



Quo vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market Design for Europe

Executive Summary

[Written by EY & REKK]
[February – 2018]



**Quo vadis EU gas market regulatory framework –
Study on a Gas Market Design for Europe**



EUROPEAN COMMISSION

Directorate-General for Energy
Directorate B — Internal Energy Market
Unit B2 — Wholesale markets; electricity & gas

Contact: Kristóf Kovács

E-mail: Kristof.Kovacs@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 978-92-79-68070-0
doi:10.2833/595884

© European Union, 2018
Reproduction is authorised provided the source is acknowledged.

Printed in [Country]

PRINTED ON ELEMENTAL CHLORINE-FREE BLEACHED PAPER (ECF)

PRINTED ON TOTALLY CHLORINE-FREE BLEACHED PAPER (TCF)

PRINTED ON RECYCLED PAPER

PRINTED ON PROCESS CHLORINE-FREE RECYCLED PAPER (PCF)

Disclaimer

The information and views set out in this report 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.

Authors's statement

Discussion papers of the Quo vadis project tenderers and the subsequent stakeholders' feedback collected throughout the project phase highlighted the differences in perspective on the functioning of the internal gas market (IGM) and hence different perceptions of where the problems are and how they should be solved. As the EU gas-related legislation has not been implemented fully and consistently across the EU and some network code provisions, as well as the newly-adopted security of supply regulation are still awaiting implementation, there is significant room for interpretation with regard to the impact potential of complete implementation of all legislation by 2020 on the functioning of the IGM. This notwithstanding, we have outlined and modelled the alternative regulatory scenarios under various sensitivity conditions, which principally build on regulatory changes to the assumed regulatory framework, to assess as clearly as possible the impact each may have on economic welfare, compared to the Reference Scenario.

EXECUTIVE SUMMARY

The Quo vadis study evaluates the functioning of the European Union's internal gas market under the Third Package rules from a forward-looking perspective. On that basis it sets out and assesses alternative measures proposed to generate long-term benefits to consumers and EU market players. The study further concludes that the future performance and the international competitiveness of the EU gas market will not only depend on a successfully completed market integration process, but even more on the EU's ability to manage its high exposure to extra-EU suppliers.

Background

ACER's gas target model is at present the most comprehensive concept on how the EU gas market could develop from Third Package compatible member state level gas trading zones via a stage of voluntary, bottom-up integration process (e.g., regional market mergers) to a fully integrated EU gas market. However, the voluntary market merger process is proceeding very slowly. No provision in the Third Package guarantees this process to be ever completed.

A sharp contrast to the ACER concept is the vision of a centrally organized single EU gas market, operated by a single European TSO to ensure maximum market and operational efficiency. However, this vision of a centrally planned and managed market is not compatible with the political fundamentals of the European Union.

Current market functioning

By early 2018, there is a general stakeholder consensus that the EU internal gas market (IGM) has improved its functioning in recent years. Apart from some Central and South-East European (CSEE) Member States, market liquidity has been improving, competition at the wholesale level is intense, wholesale prices are moderate and converging across the EU. Market pricing is gradually replacing oil product-linked pricing. Given a moderate future gas demand outlook, the level of investment is generally sufficient in the sector.

However, our in-depth analysis of 2015-16 wholesale price differences within the EU shows that the European gas market is not yet a fully integrated single market. While the wholesale gas markets of Denmark, Belgium, the United Kingdom, the Netherlands and Germany create a single price zone, the presence of different trade barriers (cross border tariffs; lack of interconnectors; physical and contractual congestion) as well as differences in local market structure and exposure to upstream suppliers can explain remaining wholesale price differences.

Unless any regulatory or significant tariff change comes, we expect market segmentation to increase within the EU in the future. The current situation of overbooked transmission capacity by long-term contracts (LTCs) will change between 2020 and 2030. The transformation of the capacity market from long to short term may cause a more profound price segmentation of the IGM with greater location spreads compared to today, which will fully reflect short-term transmission tariffs and physical flow direction. This may happen because new capacity bookings after expired LTCs will come at an actual, instead of a sunk cost to traders.

High upstream market concentration

The price premium that EU wholesale customers have been paying over US prices in the last decade is largely related to the concentrated nature of the EU gas upstream sector, including extra-EU gas suppliers. The debate about the efficiency of the IGM and its potential for further improvement has to be evaluated in this broader context.

