

Etude

(F)2291

25 novembre 2021

Étude concernant un cadre réglementaire pour le transport d'hydrogène

Article 15/14, § 2, 2°, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

Non-confidentiel

Version coordonnée de l'étude approuvée par le comité de direction de la CREG le 25 novembre 2021 avec corrigendum intégré.

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
SOMMAIRE	3
INTRODUCTION	5
1. PARTIE 1	5
1.1. Base juridique et définition de l'objet de l'étude.....	5
1.2. Approche de l'étude.....	6
1.3. Antécédents	6
1.4. Cadre européen.....	8
1.4.1. Le Green Deal européen.....	8
1.4.2. Mise en œuvre du Green Deal européen.....	10
1.4.3. ACER-CEER White Paper	13
1.5. Cadre belge.....	14
1.5.1. Accord de gouvernement.....	14
1.5.2. Plan de relance de la Belgique	15
1.5.3. Loi gaz belge	16
1.6. Concurrence	16
1.6.1. Monopoles.....	16
1.6.2. Le concept de dominance	17
1.6.3. La théorie des « services nécessaires »	17
2. PARTIE 2	19
2.1. Analyse du marché	19
2.1.1. Brève description du marché actuel et futur de l'hydrogène en Belgique	19
2.2. Éléments constitutifs d'un cadre réglementaire pour les vecteurs énergétiques	23
2.2.1. Introduction.....	23
2.2.2. Modèles de dissociation	25
2.2.3. Accès négocié ou régulé au réseau	26
2.2.4. Tarifs.....	28
2.3. Analyse d'impact d'un cadre réglementaire européen pour l'hydrogène	29
2.3.1. Marché et infrastructure de l'hydrogène	29
2.3.2. Accès des gaz renouvelables ou à faible teneur en carbone au réseau existant.....	29
2.3.3. Absence de marchés énergétiques intégrés et de planification des réseaux	29
2.3.4. Conclusion	30
2.4. Enquête sur un cadre réglementaire belge pour le transport d'hydrogène par canalisation ...	31
2.4.1. Accès au marché.....	31
2.4.2. Accès au réseau.....	32
2.4.3. Développement du réseau.....	33
2.4.4. Développement du marché.....	34
3. CONCLUSION	35
ANNEXE : CORRIGENDUM DU 25 NOVEMBRE 2021	37

SOMMAIRE

L'hydrogène, en tant que carburant sans carbone, produit à partir de sources d'énergie renouvelables, est promu par la Commission européenne comme le maillon nécessaire à la réalisation des ambitions climatiques de l'Europe et à la transition énergétique vers un futur approvisionnement en énergie durable, comme le prévoit le *Green Deal* européen.

Le marché de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique est encore limité aujourd'hui, tant en termes de production que de consommation. En effet, l'hydrogène est principalement utilisé comme matière première chimique dans l'industrie, notamment dans les clusters (pétro-)chimiques.

Pour créer un marché de l'hydrogène efficace et liquide, un cadre réglementaire est nécessaire pour organiser le transport par conduites d'une manière qui soit favorable à la fois à la production et à la consommation d'hydrogène. La Belgique dispose déjà d'un vaste réseau de canalisations souterraines pour le transport de gaz naturel, d'hydrogène et d'autres gaz. L'avantage est que l'on peut explorer les possibilités d'utiliser une infrastructure existante solide pour le développement d'un réseau d'hydrogène. En particulier, l'infrastructure de gaz naturel existante est prise en considération, ce qui offre des possibilités de réutilisation des conduites pour le transport de l'hydrogène. L'hydrogène peut également être injecté dans le réseau de transport de gaz naturel, à condition que les normes de qualité et de sécurité soient respectées. La force de l'hydrogène en tant que future énergie verte réside dans sa polyvalence en tant que vecteur énergétique, mais les processus de conversion énergétique ont encore une efficacité limitée (pertes d'énergie) et, en outre, les conditions économiques pour le développement spontané d'un marché énergétique de l'hydrogène n'existent pas actuellement.

Le réseau de gaz naturel existant en Belgique est détenu par un gestionnaire de réseau qui pourrait exercer l'activité de transport d'hydrogène en tant qu'activité non régulée à condition de respecter les exigences OU qu'il doit satisfaire en permanence en tant que GRT de gaz naturel. Quant au réseau de canalisations d'hydrogène existant, il est détenu par un seul acteur commercial, qui intègre à la fois la production, le transport et la vente d'hydrogène. Dans un premier temps, la CREG assurera un suivi permanent de ces règles et, en fonction de l'évolution du transport d'hydrogène et du cadre législatif et réglementaire en la matière, prendra les mesures appropriées qui peuvent entraîner des modifications de ces règles provisoires.

Afin de formuler une réponse à la question de savoir si le marché potentiel de l'hydrogène en tant qu'énergie doit être réglementé afin de promouvoir davantage ce marché, la CREG a, dans le délai convenu et sur la base de ses compétences limitées en matière d'hydrogène, demandé à certains des acteurs du marché concernés si le marché existant de l'hydrogène crée des obstacles qui empêchent l'évolution vers un marché intégré de l'hydrogène tel qu'envisagé par l'Europe. Elle s'appuie ici sur son expérience des marchés de l'électricité et du gaz naturel, où l'introduction d'un accès réglementé des tiers aux réseaux d'infrastructures (« *regulated third-party access* »), l'instauration de tarifs transparents, la non-discrimination entre les différents acteurs du marché et la supervision réglementée de la planification des infrastructures ont permis aux marchés de l'électricité et du gaz naturel de passer d'un contexte monopolisé au marché libre d'aujourd'hui, dans lequel la concurrence entre les fournisseurs peut effectivement jouer un rôle.

La CREG a pu constater au cours de son enquête qu'il existe un certain nombre d'obstacles pour les acteurs actuels et éventuellement futurs du marché actuel de l'hydrogène. Les producteurs ne peuvent pas commercialiser librement leurs molécules d'hydrogène, il n'y a pas de libre accès aux réseaux existants, pas de tarifs transparents et pas de cadre d'investissement connu permettant des investissements à moyen et long terme, ce qui rend les acteurs potentiels du marché hésitants, comme l'indique également la conclusion de cette étude.

Un cadre réglementaire visant à développer davantage le marché de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique semble donc approprié. Les principes fondamentaux de réglementation que la Commission européenne a mis en avant pour le marché de l'électricité et du gaz, tels que l'accès des tiers, la transparence et la non-discrimination, devraient permettre de promouvoir davantage le marché de l'hydrogène. La mise en place précoce d'une réglementation appropriée permet également de créer un cadre prévisible et stable qui offre une plus grande sécurité juridique aux investissements et énonce clairement les principes généraux qui s'appliqueront en cas de régulation éventuelle.

L'évolution éventuelle du cadre régulé belge devra également tenir compte des développements qui ont lieu dans nos pays voisins. Le commerce transfrontalier et la stratégie de l'Europe visant à créer un marché européen unifié de l'hydrogène détermineront le développement futur de la filière hydrogène.

On peut affirmer que les conditions actuelles en Belgique sont différentes de celles qui prévalaient au moment de l'introduction de la régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il est donc préférable d'aborder la régulation de la filière hydrogène de manière progressive et dynamique, en fonction de la taille et du rythme de développement du marché de l'hydrogène et de la nécessité d'éliminer les abus et les obstacles éventuels. L'octroi d'exemptions pour des applications existantes bien définies pourrait faire partie du futur cadre réglementaire. La surveillance régulée doit garantir la rentabilité du futur système en évitant les investissements inutiles.

Le développement d'un marché de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique est également lié à la poursuite du développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, qui s'influenceront inextricablement, notamment, mais pas uniquement, par la manière dont l'hydrogène est et sera produit ou en tant que substitut ou support de l'électricité et/ou d'autres gaz neutres en carbone. La couleur et la destination de la molécule ne devraient faire aucune différence ici, tout comme dans le système actuel du gaz naturel.

Les discussions au niveau européen montrent clairement que l'introduction d'un cadre réglementaire est nécessaire. Compte tenu du développement spécifique du marché de l'hydrogène et de son infrastructure, il est préférable de procéder de manière souple ou progressive. Il appartient toutefois au législateur de fixer les principes du cadre réglementaire d'un marché de l'hydrogène et de préciser comment ce marché peut éventuellement s'articuler avec les marchés existants de l'électricité et du gaz naturel.

Enfin, l'introduction de la régulation d'un marché intégré de l'énergie devra également se faire de manière efficace. Afin d'éviter la fragmentation et de créer une liquidité suffisante pour le bon fonctionnement du marché de l'hydrogène, une politique uniforme et cohérente est nécessaire.

