



Follow-up study to the LNG and storage strategy



[Written by Borbála Takácsné Tóth (REKK), Adrienn Selei (REKK), Péter Kotek (REKK), Ákos Beöthy (REKK)
David Layton (Tractebel)
Peter Cameron (Energy Markets Global), Abdul Jalil Jumriany (Energy Markets Global)]
[September - 2017]



EUROPEAN COMMISSION

Directorate-General for Energy
Directorate B — Internal Energy Market
Unit B4 — Security of Supply

Contact: Monika Zsigri

E-mail: Monika.zsigri@ec.europa.eu

European Commission
B-1049 Brussels

***Europe Direct is a service to help you find answers
to your questions about the European Union.***

Freephone number (*):

00 800 6 7 8 9 10 11

(*) The information given is free, as are most calls (though some operators, phone boxes or hotels may charge you).

LEGAL NOTICE

This document has been prepared for the European Commission however it reflects the views only of the authors, and the Commission cannot be held responsible for any use which may be made of the information contained therein.

More information on the European Union is available on the Internet (<http://www.europa.eu>).

Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2014

ISBN 978-92-79-66609-4
doi:10.2833/147760

DISCLAIMER

The information and views set out in this study are those of the authors and do not necessarily reflect the official opinion of the Commission. The Commission does not guarantee the accuracy of the data included in this study. Neither the Commission nor any person acting on the Commission's behalf may be held responsible for the use which may be made of the information contained therein.

© European Union, 2014
Reproduction is authorised provided the source is acknowledged.

EXECUTIVE SUMMARY

The infrastructure priorities of the EU's LNG and Underground Gas Storage Strategy were tested under normal and security of supply (SOS) scenarios under high and low global LNG supply, and high and low gas demand projections. Based on these modelling runs, most of the projects provide satisfactory results in terms of utilization, either under regular or in SOS scenarios or in both. The most robust results are with pipelines in the Baltics, to IGB and IBS. Croatian LNG is very sensitive to global LNG supply and European demand development, although the benefits of the project are inevitable in SOS. The pipeline projects on the Iberian Peninsula (MIDCAT and Interconnector between Spain and Portugal) did not show good results in any of the scenarios tested.

Utilization of LNG terminals

LNG terminal utilization in Europe varies widely. Based on the modelling results, in 2016 utilization is low (0-36%), with Italian and Greek terminals showing the highest figures and some development in terms of utilization by 2020 in Lithuania and Poland, while other terminals stay even or decrease due to the low demand levels across Europe and the market share strategy employed by Gazprom. Yearly utilization figures show a substantial increase from 2020 to 2025 because EU production is falling and there is more available competitive LNG on the global market. Lithuanian, Polish and Portuguese terminals double their utilization figure and Turkey triples. The terminals in Belgium, France, and the UK in North West Europe start to receive more cargoes when the global LNG supply is high, and it is the only scenario where the Dutch terminal shows a more significant utilization (25%). High LNG supply is also beneficial for the Turkish, Polish and Croatian LNG terminals, but the others (GR, ES, PT, IT, MT) are not responsive to such scenario. This is partly due to low interconnectivity and the isolated nature of these markets (GR, PT, MT) but also due to the lack of price disparity between neighbouring markets (IT, ES). Even in the high LNG supply scenario when the yearly European utilization rates of the terminals are up to 45%, there is no serious congestion (the Lithuanian and Turkish terminals are only close to the threshold).

Peak utilization of LNG terminals in high demand months does not lead to monthly congestion on any terminal in the reference 2020, and only the Lithuanian LNG terminal becomes congested in 2025. In the alternative high demand - high LNG supply reference in January, Belgian, Italian, Polish, Turkish and British terminals become congested. UK terminals show a 7% higher utilization in January when the Rough underground gas storage is assumed to be closed down, but this increase in January is not visible on the yearly utilization of UK LNG terminals.

