entrée du gaz naturel fourni à ses clients ;
- les volumes de gaz fournis à ses clients ;
- les volumes de gaz fournis aux entreprises de distribution, détaillés par entreprise.

Cette mesure consiste à renforcer les obligations de reporting déjà prévues à l'article 16 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 et à l'article 29 du règlement grand-ducal du 19 mai 2003 relatif aux autorisations pour la fourniture de gaz naturel. Elle prévoit d'obliger les fournisseurs de clients protégés à produire chaque année un document à destination de l'autorité compétente expliquant les mesures concrètes mises en œuvre pour répondre aux normes d'approvisionnement, incluant notamment :

- une description du portefeuille de clients finals : prévisions de demande annuelle et de demande de pointe horaire et journalière du portefeuille total et des clients protégés pour l'année en cours et les 4 prochaines années, scénarios de demande extrême 7 jours, de demande extrême 30 jours et de demande hiver moyen 30 jours pour les clients protégés ;
- une description du portefeuille d'approvisionnement : volumes par contrat, capacités fermes et interruptibles et mesures mises en œuvre pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Le fournisseur doit prouver qu'il respecte les normes d'approvisionnement. Il expliquera notamment de manière détaillée s'il :



- a accès (directement ou indirectement) aux places de marché adjacentes, et s'il est en mesure d'importer de ces marchés les volumes nécessaires pour faire face à un conflit contractuel ou à la faillite d'un fournisseur amont ;
- a accès (directement ou indirectement) à de la capacité sur le point d'entrée Allemagne (PEA) et dans quelle mesure ;
- détient (directement ou indirectement) des capacités dans les stockages des pays adjacents et quels sont les volumes disponibles sur base journalière pour satisfaire la demande des clients protégés.

Destinataire

Cette mesure est destinée à l'ensemble des fournisseurs de gaz naturel au Luxembourg.

Impact de la mesure

Cette obligation de reporting incite les fournisseurs à définir et mettre en place des moyens concrets afin de respecter leurs obligations relatives au Règlement, en particulier le respect des normes d'approvisionnement. Elle permet également à l'autorité compétente de vérifier que les fournisseurs respectent les normes d'approvisionnement et de prendre les mesures nécessaires en cas de manquement d'un fournisseur à ses obligations. Cette mesure vise à une amélioration de la conformité des fournisseurs avec les normes d'approvisionnement et donc une amélioration de la sécurité d'approvisionnement en gaz des clients protégés. Cette mesure n'a pas d'impact économique particulier, est efficace et efficiente. L'impact de cette mesure est neutre vis-à-vis de l'environnement.

4.3.2. Contrôle de la conformité des fournisseurs avec les normes d'approvisionnement à travers la mise à jour de l'évaluation des risques

Description de la mesure

Lors de l'élaboration et de la mise à jour périodique de l'évaluation nationale des risques affectant la sécurité d'approvisionnement en gaz au Luxembourg, imposée par l'article 7 Règlement, des informations sont systématiquement demandées aux différents fournisseurs par l'autorité compétente concernant :

- les volumes prévisionnels consommés par les clients protégés du fournisseur dans chacun des cas de consommation extrême prévus par le Règlement ;
- les volumes de fourniture pouvant être garantis par le fournisseur dans chacun des cas de consommation extrême prévus par le Règlement ;
- les volumes de fourniture pouvant être garantis par le fournisseur dans des cas de défaillance de chacun des fournisseurs amont pendant une période de 30 jours ;
- la liste des cas de figure extrêmes dans lesquels le fournisseur ne serait plus en mesure d'approvisionner ses clients protégés.

Destinataire

Cette mesure est destinée à l'ensemble des fournisseurs de gaz naturel au Luxembourg.



Impact de la mesure

Cette mesure permet à l'autorité compétente de vérifier que les fournisseurs respectent les normes d'approvisionnement et de prendre les mesures nécessaires en cas de manquement d'un fournisseur à ses obligations. Cette mesure incite également les fournisseurs à définir et mettre en place des moyens concrets afin de respecter leurs obligations en matière de normes d'approvisionnement et permet ainsi une amélioration de la conformité des fournisseurs avec ces normes et donc de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des clients protégés. Cette mesure n'a pas d'impact économique particulier, est efficace et efficiente. L'impact de cette mesure est neutre vis-à-vis de l'environnement.



5. Mesures préventives

5.1. Mesures préventives adoptées pour chaque risque identifié selon l'évaluation des risques

Pour rappel, le tableau suivant présente les différents risques identifiés lors de l'évaluation nationale des risques affectant la sécurité d'approvisionnement en gaz au Luxembourg. Les mesures préventives adoptées ou dont l'adoption est prévue pour traiter les risques identifiés sont détaillés dans les paragraphes 5.1.1 à 5.1.7.

Tableau 16. Rappel de la classification des risques résultant de l'évaluation des risques de 2023

Facteur de risque	Risque	Description	Prob. d'occurrence	Durée	Conséquences
Technologique	Endommagement de conduite lors de terrassements au Luxembourg	Endommagement d'une conduite haute pression à un endroit stratégique du réseau dû à des travaux de terrassements			En fonction de l'endroit de l'incident, l'impact pourrait être faible comme pourrait priver de nombreux clients – Y compris des clients protégés – de gaz naturel. Une des entrées du pays pourrait être isolée et ainsi avoir le même impact que les cas présentés ci-dessous lors d'une période de forte demande.
	Défaillance de l'entrée Bras	Rupture physique de la conduite de gaz reliant le backbone de Fluxys à Bras			La capacité ferme serait diminuée de 110 000 Nm ³ /h, et en cas de demande extrême, le délestage des niveaux N4 et N3 et une partie des clients du niveau N2 serait nécessaire. L'ensemble des clients protégés continuerait cependant à être approvisionné.
	Défaillance de l'entrée Remich	Défaillance physique de la canalisation reliant MEGAL au Luxembourg			La capacité ferme serait diminuée de 88 000 Nm ³ /h (si défaillance à partir de 2022). En cas de demande extrême, le délestage d'une partie des clients industriels serait nécessaire. L'ensemble des clients protégés continuerait cependant à être approvisionné, de même que les autres clients raccordés à la distribution et les installations de production d'électricité (cogénération gaz).
	Défaillance de l'entrée Pétange	Rupture physique de la canalisation reliant le backbone de Fluxys à Pétange			La capacité ferme serait diminuée de 70 000 Nm ³ /h. En cas de demande extrême, le délestage d'une partie des clients industriels serait nécessaire. L'ensemble des clients protégés continuerait cependant à être approvisionné, de même que les autres clients raccordés à la distribution et les installations de production d'électricité (cogénération gaz).
Technologique ou Politique	Défaillance du point d'entrée Waidhaus*	Rupture physique de la canalisation entre la République tchèque et l'Allemagne Ou conflit sur le gaz russe			Les flux sur MEGAL seraient arrêtés, mais des volumes supplémentaires pourraient transiter depuis la Belgique.
	Défaillance du point d'entrée Mallnow*	Rupture physique de la canalisation entre la Pologne et l'Allemagne Ou conflit sur le gaz russe			
	Défaillance des deux plus importants sites de production allemands				La diversification du mix énergétique des fournisseurs au Luxembourg devrait permettre de combler ces déficits.