INTRODUCTION

1. Par lettre du 12 juillet 2021 du Ministre de l'Énergie, la CREG a été invitée à réaliser une étude sur le cadre réglementaire approprié pour soutenir le développement du marché de l'hydrogène, dans le prolongement d'une étude commandée par l'Administration de l'énergie au bureau de consultance Deloitte et intitulée : « *Le rôle des vecteurs énergétiques gazeux dans une Belgique climatiquement neutre* » (paragraphe 16 de la présente étude).
2. En particulier, la CREG est invitée à examiner si le mécanisme de marché actuel est capable de libérer suffisamment le potentiel de l'hydrogène, ou si certains obstacles s'opposent au développement de ce potentiel et, le cas échéant, quel pourrait être le cadre réglementaire à cet égard. La question se pose de savoir quelle est la meilleure façon de développer un marché de l'hydrogène : un marché libre ou une forme ou un degré de régulation.
3. La présente étude est divisée en trois parties : La première partie présente le cadre juridique et belge. La deuxième partie résume les conclusions des entretiens avec les principaux acteurs du marché. La troisième partie comporte la conclusion.
4. Cette étude a été approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 25 novembre 2021. Elle remplace et corrige l'étude sur le même sujet approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 30 septembre 2021. Les modifications apportées à la version du 30 septembre 2021 sont reprises en annexe.

1. PARTIE 1

1.1. BASE JURIDIQUE ET DEFINITION DE L'OBJET DE L'ETUDE

5. La gestion, l'entretien et le développement des réseaux d'énergie d'électricité et de gaz naturel sont des activités régulées. L'électricité et le gaz naturel ne sont plus considérés comme un produit mais comme une source d'énergie.

L'hydrogène combiné à l'électricité produite à partir de sources renouvelables jouera un rôle essentiel dans la réalisation d'un système énergétique européen neutre en carbone. Dans sa stratégie européenne pour l'hydrogène, la Commission européenne a fixé des objectifs pour stimuler la production et la consommation d'hydrogène dans l'UE d'ici 2030 et au-delà. Cela signifie que l'hydrogène fera partie du marché de l'énergie aux côtés de l'électricité et du gaz naturel, auxquels un cadre réglementaire sera appliqué par analogie ou non avec les marchés de l'électricité et du gaz naturel. Par analogie avec l'électricité et le gaz naturel, cela signifie que l'hydrogène, tout comme l'électricité et le gaz naturel, ne sera plus considéré comme un produit.

6. La CREG a pour compétence, en tant que régulateur, de contrôler et de surveiller les marchés de l'énergie du gaz naturel et de l'électricité, comme le prévoient la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (ci-après dénommée la loi gaz) et la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après dénommée la loi électricité).

7. Une des missions de la CREG est d'effectuer des enquêtes et des études relative au marché du gaz à la demande du Ministre (article 15/14, § 2, 2° de la loi gaz).

Une étude qui traite le marché du gaz est plus qu'une simple étude sur le marché du gaz naturel. Il peut s'agir de tout type de gaz pour lequel il existe un marché et à condition que le terme « gaz » réponde à la définition du gaz visée à l'article 1er, 1°, de la loi gaz, à savoir : tout combustible gazeux à une température de 15 degrés Celsius et à une pression absolue de 1,01325 bar.

L'hydrogène est un gaz combustible qui peut servir de source d'énergie pour l'industrie, en remplacement du gaz naturel, et peut être utilisé pour la mobilité par voie terrestre, ferroviaire, maritime et aérienne, en remplacement des combustibles fossiles et aux côtés des véhicules électriques.

8. Selon la définition des « installations de transport » de la loi gaz, toutes les canalisations, y compris les canalisations directes et les installations en amont, ainsi que toutes les installations de stockage, les installations de GNL, les bâtiments, les machines et les équipements accessoires destinés à ou utilisés pour l'un des buts énoncés à l'article 2, § 1, de la loi gaz, relèvent de la compétence fédérale. Le *chargement par camion* du GNL au terminal de Zeebrugge est également une matière fédérale.

9. Compte tenu de ce qui précède, la CREG constate qu'elle est autorisée, sur la base de l'article 15/14, § 2, 2° de la loi gaz, à effectuer une enquête sur la nécessité d'un cadre réglementaire pour le développement d'un marché de l'hydrogène en Belgique, notamment pour le transport de l'hydrogène, par analogie ou non avec le cadre réglementaire applicable aux marchés du gaz naturel et de l'électricité.

10. En outre, la CREG fait également référence à ce qui est exposé aux paragraphes 44 et 45 de la présente étude à ce sujet.

1.2. APPROCHE DE L'ÉTUDE

11. Pour cette étude, la CREG s'est appuyée sur des études existantes, notamment l'étude précitée de Deloitte. Afin de concrétiser la première recommandation de cette étude (« une réglementation stable, faisable et cohérente pour un accès ouvert », voir le marginal 16), la CREG a organisé une enquête auprès des clients et des producteurs d'hydrogène actuels et futurs (voir section 2.4), qui a permis d'identifier un certain nombre d'obstacles au développement du marché de l'hydrogène.

12. En outre, dans cette étude, la perspective européenne est toujours transposée au niveau belge. Dans la première partie, il s'agit de la législation actuelle et future. Dans une deuxième partie, les éléments constitutifs et l'impact d'un cadre réglementaire sont abordés.

1.3. ANTÉCÉDENTS

13. Par lettre du 12 juillet 2021, la Ministre de l'Énergie a demandé à la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (ci-après : la CREG) de réaliser une étude sur la question de savoir quel cadre réglementaire optimal pourrait être appliqué pour le développement d'un marché de l'hydrogène en Belgique.

14. Le 14 juillet 2021, la CREG a tenu une réunion avec le Cabinet du Ministre de l'Énergie dont il est ressorti que, outre l'analyse du cadre réglementaire au niveau européen et belge, la mission de la CREG consistait également à interroger les acteurs du marché sur les obstacles qu'ils pourraient rencontrer pour accéder au réseau hydrogène existant et, par conséquent, à envisager une forme de régulation. La CREG n'a pas à émettre un cadre légal ou réglementaire à ce stade.

15. L'étude de la CREG peut être considérée comme conséquence des recommandations formulées dans l'étude sur « *Le rôle des vecteurs énergétiques gazeux dans une Belgique climatiquement neutre* », réalisée début 2021 par Deloitte pour le compte de la Direction générale de l'énergie.

16. De cette étude, la CREG retient que :

- D'ici 2050, quatre types d'infrastructures (canalisation) existeront, à savoir pour le transport du (bio)méthane, de l'électricité, de l'hydrogène et du CO₂ ;
- L'infrastructure d'hydrogène peut être créée en optimisant l'infrastructure d'hydrogène existante, en convertissant partiellement l'infrastructure de gaz naturel existante et en construisant un certain nombre de nouveaux tracés. La construction d'une telle infrastructure est complexe, à forte intensité de capital et comporte de longs délais. Mais cette infrastructure ne s'arrête pas à la frontière et devrait être incluse dans l'initiative européenne d'infrastructure énergétique transeuropéenne (voir plus loin au point 1.4.2.1). La Belgique est géographiquement centrale en Europe occidentale et c'est un atout stratégique qui a joué un rôle dans le développement progressif du réseau de transport de gaz naturel. Afin de réaliser ce qui précède, il faut :
 - Un cadre réglementaire stable, réalisable et cohérent pour le libre accès aux infrastructures de transport de gaz. La loi gaz ne prévoit que les exigences techniques pour le transport par canalisation d'une large gamme de gaz. La libéralisation du marché de l'énergie est limitée au gaz naturel ;
 - L'élaboration d'un plan de développement pluriannuel pour la planification et le financement du développement de nouvelles infrastructures de base qui soit, d'une part, suffisamment stable pour permettre la réalisation des investissements dans ces infrastructures et, d'autre part, suffisamment flexible pour permettre des ajustements en cas de besoin. Il convient que le programme d'investissement soit intégré pour le système énergétique (intégration sectorielle), qu'il traverse plusieurs domaines politiques et législatures et qu'il soit basé sur une analyse coûts-avantages ;
 - Une coopération transfrontalière pour le développement d'une dorsale hydrogène via des conduites transfrontalières. La CREG est d'avis que cela s'inscrit dans le cadre de la réglementation européenne relative aux infrastructures énergétiques transeuropéennes et est repris dans les plans de développement pertinents au niveau belge et européen (voir 1.4.2.1) ;
 - Une intégration de l'électricité, de la chaleur et du gaz pour un système énergétique futur. Outre une solide infrastructure gazière, une solide infrastructure électrique est également nécessaire. La coopération entre les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel est cruciale¹. La question est de savoir comment mieux aligner leurs plans de développement ;
 - La mise en place des moyens et des mécanismes de financement adéquats et alternatifs pour les projets d'infrastructure dans un cadre réglementaire.

17. Cette étude de Deloitte a déjà tenu compte de l'analyse de scénarios réalisée par le Bureau fédéral du Plan, dans laquelle la place de l'hydrogène dans le futur système énergétique belge à l'horizon 2050 est examinée².

¹ Cela a déjà commencé en Allemagne et aux Pays-Bas.

²<https://www.plan.be/publications/publication-2056-fr-fuel-for-the-future-more-molecules-deep-electrification-of-belgium-s-energy-system-by-2050>.