LNG can contribute to mitigate supply crisis problems with additional spot cargoes delivered to the closest terminal to the affected countries. LNG has a significant role in the modelled Northern route disruption, providing an additional ~17 TWh/month (~18% of the missing volumes) to the European supply, and in the African pipeline route disruption (~13 TWh/month, 38% of the missing volumes). It has limited contribution to mitigate supply disruptions in South-East Europe (SEE), as interconnectivity is still low in the Balkans (from the LNG terminal in Greece) and the planned LNG terminal in Croatia would need to reduce tariffs on cross border interconnectors to be able to benefit the region.

Utilization of storage facilities

Storage facilities play an important role in providing seasonal flexibility to the European market and under security of supply scenarios they contribute the most among the flexibility sources. Still, modelling results do not project an optimistic future for storages. The aggregate volume of gas stored is decreasing with time (7% in the EU28, and 3% in the entire modelled region) despite the current storage obligations in place in many countries.

While modelling results show an overall fall in storage use, storage sites in Bulgaria, Croatia, Italy, Poland and Ukraine show increasing utilization rates over the modelled period; others see decreasing utilization: the largest impact being on the Austrian, German and French storage use.

Regulatory interventions

A certain surplus capacity on the gas storage market is already facing financial troubles, and this year witnessed the first closure of a storage site in Ireland possibly with more to come. Modelled storage use is the highest in UK and in IR, which shows that the market is not willing to pay the cost of storage.¹

Substantial surplus (unused) storage capacities were modelled by REKK, and even in the most extreme shock scenarios the infrastructure was capable to handle the crisis. Out of the approx. 1100 TWh working gas capacity available for EU28, around 600 TWh was used by the model and this amount was sufficient to handle even the most extreme supply and demand shocks. Other flexibility sources (especially long term contracts, LTCs) might also book storage capacity on a long-term basis that requires about 145 TWh of additional storage. Increasing competition of flexibility sources might outcompete some storage facilities, and this must be closely monitored, but we see no urgent risk on supply security in this regard.

To increase storage use storage obligations are in place in several Member States. Modelling results underpin the need for many of these obligations in the modelled security of supply scenarios. We also found, however, that these storage obligations are in some cases hindering cross border use of storage and worsen the business case for other countries' storage facilities where no storage obligations exist. For this reason, we have described an alternative regulatory solution in this study that could potentially replace storage obligations with EU-wide, VOLL-based firm and obligatory financial compensation for protected customers by suppliers.

Strategic storage stocks are not utilized in the modelled shock scenarios by the market and especially with the new infrastructure proposed by the LNG and Storage Strategy these strategic stocks can be turned into regular commercial storages with a regional use.

Based on modelled gas flows and infrastructure use in SoS scenarios, we see potential in increased cooperation between Hungary, Serbia, Bulgaria, and Greece to optimize the allocation of additional sources from Hungarian storages and Greek LNG-import along this route. This would require the completion of the bi-directional BG-RS interconnector, which is an FID project with a target commissioning date of 2018. If the HU-SI interconnector is built and tariff issues are resolved, this cooperation could be extended to Croatia and Slovenia, further enhancing flexibility with the appearance of additional sources (Croatian LNG and storage) and supply routes. Another source of flexibility could be put into use if the removal of regulatory barriers would provide Bulgaria with access to Romanian storages. Finally, cooperation in the SEE region would be made complete with the involvement of Italy with a view of harmonizing the flows on TAP with the use of Italian storages.

Security of Supply

Under the modelled scenarios the European infrastructure can robustly serve the needs of the gas system even under the most extreme shocks. Modelling did not point to any

¹ For modelling purposes and due to lack of data on storage tariffs a uniform 1€/MWh is used fee for storage services, slightly below the modelled summer/winter spread – except for those countries where published tariffs are lower than this figure (UA)

additional infrastructure need besides the ones described above. Price increase due to supply shocks remained modest, with a maximum of around 5 €/MWh increase for a 7 days period in the most extreme combined shock.

Regional price differences between South East Europe and North-West Europe are close to zero in 2020 and 2025 due to good interconnectivity. The price gap is more relevant between EU28 and the Energy Community Contracting Parties, the latter being 3.6 €/MWh more expensive than the EU28 by 2025. Turkey is showing very similar (modest) results to shocks, where the storage developments and the LNG terminals within Turkey provide the necessary flexibility to the Turkish market, and there is no significant flow between Turkey and the neighboring EU countries in SOS runs.