	Défaillance des gazoducs provenant de la mer du nord	Ouragan dans la mer du Nord, provoquant une rupture d'approvisionnement depuis la Norvège				
	Défaillance du terminal de Zeebrugge	Agitation politique au Moyen-Orient provoquant une rupture d'approvisionnement en GNL depuis le Qatar				
	Défaillance du stockage de Loenhout	Problème technique ou attaque terroriste				
Politique	Défaillance des points d'entrée provenant de l'Ukraine (Kondratki, Wysokoje, Jaroslaw, Uzhgorod)	Conflit sur le gaz russe				La diversification du mix énergétique des fournisseurs au Luxembourg devrait permettre de combler ces déficits
	Loi belge relative aux instruments de gestion de crise	Loi du 27 mars 2014 ¹¹ dont l'article XVIII permet au ministre, lorsque des circonstances ou des événements exceptionnels mettent ou sont susceptibles de mettre en péril tout ou partie du bon fonctionnement de l'économie, d'interdire, réglementer ou contrôler le transport de produits qu'il désigne. Cette disposition permettrait donc au ministre de limiter les exportations de gaz vers le Luxembourg en cas de crise. Cette loi abroge et remplace les dispositions similaires intégrées à la loi du 22 janvier 1945 sur la réglementation économique et les prix				La capacité ferme pourrait être diminuée d'une quantité allant jusqu'à 180 000Nm ³ /h. En cas de demande extrême, l'activation de la capacité technique entière du point d'entrée Remich, par l'achat de capacité interruptible supplémentaire, ainsi que le délestage des clients industriels et installations de production d'électricité serait nécessaire
Commercial	Conflits contractuels	Désaccord quant à la révision de prix entre l'importateur et ses fournisseurs entraînant un arrêt des importations				L'importateur serait capable d'assurer l'approvisionnement en achetant les volumes manquants sur le marché et en souscrivant les capacités de transit nécessaires
Marché et financier	Faillite d'un fournisseur amont	Faillite de l'entreprise entraînant l'arrêt des livraisons				
	Faillite du principal importateur de gaz	Faillite de l'entreprise entraînant l'arrêt des livraisons				Un ou plusieurs autres importateurs devraient s'engager à couvrir les volumes de l'importateur en faillite.

* Il convient de noter que ces scénarios de risque (rupture physique de la canalisation entre la République tchèque respectivement la Pologne et l'Allemagne) résultent de la situation actuelle avec un approvisionnement en gaz provenant de la Russie drastiquement réduit, ce qui a entraîné des flux inversés vers la République tchèque respectivement la Pologne. Une partie des volumes de gaz russe manquants a été compensée par la construction de terminaux flottants GNL, notamment dans le nord de l'Allemagne. Un retour aux modèles de flux antérieurs pourrait être attendu à l'avenir avec la réduction d'importations de GNL au niveau européen.

Légende des couleurs :

Probabilité d'occurrence :	<i>Faible</i>		<i>Importante</i>
Durée :	<i>Courte</i>		<i>Longue</i>
Impact :	<i>Faible</i>		<i>Important</i>

¹¹ Loi portant insertion du Livre XIII "Instruments de gestion de crise" dans le Code de droit économique et portant insertion des dispositions d'application de la loi propres au livre XVIII, dans le livre XV du Code de droit économique



5.1.1. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : mise en place de l'outil « Creos Maps » pour les entreprises de travaux

Description de la mesure

La mise en place de l'outil Creos Maps par le GRT Creos est une mesure nationale qui vise à limiter le risque d'endommagement de conduites lors de travaux de terrassement au Luxembourg. Cet outil accessible aux professionnels leur permet de déterminer si leurs travaux prévus touchent le réseau de transport ou de distribution de Creos ou non, et de faciliter la demande de marquage si le réseau haute pression est concerné.

Impact économique, efficacité et efficience

La mesure a un impact économique positif en évitant au maximum les incidents et accidents lors des travaux de génie civil. La mise en place de cet outil simplifie l'échange d'information entre le GRT et les entrepreneurs de travaux et donne à ces derniers un accès précis aux informations de localisation des conduites du GRT. Cette mesure est donc efficace.

Impact sur les clients

Cette mesure vise à limiter le risque d'endommagement de conduites lors de travaux de terrassement au Luxembourg. Elle permet donc d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en gaz des clients luxembourgeois.

5.1.2. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : contrôle des flux et pressions sur chaque point d'entrée et sortie du réseau du GRT par système SCADA

Description de la mesure

L'utilisation par le GRT d'un système SCADA est une mesure de dimension nationale qui vise à détecter le plus rapidement possible l'endommagement de canalisations à haute pression du GRT lors de travaux de terrassement au Luxembourg ou pour toute autre raison. Cette mesure consiste à utiliser le système SCADA mis en place par le GRT Creos pour contrôler les flux et pressions sur chaque point d'entrée et de sortie du réseau du GRT Creos afin de détecter des baisses de pression sous la pression minimale de service et ainsi de limiter l'impact d'un éventuel endommagement de conduite lors de travaux de terrassement en intervenant le plus rapidement possible.

Impact économique, efficacité et efficience

La mesure a un impact économique positif en minimisant le temps d'intervention en cas d'endommagement de conduite. C'est une mesure efficace et efficiente, conforme aux bonnes pratiques du secteur.



Impact sur les clients

Cette mesure vise à limiter l'impact d'un éventuel endommagement de conduite lors de travaux de terrassement au Luxembourg. Elle permet donc d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en gaz des clients luxembourgeois.

5.1.3. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : système de contrôle de la pression

Description de la mesure

L'utilisation d'un système de contrôle de la pression par le GRT Creos est une mesure de dimension nationale. Elle a été mise en place par le GRT Creos pour faciliter la détection d'un éventuel endommagement de canalisation sur le réseau de transport, notamment lors de travaux de terrassement, et ainsi limiter l'impact d'un éventuel endommagement de conduite lors de travaux de terrassement au Luxembourg. Il s'agit d'un système de simulation qui compare les pressions mesurées avec les pressions théoriques calculées.

