



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Division Economie

20 août 2014

Evaluation des risques liés à l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse

Rapport conforme au règlement (UE) n° 994/2010



Résumé

À l'avenir, le gaz continuera d'incarner un agent énergétique important presque intégralement importé de l'étranger. Alors que la demande des ménages et de l'industrie devrait baisser à long terme en raison de la diminution des besoins en chaleur et de l'augmentation de l'efficacité, un éventuel développement de la production d'électricité fossile pourrait accroître la demande totale. Dans ce contexte, il est essentiel de se préparer à des crises du gaz: la coordination avec les pays voisins joue notamment un rôle crucial.

Suite à la crise russo-ukrainienne du gaz naturel en 2009, l'Union européenne (UE) a renforcé sa gestion des crises du gaz et institué un «groupe de coordination pour le gaz». Le règlement (UE) n° 994/2010 (SoS) oblige les États membres à réaliser une évaluation des risques de leur approvisionnement en gaz et à établir un plan d'action préventif et un plan d'urgence. La Suisse cherche à participer de manière permanente au groupe de coordination et élabore la documentation ad hoc conformément au règlement de l'UE.

Les principales conclusions de l'évaluation des risques sont les suivantes:

- La Suisse satisfait aux normes définies par le règlement SoS. L'approvisionnement en gaz naturel des clients peut y être assuré aussi bien en cas de défaillance de la plus grande infrastructure d'approvisionnement (normes relatives aux infrastructures) que dans des conditions météorologiques ou de consommation extraordinaires (normes d'approvisionnement).
- Ce sont en premier lieu les capacités d'importation des réseaux de gaz naturel qui sont décisives pour le respect des normes prévues par le règlement SoS parce que la Suisse ne dispose pas sur son territoire de grandes installations de stockage de gaz, ni de production de gaz, ni d'installations de gaz naturel liquéfié (GNL). En outre, le grand pourcentage dans la demande des clients interruptibles équipés d'installations bi-combustibles continue de jouer un rôle important pour la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse, les possibilités de réduction de la consommation dépendant entre autres de la température.
- La sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse sera encore améliorée à l'avenir lorsqu'il sera possible d'inverser le flux physique sur le gazoduc de transit et les réseaux italiens en amont.
- Les scénarios de défaillance étudiés s'inspirent d'événements survenus ces dernières années et ayant provoqué des situations critiques dans l'approvisionnement en gaz. Néanmoins, l'approvisionnement des clients du gaz a alors toujours pu être assuré en Suisse.



Table des matières

1.	Introduction.....	4
1.1	Contexte et motivation.....	4
1.2	Démarche.....	5
2.	Aperçu de l’approvisionnement en gaz et des infrastructures gazières de la Suisse.....	6
2.1	Importance actuelle du gaz naturel dans l’approvisionnement énergétique de la Suisse	6
2.2	Perspectives pour la demande future de gaz.....	7
2.3	Offre de gaz et importations.....	9
2.4	Infrastructures gazières en Suisse.....	12
2.4.1	Réseau suisse de transport et intégration dans le réseau européen de gazoducs	12
2.4.2	Gazoduc de transit.....	15
2.4.3	Réservoirs/stockage	16
2.4.4	Installations bi-combustibles.....	16
3.	Evaluation des normes relatives aux infrastructures	17
3.1	Définition de la formule N-1.....	17
3.2	Bases de données utilisées.....	19
3.3	Détermination des paramètres de la formule N-1	19
3.3.1	Pour la demande.....	19
3.3.2	Pour l’offre.....	23
3.4	Calcul de la formule N-1 pour la Suisse et bilan concernant les normes relatives aux infrastructures	24
4.	Evaluation des normes d’approvisionnement.....	25
4.1	Définition des normes d’approvisionnement et des clients protégés.....	25
4.2	Températures extrêmes pendant une période de pointe de sept jours	26
4.3	Demande de gaz exceptionnellement élevée pendant au moins 30 jours	26
4.4	Défaillance de la plus grande infrastructure gazière dans des conditions hivernales moyennes pendant au moins 30 jours.....	27
4.5	Bilan concernant les normes d’approvisionnement.....	27
5.	Evaluation des scénarios de défaillance en ce qui concerne la sécurité de l’approvisionnement	28
5.1	Défaillance de Wallbach.....	28
5.2	Défaillance d’un producteur.....	28
5.3	Mise hors service du gazoduc de transit près de Guttannen.....	29
5.4	Crise du gaz entre l’Ukraine et la Russie en 2009	29
6.	Consultation des pays voisins et d’autres acteurs	30
7.	Conclusions de l’évaluation des risques	32



1. Introduction

1.1 Contexte et motivation

Selon le rapport en réponse au postulat «Sécurité énergétique»¹ et le rapport de base de l'OFEN sur la Stratégie énergétique 2050 consacré à la sécurité de l'approvisionnement énergétique², la sécurité d'approvisionnement de la Suisse doit être considérée comme assurée à court et à moyen terme. Toutefois, elle se caractérise par une dépendance élevée vis-à-vis de l'étranger pour les agents énergétiques fossiles. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) atteste dans son dernier audit approfondi³ que la Suisse dispose fondamentalement d'une politique d'approvisionnement énergétique solide. Le gaz naturel provient de différents pays et est acheminé par diverses voies. Selon l'AIE, l'approvisionnement en gaz continue d'y être assuré. Contrairement aux pays voisins, la Suisse ne dispose pas de grandes installations de stockage de gaz naturel sur son territoire. Dans ce contexte, les clients interruptibles (clients bi-combustibles) jouent un rôle important. Ils sont livrés à un prix plus avantageux mais sont généralement tenus de passer à un combustible de substitution en cas de températures basses. En Suisse, environ 30% des ventes de gaz naturel sont concernées par cette possibilité. L'économie gazière s'est aussi couverte en concluant des contrats à long terme munis de clauses garantissant la continuité de l'approvisionnement en cas de crise. En outre, la société gazière régionale de Suisse occidentale s'est assurée contractuellement des capacités de l'installation de stockage de gaz naturel qu'elle a cofinancé à Etrez, à proximité de Lyon (F). Outre la gestion des risques des fournisseurs de gaz, la division gaz naturel de l'Approvisionnement économique du pays prend des dispositions relatives à la préparation à des crises du gaz et établit notamment des analyses de risques et des concepts de gestion en cas de pénurie.

Cependant, il convient aussi d'observer l'évolution européenne: suite à la crise russo-ukrainienne du gaz naturel en 2009, l'UE a renforcé sa gestion des crises du gaz et institué un «groupe de coordination pour le gaz». De plus, un nouveau règlement concernant l'approvisionnement en gaz naturel – ci-après règlement SoS – est entré en vigueur⁴ fin 2011. Ce règlement stipule qu'assurer la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel est une tâche commune de l'économie gazière, des Etats membres, notamment de l'autorité compétente qu'ils doivent désigner, et de la Commission européenne. Il précise que pour le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz, il est indispensable que les mesures prises pour préserver la sécurité de l'approvisionnement ne fassent pas indûment concurrence ni le fonctionnement efficace du marché intérieur du gaz. Le règlement impose aussi de nouvelles tâches aux Etats membres et à la Commission européenne. Ainsi, il incombe à l'autorité compétente de chaque Etat membre de l'UE:

¹ Sécurité énergétique, Rapport du Conseil fédéral en réponse au postulat 08.3522 du groupe libéral-radical du 24 septembre 2008:

http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/publikationen/index.html?start=0&lang=fr&marker_suche=1&ps_text=energiesicherheit

² Grundlagen Energieversorgungssicherheit – Bericht zur Energiestrategie 2050 (disponible seulement en allemand, traduction littérale: Fondements de la sécurité de l'approvisionnement énergétique - Rapport sur la Stratégie énergétique 2050)

<http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de293228136.pdf>

³ Communiqué de presse sur l'audit approfondi de la Suisse réalisé par l'AIE en 2012:

<http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=fr&msg-id=45260>

⁴ Règlement (EU) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32010R0994:FR:NOT>



1. de réaliser une évaluation des risques conformément à l'art. 9 dudit règlement;
2. de mettre en place un plan d'action préventif pour éliminer ou atténuer les risques identifiés;
3. d'établir un plan d'urgence pour éliminer ou atténuer les conséquences des ruptures d'approvisionnement en gaz.

Le rôle du «groupe de coordination pour le gaz» est de coordonner les mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement dans toute l'Union européenne. Il est composé des États membres, notamment de leurs autorités compétentes, de l'ENTSO-G (réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel), de l'ACER (autorité européenne de régulation) ainsi que des associations représentant les intérêts de la branche du gaz naturel et des associations de consommateurs concernées. La Commission européenne peut aussi déclarer une situation d'urgence au niveau de l'Union ou au niveau régional, ce qui lui confère une fonction de coordination et des droits de décision limités. De plus, elle a pour tâche de suivre les mesures nationales et, le cas échéant, régionales, visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement et de présenter des rapports en la matière.

La Suisse cherche à participer de manière permanente au «groupe de coordination pour le gaz» de l'UE pour améliorer encore plus la sécurité de son approvisionnement dans la perspective que l'agent énergétique qu'est le gaz continuera de jouer un rôle important ces prochaines années dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. Une collaboration dans ce domaine pourrait être bénéfique pour les deux parties. En mai 2013, un représentant suisse a été convié pour la première fois à participer avec le statut d'invité à une réunion du groupe de coordination pour le gaz. Lors de la réunion de décembre 2013, les principaux résultats de l'évaluation des risques de la Suisse ont été présentés. Le statut futur de la Suisse au sein du groupe n'est pas encore clair.

La Suisse doit aussi élaborer la documentation relative à la préparation à des crises du gaz conformément au règlement SoS (évaluation des risques, plan d'urgence et plan d'action préventif) qui est requise pour collaborer avec le groupe de coordination pour le gaz et avec les pays voisins. Dans un premier temps, elle a rédigé la présente évaluation des risques de manière pragmatique dans un cadre qui tient compte de ses particularités. Le rapport doit néanmoins également remplir les exigences énoncées dans le règlement de l'UE. La Suisse a en outre utilisé dans la mesure du possible des travaux existants (par exemple des documents de l'industrie gazière pour l'approvisionnement économique du pays).

1.2 Démarche

Un groupe de travail (AG Risikobewertung Gas) composé de représentants de Swissgas, de l'Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG), de l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE), du Secrétariat d'État à l'économie (SECO) et de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a élaboré le rapport sur l'évaluation des risques liés à l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse. La composition du groupe de travail a assuré l'accès à toutes les informations et données pertinentes. L'économie gazière a mis à disposition les données pour les calculs requis dans le rapport. L'OFEN a coordonné les travaux et assure la responsabilité du rapport final qui reflète toutefois une position commune de tous les participants.



2. Aperçu de l'approvisionnement en gaz et des infrastructures gazières de la Suisse

2.1 Importance actuelle du gaz naturel dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse

Le gaz naturel a couvert en 2013 près de 14% de la consommation d'énergie finale en Suisse contre environ 8% en 1990. En chiffres absolus, la consommation finale de gaz naturel y a presque doublé en 20 ans et avoisinait les 34 milliards de kWh (soit env. 3,3 milliards de Nm³)⁵ en 2013. La croissance de la consommation de gaz naturel se montait en moyenne à près de 5% par an dans les années nonante, avant tout au détriment du mazout, puis a ralenti depuis l'an 2000 pour s'établir en moyenne à quelque 2% par an. L'utilisation accrue des pompes à chaleur explique en partie ce ralentissement (cf. Figure 1) auquel la meilleure isolation thermique des bâtiments et l'évolution des structures de l'industrie contribuent aussi.

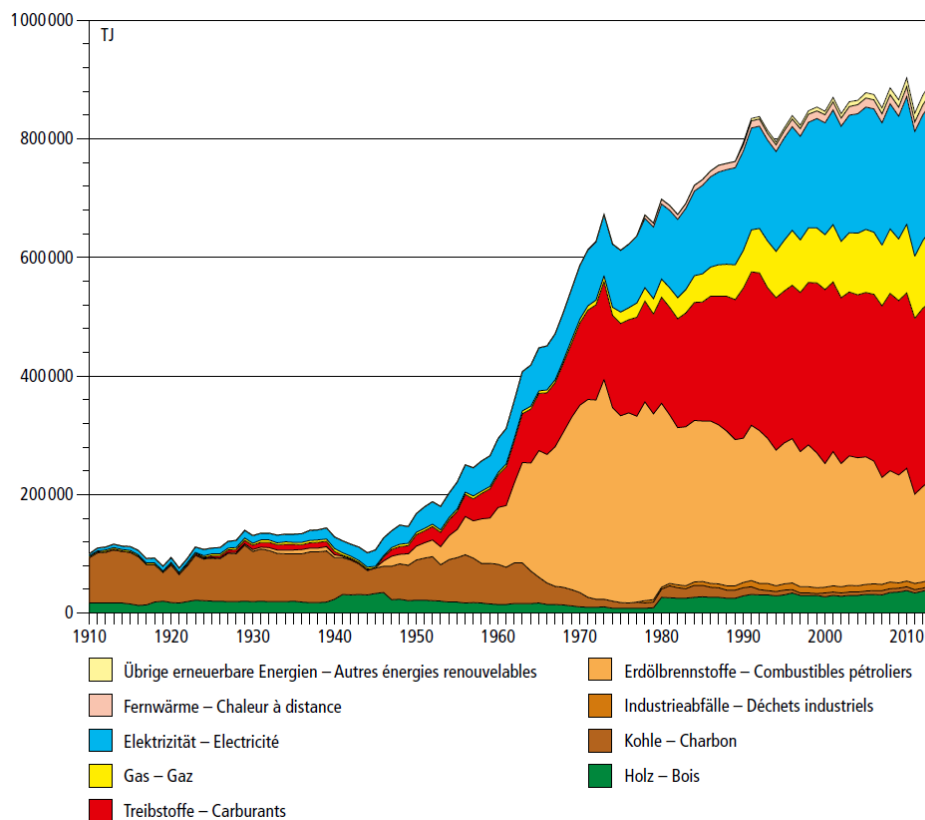


Figure 1: Consommation d'énergie finale en Suisse, en TJ (1 TJ = 0,2778 millions de kWh). Source: Statistique globale suisse de l'énergie 2013, OFEN.