Cette analyse se concentre en fait sur deux évolutions divergentes de la consommation (finale) d'énergie : d'une part, une électrification poussée de la consommation finale d'énergie et, d'autre part, l'utilisation continue et accrue du gaz pour les transports, la chaleur (industrielle) et la production d'électricité. Ces différentes voies futures constituent la base de la définition de deux scénarios différents : « *Deep Electrification* » et « *Diversified Energy Supply* ». Les deux scénarios utilisent l'infrastructure de gaz naturel (existante), mais ils diffèrent quant à son degré d'utilisation et à son objectif principal : dans le scénario « *Diversified Energy Supply* », l'infrastructure de gaz naturel est principalement utilisée pour répondre à la demande finale d'énergie, tandis que dans le scénario « *Deep Electrification* » elle constitue un outil de flexibilité important pour le système électrique.

La demande totale potentielle d'hydrogène (composée d'hydrogène tel quel et d'hydrogène utilisé pour fabriquer du gaz et des liquides synthétiques) semble être considérable en Belgique. Si la Belgique veut produire une (grande) partie de cet hydrogène sur son territoire, elle doit disposer de suffisamment de sources d'énergie renouvelables, ce qui n'est pas évident. L'importation d'hydrogène est donc cruciale pour répondre à la demande d'hydrogène. D'autre part, l'importation est également importante s'il y a peu d'électricité bon marché (verte/renouvelable) disponible en Belgique et/ou si le prix d'importation (coût de production y compris les coûts de transport) de l'hydrogène provenant de l'étranger est plus intéressant (« *shipping the sunshine* »).

18. Enfin, le plan de relance de la Belgique³ approuvé par la Commission européenne le 13 juillet 2021 est également important et est discuté plus en détail au point 1.5.2 de cette étude.

1.4. CADRE EUROPÉEN

1.4.1. Le *Green Deal* européen

19. Le *Green Deal* européen est un ensemble de mesures ambitieuses pour une Europe climatiquement neutre. Cet ensemble de mesures va de la fixation d'objectifs environnementaux en matière d'émissions de gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique et d'énergie provenant de sources renouvelables, à la promotion de la recherche de pointe et de l'innovation.

20. Le *Green Deal* européen fixe trois exigences importantes pour cette transition vers une énergie propre :

- l'approvisionnement énergétique de l'UE doit rester garanti et abordable ;
- le marché européen de l'énergie doit être totalement intégré, interconnecté et numérisé ;
- l'efficacité énergétique, des bâtiments plus économes en énergie et des sources d'énergie renouvelables sont primordiaux.

21. Plus de 75 % des émissions de gaz à effet de serre en Europe proviennent de la production et de l'utilisation de l'énergie. Pour atteindre les objectifs climatiques de 2030 et la stratégie à long terme de l'UE visant à devenir neutre en carbone d'ici 2050, il faut rendre le système énergétique neutre en carbone. L'hydrogène jouera également un rôle majeur pour répondre à une partie de la demande énergétique.

22. Dans le cadre du *Green Deal* de l'UE, la Commission européenne a présenté une série de propositions concernant les politiques de l'UE en matière de climat, d'énergie, de transport et de

³https://dermine.belgium.be/sites/default/files/articles/FR%20-%20Plan%20national%20pour%20la%20reprise%20et%20la%20re%CC%81silience_1.pdf.

fiscalité, par le biais d'une série de propositions législatives ainsi que de stratégies. Tout cela devrait permettre d'émettre 55% de moins de gaz à effet de serre en termes nets en 2030 qu'en 1990.

1.4.1.1. Stratégie de l'UE pour l'intégration des systèmes énergétiques

23. Dans le cadre de cette stratégie européenne pour un système énergétique intégré⁴, la Commission européenne considère que l'hydrogène est nécessaire pour atteindre les objectifs climatiques du *Green Deal* européen de manière compétitive en termes de coûts.

24. Outre les propositions visant à promouvoir les systèmes énergétiques circulaires et la production d'électricité à partir de sources renouvelables, cette stratégie préconise la promotion des carburants renouvelables et à faible teneur en carbone, y compris l'hydrogène, pour les secteurs difficiles à décarboniser. Certains secteurs, comme les transports lourds et l'industrie, sont plus difficiles à faire passer à l'électricité. Il convient donc d'investir dans des combustibles plus propres pour leur fournir de l'énergie. Les recommandations sont :

- libérer le potentiel de la biomasse et des biocarburants durables, de l'hydrogène vert et des carburants synthétiques ;
- permettre le captage, le stockage et l'utilisation du carbone pour favoriser une décarbonisation poussée, par exemple dans la production de ciment ;
- définir et classer clairement les différents carburants pour soutenir l'introduction sur le marché et la transparence ;
- promouvoir des projets innovants basés sur des carburants à faible teneur en carbone, tels que la production d'acier propre sur la base d'hydrogène.

25. L'une des principales exigences découlant de cette stratégie pour atteindre les objectifs du *Green Deal* européen est l'adaptation des marchés et des infrastructures énergétiques existants à un système énergétique intégré mais plus complexe, dans lequel les consommateurs et les investisseurs sont en mesure de choisir l'option qui répond le mieux à leurs besoins, sur la base de prix qui reflètent les coûts réels (c'est-à-dire incluant les externalités) et l'efficacité.

1.4.1.2. Stratégie européenne pour l'hydrogène

26. Avec la stratégie européenne pour l'hydrogène, la Commission européenne stimule la production d'hydrogène propre en Europe. Pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs de l'industrie, des transports, de l'énergie et de la construction, l'utilisation d'hydrogène propre est encouragée. Dans le plan de relance économique de la Commission européenne, l'hydrogène propre et renouvelable est considéré comme la « *Next Generation EU* », car c'est la meilleure option compatible avec l'objectif de neutralité climatique de l'Europe d'ici 2050.

27. Cependant, même si l'hydrogène propre et renouvelable est considéré comme une priorité d'investissement pour stimuler la croissance économique, créer de la résilience et des emplois locaux, et consolider le leadership mondial de l'UE, la stratégie européenne pour l'hydrogène considère également qu'à court et moyen terme, d'autres formes d'hydrogène à faible teneur en carbone seront nécessaires pour soutenir les émissions de la production d'hydrogène existante et le développement d'un marché viable à grande échelle.

⁴ Commission européenne, L'énergie pour une économie climatiquement neutre : une stratégie de l'Union européenne pour un système énergétique intégré, COM(2020) 299 final, 8 juillet 2020.

28. Dans ce cadre⁵, un « réseau pour l'énergie de l'hydrogène » (HyENet) a également été mis en place, composé d'un groupe informel de représentants des ministères de l'Énergie des pays de l'UE. Il est destiné à aider les autorités nationales chargées de l'énergie à développer l'hydrogène en tant que vecteur énergétique. Il sert de plateforme informelle pour le partage d'informations sur les bonnes pratiques, les expériences et les derniers développements et pour travailler conjointement sur des questions spécifiques liées à l'hydrogène.

1.4.2. Mise en œuvre du *Green Deal* européen

1.4.2.1. Le Règlement RTE-E

29. Il existe des lignes directrices européennes pour le développement des infrastructures énergétiques dans l'Union, qui sont contraignantes pour chaque État membre. Ces lignes directrices ont été définies pour la première fois dans le règlement sur les lignes directrices relatives aux infrastructures énergétiques transeuropéennes (le règlement RTE-E) de 2013⁶. La sécurité d'approvisionnement et l'intégration du marché étaient les principales préoccupations, alors qu'aujourd'hui, les objectifs stratégiques sont la transition énergétique et la neutralité carbone. L'actuel règlement RTE-E est insuffisant pour atteindre ces nouveaux objectifs et une révision de ce règlement RTE-E en vue d'orienter les investissements dans l'infrastructure du réseau européen vers la neutralité climatique est à un stade avancé. La publication du règlement RTE-E révisé est prévue pour le début de l'année 2022. Selon la proposition de révision actuelle, les projets de gaz naturel (fossile) ne seront plus soutenus et les investissements dans les conduites d'hydrogène et les usines d'électrolyse seront inclus dans le cadre européen révisé du RTE-E (les infrastructures de CO₂ étaient déjà incluses dans le règlement RTE-E existant).

30. Toutefois, le règlement RTE-E (qui sera révisé) ne se prononce pas sur un cadre régulé selon lequel l'investisseur dans un projet (hydrogène) doit être un gestionnaire de réseau indépendant. Cette question est laissée ouverte. Seuls les promoteurs de projets au sens large du terme sont mentionnés. La révision du règlement RTE-E doit donc être considérée comme un précurseur du « *Hydrogen and decarbonised gas market package* »⁷, qui est également en cours d'élaboration et qui prévoira en plus une révision de la législation concernant, notamment, la gestion et la gouvernance de cette nouvelle infrastructure.

31. La stratégie de la Commission en matière d'hydrogène⁸ montre que le déploiement nécessaire de l'hydrogène requiert un réseau d'infrastructures à grande échelle que seuls l'Union et le marché unique peuvent fournir. Il n'existe actuellement qu'une infrastructure très limitée pour le transport et le commerce transfrontaliers de l'hydrogène. La Commission européenne prévoit que cette infrastructure sera en grande partie constituée d'actifs convertis à partir du gaz naturel, complétés par de nouveaux actifs spécifiquement orientés vers l'hydrogène. En outre, la stratégie pour l'hydrogène fixe un objectif stratégique d'augmentation de 40 GW de la capacité d'électrolyse d'ici à 2030 afin d'accroître la production d'hydrogène renouvelable et de promouvoir la décarbonisation. La politique

⁵ Commission européenne, Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre, COM(2020) 301 final, 8 juillet 2020.