Impact économique, efficacité et efficience

La mesure a un impact économique positif en contribuant à minimiser le temps d'intervention en cas d'endommagement de conduite sur le réseau de transport. C'est une mesure efficace et efficiente, conformes aux bonnes pratiques du secteur.

Impact sur les clients

Cette mesure vise à limiter l'impact d'un éventuel endommagement de conduite lors de travaux de terrassement au Luxembourg. Elle permet donc d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en gaz des clients luxembourgeois.

5.1.4. Mesure relative au risque d'endommagement de conduite haute pression : survol régulier du réseau de transport par le GRT

Description de la mesure

Le survol régulier du réseau de transport par le GRT est une mesure de dimension nationale. Elle consiste à effectuer le survol des tracés des conduites principales du réseau du GRT Creos, en particulier les conduites à haute pression en provenance des 4 points d'entrée alimentant le pays, afin de détecter tout problème éventuel et en particulier de détecter d'éventuels travaux non autorisés à proximité de ces conduites.

Impact économique, efficacité et efficience

Cette mesure permet au GRT Creos de prendre connaissance des activités de construction ou de travaux pouvant avoir lieu à proximité des canalisations haute pression. Il peut s'agir de travaux connus du GRT et dans ce cas la mesure permet d'effectuer des vérifications du chantier pour anticiper d'éventuels risques par rapport à l'intégrité des conduites, ou éventuellement de travaux non répertoriés par le GRT et dans ce cas la mesure permet de contacter les entreprises concernées pour éviter qu'un incident n'ait lieu. Cette mesure a donc un impact économique positif en



permettant de minimiser le risque d'endommagement de conduite et de faciliter le travail de prévention du GRT auprès des entrepreneurs de travaux. C'est une mesure efficace et efficiente, conformes aux bonnes pratiques du secteur.

Impact sur les clients

Cette mesure vise à limiter le risque d'endommagement de conduites lors de travaux de terrassement au Luxembourg. Elle permet donc d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en gaz des clients luxembourgeois.

5.1.5. Mesure relative au risque de défaillance physique d'un point d'entrée : contrat d'augmentation de pression côté Fluxys pour pouvoir alimenter toute la zone de distribution

Description de la mesure

Il s'agit d'une mesure de dimension régionale, mise en place par le GRT Creos. Il s'agit de contrats d'augmentation de la pression côté belge aux points d'entrée de Bras et Pétange mis en place par le GRT Creos et le GRT Fluxys conjointement à la mise en place de la zone Belux. Ils permettent, en cas de défaillance de l'une des 3 entrées alimentant le Luxembourg, d'assurer une alimentation de toute la zone de distribution¹² même en période de grand froid.

Ces contrats ont été mis en place par le GRT Creos pour limiter l'impact d'une défaillance physique des canalisations suivantes :

- canalisation reliant le backbone de Fluxys au réseau de transport de Creos à Bras ;
- canalisation reliant MEGAL au réseau de transport de Creos à Remich ;
- canalisation reliant le backbone de Fluxys au réseau de transport de Creos à Pétange.

Impact sur les clients

- En cas de défaillance de la canalisation reliant le backbone de Fluxys au réseau de transport de Creos à Bras, l'augmentation de pression côté Fluxys à Pétange permet d'assurer un débit d'environ 158 000 Nm³/h par les entrées de Pétange et Remich. En cas de demande extrême, le délestage des niveaux N4 et N3 et une partie des clients du niveau N2 serait nécessaire. L'ensemble des clients protégés continuerait cependant à être approvisionné.
- En cas de défaillance de la canalisation reliant MEGAL au réseau de transport de Creos à Remich, l'augmentation de pression côté Fluxys à Bras et Pétange permet d'assurer un débit d'environ 180 000 Nm³/h par les entrées de Bras et Pétange, qui est suffisant pour alimenter tous les clients raccordés à la distribution même en période de grand froid, et également suffisant pour alimenter tous les clients raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution en périodes d'hiver normal et d'été. En cas de demande exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt

¹² La zone de distribution (ZD) est la zone regroupant tous les réseaux de distribution de gaz naturel au Luxembourg, à savoir les réseaux de Creos, Sudenergie et Ville de Dudelange



ans, une partie des clients industriels de niveau 4 tels que définis dans le plan de délestage devra être déconnectée.

- En cas de défaillance de la canalisation reliant le backbone de Fluxys au réseau de transport de Creos à Pétange, l'augmentation de pression côté Fluxys à Bras permet d'assurer un débit d'environ 198 000 Nm³/h par les entrées de Bras et Remich, qui est suffisant pour alimenter tous les clients raccordés à la distribution même en période de grand froid, et suffisant pour alimenter tous les clients raccordés au réseau du GRT et aux réseaux de distribution en périodes d'hiver normal et d'été.

5.1.6. Mesure relative au risque lié à la loi belge sur les instruments de gestion de crise : discussion inter-État sur l'application de la loi belge relative aux instruments de gestion de crise

Description de la mesure

Il s'agit d'une mesure de dimension régionale mise en place par l'autorité compétente du Luxembourg. Pour rappel, lorsque des circonstances ou des événements exceptionnels mettent ou sont susceptibles de mettre en péril tout ou partie du bon fonctionnement de l'économie belge, cette loi prévoit une possibilité pour le ministre de l'économie de la Belgique d'interdire, de réglementer ou de contrôler le transport de produits qu'il désigne. Cette disposition permettrait donc au ministre de limiter les exportations de gaz vers le Luxembourg en cas de crise avec un impact évident sur la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg.

L'autorité compétente du Luxembourg a donc engagé des discussions avec les autorités belges pour comprendre les conditions d'application de cette loi et éviter au maximum son utilisation. Une première étape a été franchie le 30 septembre 2022, lorsqu'un protocole d'accord sur la sécurité de l'approvisionnement du marché commun du gaz a été signé par les ministres de l'énergie. Cette mesure s'inscrit aussi dans la négociation d'un accord de solidarité dans le cadre du Règlement.

Impact sur les clients

Cette mesure vise à limiter voire supprimer le risque de limiter les exportations de gaz vers le Luxembourg en cas de crise, donc à améliorer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de tous les clients au Luxembourg.

5.1.7. Incitation à la diversification des sources d'approvisionnement

Description de la mesure

L'autorité compétente contrôle la capacité des fournisseurs importateurs d'avoir accès à plusieurs sources d'approvisionnement diversifiées. Cette mesure vise à limiter l'impact de la défaillance d'un fournisseur amont sur les fournisseurs du pays. C'est une mesure de dimension nationale qui relève d'une prise de connaissance des sources d'approvisionnement, et plus généralement de la chaîne d'approvisionnement du fournisseur. Elle se fait à travers les questionnaires envoyés aux fournisseurs dans le cadre de l'évaluation nationale des risques affectant la sécurité d'approvisionnement en gaz au Luxembourg.