Additionally, long-term capacity bookings and physical delivery to the target country by extra-EU producers create inefficiencies in the redistribution of the contracted gas volumes according to short term supply – demand conditions within Europe.

The Network Code on Capacity Allocation Mechanisms (CAM NC) in its present form is unable to effectively address the risk of market foreclosure by long-term capacity bookings. The first large scale application of CAM NC logic¹ on capacity auction with new capacities provided a stark example of potential market foreclosure by long-term capacity bookings by an extra-EU producer.

Cross-border tariffs as trade barriers

National entry–exit systems charging full cost for gas transportation plus - potentially - auction premium at intra-EU IPs, including applying distortive IP tariffs at certain borders, enhance market segmentation rather than market integration. The present structure of cross-border gas transmission tariff system and the related tariff ‘pancaking’ (accumulation of tariffs to be paid by traders when shipping gas through several borders) have an effect of trade barriers within the EU. Pancaking hits new entrants to cross-border trading, limits the use of alternative gas transportation routes so some routes may not be efficiently used and creates a barrier to develop more efficient cross-border balancing. We expect these problems to become more visible as LTC capacity bookings start expiring from 2019.

Neither the market merger process nor the Tariffs Network Code (TAR NC) implementation process seem sufficient in addressing the pancaking issue. The progress of voluntary market mergers is politically complex, slow and expensive. The most likely outcome of TAR NC implementation will be the stabilization of present IP tariff levels with a parallel cut back of high outlier tariffs in the coming years.

Proposed alternative regulatory scenarios and their evaluation

If upstream market concentration remains at the current level, generally speaking, putting competitive pressure on dominant pipeline suppliers remains the key regulatory option to mitigate its negative consequences. LNG and inter-fuel competition by renewable resources have such a potential.

The study provides a combined qualitative and quantitative assessment for the following alternative regulatory scenarios.

- **Tariff Reform Scenarios with uniform tariff increase and with harmonized EU entry tariffs.** In this case, within-EU IP tariffs are set to zero so that the revenue neutrality of this change for each TSO is ensured by a simultaneous tariff increases at remaining entry and /or exit points. The proposed institution to ensure revenue neutrality is a newly founded TSO Compensation Fund (TCF).

The Tariff Reform Scenario makes cross-border gas trading cheaper. This will encourage increased imports by formerly more expensive countries from the cheaper regions up to full price equalization or infrastructure constraints. Wholesale prices fall in importing countries and rise in exporting ones.

- **Market Merger Scenarios**, where cross-border tariffs within the merged zones are eliminated and the lost TSO revenues are collected from additional tariffs on the IPs on the borders of the zones. As in the Tariff Reform Scenario a TCF covering the merged zones would need to be set up.

¹ The CAM incremental capacity rules are applicable officially only as of 16 March 2017 with possibility of an additional transitional arrangement.

- **The Combined Capacity-Commodity Release Scenario** proposes a simultaneous increase up to 50% in the share of short-term transmission capacities for both existing and new infrastructure, and an obligation for gas producers/importers to sell at least 50% of their gas at the nearest Virtual Trading Point (VTP) to their entry into the transmission grid on EU territory. The objectives of the scenario are to boost network use efficiency EU-wide and improve market liquidity in regions with low market liquidity and high market concentration.
- **The Extra-EU upstream – EU Downstream Strategic Partnership Concept** - the EU and Russia enter into a mutually beneficial agreement to integrate their gas markets in a fundamental way.

The quantitative welfare analyses of the regulatory scenarios were carried out by the European Gas Market Model (EGMM). This entailed the assessment of the wholesale price and welfare changes implied by the implementation of the regulatory scenarios on 2020 reference market conditions and on five sensitivity market cases: (1) high demand, (2) LNG glut, (3) high oil price – LNG short and (4-5) two versions of Nord Stream 2 project implementation.

Due to the nature of the EGMM (no short-term trading represented, perfect competition assumed), the modelling results provide very conservative economic benefit (total welfare change) estimates for the investigated regulatory scenarios. The EGMM cannot simulate daily bidding and we thus have no reliable measure of market liquidity. While we assume that some of the regulatory scenarios, notably the Tariff Reform Scenario will ease cross-border balancing and is likely to improve market liquidity, the EGMM could not capture and quantify these positive impacts. The model's fundamental comparative static nature also puts a limit on simulating the outcomes of the investment incentives inherent for the regulatory scenarios.

Based on the combined qualitative and quantitative regulatory scenario analyses we draw the following conclusions.