⁶ Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009 (PB L 115 du 25/04/2013, p. 39).

⁷https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:cc5ea219-3ec7-11eb-b27b-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF. Vous y trouverez également la réponse du CEER à la consultation publique du 26 mars 2021 au 18 mai 2021, à laquelle la CREG a également contribué et apporté son soutien. La Commission européenne prévoit un projet de ce nouveau paquet législatif avant la fin de 2021.

⁸ Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre, COM(2020) 301 final).

RTE-E devrait donc soutenir les infrastructures de transport (mais aussi de stockage) et les installations d'électrolyse de manière très ciblée. L'infrastructure de transport et de stockage de l'hydrogène sera incluse dans le plan décennal de développement du réseau à l'échelle de l'Union afin de permettre une évaluation complète et cohérente des coûts et des avantages⁹ pour le système énergétique. La contribution des infrastructures à l'intégration sectorielle et à la décarbonisation en vue de créer une dorsale hydrogène pour l'Union sera examinée.

32. La révision proposée du règlement RTE-E affine les instruments politiques existants pour les projets transfrontaliers¹⁰ et les rend applicables au transport de l'hydrogène (et aux installations d'électrolyse)¹¹. Cela comprend entre autres un cadre juridique, directement applicable dans les États membres, de planification globale des investissements intersectoriels et d'intégration au système énergétique sur la base de scénarios futurs compatibles avec les différents domaines de politique de l'Union. Ce contrôle de cohérence est une préoccupation de longue date des parties prenantes, et est également exprimé dans les avis pertinents de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) de l'Union européenne. Dans ce qui suit, les instruments politiques qui s'appliqueront aux conduites d'hydrogène selon la proposition de révision du règlement RTE-E sont brièvement mis en évidence.

33. Tous les deux ans, le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport de gaz (ENTSOG) publie un plan de développement du réseau couvrant l'ensemble de l'Union. Ce plan contient une modélisation du réseau intégré, y compris les réseaux d'hydrogène, un développement de scénarios, les perspectives d'adéquation de l'approvisionnement européen et une évaluation de la robustesse du système. Dans ce qui suit, les principaux instruments qui devraient faire du plan d'investissement européen, y compris pour l'hydrogène, un instrument politique fort pour réaliser la politique énergétique européenne sont brièvement mis en évidence.

- Les réseaux d'hydrogène devraient être traités de manière adéquate dans le plan décennal de développement du réseau (TYNDP) préparé par le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport de gaz (ENTSOG) ;
- Le TYNDP constitue la base de l'identification des projets d'intérêt commun ;
- Les projets d'intérêt commun font partie des plans décennaux de développement des réseaux nationaux concernés (et bénéficient de la plus haute priorité possible) ;
- les deux réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport de gaz et d'électricité (ENTSOG et ENTSO-E¹²) élaborent des scénarios communs pour les TYNDP (y compris pour l'hydrogène), un modèle de marché et de réseau énergétique cohérent et interconnecté couvrant les infrastructures de transport de l'électricité, du gaz naturel et de l'hydrogène ainsi que les installations de stockage et de GNL et les usines d'électrolyse, et une analyse coûts-avantages harmonisée pour l'ensemble du système énergétique.
- Tous les deux ans, l'ENTSO-E et l'ENTSOG pour le gaz publient les rapports sur les lacunes en matière d'infrastructure, qui sont préparés dans le cadre des plans décennaux de développement du réseau à l'échelle de l'Union.

⁹ L'objectif est d'utiliser une méthodologie pour une évaluation sociétale en euros des coûts et des bénéfices, c'est-à-dire en intégrant les externalités telles que les émissions de CO₂, afin que les ressources disponibles soient utilisées de manière appropriée.

¹⁰ Il s'agit non seulement de projets d'investissement physiquement transfrontaliers (situés dans au moins deux États membres), mais aussi de projets terrestres ayant un impact significatif sur le transport (et le commerce) transfrontalier.

¹¹ La révision du règlement RTE-E part de l'ambition de voir la part de l'hydrogène dans tous les gaz renouvelables et à faible teneur en carbone passer à environ 46-49 % d'ici 2050.

¹² Pendant de l'ENTSOG pour l'électricité.

Ces instruments de politique qui font l'objet de discussions sont affinés et sont plus fouillés que les règles existantes. L'innovation réside dans le fait que les projets relatifs à l'hydrogène sont désormais également inclus. Comme on le sait, ce TYNDP sert à identifier les projets d'intérêt commun et ces projets d'intérêt commun, appelés projets PCI, peuvent être éligibles à une aide financière européenne¹³.

34. Dans le cadre des objectifs de la présente étude, il est intéressant d'examiner comment la Commission européenne considère les investissements dans les projets d'intérêt général¹⁴. Tout d'abord, le marché devrait prendre la tête des investissements. Les investissements dans les conduites d'hydrogène doivent tout d'abord être initiés par un besoin du marché (ce que l'on appelle le « *business case* »). Deuxièmement, si les investissements ne proviennent pas du marché lui-même, il convient d'envisager des solutions réglementaires (voir également les incitations), en adaptant si nécessaire le cadre réglementaire pertinent et en veillant à ce qu'il soit correctement appliqué. Troisièmement, si les deux premières étapes ne suffisent pas à attirer les investissements nécessaires dans des projets d'intérêt commun (c'est-à-dire un résultat positif dans une analyse coûts-avantages), il devrait être possible d'accorder une aide financière de l'Union. Cette logique est donc basée sur les projets et dynamique, afin de fournir le cadre le plus efficace possible en fonction des éléments spécifiques d'un projet. Cette logique d'investissement suit de près les orientations générales définies dans le *livre blanc* ACER-CEER¹⁵ sur un cadre réglementaire pour les réseaux d'hydrogène (voir également la section 1.4.3).

35. Pour conclure, un règlement RTE-E révisé¹⁶ devrait être disponible au début de 2022, fournissant un cadre juridique pour le développement d'une infrastructure européenne de l'hydrogène. Ainsi, en ce qui concerne le cadre réglementaire pour le développement des réseaux d'hydrogène (mais aussi des installations de stockage et d'électrolyse de l'hydrogène), c'est principalement ce règlement RTE-E qui guidera les investissements. En outre, il s'agit intrinsèquement d'un cadre réglementaire directement applicable dans chaque État membre, ce qui implique une « interopérabilité » aux frontières.

1.4.2.2. Le paquet législatif « Fit for 55 »

36. Le récent paquet « *Fit for 55* » de la Commission européenne, lancé en juillet 2021, témoigne également de l'importance fortement croissante accordée à l'hydrogène dans différents domaines et secteurs. Bien que le « *full hydrogen & gas decarbonisation package* » proprement ne soit prévu que pour décembre 2021, ce *Fit for 55 Package* contient déjà un grand nombre de dispositions relatives à l'hydrogène réparties entre les différents textes/initiatives de la CE dans le cadre de ce paquet.

37. Avec ce paquet « *Fit for 55* », la Commission européenne vise à mettre en pratique le *Green Deal* européen et propose les instruments législatifs permettant d'atteindre les objectifs fixés par la *loi européenne sur le climat*, à savoir la neutralité climatique d'ici 2050.

38. Certains des éléments clés liés à l'hydrogène (tant H2 renouvelable qu'à faible teneur en carbone) déjà prévus dans les initiatives/propositions législatives actuelles de la CE qui font partie de ce paquet « *Fit For 55* » sont les suivants :

¹³ Subventions pour des études et/ou des travaux dans le cadre de la Connecting Europe Facility (CEF).

¹⁴ Règlement d'exécution (UE) 2020/1294 de la Commission du 15 septembre 2020 relatif au mécanisme de financement de l'Union pour les énergies renouvelables (JO L 303 du 17/09/2020, p. 1).

¹⁵

https://www.ceer.eu/documents/104400/7155350/ACER_CEER_WhitePaper_on_the_regulation_of_hydrogen_networks_2_021-02-09_FINAL_CEER_V2/d44b8193-24aa-c314-9428-bc4ccf94fd6d.

¹⁶ Des discussions entre le Conseil européen, la Commission européenne et les États membres sont engagées, après quoi la proposition peut être votée au Parlement européen. Il est donc encore possible de faire entendre la voix de la Belgique dans la révision.