Impact économique, efficacité et efficience

Cette mesure permet à l'autorité compétente de détenir un niveau d'information plus important quant aux activités des fournisseurs et notamment de leur chaîne d'approvisionnement. Ainsi, l'autorité compétente peut davantage cibler son travail de sensibilisation aux risques de défaillance d'un fournisseur amont et donc de limiter l'impact d'un tel événement.

Impact sur les clients

Cette mesure vise à limiter l'impact d'une éventuelle faillite d'un fournisseur amont. Elle permet donc d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en gaz des clients Luxembourgeois.

5.2. Mesures préventives adoptées ou dont l'adoption est prévue pour d'autres raisons que pour les risques identifiés selon l'évaluation des risques

5.2.1. Mesures adoptées

5.2.1.1. Mesure facilitant l'injection de biogaz

Description de la mesure

Cette mesure de dimension nationale vise à établir un cadre pour la promotion et le développement de la production de biogaz. Cette mesure s'inscrit dans les mesures fondées sur le marché axées sur l'offre décrites par le Règlement.

Le règlement grand-ducal modifié du 15 décembre 2011 instaure un mécanisme destiné à assurer aux centrales de biogaz et à leurs producteurs une rémunération stable du biogaz injecté. Ce mécanisme repose sur des appels à candidature organisés tous les 3 ans par le Ministère ayant l'Énergie dans ses attributions pour les candidats (fournisseurs et expéditeurs transport) souhaitant acquérir du biogaz rémunéré selon la formule définie dans le règlement grand-ducal.

Le règlement grand-ducal impose une obligation de rachat de la production de biogaz dans le sens où la part de biogaz non acquise au cours des appels à candidatures est reprise en tant qu'obligation de service public par le plus grand fournisseur primaire actif au Luxembourg.

Impact de la mesure

L'injection de biogaz sur le réseau permet d'apporter des volumes de gaz supplémentaires (bien que très faibles puisqu'ils représentent à ce jour moins d'1% de la pointe) dans le réseau de gaz naturel en plus des volumes importés et renforce ainsi la sécurité d'approvisionnement.



5.2.1.2. Fusion de la zone de marché luxembourgeoise avec la zone de marché belge

Description de la mesure

Les fusions des zones de marché s'inscrivent dans le cadre de la convergence des marchés gaziers dans l'Union européenne et dans la coopération renforcée entre gestionnaires de réseaux.

En octobre 2015, Creos et Fluxys ont implémenté l'intégration des zones de transport belge et luxembourgeoise. Il s'agit donc d'une mesure de dimension régionale. Cette fusion a permis d'augmenter la capacité d'entrée ferme totale depuis la Belgique de 140 000 Nm³/h à 180 000 Nm³/h, Bras passant de 90 000 à 110 000 Nm³/h et Pétange de 50 000 à 70 000 Nm³/h. D'autre part la capacité ferme d'entrée à Remich a été réduite de 150 000 Nm³/h à 120 000 Nm³/h dans un premier temps puis à 100 000 Nm³/h en 2017 et enfin 90 000 Nm³/h à compter du 1^{er} octobre 2018.

Impact de la mesure

Sans que la situation physique ne change, la fusion des zones de marché a néanmoins amélioré la sécurité d'approvisionnement dans la mesure où le gestionnaire de réseau de transport amont est capable d'optimiser les flux globalement, ce qui lui permet de garantir un approvisionnement du Luxembourg pour une pointe supérieure à la capacité d'entrée ferme avant la fusion. De plus, la fusion augmente le nombre d'entreprises capables d'approvisionner les clients dans la zone commune, y inclus pour une situation de défaillance d'un ou plusieurs fournisseurs (voir aussi Section 5.2.1.4).

5.2.1.3. Introduction d'un tarif préférentiel pour client effaçable

Description de la mesure

L'effacement volontaire de grands clients consommateurs, mesure de dimension nationale axée sur la demande et fondée sur le marché, complète la panoplie d'outils à disposition des gestionnaires de réseau pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. Avant d'implémenter le délestage forcé utilisable en ultime recours pour prévenir la survenance de grands incidents et pour limiter leurs conséquences, l'effacement volontaire permet aussi d'éviter une chute de la pression dans les réseaux en dessous des valeurs de consigne.

Depuis l'intégration des zones de transport luxembourgeoise et belge en une zone de marché unique le 1^{er} octobre 2015, un nouveau tarif effaçable a été instauré permettant à chaque client éligible (critère d'éligibilité : puissance installée min 1 MW ; volume annuel supérieur à 1 GWh, relevé à distance de la courbe de charge) de profiter d'une réduction sur le tarif d'utilisation réseau sous condition qu'il s'engage, sur demande du gestionnaire de réseau, à effacer sa consommation totale en cas de situation de crise. Cette mesure de dimension nationale qui est une incitation tarifaire basée sur les règles du marché laisse à tout client éligible le libre choix de participer ou non à ce mécanisme de réduction sélective de la demande.



Impact de la mesure

L'effacement de consommations sur demande permet aux gestionnaires de réseaux de gérer des crises de rupture d'approvisionnement en retardant au maximum la mise en œuvre du délestage, le délestage étant une mesure non fondée sur le marché, activée en dernier ressort en cas d'urgence et pouvant avoir des conséquences économiques et opérationnelles importantes pour les entreprises et institutions publiques délestées. La mesure d'introduction d'un tarif préférentiel pour client effaçable a donc un impact économique positif pour les clients. Elle est efficace dans la limite des volumes de consommation cumulés des clients qui souscrivent ce tarif préférentiel. Elle a également un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement des clients au Luxembourg.

5.2.1.4. Mesures en cas de défaillance d'un fournisseur

Description de la mesure

Les documents réglementaires de BALANSYS prévoient entre autres un suivi et une gestion très proche du dépassement des tolérances individuelles afin de pouvoir réagir plus rapidement en cas de dépassement des garanties déposées par le shipper d'un fournisseur en zone Belux. Le cadre contractuel luxembourgeois entre GRT/GRD et Fournisseurs/Expéditeurs distribution/Clients Finals a été adapté en 2020 afin de s'aligner aux dispositions réglementaires de Balansys.

Dans chacun des trois cas suivants, un processus est décrit pour palier la défaillance fourniture d'une certaine catégorie de fournisseur et/ou d'expéditeur :

- fournisseur uniquement actif au PFI¹³ ;
- fournisseur actif au PFI et PFD¹⁴ et en même temps expéditeur distribution¹⁵ ;
- fournisseur défaillant actif au PFI et PFD qui n'est pas expéditeur distribution et qui fournit à un expéditeur distribution tiers.