LNG

The study considered how liquidity, flexibility and transparency can be improved in European and global LNG markets. The LNG industry is in the process of substantial industry change, because of an oversupply crisis, new LNG technologies and the entry of substantial volumes of low cost US LNG.

Various preconditions are necessary for active trading markets to develop and there are separate indicators of a fully functioning trading market. Although many of the preconditions already exist and LNG is certainly becoming more flexible and liquid, LNG does not yet offer fully flexible, liquid and transparent trading markets.

Case studies of pipeline gas, oil and iron ore trading show that sophisticated trading markets develop when there is (in this order): 1) a crisis or dramatic change in the market, such as a supply overhang or new technology, 2) appropriate government action which sets the environment for markets to develop, and 3) the market is then left to itself to develop. While positive government intervention can drive markets forward, the wrong sort of government intervention can hold back or stop a trading market from developing.

The EU has already brought about important drivers for effective LNG trading markets to develop, including the ban on destination clauses and ship fuel regulations. The LNG industry considers that the industry is working fine and there is no need for further EU level intervention, nevertheless we have identified some areas for further development.

Recommendations are under three categories: 1) Essential actions by the market alone. A standard contract is essential for active LNG trading, this will be developed by the industry though and there is little governments or the EU can do; 2) Actions where the EU can set the environment. The EU could help to set the environment for LNG hubs to develop where there is a combination of physical assets (large scale LNG storage and bunkering) and supporting paper based mechanisms (such as hub contract and fiscal incentives). LNG hubs would support liquid, flexible and transparent markets and could be developed in North West Europe, South West Europe or the Mediterranean. Secondly, the EU can promote transparency with more information on terminal and LNG pricing, and for new market entrants (particularly new emerging market LNG buyers who have surplus LNG available for resale). There are also various ways in which the EU could engage in international cooperation and information sharing, including with other national buyers, emerging hubs (such as Singapore) and US agencies; ; 3) Areas where the EU can take direct action. These include initiatives for transparency, including regulations on LNG pricing, providing information for new market entrants and regulations for terminal pricing, and regulations for terminal access, including bringing exempted terminals into the transparency system.

The study has shown that European LNG Import Terminals can accept LNG from virtually all of the current and proposed new LNG Export Terminals without the need for LNG blending to achieve a suitable specification.

There are however some issues that should be noted such as the UK being an exception with its narrower range for the gas network, hence blending facilities are provided at some terminals to handle LNG from some locations. Croatia and Lithuania also have certain composition restrictions even though the Wobbe Index values are compatible.

RÉSUMÉ

Les priorités d'infrastructure de la stratégie de stockage de GNL et de stockage souterrain de l'UE ont été testées dans des scénarios normaux et de sécurité d'approvisionnement (SOS) sous une offre mondiale élevée et faible de GNL et des projections de la demande de gaz hautes et faibles. Sur la base de modélisations, la plupart des projets fournissent des résultats satisfaisants en termes d'utilisation, soit dans des scénarios réguliers ou de type SOS, soit dans les deux. Les résultats les plus robustes sont les pipelines dans les pays baltes, IGB et IBS. Le GNL croate est très sensible à l'offre mondiale de GNL et au développement de la demande européenne, bien que les avantages du projet soient inévitables dans la cas du SOS. Les projets de pipeline sur la péninsule ibérique n'ont pas donné de bons résultats dans aucun des scénarios testés.