- (1) The Tariff Reform Scenario recommends restructuring the point of collection of EUR 2-3 billion TSO revenues to further promote trade and market integration on the approximately EUR 100 billion IGM. To go ahead with the Tariff Reform Scenario would be a smart move to enhance price convergence and insure against the risk of future gas market segmentation in the EU. Under the present and forecasted 2020 reference gas market conditions the implementation of a carefully designed tariff reform scenario could support further welfare improving gas market integration within the EU even in the current low demand and low-price market environment. This is reflected by the almost complete wholesale price convergence these scenarios imply.

The typical pattern of Tariff Reform Scenario welfare impacts under expected 2020 reference market conditions is that they rather redistribute than increase welfare through increased cross-border trading. However, the implementation of the Tariff Reform Scenario turns highly beneficial when implemented under more turbulent sensitivity scenarios, which bring increased price divergence for the IGM. It performs especially well by producing more than EUR 5 billion annual consumer welfare increase when implemented in a high oil price and LNG short environment and when Nord Stream 2 is built, and Russia supplies only remaining LTC quantities (but no spot volumes) through Ukraine.

Further, the Tariff Reform Scenario could help the voluntary market merger process by removing one of the critical conflict issues from merger discussions: IP point and tariff removal and related inter-TSO compensation problems, since the TSO Compensation Fund would have already solved them.

The Tariff Reform Scenario could boost the competitive pressure LNG puts on pipeline gas suppliers in regions with no direct access to LNG. Moreover, a tariff reform could bring about additional welfare benefits, like increased short-term market liquidity and more flexibility in cross-border balancing, that the EGMM cannot capture.

The performance of the Tariff Reform Scenario is sensitive to design issues. Its versions with additional tariffs on LNG entry points tend to immediately increase wholesale prices across the EU and as such are destructive for consumer welfare. Another complexity of the proposed Tariff Reform Scenario is that it is to be complemented with a TSO Compensation Fund.

- (2) The investigated market merger cases brought moderate EU welfare improvements in those cases when wholesale price differences were still present before the merger. The merger of the Spanish and Portuguese markets on the 2020 reference produced negligible price and welfare impacts because we expect the already moderate (below 0.5 EUR/MWh) 2016 wholesale price difference levelling off by 2020 due to increasing demand and LNG costs.

There are two major aspects of a merger scenario that can undermine the social benefits of the case: the additional cost of expanding the infrastructure for the merged zone (if needed) and the potential price increase in the countries neighbouring the merged zone due to the additional tariffs put on the zone's outside entry/exit points. We did not quantify the infrastructure related costs of the investigated merger cases, but we assume that it would be significant in the North-West and Baltic merger cases.

We found the second impact (increased prices in neighbouring countries) relevant in the North-West (DE-NL-BE-LU-CZ) merger case. This is a warning that while a bottom-up approach of smaller market mergers might be politically easier and thus the more feasible way towards gas market zones integration, this segmented process could lead to a set of market zones separated by high tariff barriers around the EU – a rather negative outcome.

- (3) The Combined Capacity-Commodity Release Scenario improves EU welfare and is a robust and focused measure. It improves EU consumer welfare by an annual EUR 1.5-3 billion across the different sensitivity scenarios and results mostly in a positive total welfare outcomes. The sources of welfare improvements are increasing product market competition in less liquid CSEE countries (commodity release) and improved efficiency in using the EU gas transmission infrastructure (capacity release).

There are two additional advantages of this scenario. It reduces prices and improves the welfare in relatively high price countries without implying a parallel price increase in low price countries. In addition, it requires only the modification of existing legislation (CAM NC) and the application of existing experiences with past gas release programs but no new institution (like a TCF) or major new regulation is a precondition for its application.

Therefore, we conclude that the implementation of this scenario is a no-regret policy and recommend to consider it for the implementation.

- (4) An extra-EU upstream and EU downstream Strategic Partnership might have the potential to significantly decrease EU gas wholesale prices. This cooperative concept could clearly reshape the upstream conditions for the EU IGM and, depending on the result of the related benefits sharing, it could provide significant welfare gains for EU stakeholders, especially customers.

However, this concept is highly hypothetical and intends only to initiate further thinking and research into potential cooperative solutions for the EU gas markets' most

important problem that is high import dependence and simultaneous high market concentration.

The most important sensitivity scenario related observations are as follows.