Cas 1 : défaillance d'un fournisseur actif uniquement au PFI

Après notification du coordinateur d'équilibre BALANSYS de la défaillance du fournisseur dans la zone Belux, respectivement après suspension du contrat cadre fournisseur par le GRT, ce dernier transfère directement les frais de déséquilibre au client final. De plus, le GRT autorise le client final à soutirer du réseau de transport pendant 10 jours, le temps nécessaire pour que le client final établisse un contrat avec un nouveau fournisseur. Pendant toute cette période c'est-à-dire à partir de la notification par le coordinateur d'équilibre jusqu'au changement de fournisseur, le GRT est en droit de facturer au client final les frais d'utilisation du réseau et d'équilibrage. Les modalités

¹³ Un fournisseur actif au PFI (Point de Fourniture Industriel) approvisionne des clients raccordés au réseau de transport de gaz.

¹⁴ Un fournisseur actif au PFD (Point de Fourniture Distribution) fait acheminer par le GRT du gaz jusqu'au Point de Fourniture Distribution soit pour le commercialiser à un fournisseur actif sur la zone de distribution soit pour le commercialiser directement à des clients dans la zone de distribution. Dans ce dernier cas, le fournisseur doit également être expéditeur distribution.

¹⁵ Un expéditeur distribution est en règle générale un fournisseur commercialisant du gaz à des clients dans la zone de distribution et signant de ce fait un contrat cadre fournisseur avec les GRD sur les réseaux desquels il a des clients.



contractuelles sont reprises dans les conditions générales d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel au Grand-Duché de Luxembourg.

Cas 2 : défaillance d'un fournisseur actif au PFI et au PFD et en même temps expéditeur distribution

Après notification du coordinateur d'équilibre de la défaillance du fournisseur dans la zone Belux, respectivement après suspension du contrat cadre fournisseur, le GRT informe le GRD de la défaillance du fournisseur dans la zone Belux. Ce dernier déclenche la Fourniture du Dernier Recours (FDR) qui prend effet au plus tard le 2^{ème} jour ouvrable après déclaration (ce qui revient à 3 jours calendaires en cas de déclenchement le vendredi). Pour la période entre la notification par le coordinateur d'équilibre de la défaillance du fournisseur et la prise d'effet de la FDR, le GRT cumule les coûts de déséquilibre à charge du fournisseur défaillant. Si le fournisseur défaillant est le FDR, le GRT cumule les coûts de déséquilibre jusqu'à ce qu'un nouveau FDR soit déterminé. Les clauses contractuelles en relation avec l'incapacité de fourniture et la limitation du risque financier sont reprises dans le contrat cadre fournisseur et les conditions générales d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel au Grand-Duché de Luxembourg.

Cas 3 : défaillance d'un fournisseur actif au PFI et au PFD, qui n'est pas expéditeur distribution et qui commercialise du gaz à un expéditeur distribution tiers

Dans ce cas précis, l'expéditeur distribution rattaché au fournisseur défaillant devra être averti et trouver le temps de signer un contrat d'approvisionnement avec un nouveau fournisseur. Les clauses suivantes devront être intégrées dans le contrat de participation :

- Le GRT informe l'expéditeur de la défaillance de son fournisseur.
- Le GRT autorise l'expéditeur distribution à soutirer du réseau de transport pendant 10 jours, le temps nécessaire pour contracter avec un nouveau fournisseur. Pendant toute cette période, c'est à dire à partir de la notification par le coordinateur d'équilibre, respectivement la suspension du contrat de fourniture par le GRT, jusqu'au changement de fournisseur, le GRT est en droit de facturer à l'expéditeur les coûts de réseau et d'équilibrage (similaire au cas 1).

Au cas où l'expéditeur ne réagit pas endéans la date limite des 10 jours, le processus du FDR est déclenché.

Impact de la mesure

Cette mesure potentielle facilite la gestion de la défaillance d'un fournisseur à la fois pour les clients finals et les autres fournisseurs affectés par cette défaillance. Elle a donc un impact économique positif pour ces acteurs et améliore la sécurité d'approvisionnement des clients au Luxembourg.

Suite à la crise ukrainienne et l'explosion du prix du gaz naturel en résultant, les documents réglementaires de BALANSYS ont également été mis à jour en 2022-2023 principalement pour limiter l'exposition financière des utilisateurs de réseau et limiter les moyens financiers propres nécessaires à BALANSYS.



5.2.2. Mesures dont l'adoption est prévue

Aucune mesure dont l'adoption est encore à prévoir n'est actuellement envisagée.

5.3. Mesures non fondées sur le marché

5.3.1. Mise en place d'un plan de délestage

Description de la mesure

Le délestage, mesure de dimension essentiellement nationale, axée sur la demande et non fondée sur le marché, constitue un outil utilisable en ultime recours par les gestionnaires de réseaux pour prévenir la survenance de grands incidents et pour limiter leurs conséquences. Il permet d'éviter une chute de la pression dans les réseaux en dessous des valeurs de consigne. Cette mesure est nécessaire car c'est la mesure d'ultime recours, utilisée uniquement en situation d'urgence et lorsque toutes les mesures fondées sur le marché ont échoué pour résoudre la crise.

Un plan de délestage national a été mis en place en 2009 et est mis à jour régulièrement par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution conformément à l'article 18 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 qui autorise « l'interruption de la fourniture » parmi les mesures préventives nécessaires pour « limiter la dégradation de la sécurité, de la fiabilité, de l'efficacité des réseaux de transport ou de distribution ou de la qualité du gaz naturel ». La dernière mise à jour du plan de délestage a été réalisée lors de l'élaboration du plan d'urgence relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel en 2022.

Le plan de délestage précise les critères de déclenchement ainsi que les responsabilités et procédures de décision associées à la pratique du délestage.

Impact de la mesure

Le plan de délestage permet de gérer les crises de rupture d'approvisionnement en tenant compte, lors de la coupure de l'alimentation des clients finals, de leurs niveaux de priorité, ce qui en fait une mesure proportionnée. Les consommateurs de gaz luxembourgeois sont répartis en 4 niveaux de priorité. Le niveau de priorité 1 correspondant aux consommateurs à délester en dernier et le niveau de priorité 4 aux consommateurs à délester en premier :

- Niveau 1 : clients protégés, établissements scolaires ainsi que clients non résidentiels ayant une capacité installée ou souscrite inférieure ou égale à 2 MWh/h et une consommation annuelle inférieure ou égale à 1 GWh/an ;
- Niveau 2 : centrales de production d'électricité et de cogénération ;
- Niveau 3 : clients non résidentiels ayant une capacité installée ou souscrite supérieure à 2 MWh/h ou une consommation annuelle supérieure à 1 GWh/an. Sont exclus les clients protégés, les établissements scolaires et les centrales de production d'électricité et de cogénération ;



- Niveau 4 : clients non résidentiels directement connectés au réseau du GRT. Sont exclus les clients protégés, les établissements scolaires et les centrales de production d'électricité et de cogénération.