- La *Renewable Energy Directive* (RED II) modifiée, qui fixe des sous-objectifs pour l'hydrogène renouvelable et prévoit d'étendre la certification des carburants renouvelables à l'échelle de l'UE à l'hydrogène renouvelable (un système similaire est attendu pour l'hydrogène à faible teneur en carbone dans le cadre du « *Gas decarbonisation package* » prévu pour décembre 2021) ;
- Une révision de l'« *Alternative Fuels infrastructure Directive* » (AFID), qui prévoit, entre autres, une station de ravitaillement en hydrogène par 150 km de réseau central du RTE-T (*Trans-European Network for Transport*), ainsi que des stations de ravitaillement en hydrogène dans chaque nœud urbain ;
- La révision proposée de l'*Energy Taxation Directive* (ETD) prévoit des taux d'imposition préférentiels pour l'utilisation d'hydrogène renouvelable et à faible teneur en carbone ;
- Révision de l'*Emission Trading System* (ETS) : dans le cadre de cette révision de l'ETS, les installations d'électrolyse pourront également bénéficier de *crédits gratuits* ;
- Transport : la nouvelle proposition *FuelEU Maritime* inclut tous les carburants renouvelables et à faible teneur en carbone. Enfin, un amendement au règlement sur les normes d'émission de CO2 mentionne l'hydrogène comme une option de décarbonisation pour les véhicules lourds.

1.4.2.3. Le paquet législatif pour l'hydrogène et les gaz neutres en carbone

39. La Commission européenne travaille actuellement à la révision de la directive gaz et du règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005 (ci-après dénommé « règlement gaz »).

40. L'objectif de la révision est de faire en sorte que le cadre gazier soit conforme au paquet *Fit for 55* (paragraphe 36 de la présente étude) et d'inscrire dans la législation les mesures annoncées dans la stratégie de l'UE pour l'hydrogène et la stratégie d'intégration des systèmes énergétiques.

1.4.3. ACER-CEER White Paper

41. Le *livre blanc* des régulateurs nationaux européens de l'énergie repose sur deux principes importants :

- Le point de départ de la régulation d'un futur réseau H2 est très différent des circonstances dans lesquelles la régulation des réseaux existants de gaz naturel et d'électricité a été introduite. Lorsque la régulation de l'électricité et du gaz naturel a été introduite, les réseaux de gaz naturel et d'électricité étaient en place dans la plupart des États membres, tandis que l'infrastructure et le marché de l'hydrogène en tant que marché énergétique restent à développer. Par conséquent, un cadre réglementaire pour l'hydrogène ne doit pas nécessairement être identique au cadre réglementaire qui existe aujourd'hui pour le gaz naturel ou l'électricité.
- La régulation est utilisée comme un instrument politique lorsqu'il existe un (possible) monopole et pour remédier à une éventuelle défaillance du marché et est donc nécessaire si :
 - le contrôle de l'infrastructure est entre les mains d'un monopoliste ;
 - la concurrence n'est pas en mesure de reproduire l'infrastructure de manière pratique ou raisonnable ;

- il y a abus de position dominante, par exemple en refusant aux concurrents l'accès à l'installation.

42. En vertu du droit de la concurrence, l'abus d'une position dominante est interdit. Cet abus n'est traité qu'*ex post* par des amendes et/ou des engagements de l'entreprise dominante. Dans les industries de réseau, cependant, le risque d'abus de position dominante est généralement considéré comme trop élevé pour être traité uniquement dans le cadre du droit général de la concurrence. Les mesures correctives ultérieures sont considérées comme « trop lentes ». Par conséquent, si le propriétaire/exploitant d'un réseau d'hydrogène est considéré comme ayant une position dominante monopolistique susceptible de conduire à un abus, une régulation est jugée nécessaire. Le monopoleur pourrait interdire l'accès au marché aux concurrents potentiels et/ou pratiquer des prix déloyaux. Si un monopole légal ou naturel apparaît ou émerge, la règle veut qu'un cadre réglementaire soit mis en place et que cette activité économique soit régulée.

43. En ce qui concerne la régulation des réseaux d'hydrogène dans le cadre d'une proposition d'intégration des systèmes énergétiques, l'ACER et le CEER recommandent d'examiner les points suivants :

- approche par phases en fonction du développement du marché de l'énergie H2 ;
- approche dynamique basée sur le suivi de ce nouveau marché par le régulateur ;
- communication claire au marché et aux investisseurs sur le calendrier et l'approche concernant les grands principes de la régulation (*accès des tiers*, dissociation, transparence et *égalité des conditions de concurrence*, supervision, etc.) ;
- clarté concernant l'approche à adopter à l'égard des réseaux de conduites H2 point à point existants dans le secteur industriel (B2B) ;
- valorisation des gazoducs existants en vue de leur réutilisation : approche au *cas par cas* ;
- réflexivité des coûts (actifs distincts) : les utilisateurs du réseau H2 paient pour le réseau H2 et les utilisateurs du réseau de gaz naturel paient pour le réseau de gaz naturel. *Base d'actifs réglementés* (RAB) distincte et, en cas de réutilisation des gazoducs existants pour le transport de l'hydrogène, évitement des subventions croisées.

1.5. CADRE BELGE

1.5.1. Accord de gouvernement

44. L'accord de gouvernement fédéral belge accorde une place à l'hydrogène. Il mentionne entre autres qu'en matière d'énergie, les investissements se concentreront, entre autres, sur les réseaux de gaz et les réseaux électriques (Fluxys Belgium et Elia), et notamment les interconnexions avec les pays voisins et la production d'hydrogène vert pour les industries et le transport de marchandises pour lesquels l'électrification n'est pas possible.

45. La CREG est compétente pour les sujets « réseaux de gaz et réseaux d'électricité de Fluxys Belgium et d'Elia, et en particulier les interconnexions avec les pays voisins » et peut remplir son rôle consultatif auprès des autorités sur la manière dont cet objectif peut être atteint.

1.5.2. Plan de relance de la Belgique

46. 56 % des montants destinés à la reprise concernent des projets d'infrastructures, tels que la rénovation de bâtiments, dont des écoles, la construction de réseaux énergétiques de nouvelle génération pour la capture du CO₂ et le transport de l'hydrogène, la rénovation et la construction d'infrastructures de transport (vélos et chemins de fer principalement) ou d'infrastructures numériques (5G, fibre optique).

47. En ce qui concerne les nouvelles technologies énergétiques, le plan de relance met l'accent sur l'électrification des processus industriels, l'hydrogène vert en tant que matière première et vecteur énergétique, le captage, l'utilisation et le stockage du CO₂, les réseaux de chaleur, l'énergie éolienne en mer, etc.

48. Les réformes nécessaires à cet effet comprennent l'élaboration d'un cadre réglementaire pour les marchés du transport de l'hydrogène et du CO₂.

49. En termes d'investissement, le plan de relance note qu'il y a actuellement un manque d'infrastructures pour transporter et distribuer l'hydrogène et le CO₂ aux utilisateurs finaux ou aux installations de stockage. On ne s'attend pas à ce que l'infrastructure pour le transport à longue distance soit établie immédiatement. Les projets resteraient initialement très locaux.

Une autre observation faite par le plan de relance est la difficulté pour les différentes parties impliquées dans une chaîne de valeur locale (c'est-à-dire les producteurs d'énergie renouvelable, les développeurs d'infrastructures d'électrolyse ou de projets de *capture et de stockage du carbone* (CCS) et de *capture et d'utilisation du carbone* (CCU)) de développer des projets ensemble.

50. Pour le projet de dorsale H₂ et CO₂, le plan de relance prévoit le développement d'un réseau de transport d'hydrogène (de 100 km à 160 km dans le cadre du financement actuel). L'accent est mis principalement sur les principaux clusters industriels de Flandre (Anvers, Gand), de Wallonie (Hainaut, Liège) et de Bruxelles. Il est souligné que les projets à mettre en œuvre seront identifiés sur la base d'une validation des besoins du marché par le biais d'une demande d'information continue (RFI), ainsi que sur la base des besoins futurs anticipés.

51. Ce développement initial servira de base à une nouvelle expansion de la dorsale après 2025, avec des interconnexions internationales supplémentaires et des installations d'importation d'hydrogène. Bien que ces connexions internationales supplémentaires ne soient pas nécessairement exclues des premières phases de la dorsale, on s'attend à ce que leur besoin soit plutôt limité à court terme (comme le confirme la demande d'informations en cours) et qu'elles soient établies principalement dans une deuxième phase.

52. Dans toutes ses phases, l'infrastructure d'hydrogène et de CO₂ sera adaptée autant que possible à l'infrastructure de gaz naturel existante non utilisée. Cela permettra de réduire les coûts, de diminuer les gaspillages et de donner une nouvelle destination aux infrastructures de gaz naturel existantes. À court terme, une telle modification pourrait être effectuée sur des infrastructures de gaz à bas pouvoir calorifique¹⁷ qui seraient autrement mises hors service.

53. Enfin, que le gouvernement fédéral examine si ces infrastructures de transport d'hydrogène et de CO₂ doivent être gérées par un opérateur de réseau neutre afin de garantir un traitement transparent et non discriminatoire de tous les acteurs de l'offre et de la demande. Le libre accès aux infrastructures est essentiel pour garantir des conditions de concurrence équitables dans les

¹⁷ D'ici la fin de 2024, l'ensemble du marché belge du gaz L sera converti au gaz H, mais des capacités de transit continueront d'être fournies au marché français en fonction de l'avancement de la conversion en France (actuellement d'ici 2030). Les pipelines locaux de gaz L dans le port d'Anvers, par exemple, pourraient donc devenir disponibles à court terme pour être réutilisés comme pipelines d'hydrogène ou de CO₂.