- (5) Gas market related total welfare is highly sensitive to gas demand and LNG supply shocks in the EU. While higher than reference demand increase could boost gas consumption related EU welfare due to abundant and flexible supply conditions, EU welfare is highly sensitive to LNG supply conditions.
- (6) The most efficient measure to put competitive pressure on EU pipeline gas suppliers and improve EU welfare is to provide seamless access for LNG to the EU IGM. Aside from the Strategic Partnership concept, it was only in the LNG glut sensitivity scenario where we could simulate remarkable wholesale gas price decreases. An LNG glut in combination with a Combined Capacity-Commodity Release Scenario could reduce EU gas wholesale prices the most. Tariff Reform Scenario versions that increase LNG entry tariffs to the EU transmission grid are highly destructive for EU welfare.
- (7) Once it is built, the impact of Nord Stream 2 on EU consumers' welfare depends on the unilateral decision of Russia on how to use (or not to use) the Ukrainian transit pipeline system. From the realistic regulatory scenarios, the tariff reform seems to be the most effective remedy to relieve the sharp price divergence that Nord Stream 2 is expected to create between North-West, Central and South East Europe.

Recommendations

The analyses presented in this study support the following policy recommendations.

- Amend paragraphs 6 and 7 of Article 8 of Regulation 2017/459 to increase the share of existing technical capacity that TSOs are obliged to set aside and offer for auctioning for yearly or shorter durations to 50% or more. The same approach of increasing the share of yearly or shorter durations from 10% to 50% should also be considered for incremental capacity within the EU to prevent future market foreclosure.
- Consider the full implementation of the Combined Capacity-Commodity Release Scenario. This would entail the amendment of Regulation 2017/459 as indicated in the former recommendation and the implementation of gas release programs for existing and future LTCs in the EU countries of entry for LTC commodity.
- Consider the implementation of the Tariff Reform Scenario after further refining the design and implementation conditions of it as presented in the study. Designs with add-on tariffs differentiated by EU entry, EU exit and domestic exit points as well as TCF implementation issues should further be considered.
- Include the concept of a potential Strategic Partnership – and the corresponding liberalization of the Russian gas sector – on the agenda of future EU-Russia energy dialogue and negotiation process on Nord Stream 2 or DG Competition cases with the objective to promote a competitive EU gas upstream sector.

RÉSUMÉ

L'étude Quo vadis évalue le fonctionnement du marché intérieur du gaz de l'Union européenne dans le cadre des règles du Troisième Paquet Energie dans une perspective d'avenir. Sur cette base, elle définit et évalue des mesures alternatives proposées pour créer des bénéfices à long terme pour les consommateurs et les acteurs du marché de l'UE. L'étude permet en outre de conclure que les performances futures et la compétitivité internationale du marché du gaz de l'UE dépendront non seulement d'un processus d'intégration de marché achevé avec succès, mais encore de la capacité de l'UE à gérer sa forte exposition aux fournisseurs situés en dehors de l'UE.

Contexte

Le modèle de gaz d'ACER est actuellement le concept le plus exhaustif sur la manière dont le marché de gaz de l'UE pourrait se développer à partir des zones de commerce de gaz compatibles avec le Troisième Paquet Energie, via une phase d'intégration volontaire ascendante (par ex. marché du gaz de l'UE) à un marché du gaz européen pleinement intégré. Cependant, le processus de fusion des marchés à caractère volontaire avance très lentement. Aucune disposition du Troisième Paquet Energie ne garantit que ce processus soit un jour achevé.

La vision d'un marché unique du gaz au sein de l'UE, exploité par un seul GRT européen, pour assurer un maximum d'efficacité commerciale et opérationnelle, contraste fortement avec le concept ACER. Cependant, cette vision d'un marché centralement planifié et contrôlé n'est pas compatible avec les fondements politiques de l'Union européenne.

Fonctionnement actuel du marché

Au début de l'année 2018, les parties prenantes s'accordent à penser que le marché intérieur du gaz (MIG) de l'UE a amélioré son fonctionnement ces dernières années. Outre certains États membres d'Europe centrale et d'Europe du Sud-Est, la liquidité du marché s'est améliorée, la concurrence au niveau de la vente en gros est intense, les prix de gros sont modérés et convergent dans l'UE. Les prix du marché remplacent progressivement les prix liés aux produits pétroliers. Compte tenu des perspectives modérées de la future demande de gaz, le niveau d'investissement est généralement suffisant dans le secteur.