Le délestage permet de garantir l'alimentation des clients finals de niveaux 1 et donc des clients protégés dans les cas de crise d'approvisionnement, mais fait porter un coût aux clients délestés, sachant qu'il ne donne lieu à aucune forme de compensation financière.

S'il était réalisé à la demande de la Belgique ou de l'Allemagne en cas de crise d'approvisionnement de ces pays, le délestage pourrait avoir un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement de ces pays, mais d'un ordre très limité, étant donné la consommation de gaz très faible du Luxembourg par rapport à celle de ces deux pays, surtout par rapport à celle de l'Allemagne.

5.4. Explication des mesures envisagées en faveur de l'efficacité, y compris axées sur la demande, pour renforcer la sécurité d'approvisionnement

Le paragraphe 1.2.8 présente la manière dont les mesures d'efficacité énergétique du projet de Plan National intégré en matière d'Énergie et de Climat 2021-2030 devraient impacter la demande en gaz naturel au Luxembourg. La baisse importante de la consommation en gaz naturel anticipée à l'horizon 2030 en ligne avec les objectifs de ce plan contribuera à renforcer la sécurité d'approvisionnement du pays.

5.5. Explication des mesures envisagées pour renforcer la sécurité d'approvisionnement, prenant en compte les sources d'énergie renouvelables

Le paragraphe 5.2.1.1 décrit le cadre réglementaire mis en place au Luxembourg pour la promotion et le développement de la production de biogaz dans le but de favoriser l'offre en biogaz et ainsi renforcer la sécurité d'approvisionnement.

6. Autres mesures et obligations

6.1. Obligations liées à la sécurité et qualité d'approvisionnement

Les obligations en matière de sécurité d'approvisionnement sont précisées dans l'article 14 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007. Cet article stipule que dans les limites économiquement justifiables, les producteurs, les gestionnaires de réseau, les fournisseurs et les clients grossistes sont tenus, chacun en ce qui le concerne, de garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel des clients finals.

En particulier, le gestionnaire de réseau de transport est tenu :

- de garantir la capacité du réseau à long terme ;



- de contribuer à la sécurité d'approvisionnement grâce à une capacité de transport, une fiabilité et une sécurité d'exploitation du réseau adéquates ;
- de gérer les flux d'énergie et en tenant compte des échanges avec d'autres réseaux interconnectés.

Les gestionnaires de réseau de distribution, quant à eux, sont tenus d'assurer la sécurité du réseau de distribution de gaz naturel, sa fiabilité et son efficacité dans la zone qu'ils desservent et de garantir la capacité à long terme du réseau de répondre à des demandes raisonnables de distribution de gaz.

Ces obligations se retrouvent dans les critères d'attribution de l'autorisation délivrée par le ministre pour le transport, la distribution et le stockage, conformément à l'article 4 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007. Cette autorisation est délivrée en tenant compte notamment :

- des critères de sécurité et de sûreté du réseau de gaz naturel, du réseau interconnecté et des conduites directes ;
- du maintien et de l'amélioration de l'interopérabilité des réseaux ;
- de la sécurité technique et organisationnelle de l'approvisionnement des clients ;
- de la qualité de l'approvisionnement ;
- du respect d'exigences minimales pour l'entretien et le développement du réseau de transport, et notamment les capacités d'interconnexion.

L'article 33 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 oblige les gestionnaires de réseaux de respecter les obligations qui découlent de cette autorisation.

La question de la qualité de l'approvisionnement est traitée dans l'article 15 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007. Il impose aux gestionnaires de réseau de mesurer et documenter la qualité du gaz naturel transporté et la continuité de l'approvisionnement.

Conformément à l'article 16 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007, le suivi de la sécurité d'approvisionnement est assuré par le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie. Sur la base des informations fournies par les entreprises de gaz naturel et l'Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR), il produit tous les deux ans un rapport examinant les résultats du suivi de la sécurité de l'approvisionnement ainsi que les mesures prises ou envisagées à ce sujet. Ce rapport est communiqué à la Commission Européenne et à l'ILR et la partie non financière est rendue publique.

Enfin, le règlement grand-ducal du 19 mai 2003 relatif aux autorisations pour la fourniture de gaz naturel impose au demandeur souhaitant devenir fournisseur de gaz de respecter plusieurs critères en lien avec la sécurité d'approvisionnement. L'article 4 précise notamment que le demandeur doit prouver qu'il a mis en œuvre les mesures nécessaires pour satisfaire les besoins de ses clients ; il doit notamment avoir des disponibilités suffisantes en volumes de gaz naturel et en capacité de transport et de débit horaire maximum pour assurer l'approvisionnement en gaz naturel de ses



clients, conformément aux contrats conclus et/ou à conclure avec ses clients. De plus l'article 29 impose une obligation de reporting annuel. Il indique que le titulaire d'une autorisation de fourniture doit transmettre les informations suivantes en lien avec la sécurité d'approvisionnement :

- les sources d'approvisionnement et les points d'entrée du gaz naturel fourni à ses clients ;
- les volumes de gaz fournis à ses clients ;
- les volumes de gaz fournis aux entreprises de distribution, détaillés par entreprise.

6.2. Prescriptions techniques

L'article 13 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 précise que les gestionnaires de réseau établissent les critères de sécurité techniques et les prescriptions techniques fixant les exigences minimales de conception, construction, fonctionnement ou exploitation en matière d'ouvrages de gaz naturel afin de garantir l'interopérabilité des réseaux. Ils sont définis sur le mode de la concertation avec les autres gestionnaires de réseaux, y compris ceux des pays limitrophes.

6.3. Fourniture du dernier recours

L'article 7 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 stipule que dans le cas où un fournisseur de gaz naturel n'est plus en mesure de fournir des clients de gaz naturel qui affichent une consommation annuelle estimée ou effective inférieure ou égale à un giga wattheure (1 GWh), ces derniers se voient attribuer automatiquement un fournisseur du dernier recours leur permettant ainsi de continuer à être alimentés sans interruption. Le fournisseur du dernier recours se doit d'informer les clients concernés dans les plus brefs délais, afin qu'ils puissent s'enregistrer auprès d'un nouveau fournisseur de gaz naturel.