⁵ Conformément à la Statistique globale suisse de l'énergie de l'OFEN, on utilise ici le pouvoir calorifique inférieur (36,3 MJ/Nm³ = 10,1 kWh/Nm³); l'industrie gazière utilise comme unité de calcul le pouvoir calorifique supérieur (40,3 MJ/Nm³ = 11,2 kWh/Nm³). Conversion: pouvoir calorifique inférieur = 0,9 * pouvoir calorifique supérieur. Nm³: normo mètre cube ou mètre cube normal; désigne une quantité de gaz qui correspond au contenu d'un volume d'un mètre cube à une température de 0°C et à une pression de 1013 mbar.



Le gaz naturel est principalement utilisé afin de produire de la chaleur pour les ménages (chauffage des locaux, préparation d'eau chaude sanitaire et cuisson) et pour l'industrie (chaleur industrielle). La plus grande catégorie de consommateurs est les ménages qui représentent près de 40% de la consommation finale de gaz naturel en Suisse, suivis de l'industrie qui représente un tiers de la consommation finale. Le gaz est par ailleurs utilisé dans le secteur tertiaire et dans une moindre mesure dans le domaine de la mobilité.

Outre la consommation finale directe, près de 2 milliards de kWh (soit env. 220 millions de Nm³) de gaz naturel ont aussi été utilisés en 2012 en Suisse dans des centrales électriques et thermiques classiques afin de produire de l'électricité et de la chaleur à distance (consommation de conversion). Contrairement à ce qui se passe dans d'autres pays européens, le gaz consommé pour produire de l'électricité et de la chaleur à distance joue aujourd'hui un rôle mineur en Suisse.

2.2 Perspectives pour la demande future de gaz

La Stratégie énergétique 2050⁶ de la Suisse pour laquelle un projet de loi a été soumis au Conseil fédéral et au Parlement en automne 2013 aura aussi une influence, lors de sa mise en œuvre, sur l'utilisation du gaz naturel en Suisse. Ces effets sont analysés et quantifiés dans les perspectives énergétiques 2050⁷ à l'aide de trois scénarios différents.

Le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» table sur la poursuite de la politique énergétique menée par la Suisse (jusqu'en 2010). Le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» est un scénario reposant sur des instruments. Il montre quels seront les effets des mesures prises dans le cadre du premier paquet de mesures destiné à concrétiser la Stratégie énergétique 2050 sur la demande d'énergie et sur l'offre d'électricité. Compte tenu de la décision de principe de sortir progressivement du nucléaire prise par le Conseil fédéral et par le Parlement, les scénarios accordent une attention particulière à l'approvisionnement futur en électricité. Le scénario «Nouvelle politique énergétique» est un scénario d'objectifs. Il présente les conditions pour atteindre l'objectif de réduire les émissions de CO₂ liées à l'énergie à 1 - 1,5 tonne par habitant et par an à l'horizon 2050. Ce scénario implique des politiques de réduction du CO₂ et d'efficacité énergétique harmonisées sur le plan international et une coopération internationale approfondie dans le domaine de la recherche et du développement.

Dans de la Stratégie énergétique 2050, le Conseil fédéral vise un développement à moyen terme basé sur le scénario « Mesures politiques du Conseil fédéral » et à long terme sur le scénario « Nouvelle politique énergétique ». La production électrique repose principalement sur les énergies renouvelables, et est complétée par de la production d'électricité fossile provenant des installations de couplage chaleur-force et de centrales à gaz à cycle combiné (variante d'offre d'électricité C&E, cf. ci-dessous). Selon le développement de l'offre d'électricité sur le marché européen, particulièrement en ce qui concerne les énergies renouvelables, les importations d'électricité constituent une option complémentaire.

Concernant la demande future de gaz, il convient de distinguer la consommation finale directe, qui sert en premier lieu à produire de la chaleur pour les ménages et pour l'industrie, de la consommation de conversion pour produire de l'électricité à partir de gaz.

⁶ Cf.: www.strategieenergetique2050.ch

⁷ Prognos SA, 2012, http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=fr&dossier_id=05673



Ce rapport s'appuie sur les bilans détaillés de la consommation de gaz des Perspectives énergétiques 2050. Les bilans correspondent aux définitions de la statistique globale suisse de l'énergie. Ainsi, la consommation finale de la différence statistique y compris l'agriculture, ainsi que l'utilisation du gaz pour la production de chaleur à distance sont également intégrées en plus de la consommation finale des ménages, de l'industrie, des services et des transports ainsi que de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité. Les « crédits d'exploitation des rejets thermiques »⁸ doivent également être considérés pour le bilan de la consommation des installations de couplage chaleur-force (CCF). Pour cette raison, il est possible que les chiffres publiés ici diffèrent de ceux figurant dans le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, dans lequel la consommation finale des ménages, de l'industrie, des services et des transports ainsi que l'utilisation des agents énergétiques pour la production d'électricité servent de base.

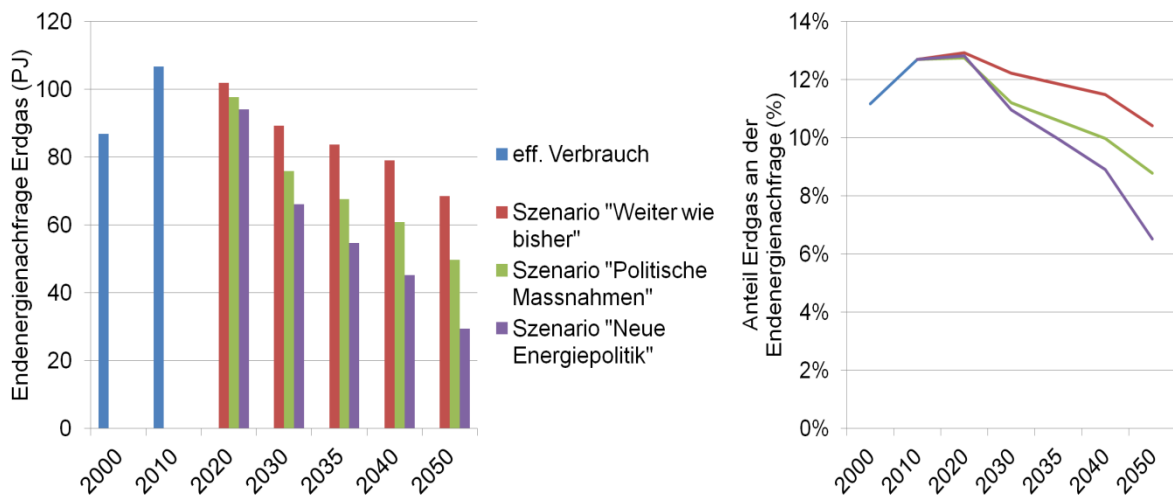


Figure 2: Comparaison des scénarios de la demande finale de gaz naturel (donc sans production d'électricité fossile) en PJ (1 PJ = 0,2778 milliards de kWh) et évolution de la part du gaz naturel dans la demande d'énergie finale dans les différents scénarios (variante d'offre d'électricité C&E). Source des données: Perspectives énergétiques 2050, Prognos, 2012.

Dans ces trois scénarios, la consommation finale, en chiffres absolus, des agents énergétiques fossiles diminue à long terme. En chiffres relatifs, le gaz naturel se substitue de plus en plus aux huiles de chauffage. Bien que la demande de gaz recule de 36% dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» à l'horizon 2050 par rapport à 2010, principalement grâce à l'augmentation de l'efficacité dans le chauffage des locaux, la part du gaz dans le mix énergétique ne diminue que légèrement pour atteindre un peu plus de 10%. Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» et plus particulièrement dans le scénario «Nouvelle politique énergétique», la baisse absolue de la consommation finale est plus marquée, soit -53% ou -73% par rapport à la consommation de 2010 (cf. Figure 2).

⁸ Dans le cas où des installations CCF venaient à être exploitées, il est possible d'en extraire la chaleur et de l'utiliser. Dans les Perspectives énergétiques 2050, cette chaleur utilisée est comptabilisée sous « crédits d'exploitation des rejets thermiques ». La chaleur émanant des installations CCF substitue ainsi la chaleur des installations de chauffage et de production conventionnelles, laquelle est, selon le modèle, comptabilisée dans un premier temps dans la demande finale, conformément à la structure dynamique de chauffage et de production imputée. Par conséquent, il faut déduire les « crédits d'exploitation des rejets thermiques » de la consommation finale.



En ce qui concerne les ménages, tous les scénarios prévoient que la consommation finale de gaz naturel connaîtra une légère hausse à court et à moyen terme jusqu'en 2020 environ et un net recul ensuite. Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle», la consommation des ménages diminue à l'horizon 2050 de 25% par rapport à 2010. Ce recul est principalement dû à la baisse de la demande spécifique d'énergie de chauffage.

L'électricité accroît sa part dans le mix énergétique dans les trois scénarios. En valeurs absolues, la demande d'électricité augmente dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» de 17% d'ici à 2050 alors qu'elle recule de 10% dans le scénario «Nouvelle politique énergétique». Le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» se situe entre les deux avec une hausse modérée de 4%. Au vu de cette évolution et en raison de la sortie progressive du nucléaire, tous les scénarios indiquent qu'il faudra de nouvelles capacités de production d'électricité à moyen et à long terme. En fonction de l'ampleur de l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité, la consommation totale de gaz naturel en Suisse devrait continuer d'augmenter au travers de la consommation de conversion pour la production d'électricité qui s'ajoute à la consommation finale.

Si les capacités de production d'électricité sont avant tout augmentées au moyen de centrales à gaz à cycle combiné (variante C d'offre d'électricité), dans certains scénarios la demande totale de gaz devrait monter en flèche. Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (variante C), la consommation totale de gaz naturel fait plus que doubler à l'horizon 2050 par rapport à 2010 (croissance de 107%). Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (variante C), elle croît de 54% alors que dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» (variante C), elle diminue de 6%. Même si ces scénarios escomptent un grand développement des centrales à gaz, ils prévoient que les émissions totales de CO₂ liées à l'énergie diminueront à l'horizon 2050 par rapport à 2010.

Si l'on part de l'hypothèse d'une trajectoire de développement ambitieuse des énergies renouvelables et de la couverture des besoins restants au moyen de centrales à gaz à cycle combiné (variante C&E d'offre d'électricité), la hausse de la consommation totale de gaz naturel est encore plus faible – dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (Variante C&E), elle se monte à 32%. Dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (variante C&E), la consommation totale recule de 4% et dans le scénario «Nouvelle politique énergétique» (variante C&E), elle recule même de 47%. Dans cette variante d'offre d'électricité, les émissions totales de CO₂ liées à l'énergie diminuent encore plus.

En résumé, il faut s'attendre à l'avenir en Suisse à une baisse de la demande finale en gaz naturel en raison de la diminution des besoins en chaleur obtenue grâce à l'augmentation de l'efficacité. Mais la demande totale de gaz en Suisse pourrait aussi connaître une forte hausse selon l'évolution future de la demande d'électricité et la part de la production d'électricité fossile.

2.3 Offre de gaz et importations

En Suisse, seuls de petits gisements de gaz naturel, guère exploitables, ont été découverts à ce jour, à l'exception d'un site situé dans le canton de Lucerne (Finsterwald) qui a produit et injecté dans le réseau 73 millions de Nm³ de 1985 à 1994, ce qui correspond à environ 2,5% de la consommation annuelle nationale. Il y a des raisons de penser qu'il existe en Suisse d'autres gisements de pétrole et de gaz, étant donné que les structures géologiques de différentes zones ressemblent à celles de régions du monde où l'on a trouvé du pétrole ou du gaz naturel. En outre, du gaz naturel est exploité près de la frontière suisse dans des pays voisins. Plusieurs projets de prospection de gaz naturel sont en cours en Suisse (Arc lémanique, canton de Neuchâtel, Suisse centrale, etc.). Du gaz naturel a été trouvé à Noville (lac Léman) mais il faut encore étudier la faisabilité technique et économique de son



exploitation. Par ailleurs, du gaz de schiste a été trouvé du côté allemand du lac de Constance. Cependant, l'exploitation de gisements de gaz non conventionnels au moyen de la fracturation hydraulique suscite de fortes oppositions politiques et sociales en raison du risque de pollution des eaux et d'activité sismique induite.