Cependant, notre analyse approfondie des différences de prix de gros en 2015 et en 2016 au sein de l'UE montre que le marché européen du gaz n'est pas encore un marché unique totalement intégré. Alors que les marchés de gros au Danemark, en Belgique, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et en Allemagne créent une seule zone de prix, la présence de différentes barrières commerciales (tarifs transfrontaliers, absence d'interconnexions, congestion physique et contractuelle) ainsi que la structure du marché local et l'exposition aux fournisseurs en amont peuvent expliquer les différences de prix de gros restantes.

À moins d'un changement tarifaire réglementaire ou significatif, nous prévoyons que la segmentation du marché augmentera à l'avenir dans l'UE. La situation actuelle des capacités de transport surbookées par les contrats à long terme (CLT) changera entre 2020 et 2030. La transformation du marché des capacités à court et long terme pourrait entraîner une segmentation plus profonde des prix du marché intérieur du gaz avec des écarts de localisation plus importants qu'aujourd'hui, ce qui reflétera entièrement les tarifs de transport à court terme et la direction du flux physique. Cela peut se produire parce que les nouvelles réservations de capacité après les CLT expirés se feront à un prix réel, au lieu d'un coût irrécupérable pour les traders.

Concentration du marché élevée en amont

La prime que les clients de gros de l'UE ont payée sur les prix américains au cours de la dernière décennie est largement liée à la nature concentrée du secteur gazier en amont de l'UE, y compris les fournisseurs de gaz en dehors de l'UE. Le débat sur l'efficacité du MIG et ses possibilités d'améliorations doit être évalué dans ce contexte plus large.

De plus, les réservations de capacité à long terme et la livraison physique dans le pays cible par des producteurs en dehors de l'UE créent des inefficacités dans la redistribution des volumes de gaz contractés en fonction des conditions d'offre et de demande à court terme en Europe.

Le code de réseau sur les « Mécanismes d'Allocation des Capacités » ou CAM NC (Network Code on Capacity Allocation Mechanisms) sous sa forme actuelle est incapable de traiter efficacement le risque de verrouillage du marché par des réservations de capacité à long terme. La première application à grande échelle de la logique de CAM NC2 sur la capacité de vente aux enchères avec de nouvelles capacités a fourni un exemple frappant de verrouillage potentiel du marché par les réservations de capacité à long terme d'un producteur en dehors de l'UE.

Les tarifs transfrontaliers comme barrières commerciales

Les systèmes nationaux d'entrée-sortie facturant le coût total du transport de gaz ainsi que, potentiellement, les primes aux enchères sur la PI (propriété intellectuelle) à l'intérieur de l'UE, y compris l'application de droits de propriété intellectuelle à certaines frontières, renforcent la segmentation du marché plutôt que son intégration. La structure actuelle du système de tarification transfrontalier du transport de gaz et l'accumulation des tarifs à payer par les commerçants lors de l'acheminement du gaz à travers plusieurs frontières («pancaking») ont pour effet de créer des barrières commerciales au sein de l'UE. Le pancaking frappe les nouveaux entrants au commerce transfrontalier, limite l'utilisation de voies alternatives de transport du gaz, au point où certaines routes pourraient ne pas être utilisées efficacement, et crée une barrière pour développer un équilibre transfrontalier plus efficace. Nous prévoyons que ces problèmes deviendront plus visibles à mesure que les réservations de capacité des CLT expirent à partir de 2019.

Ni le processus de fusion du marché ni le processus de mise en œuvre du code de tarification du réseau ou TAR NC (The Tariffs Network Code) ne semblent suffisants pour résoudre le problème du pancaking. La progression des fusions volontaires sur les marchés est politiquement complexe, lente et coûteuse. Le résultat le plus probable de la mise en œuvre du code de tarification du réseau sera la stabilisation des niveaux actuels des droits de PI avec une réduction parallèle des tarifs élevés dans les années à venir.

Proposition de scénarios réglementaires alternatifs et leur évaluation

Si la concentration du marché en amont demeure au niveau actuel, la pression concurrentielle exercée sur les principaux fournisseurs de pipelines demeure la principale option réglementaire pour atténuer ses conséquences négatives. Le GNL et la concurrence entre combustibles issus des ressources renouvelables ont ce potentiel.

L'étude fournit une évaluation combinée qualitative et quantitative pour les scénarios réglementaires alternatifs suivants.

² Les règles relatives à la capacité incrémentielle de la CAM ne sont applicables officiellement qu'à compter du 16 mars 2017, avec possibilité d'un arrangement transitoire supplémentaire.