Le fournisseur du dernier recours est désigné par l'ILR, tous les trois ans. Ses tarifs et conditions de fourniture sont rendus publics, ses prix tenant compte notamment de l'indexation ou encore des coûts élevés des fournitures non programmées.

6.4. Mesures d'urgence et de sauvegarde

Les articles 18 et 19 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 traitent des mesures d'urgences et de sauvegarde à prendre en cas d'événements exceptionnels. En particulier l'article 18 autorise les gestionnaires de réseau à interrompre la fourniture de gaz naturel parmi les mesures préventives nécessaires pour limiter la dégradation de la sécurité, de la fiabilité, de l'efficacité des réseaux de transport ou de distribution ou de la qualité du gaz naturel. Les mesures spécifiques prévues à l'article 19 de cette loi figurent dans le plan d'urgence relatif à la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel du Luxembourg.



7. Projets d'infrastructures

7.1. Description des projets d'infrastructure

Les principaux projets d'infrastructures dans les groupes de risques dont le Luxembourg fait partie sont décrits dans les paragraphes suivants. Aucun de ces projets n'impacte de manière significative la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans le Groupe de Risque et encore moins au Luxembourg.

Pour plus d'informations et des projets d'infrastructure supplémentaires, le TYNDP le plus récent peut être consulté. Le TYNDP donne des informations sur les infrastructures prévues pour tous les groupes de risques et leur pertinence régionale pour le système gazier.

7.1.1. Belgique

L'un des projets d'infrastructure les plus pertinents pour la zone de marché commun belgo-luxembourgeoise est probablement la poursuite du développement du terminal GNL de Zeebrugge afin d'augmenter la capacité de regazéification ferme de 1,7 à 2,6 millions de mètres cubes par heure. La mise en service est prévue en 2026. Un autre projet d'infrastructure important est le pipeline Zeebrugge-Opwijk, qui permettra de mettre plus de GNL et plus de gaz de Norvège et du Royaume-Uni à la disposition de la Belgique et des pays voisins, la mise en service est prévue en 2023.

7.1.2. Allemagne

Le développement futur de l'infrastructure gazière en Allemagne se concentre sur le développement de nouveaux terminaux GNL et l'augmentation des capacités de flux entre ses pays voisins. 5 unités flottantes de stockage et de regazéification (FSRU) sont actuellement affrétées par le gouvernement fédéral, qui seront déployées à court terme – les deux premiers FSRU fédéraux (RWE, Uniper) ont déjà été mis en service durant l'hiver 2022/2023. Les deux terminaux flottants déjà opérationnels sont le terminal de Wilhelmshaven avec une capacité technique d'environ 152 GWh/j et le terminal de Brunsbuettel 1 avec une capacité technique de 112 GWh/j. En 2024, un FSRU, avec une capacité technique d'environ 155 GWh/j a été déplacé de son site provisoire de Lubin vers son site d'exploitation à long terme de Mukran. Un nouveau FSRU temporaire à Stade devrait commencer ses opérations début 2025. Il devrait être remplacé par un terminal terrestre dans les années à venir.

En plus, il existe d'autres promoteurs de projets du secteur privé qui prévoient à la fois des terminaux GNL terrestres et flottants. Parmi ces projets figurent par exemple les terminaux GNL de Stade et Brunsbuettel, qui devraient tous les deux être opérationnels en 2026.

7.1.3. Les Pays-Bas

Pour les Pays-Bas également, la poursuite du développement des terminaux GNL est considérée comme une étape importante pour améliorer l'insécurité de l'approvisionnement en gaz et réduire la dépendance vis-à-vis du gaz russe. Déjà en 2022, un nouveau terminal GNL flottant,



EemsEnergyTerminal à Eemshaven, a été mis en service, avec une capacité de 8 bcm par an. Un futur projet d'infrastructure vise à augmenter la capacité du terminal Gate LNG à Rotterdam de 1,5 bcm par an à partir de la valeur actuelle de 12 bcm par an à 13,5 bcm par an. Un développement ultérieur augmentera alors la capacité de 2,5 bcm supplémentaires à 16 bcm par an. Le projet se compose de plusieurs phases, les deux premières phases sont déjà achevées, la troisième phase devrait être mise en service en 2024 et la quatrième phase en 2026.

Un important projet de pipeline est le pipeline dans la région d'Oude Staten/Zijl, qui permettra d'augmenter la capacité de l'Allemagne vers les Pays-Bas. La capacité supplémentaire devrait être mise en service en 2025.

8. Obligations de service public liées à la sécurité d'approvisionnement

L'article 11 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 indique que les entreprises de gaz naturel sont soumises à des obligations de service public et que ces obligations, leurs modalités d'application ainsi que les procédures à suivre sont fixées par règlements grand-ducaux.

L'article 11 précise que ces obligations de service public peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement et imposer :

- aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution, d'investir en faveur des clients finals, de maintenir et d'entretenir les réseaux en vue de garantir leur sécurité et sûreté, mais également d'assurer l'acheminement du gaz naturel dans des conditions extrêmes. En outre ces garanties d'acheminement du gaz naturel dans des conditions extrêmes sont garanties par l'application des normes d'approvisionnement telles qu'elles découlent du Règlement ;
- aux entreprises de fourniture, de garantir la régularité et la qualité des fournitures destinées aux gestionnaires de réseau de distribution et aux clients finals, d'assurer pour différentes catégories de clients la fourniture du gaz naturel dans des conditions extrêmes. En outre ces garanties d'acheminement du gaz naturel dans des conditions extrêmes sont garanties par l'application des normes d'approvisionnement telles qu'elles découlent du Règlement ;
- l'obligation de rachat de la production de biogaz, de gaz issu de la biomasse ou d'autres types de gaz, basés sur des sources d'énergie renouvelables, et destinée à être injectée dans un réseau de gaz naturel tel que précisé par le règlement grand-ducal modifié du 15 décembre 2011 relatif à la production, la rémunération et la commercialisation de biogaz.

9. Consultation des acteurs concernés

9.1. Entreprises gazières

Les entreprises gazières que sont les GRT, GRD et fournisseurs de gaz naturel au Luxembourg ont été consultées ponctuellement avant la finalisation du plan d'action préventif. Les projets de plan d'action préventif et de plan d'urgence ont été soumis aux GRT, GRD et fournisseurs pour avis. Les plans finaux tiennent compte dans la mesure du possible des avis de ces acteurs.



Les remarques que le GRT/GRD Creos a formulé sur le plan d'action préventif sont de différentes natures :

- Commentaires sur la forme ;
- Apport de précisions sur les caractéristiques du réseau et sur les spécificités de certains utilisateurs finals raccordés ;
- Mise en perspective des informations présentées avec l'historique ou les prévisions d'évolution du réseau ;
- Correction des données présentées ou précisions sur leur interprétation ;
- Précisions ou adaptations par rapport à des mesures préventives en place.