Une petite partie de l'offre suisse de gaz est constituée par l'exploitation de gaz biogène (biogaz, gaz d'épuration, gaz de bois), autrement dit de gaz d'origine renouvelable (biomasse). Il existe actuellement en Suisse plus de 80 installations de biogaz agricoles qui, pour la plupart, transforment le biogaz directement en électricité et près de 30 installations de biogaz industrielles, dont certaines traitent le biogaz pour obtenir la qualité du gaz naturel et l'injecter dans le réseau. Quelque 300 installations de gaz d'épuration sont aussi en service, dont la majorité utilise directement le gaz pour produire de l'électricité. Certaines grandes installations traitent aussi le gaz de digestion pour l'injecter dans le réseau de gaz naturel. Au total, la Suisse a produit en 2011 près de 90 millions de Nm³ de biogaz (y compris les installations de gaz d'épuration qui utilisent le gaz seulement pour le chauffage), dont 8 millions ont été injectés dans le réseau de gaz naturel (environ 9% en provenance de l'agriculture, le reste provenant presque à égalité d'installations de biogaz industrielles et d'installations de gaz d'épuration). En 2012, 15 installations ont injecté presque 9 millions de Nm³ de biogaz dans le réseau de gaz naturel, soit 0,3% de la consommation suisse de gaz.

Dans ce contexte, la demande suisse de gaz naturel est aujourd'hui presque intégralement couverte par des importations en provenance des pays limitrophes⁹. La Figure 3 présente le portefeuille des importations de l'industrie gazière suisse. La Suisse satisfait trois quarts de ses besoins en gaz naturel par des achats à des producteurs et à des fournisseurs d'Europe occidentale (de quatre pays de l'UE - les Pays-Bas, l'Allemagne, la France et l'Italie - et de la Norvège). L'Allemagne, la France et l'Italie, quant à elles, importent principalement le gaz de Russie, de Norvège et d'Algérie. La France et l'Italie en importent aussi sous forme de GNL en provenance de sources plus éloignées alors que les Pays-Bas disposent de leurs propres gisements. Swissgas et ses partenaires allemands et autrichiens extraient également du gaz naturel en Norvège. 25% du gaz naturel importé en Suisse proviennent de gisements exploités en Russie et sont acheminés en Suisse via les pays limitrophes. La Suisse n'a cependant passé aucun contrat avec des fournisseurs russes. Comme l'industrie gazière suisse achète du gaz naturel à plusieurs grands fournisseurs et producteurs dans les pays limitrophes, son portefeuille gazier est diversifié et porte sur une large zone géographique. En comparaison internationale, la Suisse est un petit consommateur. Ses besoins se montent à moins de 1% de ceux de l'UE.

⁹ Quelques solutions isolées de gaz naturel (p. ex. des installations industrielles, stations-service) sont également exploitées au moyen de GNL. Le GNL est importé par camion d'Europe en Suisse. Selon l'évolution du prix du GNL, le nombre de telles installations pourrait progresser à l'avenir. Etant donné que l'utilisation du GNL est encore très faible par rapport à la consommation totale du gaz, elle n'est pas considérée dans ce rapport.

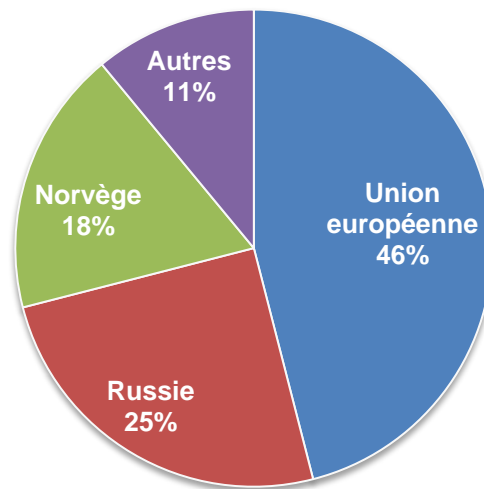


Figure 3: Portefeuille 2013 des importations de l'industrie gazière suisse. Importations selon les obligations contractuelles des producteurs et fournisseurs étrangers vis-à-vis de l'industrie gazière suisse. Source: ASIG.

Swissgas¹⁰ fournit environ trois quarts des besoins en gaz naturel de la Suisse sur mandat des quatre sociétés régionales de distribution Gasverbund Mittelland¹¹, Erdgas Ostschweiz¹², Gaznat¹³ et Erdgas Zentralschweiz¹⁴ qui regroupent la demande de la centaine de distributeurs locaux. Les sociétés régionales de distribution importent aussi directement une partie du gaz servant à couvrir leurs besoins. Au Tessin, le distributeur local AIL¹⁵ achète son gaz naturel en Italie, dans la vallée du Rhin grisonne, la société locale de distribution EBRAG importe du gaz naturel transitant par le Vorarlberg et le Liechtenstein via Lindau à la frontière austro-allemande.

Swissgas a couvert la plus grande partie des besoins de la Suisse en signant des contrats d'achat à long terme avec d'importants fournisseurs de l'UE. Concrètement, les contrats à long terme pourraient couvrir près des deux tiers de la demande nationale en gaz naturel. En raison de la situation du marché, ces contrats sont actuellement utilisés de manière limitée et couvrent une bonne moitié de la demande. Comme ils arriveront à échéance ces prochaines années, ils sont progressivement remplacés. L'achat de gaz naturel sera adapté aux nouvelles conditions du marché et se fera sur une base plus large et plus flexible afin de réduire les risques liés à l'acquisition et de réagir avec davantage de souplesse aux fluctuations du marché. Aussi l'industrie gazière suisse cherche-t-elle à conclure des contrats de moins longue durée, à répartir les achats sur un nombre encore plus grand de fournisseurs et de contrats et participe directement à des projets d'exploitation de gaz naturel dans la mer du Nord.

Les contrats à long terme constituent des engagements du secteur privé susceptibles d'être limités par des normes étatiques ou des dispositions souveraines (p. ex. plans d'urgence, mesures de réglementation). Il convient de relativiser la diminution de la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse

¹⁰ Swissgas SA: www.swissgas.ch

¹¹ Gasverbund Mittelland AG (GVM): www.gvm-ag.ch

¹² Erdgas Ostschweiz AG (EGO): www.ego-ag.ch

¹³ Gaznat SA: www.gaznat.ch

¹⁴ Erdgas Zentralschweiz AG (EGZ): www.egz.ch

¹⁵ Aziende Industriali di Lugano SA (AIL): www.ail.ch



qui pourrait en résulter car une limitation substantielle des importations de la Suisse pourrait aussi provoquer des restrictions d'approvisionnement pour des pays voisins.

Les contrats d'acquisition à court terme gagnent aussi en importance. Aujourd'hui, une part croissante du gaz naturel importé est achetée au moyen de contrats spot qui permettent de tirer parti des évolutions à court terme du marché sur un marché de gros toujours plus liquide. Néanmoins, les contrats d'acquisition à long terme restent essentiels, notamment pour garantir la sécurité de l'approvisionnement.

2.4 Infrastructures gazières en Suisse

2.4.1 Réseau suisse de transport et intégration dans le réseau européen de gazoducs

Le réseau européen de transport du gaz naturel s'étend sur quelque 190 000 km de la mer du Nord et de la Baltique à la Méditerranée, et de l'Atlantique à l'Europe de l'Est et à la Sibérie (cf. Figure 4). La Suisse est intégrée au réseau international de transport du gaz naturel depuis le début des années septante et dispose aujourd'hui de 16 points de raccordement transfrontaliers, qui sont énumérés ci-dessous (le pays frontalier est donné entre parenthèses; DE: Allemagne, FR: France, IT; Italie, AT: Autriche et FL: Principauté du Liechtenstein):

- Wallbach (DE)
- Kreuzlingen (DE)
- Fallentor (DE)
- Basel/Riehen (DE)
- Oltingue/Rodersdorf (FR)
- La Cure (FR)
- Schönenbuch (FR)
- Bardonnex (FR)
- La Louvière (FR)
- Ferney (FR)
- Les Verrières (FR)
- Les Brenets (FR)
- Griespass (IT)
- Genestrerio (IT)
- Höchst (AT)
- Trübbach/Sargans (FL)

La majorité sert uniquement de point d'entrée, une minorité sert aussi ou uniquement de point de sortie. Le gazoduc international de transit entre les Pays-Bas et l'Italie est entré en service en 1974 (cf. aussi chapitre 2.4.2). Sur le territoire suisse, il est propriété de l'entreprise Transitgas¹⁶ et relie Wallbach (AG) au col du Gries (Haut-Valais). De 1998 à 2003, le réseau de Transitgas a été considérablement développé en raison de la hausse de la demande de gaz en Italie et raccordé au réseau français de transport par un nouveau gazoduc au sud-ouest de Bâle (Rodorsdorf, ou Oltingue en France). Ainsi, la Suisse est devenue un corridor de transit important au cœur du marché intérieur européen du gaz, ce qui a sensiblement amélioré sa position et sa sécurité d'approvisionnement.

¹⁶ Transitgas SA: www.transitgas.ch

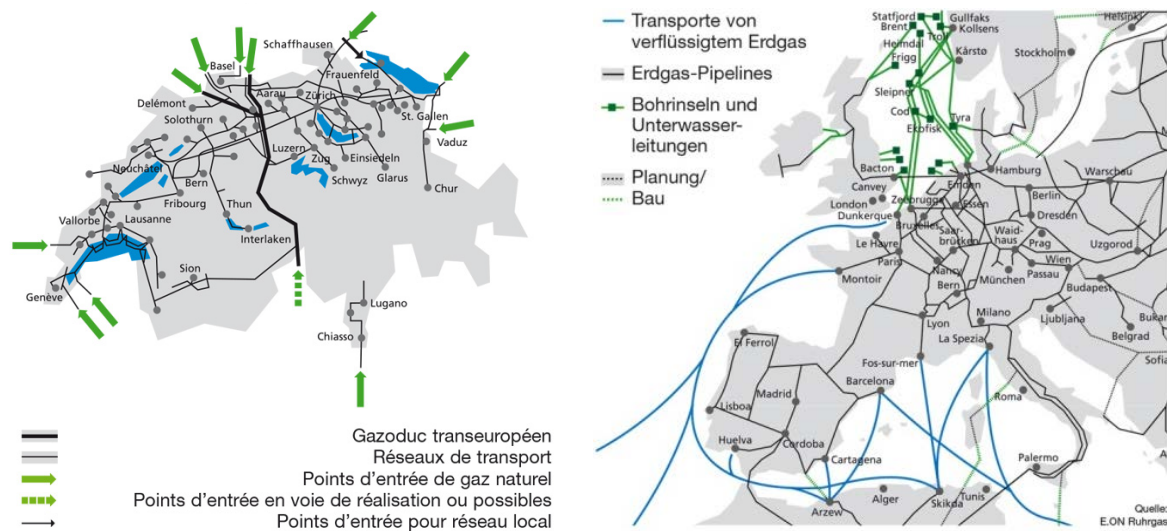


Figure 4: Réseaux européen et suisse de transport (schéma). Source: ASIG.

Les capacités d'entrée aux points de raccordement transfrontaliers sont intégralement destinées à l'approvisionnement de la Suisse à l'exception de celle de Wallbach et de Rodersdorf (Oltingue). La capacité d'entrée du col du Gries est entièrement destinée à la Suisse (sans prendre encore en considération le projet prévu d'inversion du flux, cf. chapitre 2.4.2). Par le passé, une partie des capacités prévues pour la Suisse a été mise à disposition du transit.

Le gazoduc de transit est la principale voie d'importation en Suisse et couvre près des trois quarts de la consommation nationale. Le gaz naturel destiné à la consommation suisse est acheminé via six postes de soutirage et de comptage douanier le long du gazoduc de transit à Zeiningen (AG), Zuzgen (AG), Däniken (SO), Staffelbach (AG), Ruswil (LU) et Obergesteln (VS) dans les réseaux de transport à haute pression des sociétés régionales et de Swissgas qui approvisionnent les régions. Le reste du gaz est importé via les autres points d'entrée directement dans les réseaux de transport ou de distribution. Ces points d'entrée sont situés à la frontière avec l'Allemagne (Fallentor et Kleinhünigen/Bâle), avec la France (Schönenbuch, La Cure, La Louvière et Bardonnex) et avec l'Autriche (Höchst). Le point d'entrée de Genestrerio (à proximité de Chiasso) à la frontière italienne fournit le réseau autonome du Tessin qui n'est pas raccordé au réseau suisse à haute pression. La région de la vallée du Rhin grisonne est presque intégralement approvisionnée par le point d'entrée de Trübbach: sa connexion au réseau suisse de gaz est marginale. Pour les analyses du réseau suisse de gaz, notamment pour l'évaluation des normes relatives aux infrastructures (chapitre 3), on se référera aux capacités d'entrée sans Trübbach ni Genestrerio.