économies émergentes de l'hydrogène et du carbone et pour éviter toute discrimination à l'encontre des acteurs du marché.

1.5.3. Loi gaz belge

54. La loi gaz actuelle ne contient pas de cadre réglementaire détaillé pour le transport de l'hydrogène, ni pour le CO₂. L'application de la loi gaz à l'hydrogène est actuellement limitée aux autorisations de transport (article 4 de la loi gaz). Toutefois, comme c'est le cas pour le biométhane et le méthane de synthétique, il n'y a aucun obstacle à l'injection et au mélange d'hydrogène dans le réseau de transport de gaz naturel, pour autant que les normes de qualité et de sécurité soient respectées.

1.6. CONCURRENCE

1.6.1. Monopoles

55. La structure des marchés de l'énergie traditionnellement monopolistiques (et verticalement intégrés) a considérablement changé à la suite de l'ouverture à la concurrence. Malgré la libéralisation progressive du secteur et compte tenu notamment des contraintes en matière d'infrastructures, l'existence de monopoles naturels ou légaux a été autorisée dans certains cas comme une exception au droit de la concurrence.

56. Les monopoles naturels sont présents dans la plupart des industries de réseau et nécessitent généralement de lourds investissements dans les infrastructures et ont des coûts fixes élevés (indépendamment des quantités produites), ce qui justifie la nécessité de ne pas dupliquer les infrastructures et de confier leur gestion à une seule entreprise. En général, en raison de ces conditions techniques particulières et de l'importance des investissements requis, les concurrents ne sont pas en mesure de reproduire l'infrastructure nécessaire. Dans ce cas, la présence d'un monopole naturel résulte de l'existence d'importantes économies d'échelle puisque le coût unitaire de production diminue à mesure que les quantités produites augmentent. Par conséquent, un monopole peut être préféré à la libre concurrence, car il garantit un fonctionnement plus efficace et optimal du marché. Il convient toutefois de noter que certaines situations de monopole naturel peuvent disparaître avec le temps en raison de l'innovation et du progrès technologique. Cela a été le cas, par exemple, dans le secteur des télécommunications.

57. Bien qu'une entreprise qui dispose d'un monopole naturel puisse également disposer d'un monopole légal, il convient de faire la distinction entre ces deux notions. Dans le cas d'un monopole légal, l'État accorde à une entreprise privée ou publique des droits exclusifs pour la production de biens et/ou de services en vue de garantir l'exécution d'un service public. Toutefois, ces entreprises restent soumises à un régime réglementaire préétabli et clairement défini, ainsi qu'à des mécanismes de contrôle du respect de ces règles.

58. Étant donné que le monopole naturel et/ou légal confère à l'entreprise qui en bénéficie un avantage concurrentiel considérable, il est essentiel que les autorités surveillent cette situation et veillent notamment au respect des dispositions applicables en matière de concurrence. En effet, l'entreprise monopolistique jouit d'un pouvoir de marché maximal, ce qui accroît le risque d'abus de position dominante visé à l'article 102 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (« TFUE ») et à l'article IV.2 du code de droit économique. Cette position économique forte donne à l'entreprise dominante le pouvoir d'empêcher le maintien d'une concurrence effective et lui permet de se comporter de manière indépendante et d'adopter un comportement potentiellement nuisible envers les autres acteurs du marché, ses clients et les consommateurs. Par conséquent, afin d'assurer

le bon fonctionnement du processus concurrentiel et de protéger les consommateurs, la régulation est nécessaire.

1.6.2. Le concept de dominance

59. Aux fins de l'application de l'article 102 TFUE, la définition préalable du marché pertinent est d'une importance fondamentale car elle permet de déterminer si l'entreprise concernée occupe ou non une position dominante et d'évaluer ensuite les effets anticoncurrentiels de son comportement. Il est donc important d'identifier le ou les marchés sur lesquels l'entreprise détient une position dominante qui lui permettrait de se comporter de manière indépendante et préjudiciable vis-à-vis de ses concurrents et, en définitive, des consommateurs.

60. L'analyse du marché pertinent consiste d'abord à déterminer le marché de produits en cause (dimension matérielle) en estimant la substituabilité du produit du côté de la demande et de l'offre. Si la substituabilité du côté de la demande est généralement le facteur le plus important à prendre en compte, les obligations des concurrents doivent également être examinées en détail, car elles peuvent être de nature à diminuer sensiblement le pouvoir de marché de l'entreprise dominante. Deuxièmement, il faut définir le marché géographique pertinent. À cet égard, la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) considère que le marché géographique comprend le territoire sur lequel les conditions de concurrence sont suffisamment homogènes. Enfin, il faut déterminer la dimension temporelle du marché.

61. Si les parts de marché d'une entreprise sont un indicateur important de son pouvoir de marché, elles doivent nécessairement être examinées à la lumière d'autres éléments, tels que l'examen des barrières à l'entrée/expansion du marché ou le pouvoir compensateur des concurrents, qui sont des données centrales et nécessaires à l'appréciation de la position dominante. La présence de barrières législatives ou réglementaires à l'entrée/expansion du marché, spécifiques au fonctionnement du marché concerné ou résultant du comportement des concurrents, peut diminuer ou aggraver sensiblement une situation de pouvoir de marché. Il en va de même pour le pouvoir compensateur des concurrents ou des clients qui peut limiter de manière significative la puissance économique d'une entreprise. C'est notamment le cas lorsque l'entreprise n'offre pas ses biens et/ou services directement aux clients finaux, mais via un ou plusieurs intermédiaires, c'est-à-dire des entreprises en aval. Le fait qu'elle dispose de parts de marché importantes ne serait donc pas significatif si ces intermédiaires disposaient effectivement d'un pouvoir de marché important leur permettant d'imposer leurs propres conditions.

1.6.3. La théorie des « services nécessaires »

62. Bien que l'autonomie contractuelle et le droit de disposer librement de ses biens soient des principes universellement reconnus, le droit de la concurrence permet des exceptions à ces règles dans certains cas. Dans ce contexte, le refus d'accès à un bien dit « nécessaire », lorsque certaines conditions sont remplies, a été reconnu par la Cour de justice et la Commission européenne comme un abus de position dominante couvert par l'article 102 du TFUE. La théorie des « services nécessaires », qui est fréquemment mentionnée dans la littérature juridique et la jurisprudence européennes, n'est pas spécifique aux industries de réseau. Cependant, la Commission européenne les a souvent utilisés comme un outil de libéralisation dans ces secteurs.

63. En effet, la Commission, dans une décision du 21 décembre 1993, a reconnu qu'« une entreprise qui se trouve en position dominante pour la fourniture d'un service nécessaire et qui utilise elle-même ce service (c'est-à-dire une installation ou une infrastructure sans laquelle les concurrents ne peuvent pas fournir de services à leurs clients) et qui, sans motif légitime, refuse l'accès à cette installation à d'autres entreprises ou ne l'accorde à ces entreprises qu'à des conditions moins favorables que celles

qu'elle accorde à l'accès à ses propres services (...) enfreint l'article 86 [102 TFUE] si les autres conditions prévues par cet article sont remplies (...). Le propriétaire d'une installation nécessaire qui utilise son pouvoir sur un marché pour protéger ou renforcer sa position sur un autre marché connexe, notamment en refusant d'accorder l'accès à un concurrent ou en l'accordant à des conditions moins favorables que celles de ses propres services, plaçant ainsi le concurrent dans une situation de désavantage concurrentiel, enfreint l'article 86. »

64. La Cour de justice a précisé les conditions d'application de la théorie des « services nécessaires » dans le cadre de l'article 102 du TFUE. Elle a considéré que « (...) non seulement le refus de fournir le service de livraison à domicile était susceptible d'exclure toute concurrence sur le marché des journaux par le requérant pour ce service et ne pouvait être objectivement justifié, mais le service était en lui-même indispensable à l'exercice de l'activité du requérant en ce sens qu'il [n'existait] aucune alternative réelle ou potentielle au système de livraison à domicile ». Les considérations de la Cour de justice peuvent donc être résumées comme suit : une entreprise qui occupe une position dominante, contrôle et utilise pour sa propre activité une infrastructure dite nécessaire ne peut refuser l'accès à cette infrastructure sans raisons objectives ni accorder l'accès à ses concurrents dans des conditions discriminatoires. Cela n'affecte pas la capacité du monopoleur à soumettre l'accès à l'infrastructure à des critères clairs, objectifs et non discriminatoires ou à refuser l'accès parce qu'il n'est pas possible en pratique.

65. Dans le cadre de la théorie des « services nécessaires », l'intervention de l'État, par le biais des autorités de régulation, semble donc indispensable pour prévenir tout abus de position dominante. Dans le secteur de l'énergie en particulier, ce risque est accru, entre autres, lorsque l'entreprise en situation de monopole naturel et/ou légal est une entreprise verticalement intégrée qui, d'une part, possède et/ou exploite les infrastructures nécessaires et, d'autre part, les utilise pour fournir l'hydrogène qu'elle produit en amont. En outre, bien que des sanctions soient prévues pour les infractions aux dispositions pertinentes du droit de la concurrence, il s'agit principalement de remèdes *a posteriori*, c'est-à-dire après que l'infraction a eu lieu et que les effets anticoncurrentiels ont été générés, et elles ne sont pas considérées comme suffisantes pour remédier à la défaillance du marché.