Utilisation des terminaux GNL

L'utilisation des terminaux GNL en Europe varie considérablement. Sur la base des résultats de la modélisation, en 2016, l'utilisation est faible (0-36%), les terminaux italiens et grecs montrant les chiffres les plus élevés et un développement en termes d'utilisation d'ici 2020 en Lituanie et en Pologne s'observe, tandis que d'autres terminaux restent stables ou diminuent en raison des faibles niveaux de demande en Europe et la stratégie du partage de marché employée par Gazprom. Les chiffres annuels d'utilisation montrent une augmentation substantielle de 2020 à 2025 parce que la production de l'UE diminue et qu'il existe un GNL concurrentiel plus disponible sur le marché mondial. Les terminaux lituanien, polonais et portugais doublent leur chiffre d'utilisation et la Turquie les triples. Les terminaux en Belgique, en France et au Royaume-Uni en Europe du Nord-Ouest commencent à recevoir plus de Méthaniers lorsque l'approvisionnement global en GNL est élevé et c'est le seul scénario où le terminal néerlandais présente une utilisation plus significative (25%). L'offre élevée de GNL est également bénéfique pour les terminaux de GNL turc, polonais et croate, mais les autres (GR, ES, PT, IT, MT) ne répondent pas à ce scénario. Cela s'explique en partie par la faible interconnectivité et la nature isolée de ces marchés (GR, PT, MT), mais aussi en raison de l'absence de disparité de prix entre les marchés voisins (TI, ES). Même dans le scénario d'approvisionnement élevé en GNL lorsque les taux d'utilisation annuels européens des terminaux sont jusqu'à 45%, il n'y a pas de congestion sérieuse (les terminaux lituaniens et turcs ne sont proches que du seuil).

L'utilisation en pointe des terminaux GNL dans les mois à forte demande n'entraîne pas de congestion mensuelle sur un terminal dans la référence 2020, et seul le terminal lituanien de GNL sera saturé en 2025. Dans le cadre de la demande alternative élevée - référence d'approvisionnement en GNL en janvier, les terminaux belge, italien, Polonais, turc et britanniques se congestionnent. Les terminaux du Royaume-Uni affichent une utilisation plus élevée de 7% en janvier lorsque le stockage de gaz souterrain brut est supposé être fermé. Cependant, cette augmentation en janvier n'est pas visible sur l'utilisation annuelle des terminaux de GNL britanniques.

Le GNL peut contribuer à atténuer les problèmes de crise de l'approvisionnement par l'arrivage éclair de méthaniers supplémentaires au terminal le plus proche des pays touchés. Le GNL a un rôle important dans l'irrégularité de l'acheminement modélisé du Nord, fournissant un supplément de ~ 17 TWh / mois (~ 18% des volumes manquants) à l'approvisionnement européen et dans l'irrégularité de l'itinéraire du pipeline africain (~ 13 TWh par mois, 38% des volumes manquants). Le GNL a une contribution limitée pour atténuer les perturbations de l'approvisionnement en Europe du Sud-Est (SEE), car l'interconnexion est encore faible dans les Balkans (depuis le terminal de GNL en Grèce) et le terminal de GNL prévu en Croatie devrait réduire les tarifs des interconnexions transfrontalières afin d'en faire profiter la région.

Utilisation des installations de stockage

Les installations de stockage jouent un rôle important dans la flexibilité saisonnière sur le marché européen et, dans des scénarios de sécurité d'approvisionnement, ils contribuent le plus parmi les sources dites flexibles. Pourtant, les résultats de la modélisation ne projettent pas un avenir optimiste pour les stockages. Le volume total de gaz stocké diminue avec le temps (7% dans l'UE28 et 3% dans l'ensemble de la région modélisée) malgré les obligations de stockage en vigueur dans de nombreux pays. Alors que les résultats de la modélisation montrent une chute globale de l'utilisation du stockage, les sites de stockage en Bulgarie, en Croatie, en Italie, en Pologne et en Ukraine montrent des taux d'utilisation croissants pendant la période modélisée; d'autres voient une utilisation décroissante: le plus large impact sur l'utilisation de l'entreposage étant autrichien, allemand et français.

Interventions réglementaires

Un certain surplus de capacité sur le marché du stockage de gaz est déjà confrontée à des problèmes financiers, et la première fermeture d'un site de stockage est survenue cette année en Irlande et d'autres pourraient arriver dans l'avenir.. L'utilisation de stockage modélisé est la plus importante au Royaume-Uni et en IR, ce qui montre que le marché n'est pas prêt à payer le coût du stockage.