Le point de raccordement transfrontalier ayant la plus grande capacité d'entrée est le point d'entrée du gazoduc de transit de Wallbach situé à la frontière allemande. Il dispose d'une capacité d'entrée de 570,9 millions de kWh/jour, ou **51,0 millions de Nm³/jour**. La capacité d'entrée totale aux points de raccordement transfrontaliers du réseau suisse de gaz (sans Trübbach (vallée du Rhin grisonne) et Genestrerio (Tessin)) s'élève à 961,7 millions de kWh/jour, ou **85,9 millions de Nm³/jour**. Ces données relatives aux capacités ont été fournies par Swissgas¹⁷.

¹⁷ Les calculs se basent sur le pouvoir calorifique supérieur (11,2 kWh/Nm³).



Le principal point de sortie du réseau suisse de gaz est le point de raccordement transfrontalier situé au sud du gazoduc de transit au col du Gries. Les points de sortie de Ferney, des Verrières et des Brenets approvisionnent en gaz des régions françaises depuis la Suisse.

Selon la statistique annuelle de l'ASIG, le réseau suisse de transport et de distribution s'étendait sur 19 103 km au total en 2012, dont 2 279 km de réseau de transport à haute pression¹⁸. Les gazoducs de transport fonctionnent à une pression de plus de 5 bars. La capacité du réseau suisse de transport à haute pression est suffisante pour couvrir les besoins dans un avenir proche. Pour l'heure, mis à part une conduite de 24 km inaugurée en mai 2014 au nord du lac Léman (Trélex-Colovrex), aucune extension notable du réseau à haute pression n'est prévue. Si toutefois, dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 (cf. aussi chapitre 2.2), des centrales à gaz à cycle combiné (CCC) ou des installations de couplage chaleur-force (CCF) fonctionnant au gaz d'une grande puissance totale devaient être construites, il serait nécessaire d'adapter les infrastructures d'approvisionnement en gaz. Concernant la production d'électricité à partir de gaz naturel, les capacités aujourd'hui disponibles sur le gazoduc de transit (cf. chapitre 2.4.2) correspondent à la consommation de deux à trois centrales à gaz à cycle combiné (de l'ordre de 1 à 1,5 GW)¹⁹. La Figure 5 montre une carte géographique du réseau suisse de transport de gaz naturel.

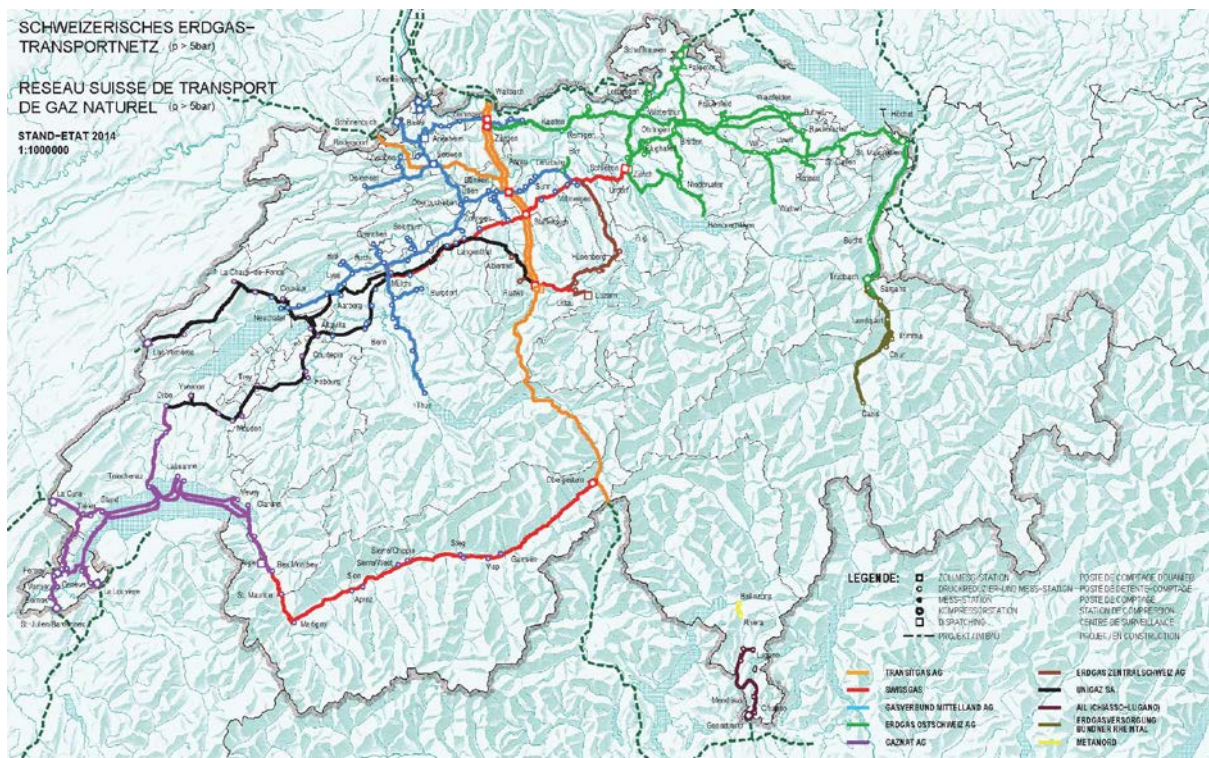


Figure 5: Réseau suisse de transport de gaz naturel à haute pression. Source: Swissgas.

¹⁸ Statistique annuelle de l'ASIG, 2013: http://www.erdgas.ch/fileadmin/customer/erdgasch/Data/Broschueren/Jahresstatistik/VSG-Jahresstatistik_2013.pdf

¹⁹ Cf. «Scénario pour la production d'électricité à partir de gaz naturel», communiqué de presse de l'ASIG du 19 mai 2011, www.gaz-naturel.ch/service-de-presse/communiques-de-presse/2011/19052011/



2.4.2 Gazoduc de transit

Le gazoduc de transit, long d'environ 165 km et mis en service en 1974, traverse la Suisse du Nord au Sud, de Wallbach (AG) au col du Gries (VS). Les deux plus grands points d'entrée de la Suisse alimentent le réseau de Transitgas à Wallbach à la frontière allemande et à Rodersdorf à la frontière française. Le gaz transite par deux gazoducs parallèles de Wallbach à Ruswil (près de Lucerne), puis par une liaison haute capacité de Ruswil à la frontière italienne. Un gazoduc de raccordement près de Lostorf achemine le gaz de Rodersdorf aux deux gazoducs parallèles. Le tronçon Rodersdorf–Lostorf offre une liaison haute capacité avec la France et ainsi un accès aux importations de gaz naturel norvégien (via Dunkerque et la Belgique), de gaz naturel néerlandais (via la Belgique) et de gaz naturel des terminaux GNL de Montoir de Bretagne et désormais aussi de celui de Dunkerque. Le réseau de transport comprend aussi une station de compression à Ruswil (LU), divers postes de sectionnement et une station de mesure à Wallbach (AG). A partir de 1994, les capacités du réseau de Transitgas ont été augmentées afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement à long terme et de répondre à la hausse de la demande de gaz naturel en Italie. Le volume de transport du gazoduc de transit a doublé entre 1998 et 2003, passant de 9 à 18 milliards de Nm³ par an, dont quelque 2,5 milliards sont destinés au marché suisse. Le réseau de transit s'étend sur 293 km (cf. Figure 6).

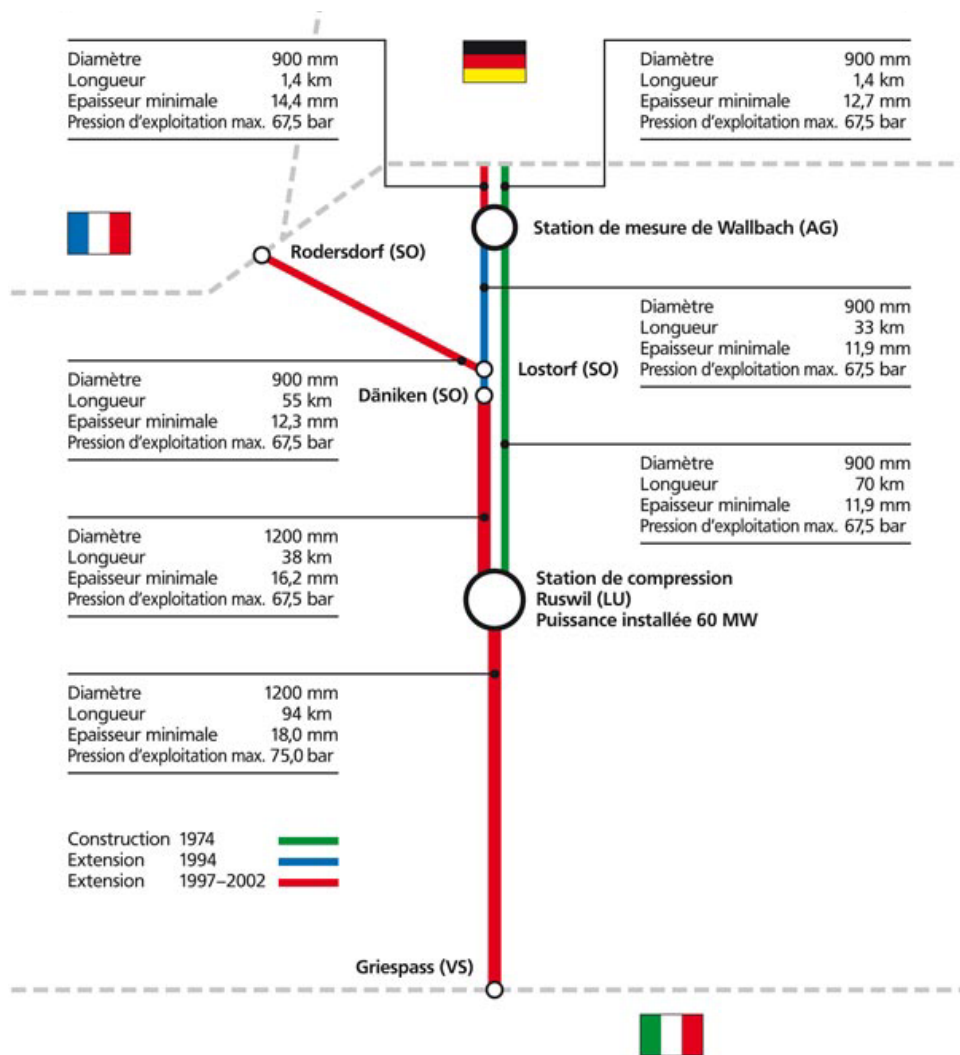


Figure 6: Phases de développement du réseau de Transitgas. Source: ASIG.



Le réseau de gazoducs de transit relie les trois marchés du gaz naturel les plus importants d'Europe continentale - l'Allemagne, la France et l'Italie - qui disposent aussi des plus grandes installations de stockage de gaz naturel en Europe. Ses exploitants prévoient de le réaménager (y compris les réseaux situés en amont à l'étranger) afin de pouvoir inverser la direction du flux pour le diriger de l'Italie vers la Suisse puis vers l'Allemagne et vers la France («inversion du flux»). L'OFEN a approuvé le 21 mai 2013 les plans des adaptations requises à cette fin de la station de mesure de Wallbach (AG), de la station d'interconnexion de Lostorf (SO) et de la station de compression de Ruswil (LU). Il est prévu de réaliser le flux inversé par étapes entre 2014 et 2018. Des capacités de flux inversé devraient être disponibles à partir de 2017 sur le gazoduc de transit, ce qui augmenterait la sécurité de l'approvisionnement aussi bien de la Suisse que de toute l'Europe au travers un potentiel important d'importation supplémentaire. Ce flux inverse peut se trouver intéressant, étant donné la grande capacité de stockage dont l'Italie dispose. La mise en œuvre du flux inversé transfrontalier nécessite cependant encore de clarifier quelques conditions cadres.

2.4.3 Réservoirs/stockage

A ce jour, il n'a pas été possible d'aménager de grandes installations de stockage de gaz (cavernes-réservoirs, p. ex.) en Suisse pour des raisons géologiques et techniques. C'est la raison pour laquelle il n'y a dans notre pays que des réservoirs tubulaires enterrés et des réservoirs sphériques pour la compensation journalière. Les plus grands réservoirs tubulaires d'Europe sont situés près de Volketswil (ZH) et d'Urdorf (ZH). Ils ont chacun une capacité avoisinant les 700'000 Nm³ à une pression de 70 bars (Volketswil) et de 100 bars (Urdorf). Le réseau suisse dispose en tout de capacités journalières de stockage d'environ 4 millions de Nm³. En outre, il offre dans les conditions d'utilisation actuelles aussi un volume tampon important dans les gazoducs (près de 2,4 millions de Nm³) pouvant être utilisé pour compenser les fluctuations journalières.