66. Actuellement, l'infrastructure dans le secteur de l'hydrogène est peu développée et il y a encore beaucoup d'incertitude quant à son développement futur. Toutefois, si le marché de l'hydrogène se développe de telle manière qu'une entreprise dispose d'un monopole légal et/ou naturel et se voit confier la gestion de l'infrastructure nécessaire au transport de l'hydrogène, des risques importants d'abus de position dominante peuvent apparaître. Sans régulation, des pratiques peuvent apparaître qui conduisent à l'exclusion de concurrents actuels ou potentiels en renforçant le pouvoir de marché de l'entreprise monopolistique, et nuisent ainsi au bon fonctionnement du marché. Sur la base de ce qui précède, la CREG est donc d'avis qu'une intervention des pouvoirs publics, via les autorités de régulation, est nécessaire pour prévenir tout risque d'abus qui serait préjudiciable au processus concurrentiel et finalement aux consommateurs.

2. PARTIE 2

2.1. ANALYSE DU MARCHÉ

2.1.1. Brève description du marché actuel et futur de l'hydrogène en Belgique

2.1.1.1. Quelle quantité d'énergie renouvelable est-elle nécessaire pour réaliser l'ambition de 2050 ?

67. Deloitte estime que la consommation actuelle d'hydrogène en Belgique est d'environ 15 TWh. Plusieurs études donnent à l'hydrogène un rôle de premier plan dans le système énergétique de 2050. Pour le système énergétique belge, on prévoit une demande d'environ 50 à 125 TWh.¹⁸

68. Actuellement, cet hydrogène est en grande partie produit en Belgique à partir de gaz naturel par le procédé SMR (*Steam Methane Reforming*) et ATR (*Auto Thermal Reforming*), également appelé hydrogène gris. L'hydrogène est également un sous-produit de l'industrie (pétro-)chimique.

69. L'écologisation de la demande actuelle d'hydrogène (15 TWh) nécessite un besoin supplémentaire de production d'électricité renouvelable estimé à 20 TWh. Compte tenu des connaissances actuelles et de l'état de l'art de la technologie d'électrolyse actuelle, cela signifie une forte demande supplémentaire d'électricité renouvelable d'ici 2050. L'importation d'hydrogène deviendra donc importante pour répondre à la demande d'hydrogène vert.

70. L'hydrogène trouve ses applications actuelles principalement dans l'industrie. Il est principalement utilisé en chimie pour la production d'ammoniac et dans les raffineries pour la purification (par exemple, la désulfuration).

71. Une des caractéristiques de l'hydrogène est qu'il existe plusieurs « transporteurs d'hydrogène » tels que l'ammoniac et le méthanol. Ces transporteurs d'hydrogène permettent de transporter l'hydrogène non seulement sous forme de gaz par pipeline, mais aussi sous forme liquide par le transport conventionnel par citernes (route, rail, bateau). L'hydrogène peut ensuite être à nouveau séparé si nécessaire. Ces transporteurs d'hydrogène liquide ouvrent également des possibilités supplémentaires tant pour le stockage de l'énergie que pour la différenciation de la forme de livraison, ce qui peut en soi entraîner une concurrence dans le domaine des transports en fonction de l'application énergétique.

72. En outre, l'hydrogène peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel existants, pour autant que les normes de qualité et de sécurité soient respectées. Outre les conduites d'hydrogène pur, il existe un avenir pour les réseaux de transport de biométhane, de méthane synthétique et de gaz naturel avec CCS/U (avec possibilité de mélange avec de l'hydrogène). Cela est particulièrement vrai pendant la période de transition, et ce sont principalement les progrès technologiques et les gains d'efficacité qui détermineront le bouquet énergétique vert et l'infrastructure correspondante pour l'avenir (2050).

¹⁸ SPF Économie, Le rôle futur du gaz dans un système énergétique climatiquement neutre en Belgique - Vision et cadre de référence, p. 18.

2.1.1.2. Situation actuelle de l'infrastructure hydrogène en Belgique et ambitions dans son développement

73. La production et le transport de l'hydrogène sont actuellement entre les mains d'un nombre limité d'acteurs. Seul Air Liquide détient une autorisation fédérale de transport d'hydrogène :

74. Dans le monde, Air Liquide possède plus de 9700 km de canalisations.¹⁹

75. Le réseau de transport d'Air Liquide dans le nord-ouest de l'Europe est constitué de 2225 km de canalisations souterraines, reliant les ports et les pôles industriels qui ont besoin de grandes quantités de gaz industriels (dont l'hydrogène). Ce réseau est transfrontalier et s'étend aux Pays-Bas et à la France. La longueur du réseau de transport d'hydrogène d'Air Liquide dans ces trois pays est de 879 km.

76. En Belgique, il y a environ 8000 kilomètres de conduites en service et ils transportent environ 100 millions de tonnes de produits par an. Parmi ces canalisations, Fluxys Belgium en gère environ 4.000 km pour le transport de gaz naturel, tandis qu'Air Liquide dispose de 1.665 km de canalisations pour le transport d'oxygène, d'azote, d'hydrogène et de monoxyde de carbone.²⁰

77. Sur les 1665 km de canalisations d'Air Liquide en Belgique, environ 570 km transportent de l'hydrogène. Elles ont une pression maximale de fonctionnement (*Maximal Operating Pressure - MOP*) de 100 bars et leur diamètre est compris entre 80 mm et 200 mm. En comparaison, les gazoducs ont une MOP comprise entre 15 et 84 bars et les grands axes du réseau ont un diamètre compris entre 900 mm et 1200 mm.



Figure 1 : Réseau intégré de canalisations d'Air Liquide en France-Benelux. Les conduites rouges transportent l'hydrogène.
<https://industrie.airliquide-benelux.com/belgique-luxembourg/carte-reseau-canalisation-air-liquide-benelux>

78. Le 23 mars 2021, le groupe Air Liquide a annoncé ses objectifs de développement durable²¹. Ce plan prévoit une accélération du développement de l'hydrogène, dont le chiffre d'affaires devrait au moins tripler pour dépasser les 6 milliards d'euros d'ici 2035. Le groupe y parviendra en investissant environ 8 milliards d'euros dans la chaîne de valeur de l'hydrogène à faible teneur en carbone et en

¹⁹ <https://www.airliquide.com/group/key-figures>

²⁰ http://www.fetrapi.be/Fetrapi/Media/Default/website/documents/fr/home/publications/Fetrapi%20brochure_FR.pdf

²¹ <https://www.airliquide.com/sites/airliquide.com/files/2021/03/22/air-liquide-annonce-des-objectifs-de-developpement-durable-ambitieux-pour-agir-en-faveur-un-avenir-durable.pdf>

contribuant à développer un écosystème de l'hydrogène à faible teneur en carbone pour l'industrie et la mobilité propre. Air Liquide souhaite porter sa capacité totale d'électrolyse à 3 GW d'ici 2030. Depuis 2020, le groupe Air Liquide a augmenté ses investissements pour promouvoir la mobilité hydrogène. Outre les investissements stratégiques visant à accroître la capacité de production d'hydrogène à faible teneur en carbone, le groupe travaille également à la mise à l'échelle du réseau de distribution²².

79. En outre, la Belgique dispose d'un réseau de transport de gaz naturel et d'installations de stockage appartenant à Fluxys Belgium, d'un terminal GNL appartenant à Fluxys LNG et d'une interconnexion appartenant à Interconnector UK.

80. Le réseau de transport de gaz naturel comprend toutes les installations de transport utilisées exclusivement pour le transport de gaz naturel, ainsi que de biométhane et de gaz issu de la biomasse ou d'autres types de gaz au sens des dispositions de l'article 2, paragraphe 4, exploitées par le gestionnaire chargé du transport de gaz naturel, à l'exception des installations en amont (article 1, 10° bis, de la loi gaz). Le réseau de transport de gaz naturel de Fluxys Belgium s'étend sur quelque 4.000 km.

Les installations de stockage de gaz naturel sont les installations, détenues et/ou exploitées par un gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel, et utilisées pour le stockage de gaz naturel, y compris les installations de GNL utilisées spécifiquement pour le stockage de gaz naturel, à l'exclusion des installations de stockage utilisées pour des activités de production, ainsi que les installations de stockage exclusivement réservées au gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel dans l'accomplissement de ses tâches (article 1, 32° de la loi gaz).

Enfin, l'installation de GNL et décrite dans la loi gaz comme un terminal détenu et/ou exploité par un gestionnaire d'installation de GNL, utilisé pour la liquéfaction du gaz naturel ou l'importation, le déchargement et la regazéification du GNL, comprenant les services auxiliaires et le stockage temporaire de gaz naturel nécessaires pour le processus de regazéification du GNL et sa fourniture ultérieure au réseau de transport de gaz naturel, mais ne comprenant pas les installations de GNL utilisées spécifiquement pour le stockage de gaz naturel (article 1, 34° de la loi gaz).