Les capacités de stockage excédentaires (non utilisées) ont été modélisées par REKK, et même dans les scénarios choc les plus extrêmes, l'infrastructure était capable de gérer la crise. En delà des approximatifs 1100 TWh de capacité de gaz disponible pour EU28, environ 600 TWh ont été utilisés par le modèle et cette quantité était suffisante pour absorber à la fois les besoins extrême en approvisionnement et de la demande.. D'autres sources de flexibilité (en particulier les contrats à long terme, LTC) peuvent également réserver une capacité de stockage sur du long terme qui nécessite environ 145 TWh de stockage supplémentaire. La concurrence accrue des sources de flexibilité pourrait échapper à certaines installations de stockage, ce qui doit être étroitement surveillé, mais nous ne voyons aucun risque urgent sur la sécurité de l'approvisionnement à cet égard.

Afin d'augmenter le stockage, des obligations de stockage sont en place dans plusieurs États membres. Les résultats de la modélisation mettent en évidence la nécessité de mettre en place plusieurs de ces obligations dans les scénarios modélisés de la sécurité d'approvisionnement. Nous avons également constaté que ces obligations de stockage entravent parfois l'utilisation transfrontalière du stockage et aggravent les affaires pour les installations de stockage d'autres pays où il n'existe aucune obligation de stockage. Pour cette raison, nous avons décrit une autre solution réglementaire dans cette étude qui pourrait éventuellement remplacer les obligations de stockage par une entreprise à l'échelle de l'UE, une entreprise sur la base de VOLL et une compensation financière obligatoire pour protéger les clients des fournisseurs.

Les stocks de stockage stratégiques ne sont pas utilisés dans les scénarios de choc modélisés par le marché et en particulier avec la nouvelle infrastructure proposée par la stratégie du GNL et de son stockage, ces stocks stratégiques peuvent être transformés en stockage commerciaux réguliers pour une utilisation régionale.

Sur la base des flux de gaz modélisés et de l'utilisation des infrastructures dans les scénarios SoS, nous voyons un grand potentiel pour une coopération accrue entre la Hongrie, la Serbie, la Bulgarie et la Grèce afin d'optimiser l'allocation de sources supplémentaires provenant des entrepôts hongrois et de l'importation grecque de GNL sur cet itinéraire. Cela nécessiterait l'achèvement de l'interconnexion bidirectionnelle BG-RS, qui est un projet FID avec une date de mise en service cible de 2018. Si l'interconnexion HU-SI est construite et que les problèmes tarifaires sont résolus, cette coopération pourrait être étendue à la Croatie et à la Slovénie, améliorant encore la flexibilité avec l'apparition de sources supplémentaires (GNL croate et stockage) et des routes d'approvisionnement.

Une autre source de flexibilité pourrait être mise en service si la suppression des obstacles réglementaires permettrait à la Bulgarie d'accéder aux entrepôts roumains. Enfin, la coopération dans la région SEE serait complète avec la participation de l'Italie en vue d'harmoniser les flux sur TAP avec l'utilisation des entrepôts italiens.

Sécurité des approvisionnements

Sous les scénarios modélisés, l'infrastructure européenne peut répondre de manière robuste aux besoins du système de gaz même sous les chocs les plus extrêmes. La modélisation n'a pas révélé d'autres besoins d'infrastructure que ceux décrits ci-dessus. L'augmentation de prix due aux chocs d'approvisionnement est demeurée modeste, avec une augmentation d'environ 5 € / MWh pour une période de 7 jours dans le choc combiné le plus extrême.

Les différences régionales de prix entre l'Europe du Sud-Est et l'Europe du Nord-Ouest sont proches de zéro en 2020 et 2025 en raison d'une bonne interconnexion. L'écart de prix est plus pertinent entre l'UE28 et les Parties contractantes de la Communauté de l'énergie, ce dernier étant de 3,6 € / MWh plus cher que l'UE28 d'ici 2025. La Turquie présente des résultats très similaires (modérés) aux chocs où les développements de stockage et les terminaux de GNL en Turquie offre la flexibilité nécessaire au marché turc, et il n'y a pas de flux significatif entre la Turquie et les pays voisins de l'UE dans les modélisations SOS.

L'étude a examiné la manière dont la fluidité, la flexibilité et la transparence peuvent être améliorées sur les marchés européens et mondiaux du GNL. L'industrie du GNL est en instance de changement industriel substantiel, en raison d'une crise de l'offre excessive, de nouvelles technologies GNL et de l'entrée de volumes substantiels de GNL US à faible coût.