Cependant, la Suisse nécessite une plus grande flexibilité pour compenser les fluctuations saisonnières de la demande et aussi pour se prémunir en cas de défaillance d'approvisionnement du réseau international de transport ou de diminutions importantes des livraisons. D'une part, les besoins en flexibilité peuvent être couverts directement avec des installations de stockage. La société régionale de Suisse occidentale Gaznat SA utilise des capacités de stockage convenues contractuellement (environ 5% de la consommation suisse annuelle) de l'installation de stockage de gaz naturel d'Etrez près de Lyon (France) qu'elle a cofinancée et qui est reliée à d'autres installations de stockage sur le territoire français. La Suisse et la France ont conclu un accord sur l'égalité de traitement des clients suisses concernant l'utilisation des stocks en cas de crise²⁰. D'autre part, le gaz naturel peut aussi être acheté à des sites de production flexibles ou indirectement via des fournisseurs ayant un portefeuille ad hoc. Ainsi, les fournisseurs des distributeurs suisses de gaz disposent de grands réservoirs dans les pays limitrophes. L'économie gazière est en train de réexaminer la possibilité de réaliser des installations de stockage de gaz plus grands en Suisse.

2.4.4 Installations bi-combustibles

Les installations bi-combustibles permettent de substituer à court terme par du mazout un maximum d'environ 30% de la consommation annuelle de gaz en Suisse, principalement dans le domaine de l'industrie. Pour des températures supérieures à -1 / -2°C, le potentiel de clients pouvant changer de combustible reste constant et se situe aux alentours de 30% de la consommation totale. Si les températures sont inférieures, le potentiel recule jusqu'à devenir nul aux environs de -18°C, ce qui signifie

²⁰ Cf. «Echange de lettres des 27 janvier/26 février 2009 entre le Conseil fédéral suisse et le Gouvernement de la République française relatif à la sécurité mutuelle d'approvisionnement en gaz naturel» (RS 0.733.134.9, http://www.admin.ch/ch/f/sr/c0_733_134_9.html)



que tous les clients concernés ont substitué le gaz par du mazout. Le recul dépend cependant aussi de la possibilité d'acheter du gaz sur le marché spot (dans les pays limitrophes). C'est ce qui s'est passé ces dernières années. Les achats de substitution ont permis d'éviter le passage partiel ou total au mazout.

La part actuelle de gaz substituable dans les installations bi-combustibles est très élevée en comparaison internationale même si elle a régressé ces dernières années parce que, par exemple, de grandes entreprises industrielles équipées d'installations bi-combustibles ont fermé. La tendance à la baisse de la part des installations bi-combustibles dans la demande de gaz devrait se poursuivre à l'avenir. En cas de défaillance des réseaux de gaz naturel, la demande industrielle en énergie pourrait être en partie couverte par du mazout grâce aux installations bi-combustibles existantes afin d'assurer l'approvisionnement en gaz des secteurs plus vulnérables (comme les ménages). Afin d'assurer l'approvisionnement des consommateurs équipés d'installations bi-combustibles dans lesquelles le gaz naturel peut être substitué par du mazout, la Suisse a constitué, en prévision de graves pénuries, des réserves obligatoires de mazout qui représentent 4½ mois de leur consommation.

3. Evaluation des normes relatives aux infrastructures

A l'aide des normes relatives aux infrastructures, on évalue si le système d'approvisionnement en gaz de la Suisse est capable de satisfaire la demande nationale aussi en cas de défaillance du plus grand point d'importation (examen N-1). Il convient de souligner ici que l'analyse décrite dans le règlement européen SoS part de l'hypothèse qu'une rupture locale d'approvisionnement peut être intégralement compensée par des importations à d'autres points d'entrée du pays et, le cas échéant, par des réductions de la demande fondées sur le marché et par un recours accru aux stocks. Cet examen agrégé pour l'ensemble du pays ne prend pas en considération la possibilité que l'injection supprimée au niveau régional puisse être compensée par des injections à d'autres points du réseau selon les capacités et la structure du réseau national. De plus, l'évaluation des normes relatives aux infrastructures calcule seulement les capacités techniques d'importation sans tenir compte du pays de destination finale du gaz transporté. En effet, une grande partie du gaz transporté par le gazoduc de transit n'est pas destiné au marché intérieur. De même, d'autres gazoducs de transport acheminent en partie du gaz destiné à l'exportation.

3.1 Définition de la formule N-1

Le règlement SoS (art. 6 et annexe 1) décrit en détail les **normes relatives aux infrastructures**.

La formule N-1 permet de calculer si les infrastructures gazières ont la capacité technique de répondre à la demande totale de gaz de la zone couverte en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière pendant une journée de demande exceptionnellement élevée en gaz se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans.

Les infrastructures gazières comprennent le réseau de transport de gaz, y compris les interconnexions, ainsi que les installations de production, les installations GNL et les installations de stockage connectées à la zone couverte.

La «zone couverte» est la zone géographique pour laquelle on calcule la formule N-1: ici la Suisse sans le Tessin ni la vallée du Rhin grisonne car ces zones ne sont pas (ou seulement très marginalement) reliées au réseau suisse de gaz naturel (cf. chapitre 2.4.1).



Le **critère N-1** est rempli lorsque le résultat du calcul suivant est au moins égal à 100%:

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_{max} + P_{max} + S_{max} + LNG_{max} - I_{max}}{D_{max} - D_{MN}} \times 100; N - 1 \geq 100\%$$

Les **paramètres de la formule N-1** sont définis comme suit:

Définitions relatives à la demande

D_{max} – Demande quotidienne de gaz maximale en Suisse [en millions de mètres cubes normaux par jour] se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans

D_{MN} – Réduction [en millions de mètres cubes normaux par jour] de la demande totale qui peut être obtenue par des mesures fondées sur le marché et axées sur la demande en cas de rupture d'approvisionnement

Sans mesures axées sur la demande, $D_{MN} = 0$. Si des mesures axées sur la demande sont prises, il est possible de calculer une variante de la formule N-1 qui tient compte de leur effet.

Définitions relatives à l'offre

EP_{max} – Capacité technique des points d'entrée dans la zone couverte sans installations de production, ni installations GNL, ni installations de stockage, soit la somme des capacités techniques de tous les points d'entrée frontaliers [en millions de mètres cubes normaux par jour].

P_{max} – Capacité de production technique maximale [en millions de mètres cubes normaux par jour]

S_{max} – Capacité de soutirage technique maximale des installations de stockage [en millions de mètres cubes normaux par jour]

LNG_{max} – Capacité technique maximale des installations GNL [en millions de mètres cubes normaux par jour]

I_{max} – Capacité technique de la plus grande infrastructure gazière [en millions de mètres cubes normaux par jour]



3.2 Bases de données utilisées

L'évaluation des normes d'approvisionnement s'appuie sur différentes bases de données existantes:

- Afin de déterminer la demande de gaz, on a utilisé des données relatives aux besoins en puissance des clients du gaz en fonction de la température relevées par les sociétés régionales des quatre grandes zones d'approvisionnement de la Suisse et mises à disposition par Swissgas pour la présente étude. Elles comprennent des données pour les régions du Plateau suisse (Gasverbund Mittelland AG, GVM), de la Suisse orientale (Erdgas Ostschweiz AG, EGO), de la Suisse occidentale (Gaznat SA) et de la Suisse centrale (Erdgas Zentralschweiz AG, EGZ).
- Par ailleurs, des données sur les températures moyennes journalières du service météorologique national MétéoSuisse²¹ ont été utilisées. L'OFEN dispose des données journalières de la température de l'air enregistrées ces 28 dernières années (1984–2012). Comme le prévoit le règlement SoS, ce sont les valeurs extrêmes des 20 dernières années qui ont été utilisées pour l'évaluation des normes d'approvisionnement. À titre de comparaison, sont parfois aussi indiquées, les valeurs extrêmes du jeu de données mesurées sur 28 ans, qui comprend en sus des hivers où des températures encore plus basses ont été enregistrées. Pour chacune des quatre zones d'approvisionnement, les données de stations de mesure représentatives, pondérées par la consommation des clients locaux du gaz, ont été réunies pour obtenir une courbe des températures moyennes.
- Les informations requises sur les capacités de l'offre figurent au chapitre 2, les capacités des points de raccordement transfrontaliers du réseau suisse de gaz (cf. chapitre 2.4.1) étant particulièrement importantes.

3.3 Détermination des paramètres de la formule N-1

Ce chapitre a pour but de déduire les valeurs correspondantes pour la Suisse des paramètres de la formule N-1.

3.3.1 Pour la demande

Demande totale D_{max} – ce paramètre dépend fortement des conditions météorologiques, notamment de la température de l'air. Selon le règlement SoS, la valeur N-1 doit être déterminée pour la demande maximale pendant une journée, se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en 20 ans. Afin de déterminer ce paramètre, on a utilisé les données des sociétés régionales sur les besoins en puissance des clients du gaz. Sur cette base, on a déterminé le besoin maximum en puissance pour la journée avec la température moyenne journalière la plus basse des 20 dernières années.

La Figure 7 présente le besoin en puissance des clients du gaz naturel en fonction de la température moyenne journalière pour les quatre grandes zones d'approvisionnement (ou sociétés régionales) de la Suisse. On a évalué le besoin en puissance sans délestage, d'une part, et celui des clients non interruptibles (sans les clients bi-combustibles susceptibles de passer au mazout), d'autre part. Comme mentionné au chapitre 2.4.1, les zones d'approvisionnement de la vallée du Rhin grisonne et du Tessin ne sont pas prises en considération parce qu'elles ne sont que marginalement, voire pas du tout, reliées au reste du réseau suisse à haute pression. Les valeurs de consommation journalière

²¹ MétéoSuisse: <http://www.meteoschweiz.admin.ch/web/fr.html>



mesurées par les sociétés régionales durant les deux derniers hivers 2011/2012 et 2012/2013 servent de base à la présentation, ci-après, du besoin en puissance. Seuls les jours avec une température moyenne journalière inférieure à 10 °C (période de chauffage) ont été considérés alors que les week-ends, les jours fériés et les ponts, tout comme les jours de délestage des clients ont été exclus. Le besoin en puissance des clients livrés par des tiers a également été pris en compte par les sociétés régionales, lorsque les données étaient disponibles. En se basant sur ces données de consommation, les sociétés régionales ont déterminé pour chaque zone d'approvisionnement une régression linéaire des besoins en puissance en fonction de la température moyenne journalière (cf. Figure 7). Ces régressions indiquent de manière générale un bon niveau de corrélation (coefficient de corrélation ≥ 0.9). D'après l'économie gazière, il existe, expérience faite, jusqu'à -18 °C, une dépendance linéaire entre le besoin en puissance et la température. En cas de températures inférieures, le besoin en puissance devrait connaître une hausse moins marquée parce que les limites de puissance des installations fonctionnant au gaz (p. ex. des chauffages) seraient atteintes. En dessus de 10 °C, une consommation de base, différente selon les régions, est atteinte et le besoin en puissance n'augmente plus. La consommation de base correspond essentiellement à la consommation des installations industrielles. Dans la suite de ce rapport, seule la zone linéaire du besoin en puissance entre 10 °C et -18 °C est examinée car des températures moyennes journalières inférieures n'ont pas été observées ces 28 dernières années dans les quatre zones d'approvisionnement.

Le besoin en puissance total de la Suisse est donné par la somme des valeurs régionales (cf. Figure 8).