- **Scénarios de Réforme Tarifaire avec une augmentation tarifaire uniforme et avec des tarifs d'entrée harmonisés dans l'UE.** Dans ce cas, les tarifs de PI de l'UE sont mis à zéro, de sorte que la neutralité des revenus de ce changement pour chaque GRT est assurée par une augmentation tarifaire simultanée aux points d'entrée et / ou de sortie restants. L'institution proposée pour assurer la neutralité des revenus est un fonds de compensation GRT nouvellement créé.

Le Scénario de Réforme Tarifaire rend le commerce transfrontalier de gaz moins cher. Cela encouragera l'augmentation des importations par les pays autrefois plus chers depuis des régions moins chères jusqu'à l'équilibre total des prix ou aux contraintes d'infrastructure. Les prix de gros chutent dans les pays importateurs et augmentent dans les pays exportateurs.

- **Scénarios de fusion du marché,** où les tarifs transfrontaliers dans les zones qui ont fusionné sont éliminés et les pertes de revenus des GRT sont collectées à partir des tarifs additionnels des PI sur les frontières des zones. Comme dans le scénario de Réforme tarifaire, un fonds de compensation de GRT couvrant les zones fusionnées devrait être mis en place.
- **Le scénario combiné de la mise à disposition (release) des capacités et du gaz** propose une augmentation simultanée de 50% de la capacité de transport à court terme pour les infrastructures existantes et nouvelles et une obligation pour les producteurs / importateurs de gaz de vendre au moins 50% de leur gaz au Point de Trading Virtuel (PTV) le plus proche de leur entrée dans le réseau de transmission sur le territoire de l'UE. Les objectifs du scénario sont d'accroître l'efficacité de l'utilisation du réseau dans l'ensemble de l'UE et d'améliorer la liquidité du marché dans les régions où elle est faible et où la concentration du marché est élevée.
- **Le concept de partenariat stratégique entre la production en dehors de l'UE et la consommation dans l'UE** - l'UE et la Russie concluent un accord mutuellement bénéfique pour intégrer leurs marchés du gaz de manière fondamentale.

Les analyses quantitatives du bien-être des scénarios réglementaires ont été réalisées par le modèle européen du marché du gaz (European Gas Market Model). Cela impliquait l'évaluation des changements de prix de gros et en terme de bien-être induits par la mise en œuvre des scénarios réglementaires sur les conditions de marché de 2020 et sur cinq cas de sensibilité: (1) forte demande, (2) surabondance de GNL, (3) prix élevé du pétrole - GNL court et (4-5) deux versions de la mise en œuvre du projet Nord Stream 2.

En raison de la nature du modèle européen du marché de gaz (pas de négociation à court terme, l'hypothèse d'une concurrence parfaite), les résultats de la modélisation fournissent des estimations économiques très conservatrices (changement total de bien-être) pour les scénarios réglementaires étudiés. Le modèle européen du marché de gaz ne peut pas simuler les appels d'offres journaliers et nous n'avons donc aucune mesure fiable de la liquidité du marché. Même si nous supposons que certains des scénarios réglementaires, notamment le scénario de réforme tarifaire, faciliteront l'équilibrage transfrontalier et amélioreront probablement la liquidité du marché, le modèle européen du marché de gaz n'a pas pu saisir et quantifier ces impacts positifs. La nature statique comparative fondamentale du modèle limite également la simulation des résultats des incitations à l'investissement inhérentes aux scénarios réglementaires.

Basé sur les analyses de scénarios réglementaires qualitatifs et quantitatifs combinés, nous pouvons alors en tirer les conclusions suivantes.

- (1) Le scénario de réforme tarifaire recommande de restructurer le point de collecte de 2 à 3 milliards d'euros de recettes de GRT afin de promouvoir davantage l'intégration du commerce et IGM d'environ 100 milliards d'euros. Poursuivre le scénario de la réforme tarifaire serait une initiative judicieuse pour améliorer la convergence des prix et se garantir contre le risque de segmentation future du marché du gaz dans l'UE. Dans les

conditions actuelles et prévues du marché du gaz de référence de 2020, la mise en œuvre d'un scénario de réforme tarifaire soigneusement conçu pourrait favoriser une meilleure intégration du marché du gaz dans l'UE, même dans l'environnement actuel de faible demande et de prix bas. Cela se reflète dans la convergence presque totale des prix de gros que ces scénarios impliquent.