Les autres GRD n'ont pas formulé de commentaires supplémentaires.

L'ensemble de ces commentaires a suscité des réflexions supplémentaires pour permettre au plan d'action préventif final d'intégrer des modifications/compléments et refléter ainsi précisément la situation du Luxembourg.

9.2. Organismes concernés représentant les intérêts des ménages

Les projets de plan d'action préventif et de plan d'urgence avaient été soumis par l'autorité compétente à l'organisme représentant les intérêts des ménages au Luxembourg (ULC : Union Luxembourgeoise des Consommateurs) pour avis. L'ULC n'avait pas formulé de commentaires relatifs aux plans soumis.

Étant donné que la mise à jour du plan d'action préventif n'a pas apporté des changements fondamentaux ne prévoyant pas d'introduction de nouvelles mesures, mais plutôt l'intégration de mesures actualisées introduites par le plan d'urgence, la mise à jour de ce plan n'a pas été consultée avec les organismes représentant les intérêts des ménages. La mise à jour du plan d'urgence et du plan de délestage en gaz naturel au cours de 2022 a été consultée avec tous les organismes concernés au Luxembourg.

9.3. Organismes concernés représentant les intérêts des clients industriels consommant du gaz, y compris les producteurs d'électricité

L'organisme représentant les intérêts des clients industriels au Luxembourg (FEDIL : Fédération des Industriels Luxembourgeois) avait été consulté lors de l'établissement du plan d'urgence et du plan de délestage en gaz naturel au cours de 2022. Les mesures préventives décrites dans le présent plan d'action préventif étaient également évoquées lors des réunions de consultation avec la FEDIL, qui n'avait pas formulé de commentaires relatifs aux plans soumis.



9.4. Autorité de régulation nationale

L'autorité de régulation nationale (ILR : Institut Luxembourgeois de Régulation) a été consultée lors de l'élaboration du projet de plan d'action préventif et de plan d'urgence. Une réunion de présentation de ces projets de plans au régulateur a eu lieu le 25 juin 2019 dans les locaux de l'autorité compétente.

D'une part, l'ILR a fait part de ses interrogations quant à l'intégration de ces plans dans le schéma Luxembourgeois :

- L'ILR a soulevé la question de la manière dont ces plans seraient rendus contraignants pour les parties concernées.
- L'ILR a soulevé la question de l'articulation du plan d'urgence avec un autre plan déjà existant au Luxembourg (« Plan rupture énergie »).

D'autre part, l'ILR a suggéré :

- l'ajout de précisions dans la description de la cellule de crise, notamment en termes de modalités de fonctionnement et de partie prenante ;
- l'ajout de précisions dans la distinction entre les mesures fondées sur le marché et celles qui ne sont pas fondées sur le marché ;
- une correction sur une référence à un texte réglementaire.

L'ensemble de ces commentaires a suscité des réflexions supplémentaires pour permettre aux différents plans d'intégrer d'éventuels compléments, et de garantir leur bonne intégration au sein du schéma Luxembourgeois.

10. Dimension régionale

10.1. Formule N-1

Les descriptions de la formule N-1 de chacun de ces groupes selon les termes définis dans l'annexe V du Règlement de chacun de ces 6 groupes de risques sont présentées en détail dans le chapitre 3.1. ci-dessus. Les résultats des calculs N-1 calculés pour toutes les régions concernées sont bien supérieurs à 100 % pour tous les groupes de risque.

10.2. Mécanismes de coopération

Les mécanismes de coopération utilisés parmi les États membres faisant partie des 6 groupes de risque auxquels le Luxembourg appartient, notamment aux fins de l'élaboration de mesures transfrontalières dans le cadre du plan d'action préventif et du plan d'urgence n'ont pas encore été finalisés à la date de publication du présent plan d'action préventif.

De la même manière les mécanismes utilisés pour la coopération avec les autres États membres aux fins de l'adoption des dispositions nécessaires pour l'application de l'article 13 (solidarité) n'ont pas encore été finalisés à la date de publication du présent plan d'action préventif. Néanmoins des



discussions sont en cours avec les pays voisins du Luxembourg et interconnectés par des gazoducs, la Belgique et l'Allemagne pour élaborer des arrangements de solidarité. L'autorité compétente du Luxembourg ainsi que le GRT Creos ont collaboré avec l'autorité compétente allemande, lors de plusieurs réunions de travail, pour rédiger ensemble un modèle d'accord bilatéral conformément à l'article 13 du Règlement. A l'heure actuelle le Luxembourg analyse encore l'impact juridique d'un tel accord entre deux États membres et la forme que devrait constituer cet arrangement. En tout état de cause, le Luxembourg est en contact avec ses voisins gaziers, la Belgique et l'Allemagne, afin de pouvoir signer les conventions bilatérales nécessaires dans les meilleurs délais.

10.3. Mesures préventives

Aucune mesure préventive spécifique n'a été proposée par les différents groupes de risques auxquels appartient le Luxembourg.

Afin d'être mieux préparés pour faire face à des éventuelles pénuries de gaz naturel au niveau européen, plusieurs règlements européens ont été pris depuis la crise sur les marchés de l'énergie provoquée par l'invasion de l'Ukraine par la Russie :

10.3.1. Mesures concernant le stockage de gaz naturel

Le règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) n° 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz, prévoit que chaque État membre veille à ce que les installations de stockage souterrain de gaz qui sont situées sur son territoire et qui sont directement interconnectées à une zone de marché de cet État membre soient remplies à au moins 90 % de leur capacité au niveau de l'État membre au plus tard le 1^{er} novembre de chaque année, avec une série d'objectifs intermédiaires pour chaque État membre en mai, juillet, septembre et février de l'année suivante pour être mieux préparés pour les périodes froides.

Les États membres, comme le Luxembourg, n'ayant pas d'installations de stockage souterrain de gaz doivent s'assurer que ses acteurs du marché aient mis en place, dans les États membres qui ont de telles installations, des accords qui prévoient l'utilisation, au plus tard le 1^{er} novembre, de volumes de stockage correspondant à au moins 15 % de leur consommation annuelle moyenne de gaz au cours des cinq années précédentes.

À cet effet une modification de la loi du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel oblige les fournisseurs de gaz naturel actifs au Luxembourg à conclure des arrangements prévoyant au 1^{er} novembre de chaque année le stockage de gaz naturel dans des États membres de l'Union européenne disposant d'installations de stockages souterrains de gaz naturel à hauteur de 15 % de leurs fournitures moyennes sur les cinq dernières années à leurs clients situés au Luxembourg.