Différentes conditions préalables sont nécessaires pour que les marchés commerciaux actifs se développent et des indicateurs distincts d'un marché commercial pleinement opérationnel existent. Bien que de nombreuses conditions préalables existent déjà et que le GNL soit certainement plus flexible le GNL n'offre pas encore de marchés commerciaux entièrement flexibles, fluides et transparents.

GNL

Les études de cas du gazoducs, du pétrole et du commerce du minerai de fer montrent que les marchés commerciaux sophistiqués se développent quand il y a (dans cet ordre): 1) une crise ou un changement radical du marché, comme un surplus d'approvisionnement ou de nouvelles technologies, 2) une action gouvernementale appropriée qui définit l'environnement pour que les marchés se développent, et 3) le marché est laissé à lui-même pour se développer. Bien que l'intervention gouvernementale positive puisse stimuler les marchés, le mauvais type d'intervention du gouvernement peut freiner ou empêcher un marché commercial de se développer.

L'UE a déjà amené des éléments moteurs importants afin d'enclencher des marchés commerciaux de GNL efficaces, notamment l'interdiction des clauses de destination et la réglementation des méthaniers. L'industrie du GNL estime que l'industrie fonctionne bien et qu'il n'y a pas besoin d'une nouvelle intervention au niveau de l'UE, néanmoins nous avons identifié certains domaines pouvant être développés davantage.

Un contrat standard est essentiel pour le commerce actif du GNL, ce sera développé par l'industrie et il y a peu que les gouvernements ou l'UE peuvent faire. L'UE pourrait contribuer à définir l'environnement pour les plate-formes GNL afin de développer l'existence d'une combinaison d'actifs physiques (stockage de GNL à grande et petite échelle (bunkering)) et des mécanismes basés sur le support (tels que le contrat principal et les incitations fiscales). Les plate-formes GNL soutiendraient des marchés fluides, flexibles et transparents et pourraient être développés en Europe du Nord-Ouest, en

Europe du Sud-Ouest ou en Méditerranée. L'UE peut promouvoir la transparence avec plus d'informations sur les prix des terminaux et du GNL et pour les nouveaux entrants sur le marché (en particulier les nouveaux acheteurs de GNL des marchés émergents qui ont un surplus de GNL disponible à la revente). Il existe également diverses façons dont l'UE pourrait s'engager dans la coopération internationale et le partage de l'information, y compris avec d'autres acheteurs nationaux, des pôles émergents (tels que Singapour) et des agences américaines.

L'étude a montré que les terminaux européens d'importation de GNL peuvent accepter le GNL à partir de la quasi-totalité des nouveaux terminaux d'exportation LNG actuels proposés sans avoir besoin de mélanges de GNL pour obtenir une spécification appropriée.

Il existe cependant des problèmes qui devraient être notés, comme le Royaume-Uni étant une exception avec sa portée plus étroite pour le réseau de gaz, d'où la fourniture d'installations de mélange sur certains terminaux pour gérer le GNL depuis certains endroits. La Croatie et la Lituanie ont également certaines restrictions de composition même si les valeurs de l'indice Wobbe sont compatibles.

HOW TO OBTAIN EU PUBLICATIONS

Free publications:

- one copy:
via EU Bookshop (<http://bookshop.europa.eu>);
- more than one copy or posters/maps:
from the European Union's representations (http://ec.europa.eu/represent_en.htm);
from the delegations in non-EU countries
(http://eeas.europa.eu/delegations/index_en.htm);
by contacting the Europe Direct service (http://europa.eu/eurodirect/index_en.htm)
or calling 00 800 6 7 8 9 10 11 (Freephone number from anywhere in the EU) (*).

(*) The information given is free, as are most calls (though some operators, phone boxes or hotels may charge you).

Priced publications:

- via EU Bookshop (<http://bookshop.europa.eu>).

Priced subscriptions:

- via one of the sales agents of the Publications Office of the European Union
(http://publications.europa.eu/others/agents/index_en.htm).