La tendance typique des effets sur le bien-être du scénario de réforme tarifaire dans les conditions de marché de référence prévues pour 2020 est qu'ils redistribuent plutôt qu'augmentent le bien-être en augmentant les échanges transfrontaliers. Cependant, la réalisation du scénario de réforme tarifaire s'avère très bénéfique lorsqu'elle est mise en œuvre dans des scénarios de sensibilité plus volatiles, ce qui entraîne une divergence de prix accrue pour le MIG. Il est particulièrement performant en produisant plus de 5 milliards d'euros de bien-être annuel lorsqu'il est mis en œuvre dans les conditions de prix élevé de pétrole et de déficience de GNL et lorsque Nord Stream 2 est construit, et que la Russie ne fournit que des quantités restantes de contrats à long terme (mais pas de volumes achetés au comptant sur le marché ukrainien).

En outre, le scénario de réforme tarifaire pourrait faciliter le processus de fusion volontaire en supprimant l'une des sources majeures de conflit de la discussion sur la fusion: suppression des points de PI et des tarifs et problèmes de compensation inter-GRT connexes, puisque le fonds de compensation GRT les aurait déjà résolus.

Le scénario de réforme tarifaire pourrait accroître la pression concurrentielle que le GNL exerce sur les fournisseurs de gazoduc dans les régions n'ayant pas d'accès direct au GNL. De plus, une réforme tarifaire pourrait apporter des avantages sociaux supplémentaires, comme une liquidité accrue à court terme sur le marché et une plus grande flexibilité dans l'équilibrage transfrontalier, que le modèle de marché du gaz européen ne peut pas saisir.

La performance du scénario de réforme tarifaire est sensible aux problèmes de conception. Ses versions avec des tarifs supplémentaires sur les points d'entrée du GNL tendent à augmenter immédiatement les prix de gros à travers l'UE et à ce titre sont destructrices pour le bien-être des consommateurs. Une autre difficulté du scénario de réforme tarifaire proposé est qu'il doit être complété par un fonds de compensation GRT.

- (2) Les cas de concentration de marché examinés ont apporté des améliorations modérées du bien-être de l'UE dans les cas où les différences de prix de gros étaient toujours présentes avant la fusion. La fusion des marchés espagnols et portugais sur la référence 2020 a eu un impact négligeable sur les prix et le bien-être car il est à espérer que la différence des prix de gros de l'année 2016 déjà modérée (inférieure à 0,5 EUR / MWh) devienne encore plus faible en raison de l'augmentation de la demande et des coûts du GNL.

Deux aspects majeurs d'un scénario de fusion peuvent compromettre les avantages sociaux de l'affaire: le coût additionnel de l'extension de l'infrastructure pour la zone fusionnée (si nécessaire) et l'augmentation potentielle des prix dans les pays voisins de la zone fusionnée en raison des tarifs additionnels qui sont mis sur les points d'entrée / sortie extérieurs de la zone. Nous n'avons pas quantifié les coûts liés à l'infrastructure des cas de fusion étudiés, mais nous supposons que cela serait important dans les cas de fusion du Nord-Ouest et de la Baltique.

Nous avons trouvé le deuxième impact (hausse des prix dans les pays voisins) pertinent dans le cas de fusion de Nord-Ouest (DE-NL-BE-LU-CZ). Ceci est un avertissement que quand bien même une approche ascendante des fusions de marché plus petites pourrait être politiquement plus facile et donc la voie la plus réalisable vers l'intégration des zones gazières, ce processus segmenté pourrait conduire à une série de zones de

marché séparées par des barrières tarifaires élevées dans l'ensemble de l'UE - un résultat plutôt négatif.

- (3) Le scénario combiné de la mise à disposition (release) des capacités et du gaz améliore le bien-être de l'UE et constitue une mesure robuste et ciblée. Il améliore le bien-être des consommateurs européens d'un montant annuel de 1,5 à 3 milliards d'euros à travers les différents scénarios de sensibilité et se traduit principalement par des résultats positifs totaux en matière de bien-être. Les sources d'amélioration du bien-être sont l'augmentation de la concurrence sur les marchés de produits dans les pays moins liquides d'Europe centrale et d'Europe du Sud-Est et la meilleure utilisation des infrastructures de transport de gaz de l'UE (libération de capacité).