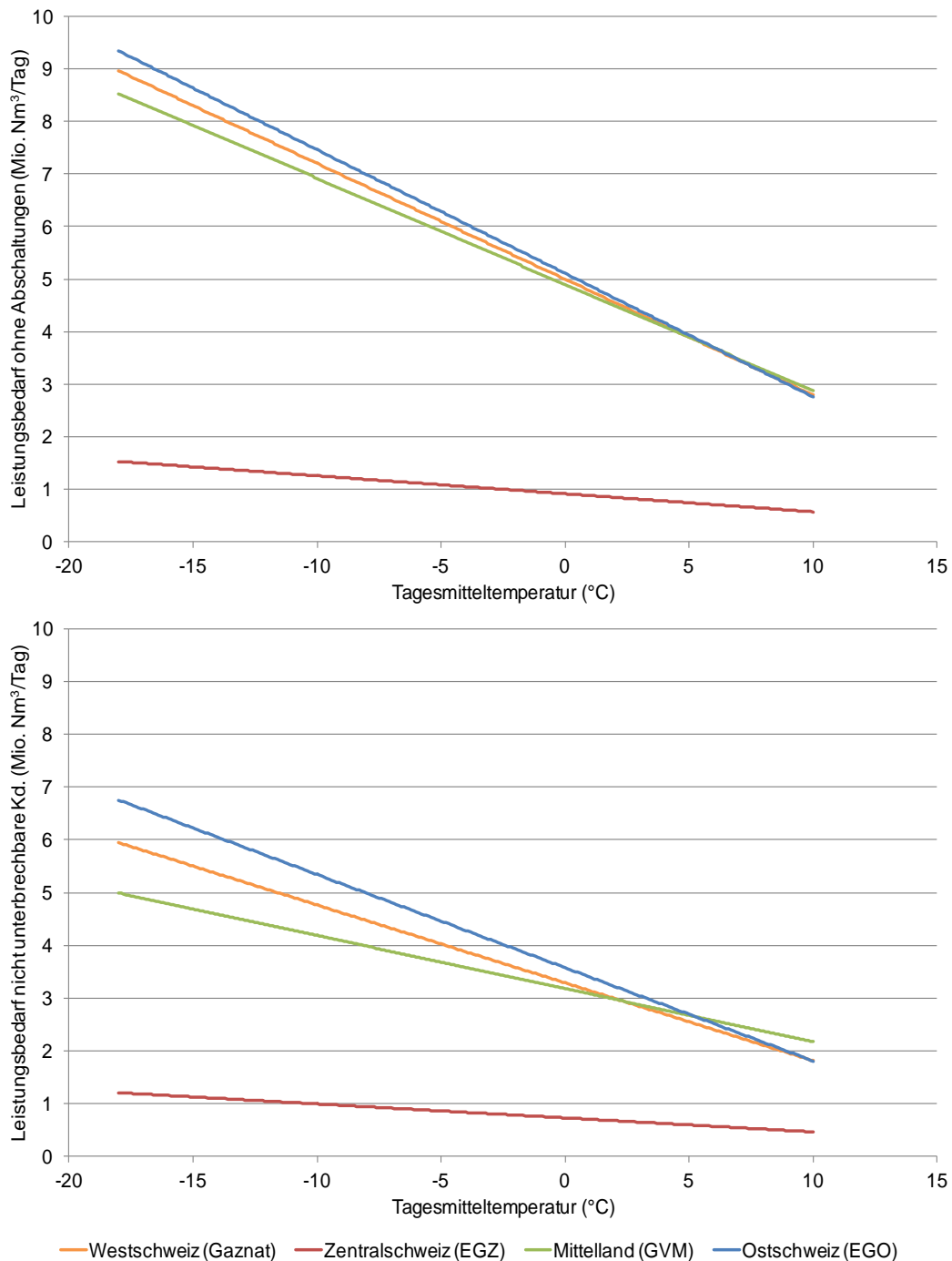


Figure 7: Besoin en puissance des clients du gaz naturel en Suisse en fonction de la température moyenne journalière pour les quatre grandes zones d’approvisionnement de la Suisse (données mesurées lors des hivers 2011/2012 et 2012/2013). Le premier diagramme montre le besoin total de tous les clients, c.-à-d. sans délestage. Le second diagramme montre le besoin des clients non interruptibles, c.-à-d. compte tenu du passage au mazout des installations bi-combustibles. Source des données: Swissgas, propre présentation.

La Figure 7 montre que le besoin en puissance des régions dépend de la température à divers niveaux. Le besoin en Suisse centrale est nettement moins sensible aux variations de température que



dans les autres régions. Cette différence entre les régions s'explique par les différents pourcentages des catégories de consommateurs et par les types d'utilisation du gaz (ménages avec cuisinière/chauffage ou industrie avec chaleur industrielle) qui ne sont pas influencés de la même manière par les températures ambiantes.

De plus, la sensibilité à la température n'est pas la même pour le besoin en puissance total sans délestage et le besoin en puissance des clients non interruptibles. C'est ce que montre notamment la Figure 8 pour l'ensemble de la Suisse. Par conséquent, le besoin en puissance des installations bi-combustibles (principalement dans l'industrie) dépend aussi de la température mais dans une moindre mesure que celui des clients non interruptibles. Il convient aussi de garder à l'esprit que le besoin en puissance indiqué des clients bi-combustibles correspond à un potentiel maximum de baisse de la consommation par un passage au mazout qui ne peut concrètement être exploité qu'en partie en raison de restrictions contractuelles ou d'autres types de limitations (cf. chapitre 2.4.4).

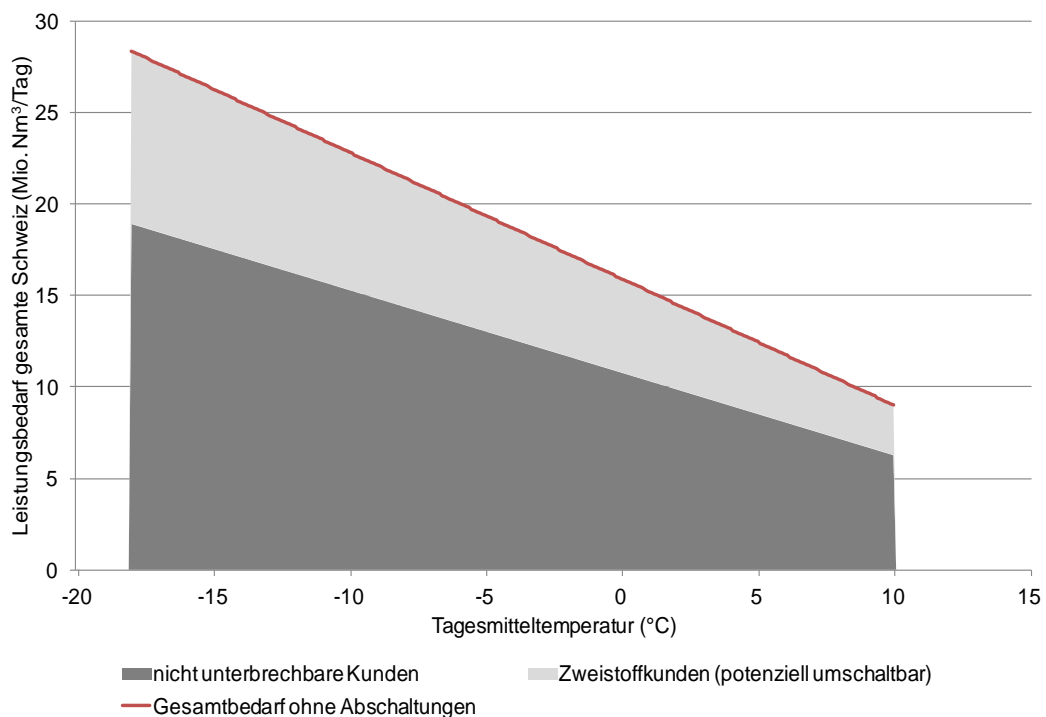


Figure 8: Besoin en puissance des clients du gaz naturel en Suisse répartis en clients non interruptibles et en clients bi-combustibles (susceptibles de passer au mazout). Ce besoin total correspond à la somme des valeurs régionales (cf. Figure 7). Source des données: Swissgas, propre présentation.

Le besoin en puissance représenté à la Figure 8 sert uniquement à illustrer les données disponibles et n'a pas été utilisé pour d'autres calculs. Afin de déterminer la demande totale maximale D_{max} , on a utilisé les températures minimales mentionnées plus haut mesurées dans les régions ces 20 dernières années et qui proviennent des statistiques de MétéoSuisse. Avec ces températures, on a déterminé au moyen des droites de régression de la Figure 7 le besoin en puissance maximum par région puis, en les additionnant, pour la Suisse. A titre de comparaison, on a effectué la même évaluation pour l'ensemble du jeu de données de température disponibles des 28 dernières années (résultats indiqués entre parenthèse).



Les températures les plus basses des 20 dernières années étaient comprises selon les régions entre $-10,0\text{ °C}$ et $-13,0\text{ °C}$, les valeurs minimales ayant été atteintes en hiver 2011/12. Si on utilise l'ensemble du jeu de données de température (sur 28 ans), les valeurs régionales ont parfois été nettement plus basses dans une fourchette comprise entre $-13,9\text{ °C}$ et $-19,3\text{ °C}$, à chaque fois en hiver 1986/87.

Pour le besoin en puissance cumulé de tous les clients du gaz naturel (sans délestage) en Suisse, on obtient une valeur $D_{max} = 24,1$ millions de Nm^3 par jour pour les températures minimales sur 20 ans (ou de 27,6 millions de Nm^3 par jour pour les températures minimales sur 28 ans).

A titre de comparaison, la consommation effective a atteint un total de 19,2 millions de Nm^3 dans les quatre régions du Plateau suisse (GVM), de la Suisse orientale (EGO), de la Suisse occidentale (Gaznat) et de la Suisse centrale (EGZ) pendant le jour le plus froid de l'hiver 2011/12 (5 février 2012).

Réduction par des mesures axées sur la demande D_{MN} : comme déjà mentionné au chapitre 2.4.4, les installations bi-combustibles représentent en Suisse un pourcentage important de la demande de gaz. Les clients capables de délester le réseau avec ce genre d'installations peuvent passer rapidement au combustible de substitution qu'est le mazout, ce qui permet de faire baisser la demande de gaz. Ces clients interruptibles avec des mesures fondées sur le marché ont conclu des contrats avec les fournisseurs de gaz qui peuvent contenir des dispositions très différentes (p. ex. délestage à partir d'une température donnée, à la demande du fournisseur, limitation de la durée maximale d'un délestage). Pour certains de ces clients, des mesures visant à gérer une urgence (non fondées sur le marché) devraient, le cas échéant, être ordonnées pour qu'ils passent au mazout. On ne peut pas déterminer de manière générale quel pourcentage des clients bi-combustibles serait concerné par ces restrictions. Cela dépend entre autres d'éventuels délestages effectués au préalable et de l'existence dans les conditions contractuelles applicables d'une clause prévoyant un délestage aux températures enregistrées à ce moment-là.

Pour le besoin en puissance des clients qui ne peuvent pas passer au mazout (cf. ci-dessus), soit la différence entre la demande totale et la demande substituable maximale, on obtient $D_{max} - D_{MN} = 16,1$ millions de Nm^3 par jour (18,4 millions de Nm^3 par jour). Ce besoin en puissance est obtenu à condition que toutes les installations bi-combustibles arrêtent de fonctionner au gaz. Le besoin en puissance effectif devrait être supérieur parce que les délestages sont soumis aux limitations mentionnées au paragraphe précédent.

3.3.2 Pour l'offre

Points d'entrée EP_{max} : le chapitre 2.4.1 donne les capacités techniques des points d'entrée du réseau suisse du gaz. Les capacités des points d'importation de Genestrerio et de Trübbach ne sont pas prises en considération, les réseaux du Tessin et de la vallée du Rhin grisonne n'étant pas, ou que très marginalement, reliés au réseau suisse à haute pression. Par conséquent, on obtient une capacité d'entrée maximale de $EP_{max} = 85,9$ millions de Nm^3 par jour.

Stockage S_{max} : la Suisse ne dispose pas de grandes installations de stockage de gaz naturel. Les installations locales de stockage présentent un volume total d'environ 4 millions de Nm^3 . Pour le calcul, on part de l'hypothèse qu'elles sont remplies à moitié. Leur capacité de soutirage est suffisamment grande pour que ce volume puisse être livré en un jour. Pour l'évaluation des normes relatives aux infrastructures, on ne prend pas en considération la capacité utile de stockage à Etrez (France) de la société suisse Gaznat SA. La capacité d'entrée maximale du réservoir d'Etrez à la frontière suis-



se est cependant incluse dans la donnée sur le point d'entrée de La Cure. La capacité de soutirage maximale des installations de stockage est donc de $S_{max} = 2,0$ millions de Nm^3 par jour.

Production et importations de GNL P_{max} , LNG LNG_{max} : la Suisse n'exploite pas de gisements de gaz sur son territoire et n'importe pas de GNL, par conséquent $P_{max} = 0$ et $LNG_{max} = 0$.

La plus grande infrastructure gazière I_{max} : Wallbach est le plus grand point d'entrée de Suisse (cf. chapitre 2.4.1). Comme les deux points d'entrée au nord du réseau de Transitgas sont situés à deux endroits différents de la frontière à Wallbach et à Rodersdorf et qu'ils sont aussi exploités séparément, ils ne sont pas regroupés. Comme le prévoit le règlement SoS, les capacités des points de sortie de la Suisse ne sont pas prises en considération (cf. aussi remarques au début du chapitre 3). Autrement, le point de sortie du col du Gries devrait être considéré comme la plus grande infrastructure gazière. Par conséquent, $I_{max} = 51,0$ millions de Nm^3 par jour.

3.4 Calcul de la formule N-1 pour la Suisse et bilan concernant les normes relatives aux infrastructures

Les calculs de la situation N-1 reposent sur les données pour la Suisse décrites ci-dessus le jour le plus froid des 20 dernières années. Les résultats entre parenthèses se réfèrent au jour le plus froid des 28 dernières années.

Comme prévu à l'annexe 1 du règlement SoS, le calcul de la formule N-1 est effectué pour la demande totale maximale (sans délestage), d'une part, et pour la demande maximale des clients non interruptibles (prise en compte des mesures axées sur la demande tel que le passage au mazout de clients bi-combustibles), d'autre part.

Demande totale pour la Suisse

$$\begin{aligned} N - 1 [\%] &= \frac{EP_{max} + P_{max} + S_{max} + LNG_{max} - I_{max}}{D_{max}} \times 100 \\ &= \frac{85.9 + 0 + 2.0 + 0 - 51.0}{24.1 (27.6)} \times 100 = \mathbf{153\% (134\%)} \end{aligned}$$

Demande des clients non interruptibles

$$\begin{aligned} N - 1 [\%] &= \frac{EP_{max} + P_{max} + S_{max} + LNG_{max} - I_{max}}{D_{max} - D_{MN}} \times 100 \\ &= \frac{85.9 + 0 + 2.0 + 0 - 51.0}{16.1 (18.4)} \times 100 = \mathbf{229\% (201\%)} \end{aligned}$$

Par conséquent, les normes relatives aux infrastructures ($N - 1 \geq 100\%$) sont respectées dans les deux variantes de calcul. Comme mentionné plus haut, il faut partir de l'hypothèse que, dans un cas concret, les clients interruptibles ne pourront pas tous passer au mazout et que la valeur N-1 effective devrait se situer entre les deux ordres de grandeur indiqués. Les normes relatives aux infrastructures sont aussi respectées dans le cas de la demande plus élevée avec la série de données de température sur une période plus longue de 28 ans. En cas de défaillance de la plus grande infrastructure, les autres points d'entrée de la Suisse disposent de suffisamment de capacités pour satisfaire une demande exceptionnellement élevée.



L'évaluation de la situation N-1 de la Suisse sera encore meilleure lorsqu'il sera possible d'inverser le flux physique (du Sud au Nord) sur le gazoduc de transit et les réseaux italiens en amont (cf. chapitre 2.4.2). La construction de grandes installations de stockage de gaz en Suisse aurait aussi une influence positive.

4. Evaluation des normes d'approvisionnement

Les normes d'approvisionnement prévoient que l'approvisionnement des «clients protégés» doit être assuré dans le cas de scénarios de consommation extraordinaires (cf. définitions au chapitre 4.1).

4.1 Définition des normes d'approvisionnement et des clients protégés

Selon les **normes d'approvisionnement** définies dans le règlement SoS (art. 8), l'approvisionnement des clients protégés doit être garanti dans les cas suivants:

- Températures extrêmes pendant une période de pointe de sept jours (consommation maximale sur 20 ans).
- Demande de gaz exceptionnellement élevée pendant au moins 30 jours (consommation maximale sur 20 ans).
- Défaillance de la plus grande infrastructure gazière dans des conditions hivernales moyennes pendant au moins 30 jours.

Il convient de préciser que, conformément au règlement SoS, ces trois cas sont analysés comme des événements indépendants qui ne surviennent pas en même temps et donc ne se cumulent pas.

Le règlement SoS (art. 2, al. 1) définit les **clients protégés** comme tous les ménages qui sont connectés à un réseau de distribution de gaz. Les Etats membres de l'Union européenne peuvent en outre décider d'ajouter d'autres catégories de clients, notamment les petites et moyennes entreprises, les services sociaux essentiels et les installations de chauffage urbain dans la mesure où ces catégories de clients remplissent certains critères supplémentaires. La Suisse ne définit actuellement pas les clients protégés. Cependant, il existe une délimitation claire des clients finaux non interruptibles (autrement dit, les clients mono-combustibles). Les ménages constituent une part importante de cette catégorie de clients (les estimations vont de 50 à 80%). Puisqu'il serait en fait difficile de privilégier en Suisse les ménages au détriment d'autres clients mono-combustibles lors de la mise en œuvre de mesures d'urgence, les clients protégés sont définis pour le présent examen comme les clients finaux non interruptibles (soit les clients mono-combustibles). Ceux-ci correspondent par conséquent à la demande totale de gaz moins la consommation des clients bi-combustibles. Ainsi, une délimitation plus conservatrice des clients protégés que celle prévue par le règlement SoS est adoptée.

Lors de l'évaluation des normes d'approvisionnement, il s'agit de déterminer pour chacun des trois cas donnés les besoins des clients protégés qui doivent être couverts et de les comparer avec l'offre de gaz alors disponible en Suisse. Comme la demande de gaz a enregistré ces dernières décennies une forte hausse, les données de la consommation effective mesurées les années antérieures ne sont pas pertinentes. C'est la raison pour laquelle on utilise, comme au chapitre précédent, les minima historiques de température ainsi que les droites de régression de l'industrie gazière du besoin en puissance qui dépend de la température (en se référant à la consommation effective des deux hivers 2011/12 et 2012/2013, cf. Figure 7) pour calculer la demande de gaz.



4.2 Températures extrêmes pendant une période de pointe de sept jours

Selon l'art. 8, al. 1, let. a) du règlement SoS, l'industrie gazière doit garantir l'approvisionnement des clients protégés lors de températures extrêmes pendant une période de pointe de sept jours, se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans.

Il ressort de l'exploitation des données de température disponibles (cf. chapitre 3.2) que c'est le mois de février 2012 qui a enregistré la période de sept jours d'affilée la plus froide des 20 dernières années (1993–2012). La moyenne sur sept jours des températures moyennes journalières s'est située entre -8,7 °C et -11,4 °C selon les régions.

Sur la base de ces températures et des droites de régression des régions, on obtient pour tous les clients finaux des besoins se montant à 162 millions de Nm³ en sept jours, dont **108 millions de Nm³** pour les clients finaux non interruptibles (clients protégés).

A titre de comparaison, la consommation effective a atteint un total de 136,0 millions de Nm³ dans les quatre régions du Plateau suisse (GVM), de la Suisse orientale (EGO), de la Suisse occidentale (Gaznat) et de la Suisse centrale (EGZ) pendant la période de sept jours d'affilée la plus froide de l'hiver 2011/12 (du 3 au 9 février 2012).

Il faut comparer les besoins des clients protégés qui doivent être couverts au volume de gaz qui peut être fourni pendant cette période par le réseau suisse de gaz. Selon le chapitre 2.4.1, les points d'entrée de la Suisse (sans Trübbach ni Genestrerio) ont une capacité technique totale de 85,9 millions de Nm³ par jour. Par conséquent, au maximum quelque 600 millions de Nm³ de gaz naturel peuvent être importés en 7 jours et 18% de la capacité disponible suffirait à satisfaire les besoins des clients protégés.

4.3 Demande de gaz exceptionnellement élevée pendant au moins 30 jours

Selon l'art. 8, al. 1, let. b) du règlement SoS, l'industrie gazière doit garantir l'approvisionnement des clients protégés en cas de températures extrêmes durant une période de pointe d'au moins trente jours d'affilée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans.

Il ressort de l'exploitation des données de température disponibles (cf. chapitre 3.2) que trois des régions étudiées ont enregistré en janvier/février 2012 la période de 30 jours la plus froide des 20 dernières années (1993-2012). La Suisse orientale a connu une période encore plus froide entre décembre 1996 et janvier 1997. La moyenne sur trente jours des températures moyennes journalières s'est alors située entre -2,2 °C et -4,6 °C selon la région.

On obtient ainsi pour tous les clients finaux des besoins se montant à 550 millions de Nm³ en 30 jours, dont **371 millions de Nm³** pour les clients finaux non interruptibles (clients protégés).

A titre de comparaison, la consommation effective a atteint un total de 490,1 millions de Nm³ dans les quatre régions du Plateau suisse (GVM), de la Suisse orientale (EGO), de la Suisse occidentale (Gaznat) et de la Suisse centrale (EGZ) pendant la période de 30 jours d'affilée la plus froide de l'hiver 2011/12 (du 25 janvier au 23 février 2012).



Durant cette période, il aurait été possible d'importer via tous les points d'entrée de Suisse (sans Trübbach ni Genestrerio) au maximum quelque 2580 millions de Nm³ de gaz naturel. Par conséquent, l'approvisionnement des clients protégés nécessiterait dans ce cas près de 14% du total des capacités d'entrée.

4.4 Défaillance de la plus grande infrastructure gazière dans des conditions hivernales moyennes pendant au moins 30 jours

Selon l'art. 8, al. 1, let. c) du règlement SoS, l'industrie gazière doit garantir l'approvisionnement des clients protégés pour une période d'au moins trente jours en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière dans des conditions hivernales moyennes.

Les normes des températures du mois de janvier pour la période 1981–2010 publiées par MétéoSuisse²² ont été prises comme base pour les conditions hivernales moyennes dans les régions d'approvisionnement étudiées en Suisse. Elles se situent selon la région entre 1,4 °C et 0,2 °C.

On peut déduire de ces températures et des droites de régression des régions que le besoin total de tous les clients finaux s'élève à 462 millions de Nm³ en 30 jours d'hiver. Le besoin des clients finaux non interruptibles (clients protégés) se monte à **313 millions de Nm³**.

La plus grande infrastructure gazière est la station transfrontalière de Wallbach par laquelle pourrait être importé pendant une période de 30 jours en cas de charge maximale un volume de gaz avoisinant les 1530 millions de Nm³. Dans le même temps, quelque 1050 millions de Nm³ pourraient être importés via les autres points d'entrée. Par conséquent, les capacités d'entrée restantes devraient être exploitées à 30% pour garantir l'approvisionnement des clients protégés.

4.5 Bilan concernant les normes d'approvisionnement

Les scénarios définis par l'art. 8 du règlement SoS donnent les volumes susmentionnés qui doivent être couverts pour garantir la sécurité de l'approvisionnement des clients protégés. Le volume maximal de gaz dont la fourniture doit être garantie se monte selon les calculs ci-dessus à 371 millions de Nm³ en cas de période de 30 jours de froids extrêmes qui induirait une demande de gaz exceptionnellement élevée. Il est comparé aux volumes qui peuvent être importés via les points transfrontaliers de la Suisse en 30 jours, soit environ 2580 millions de Nm³ ou 1050 millions de Nm³ sans le plus grand point d'entrée de Wallbach.

Ainsi, les besoins des clients protégés peuvent être couverts dans les trois scénarios envisagés par les normes d'approvisionnement. Par ailleurs, les capacités d'importation disponibles suffiraient aussi dans ces trois cas à couvrir la totalité des besoins de l'ensemble des clients finaux en Suisse et ainsi à assurer l'approvisionnement en gaz naturel de toute la Suisse.

Comme déjà indiqué au début du chapitre 3, il convient cependant de relativiser les évaluations réalisées selon le règlement SoS. En effet, elles ne tiennent pas compte des éventuelles congestions du réseau au sein d'un pays ou des limitations de capacité en raison du transit de gaz.

²² Cf. http://www.meteoschweiz.admin.ch/web/fr/climat/climat_en_suisse/tableaux_des_normes.html



5. Evaluation des scénarios de défaillance en ce qui concerne la sécurité de l'approvisionnement

Selon l'art. 9, al. 1, let. c) du règlement SoS, l'autorité compétente de chaque État membre doit analyser différents scénarios envisageant chacun une défaillance donnée de l'infrastructure gazière. Pour ce qui est de l'approvisionnement de la Suisse, deux scénarios sont mis en avant:

- Défaillance de Wallbach;
- Défaillance d'un producteur (p. ex. de la Russie qui représente au total près de 25% de l'approvisionnement de la Suisse).

En outre, les événements suivants survenus en Suisse et en Europe ces dernières années ont fortement modifié les flux de gaz et ont eu des conséquences pour la Suisse:

- Mise hors service du gazoduc de transit près de Guttannen en 2010;
- Crise du gaz entre l'Ukraine et la Russie en 2009.

Les conséquences sur l'approvisionnement de la Suisse sont exposées ci-après.

5.1 Défaillance de Wallbach

Une défaillance du point d'entrée de Wallbach peut être provoquée par un événement naturel ou par une panne technique, voire par des attaques extérieures (p. ex. séisme, attentat terroriste). En conséquence, les capacités d'entrée totales en Suisse seraient réduites de 51 millions de Nm³ par jour ou de près de 60%. En sept jours, la Suisse ne disposerait plus que d'environ 240 millions de Nm³ et en 30 jours de quelque 1050 millions Nm³ de gaz naturel.

En cas de défaillance de Wallbach, on essaierait de rendre la station de nouveau opérationnelle le plus vite possible. Environ 7 jours sont nécessaires pour réparer la conduite. Le stock de matériel contenant des pièces et des tuyaux déjà contrôlés dont dispose la société Transitgas, tout comme les autres gestionnaires de réseaux à haute pression en Suisse, permet un délai aussi court.