Il y a deux avantages supplémentaires à ce scénario. Il réduit les prix et améliore le bien-être dans les pays à prix relativement élevés sans impliquer une augmentation parallèle des prix dans les pays à bas prix. En outre, il ne nécessite que la modification de la législation existante (CAM NC) et l'application des expériences existantes avec les anciens programmes de rejet de gaz, mais aucune nouvelle institution (comme un fonds de concentration de GRT) ou une nouvelle réglementation majeure n'est une condition préalable à son application.

Par conséquent, nous concluons que la mise en œuvre de ce scénario est une politique sans regret et recommandons de l'examiner pour la mise en œuvre.

- (4) Un partenariat stratégique entre la production en dehors de l'UE et la consommation dans l'UE pourrait potentiellement réduire considérablement les prix de gros de l'UE. Ce concept coopératif pourrait clairement remodeler les conditions en amont du MIG de l'UE et, en fonction du résultat du partage des avantages, il pourrait apporter des avantages significatifs pour les parties prenantes de l'UE, en particulier les clients.

Cependant, ce concept est hautement hypothétique et vise seulement à initier une réflexion et une recherche plus poussées sur des solutions de coopération potentielles pour le problème le plus important des marchés gaziers de l'UE, à savoir la forte dépendance aux importations et la forte concentration simultanée du marché.

Les observations les plus importantes liées au scénario de sensibilité sont les suivantes.

- (5) Le bien-être total lié au marché du gaz est très sensible à la demande de gaz et aux chocs d'offre de GNL dans l'UE. Bien que l'augmentation de la demande de référence puisse accroître la prospérité de l'UE liée à la consommation de gaz en raison de conditions d'approvisionnement abondantes et flexibles, le bien-être de l'UE est très sensible aux conditions d'offre de GNL.
- (6) La mesure la plus efficace pour exercer une pression concurrentielle sur les fournisseurs de gazoduc de l'UE et pour améliorer le bien-être de l'UE consiste à assurer un accès transparent au GNL au MIG de l'UE. Mis à part le concept de partenariat stratégique, ce n'est que dans le scénario de sensibilité à la surabondance de GNL que nous avons pu simuler des diminutions notables des prix de gros du gaz. Une surabondance de GNL associée à un scénario de mise à disposition de capacités combinées pourrait réduire les prix de gros de l'UE. Les versions du scénario de réforme tarifaire qui augmentent les tarifs d'entrée du GNL sur le réseau de transport de l'UE sont très néfastes pour le bien-être de l'UE.
- (7) Une fois construit, l'impact de Nord Stream 2 sur le bien-être des consommateurs de l'UE dépendra de la décision unilatérale de la Russie d'utiliser (ou non) le réseau de gazoducs de transit ukrainien. D'après les scénarios réglementaires réalistes, la réforme tarifaire semble être le remède le plus efficace pour atténuer la forte

divergence de prix que Nord Stream 2 devrait créer entre l'Europe du Nord-Ouest, l'Europe centrale et l'Europe du Sud-Est.

Recommandations

Les analyses présentées dans cette étude soutiennent les recommandations politiques suivantes.

- Modifier les paragraphes 6 et 7 de l'article 8 du règlement 2017/459 afin d'augmenter la part de la capacité technique existante que des GRT sont tenus de mettre de côté et d'offrir aux enchères pour des durées annuelles ou plus courtes de 50% ou plus. La même approche consistant à augmenter la part des durées annuelles ou plus courtes de 10% à 50% devrait également être envisagée pour la capacité supplémentaire au sein de l'UE afin d'éviter une future fermeture du marché.
- Examiner la mise en œuvre intégrale du scénario combiné de la mise à disposition (release) des capacités et du gaz. Cela impliquerait la modification du règlement 2017/459 comme indiqué dans l'ancienne recommandation et la mise en œuvre des programmes de libération de gaz pour les CLT existants et futurs dans les pays d'entrée de l'UE pour les produits de CLT.
- Examiner la mise en œuvre du scénario de réforme tarifaire après en avoir affiné les conditions de conception et de mise en œuvre telles que présentées dans l'étude. Les conceptions avec des tarifs supplémentaires différenciés par l'entrée dans l'UE, les points de sortie de l'UE et les points de sortie nationaux ainsi que les problèmes de mise en œuvre des CLT devraient être examinés plus en détails.
- Inclure le concept d'un partenariat stratégique potentiel - et la libéralisation correspondante du secteur gazier russe - à l'ordre du jour du futur dialogue énergétique entre l'UE et la Russie sur les négociations Nord Stream 2 ou DG Concurrence dans le but de promouvoir un secteur gazier européen compétitif en amont.

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/europedirect/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).