Transitgas, Swissgas et les sociétés gazières régionales sont équipées d'un centre de conduite (dispatching) doté de personnel 24 heures sur 24. Si un événement survient, le centre concerné fera appel au service de piquet du gestionnaire de réseau. Il prendra aussi immédiatement contact avec les centres de conduite des pays voisins et discutera de mesures telles que la déviation de flux de gaz. En outre, il informera les services d'achat de Swissgas et des sociétés régionales (possible 24 heures sur 24) afin qu'ils puissent organiser les mesures nécessaires avec les fournisseurs en vue de décaler les fournitures de gaz naturel ou, le cas échéant, d'acquérir du gaz naturel supplémentaire via d'autres points d'entrée. On dispose d'un temps de réaction plus long en cas de défaillance de l'approvisionnement en gaz naturel que dans le domaine de l'électricité en raison du transport physique et de la capacité tampon des conduites.

5.2 Défaillance d'un producteur

La défaillance d'un producteur entraîne une réduction de la puissance importée proportionnelle à son pourcentage dans le portefeuille global des importations. Les installations de stockage situées dans les pays limitrophes devraient nettement en amortir les effets comme en hiver 2009 lors de la crise du gaz entre l'Ukraine et la Russie. Selon les statistiques annuelles publiées par l'ASIG, la part d'un pays producteur se monte au maximum à 25% du volume de gaz importé en Suisse. Si, en cas de défaill-



lance d'un producteur, les importations suisses étaient également réduites d'environ 25%, elles s'élèveraient encore à près de 450 millions de Nm³ de gaz naturel sur sept jours et à quelque 1930 millions de Nm³ en 30 jours. Les baisses sont ainsi inférieures à celle envisagée en cas de défaillance du plus grand point d'entrée.

Comme il ne s'agit pas d'un problème technique survenant dans le réseau suisse, ce sont les départements d'achat des fournisseurs qui seraient le plus sollicités pour acheter, si nécessaire et dans la mesure du possible, du gaz naturel supplémentaire via leur réseau.

5.3 Mise hors service du gazoduc de transit près de Guttannen

En juillet 2010, une lave torrentielle s'est déclenchée près de Spreitlauri sur le territoire de la commune de Guttannen (canton de Berne), endommageant la route cantonale et le tracé du gazoduc de transit. Pour des raisons de sécurité, le gazoduc de transit a été mis hors service sur le tronçon concerné, ce qui a interrompu l'acheminement de gaz naturel vers le sud, de Ruswil en direction de l'Italie. Les conséquences sur l'approvisionnement de la Suisse ont été relativement faibles car il n'y a au sud de Ruswil encore qu'une sortie pour l'approvisionnement régional du Valais (actuellement 0,6 millions de Nm³ par jour et une capacité technique maximale de 1,9 millions de Nm³ par jour). Pendant la mise hors service du gazoduc de transit, le Valais a été approvisionné par La Cure et Ruswil via le réseau régional.

Comme le gazoduc revêt aussi une importance stratégique pour l'Italie, les autorités et l'industrie gazière suisses ont joint leurs efforts pour rendre ce tronçon à nouveau opérationnel dans les meilleurs délais. Aussi a-t-il pu déjà être remis en service le 23 décembre 2010 après la réalisation de différentes mesures de protection.

5.4 Crise du gaz entre l'Ukraine et la Russie en 2009

Lors de la crise entre l'Ukraine et la Russie du 7 au 20 janvier 2009, le gaz naturel russe destiné à l'Europe n'a plus transité par l'Ukraine. Les transports via la Biélorussie et la Pologne ont été augmentés, ce qui a permis de compenser partiellement les volumes manquants. Pendant cette période il en est résulté une baisse totale des livraisons russes en Europe de près de 60%.

Ces ruptures de livraisons ont été compensées par des livraisons supplémentaires de la Norvège et des Pays-Bas, des importations de GNL et un recours accru au gaz stocké dans les grands réservoirs des différents pays. Des pays comme la Bulgarie et la Roumanie qui étaient exclusivement approvisionnés en gaz russe via l'Ukraine ont connu des problèmes d'approvisionnement et ont dû prendre des mesures de rationnement.

L'approvisionnement de la Suisse a pu être assuré sans problème et n'a jamais été menacé. La Suisse a bénéficié de sa bonne intégration dans le réseau européen de gaz naturel, de la diversification de son approvisionnement et de l'approvisionnement (producteurs, voies d'acheminement et grands réservoirs) de ses fournisseurs.



6. Consultation des pays voisins et d'autres acteurs

L'OFEN dispose des rapports sur l'évaluation des risques, des plans d'action préventifs et des plans d'urgence de l'Allemagne et de la France. L'Italie lui a remis son plan d'action préventif et son plan d'urgence. En retour, les pays voisins de la Suisse ont été invités à commenter la présente évaluation des risques.

Le Ministère allemand de l'Economie et de l'Energie ne reconnaît aucune contradiction avec le dispositif allemand de l'approvisionnement en gaz. Il salut également, le fait que l'économie gazière suisse étudie la possibilité de construire des installations de stockage plus grandes.

Afin de bien étayer les conclusions et d'informer les groupes d'intérêts au mieux à ce sujet, ce rapport a été remis en février 2014 à environ 20 organisations avec la possibilité de prendre position. Ont pris position: l'Union des villes suisses; economiesuisse; la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK); la Communauté d'intérêt des consommateurs de gaz naturel (Interessengemeinschaft Erdgasverbraucher, IGE); la Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux SSIGE; le Groupe gros consommateurs d'électricité (Gruppe Grosser Stromkunden, GGS); le Groupement d'intérêt des industries intensives en consommation d'énergie (Interessengemeinschaft Energieintensive Branchen, IGEB); scienceindustries (Association des industries Chimie, Pharma, Biotech); l'Association suisse du chauffage à distance (ASCAD).

De manière générale

Personne n'a remis en question l'*élaboration du rapport*, qui a été expressément saluée par différentes organisations ayant pris position (EnDK, Union des villes suisses, IGEB, economiesuisse ainsi que la SSIGE). La *méthodologie* employée, qui suit celle du règlement (UE) SoS, a été qualifiée de procédure judicieuse et pragmatique (Union des villes suisses, IGEB, scienceindustries). De même, personne n'a remis en questions les principales *conclusions*; elles ont été expressément partagées (scienceindustries), et il a été souligné qu'il n'y avait pas de raison de les mettre en doute (IGEB). economiesuisse partage les grands axes du rapport et l'ASCAD qualifie l'évaluation des risques comme étant pertinente.

Propositions de modifications et d'extensions du rapport

economiesuisse suggère d'une part, d'ajouter une section sur la crise actuelle en Ukraine et aussi d'y mentionner la relation Suisse–UE prévue par le traité de Lisbonne. D'autre part, un calendrier concernant le flux inverse sur le gazoduc de transit devrait être indiqué, et l'infrastructure correspondante en Italie devrait aussi être mentionnée. La SSIGE a émis différentes propositions de modification mineures dans le texte, lesquelles ont été vérifiées et intégrées dans la mesure du possible. L'IGE se demande, dans quelle mesure le gazoduc de transit altère les résultats du rapport.

Les propositions de modifications mineures ont été prises en compte, un calendrier pour le flux inverse est déjà mentionné dans le rapport. Cependant, la situation actuelle en Ukraine n'a pas été abordée, puisque cela sortirait du cadre du rapport, qui est avant tout dicté par le règlement de l'UE.

Autres commentaires

Ceux-ci font référence respectivement aux thèmes qui devraient être gardés à l'esprit, ou aux suggestions pour le développement du rapport dans le cadre d'une révision.



Lors de la consultation, il a été signalé que le rapport était en premier lieu un rapport technique (IGEB), cependant différents thèmes mentionnés dans le rapport sont à garder à l'esprit, ou pourraient être considérés plus en détails dans une nouvelle version:

- Etant donné qu'il est seulement possible d'importer ce qui est exporté par un pays voisin, *une situation de pénurie dans les pays voisins* se reporterait immédiatement sur la Suisse (GGS).
- En cas de changement de la situation politique, des goulets d'étranglement sont envisageables à moyen terme déjà. Ces derniers pourraient être le résultat d'*interactions internationales* (scienceindustries).
- L'éventuelle construction de nouvelles *centrales à gaz à cycle combiné* augmenterait le besoin en gaz de la Suisse et par conséquent les exigences en termes d'infrastructure. Les effets d'un tel développement devraient être indiqués et une discussion à ce sujet avoir lieu (GGS, scienceindustries, economiesuisse).
- L'option de construire des *installations de stockage nationale* devrait être considérée de manière plus approfondie (scienceindustrie).
- Des explications sur les *projets d'aménagement importants de l'infrastructure*, sur les coûts qui y sont associés, sur l'horizon de planification temporel, ainsi que sur les acteurs impliqués ont été demandées (IGEB, scienceindustries, economiesuisse). L'*inversion du flux* physique sur le gazoduc de transit a été spécifiquement évoquée (scienceindustries, ASCAD).
- Les aspects économiques de la sécurité d'approvisionnement, par exemple dans quelle mesure la Suisse et les distributeurs de gaz devraient être inclus dans la coresponsabilité financière des projets internationaux (IGEB), ou encore combien de sécurité d'approvisionnement nous souhaitons nous accorder (IGE).
- Les régions du Tessin et de la vallée du Rhin, qui n'ont pas été considérées jusqu'à présent, devraient être si possible intégrées au rapport (Union des villes suisses).



7. Conclusions de l'évaluation des risques

L'évaluation des risques permet de tirer les conclusions suivantes sur l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse:

- La Suisse remplit les normes définies par le règlement SoS. L'approvisionnement en gaz naturel des clients peut y être assuré aussi bien en cas de défaillance de la plus grande infrastructure d'approvisionnement (normes relatives aux infrastructures) que dans des conditions météorologiques ou de consommation extraordinaires (normes d'approvisionnement).
- Ce sont en premier lieu les capacités d'importation des réseaux de gaz naturel qui sont décisives pour le respect des normes prévues par le règlement SoS parce que la Suisse ne dispose pas sur son territoire de grandes installations de stockage de gaz, ni de production de gaz, ni d'installations de GNL.
- En outre, le grand pourcentage dans la demande des clients du gaz naturel interruptibles équipés d'installations bi-combustibles continue de jouer un rôle important pour la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse. Cependant, le potentiel des clients qui peuvent passer au mazout diminue au fur et à mesure que les températures baissent. Ces dernières années, il a été possible d'éviter le délestage total ou partiel grâce à des achats supplémentaires de gaz naturel sur le marché.
- La sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse sera encore améliorée à l'avenir lorsqu'il sera possible d'inverser le flux physique sur le gazoduc de transit ainsi que sur les réseaux italiens en amont.
- Les scénarios de défaillance examinés s'inspirent d'événements survenus ces dernières années ayant conduit à des situations critiques dans l'approvisionnement en gaz. Néanmoins, l'approvisionnement des clients du gaz a alors toujours pu être assuré en Suisse.

Le présent rapport sur l'évaluation des risques de l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse s'inspire des méthodes et formules définies par le règlement SoS afin de donner une base de comparaison pour que la Suisse participe de manière permanente au «groupe de coordination pour le gaz» de l'Union européenne. Toutefois, il va de soi que la réalisation des analyses ad hoc et le calcul des valeurs caractéristiques y relatives ne permettent pas de représenter tous les risques possibles. C'est la raison pour laquelle, lors de l'interprétation des résultats, il convient de prendre en considération notamment les points suivants:

- Les exigences relatives à l'évaluation des risques se concentrent sur une étude globale élémentaire de la situation de l'approvisionnement en gaz d'un pays. Elles occultent les problèmes régionaux tels que d'éventuels goulets d'étranglements dans le transport et la distribution du gaz en Suisse. En outre, la présente évaluation des risques ne prend pas en considération certaines régions (le Tessin et la vallée du Rhin grisonne) qui ne sont pas ou que très marginalement reliées au réseau suisse de gaz naturel.
- Elles ne permettent pas de représenter un comportement contraire aux règles d'acteurs sur le marché ou des défaillances locales provoquées par des événements imprévisibles (p. ex. risques naturels ou accidents).
- Elles n'envisagent pas l'étude d'un cumul d'événements (de scénarios de défaillance).
- Elles prévoient un examen des normes d'approvisionnement pays par pays. Cependant, la Suisse, comme bon nombre d'États en Europe, dépend fortement pour son approvisionnement en gaz de la situation d'approvisionnement prévalant dans les pays voisins. En outre, le pays de destination finale des transports transfrontaliers de gaz n'est pas pris en considération.



La Suisse est bien intégrée au réseau européen de gaz naturel. L'évaluation des risques donne une base pour la coordination avec l'Union européenne en matière de préparation aux situations de crise du gaz qui devra être complétée par un plan d'action préventif et un plan d'urgence conformes au règlement SoS. Ces travaux complètent mais ne remplacent pas les mesures actuelles prévues par l'économie gazière, ni celles élaborées conjointement par l'économie et par la Confédération dans le cadre de l'approvisionnement économique du pays et d'autres analyses de services fédéraux suisses afin de garantir l'approvisionnement en gaz, notamment au niveau régional.