81. L'hydrogène peut être mélangé au gaz naturel jusqu'à un certain pourcentage sans trop d'adaptations techniques, ni au niveau du réseau de transport de gaz naturel, ni chez l'utilisateur final. L'avantage est que lorsque l'hydrogène est mélangé au gaz naturel, il peut être transporté dans le réseau de transport de gaz naturel existant exploité par Fluxys Belgium.

En outre, pour autant que les investissements nécessaires soient réalisés, il est technologiquement possible de transporter de l'hydrogène pur via le réseau de transport de gaz naturel existant de Fluxys Belgium. Toutefois, cela nécessite l'investissement nécessaire.

82. Les ambitions de Fluxys pour le transport de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique sont de transformer le réseau de transport de gaz naturel en trois réseaux complémentaires, pour trois types de molécules, à savoir un réseau de transport de méthane (dans lequel le biométhane et le méthane de synthèse, neutres en carbone, remplaceront progressivement le gaz naturel) ; un réseau de transport d'hydrogène (H₂) et un réseau de transport de CO₂. Le réseau de transport de gaz naturel sera donc de plus en plus utilisé à terme pour le transport de vecteurs énergétiques neutres en carbone et pour l'utilisation circulaire du CO₂ capté.

La première étape prévue par Fluxys consiste à rendre les infrastructures d'hydrogène et de CO₂ opérationnelles à partir de 2025 en travaillant en étroite collaboration avec l'industrie, les acteurs du marché et les opérateurs des pays voisins. Le développement de cette infrastructure commence par la formation de clusters locaux dans les zones industrielles d'Anvers, Bruxelles, Charleroi/Mons, Gand,

²² <https://www.airliquide.com/fr/magazine/transition-energetique/hydrogene-biomethane-revolution-mobilite>

Liège, le canal Albert et Zeebrugge. Ces clusters locaux sont un mélange de conduites de transport de gaz naturel réutilisées et de nouvelles infrastructures.

La prochaine étape du développement d'une infrastructure pour l'hydrogène et le CO₂ consistera à relier les clusters industriels, ce qui permettra de transférer de l'hydrogène entre eux et d'accroître la liquidité du marché, la sécurité de l'approvisionnement et la flexibilité.

Le développement d'interconnexions avec les réseaux voisins en Belgique et dans les États membres de l'UE constitue une troisième étape dans le développement d'une infrastructure pour l'hydrogène et le CO₂, qui apporte une réponse à la demande d'importations d'hydrogène (section 17 de la présente étude). La demande d'importation d'hydrogène ne peut être satisfaite uniquement par l'importation d'hydrogène via un réseau de canalisations, mais devra être complétée par le développement du rôle de Zeebrugge en tant que passerelle énergétique (terminal GNL). Le terminal de Zeebrugge, en tant que pôle énergétique, pourrait donc également jouer un rôle important à cet égard.²³

L'énergie peut être transportée sous forme d'hydrogène pur (sous forme gazeuse ou liquide selon la distance) ou, après synthèse avec du carbone ou de l'azote, via des « transporteurs d'hydrogène » tels que le méthanol, le méthane ou l'ammoniac. Ces transporteurs d'hydrogène pourraient être transportés et utilisés plus efficacement, en fonction des cas.

L'hydrogène liquide présente l'avantage de ne nécessiter aucune étape de transformation chimique tout au long de la chaîne d'approvisionnement. Cependant, la faible densité énergétique volumétrique et le point d'ébullition très bas (-253 °C) présentent des défis techniques importants.

Le méthanol a l'avantage de disposer d'une infrastructure déjà étendue et d'être liquide dans des conditions atmosphériques. Ce vecteur énergétique n'est pas exempt de carbone, car le processus de production nécessite encore du CO₂.

Le méthane présente l'avantage d'être déjà un vecteur énergétique mondial, avec des infrastructures de terminaison et de transport existantes. Cependant, le faible point d'ébullition (-162 °C), l'impact possible sur le climat (par exemple glissement de méthane) sont des inconvénients. Le vecteur n'est pas exempt de carbone, car le processus de production nécessite encore du CO₂.

L'ammoniac présente l'avantage de ne pas nécessiter de CO₂ dans le processus de production et d'avoir une température d'ébullition modérée (-34°C), mais sa toxicité élevée et le fait qu'il soit difficile à utiliser directement dans les applications énergétiques constituent des défis majeurs. En revanche, la reconversion de l'ammoniac en hydrogène est possible, bien que la technologie ne soit pas encore tout à fait au point.

²³ Hydrogen Import Coalition : Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy - Final report

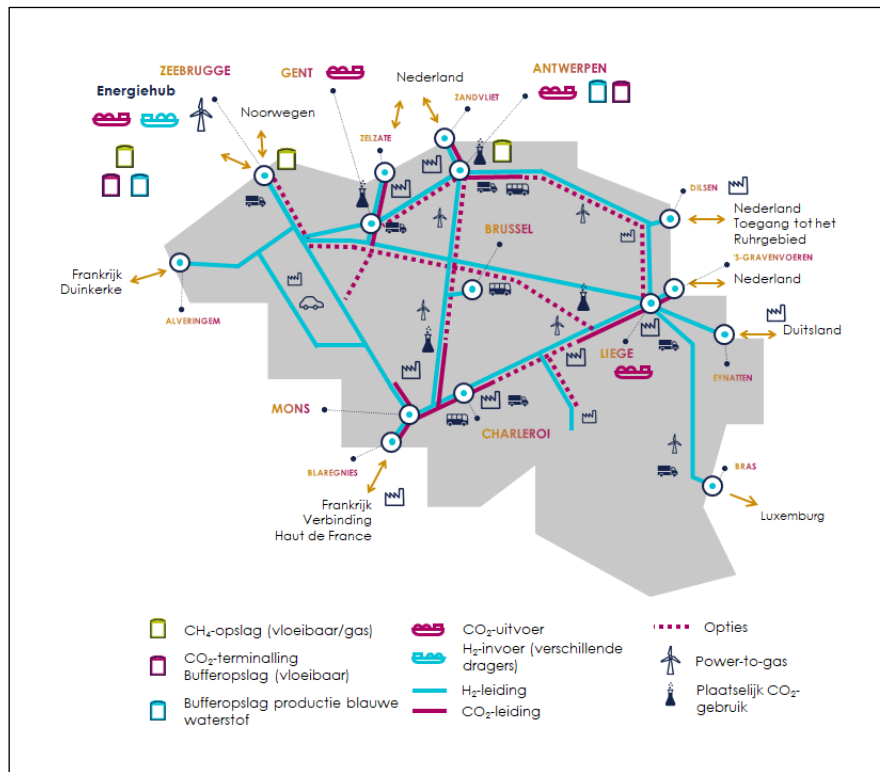


Figure 2: <https://www.fluxys.com/fr/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure>.

83. En Belgique, plusieurs projets pilotes ont été annoncés pour produire de l'hydrogène par électrolyse (hydrogène vert).

- *Waste-to-Wheels*, soutenu par Engie, qui veut produire de l'hydrogène à partir de l'incinérateur de Pont-de-Loup pour alimenter les bus de Jumet ;
- Hayrport, soutenu par Liège Airport et John Cockerill, qui souhaite transformer l'énergie solaire en hydrogène pour alimenter les véhicules de l'aéroport et les entreprises locales intéressées ;
- ENGIE et INEOS Phenol ont récemment lancé un projet pilote pour le remplacement du gaz naturel par l'hydrogène dans une centrale électrique à gaz sur le site d'INEOS Phenol à Anvers.

2.2. ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS D'UN CADRE REGULATEUR POUR LES VECTEURS ÉNERGETIQUES

2.2.1. Introduction

84. Le marché intérieur de l'énergie pour le gaz naturel et l'électricité, dont la mise en œuvre progressive dans toute l'Europe est en cours depuis 1999, a pour finalité d'offrir une réelle liberté de choix à tous les consommateurs de l'Union européenne, qu'il s'agisse de particuliers ou d'entreprises, de créer de nouvelles perspectives d'activités économiques et d'intensifier les échanges transfrontaliers, de manière à réaliser des progrès en matière d'efficacité, de compétitivité des prix et de niveau de service et à favoriser la sécurité d'approvisionnement ainsi que le développement durable.

85. Sans une séparation effective des activités de transport, de production et de fourniture (« dissociation effective »), il existe un risque de discrimination non seulement dans l'exploitation des

réseaux, mais aussi dans les éléments qui incitent les entreprises verticalement intégrées à investir suffisamment dans leurs réseaux.

86. La dissociation des structures de propriété, qui implique que le propriétaire du réseau soit désigné comme gestionnaire de réseau et qu'il soit indépendant des structures de fourniture et de production, est, selon l'Europe, clairement un moyen efficace et stable de résoudre le conflit d'intérêts intrinsèque et d'assurer la sécurité de l'approvisionnement. C'est pourquoi, dans sa résolution du 10 juillet 2007 sur les perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité, le Parlement européen considère que la dissociation entre la propriété et le transport est la manière la plus efficace de promouvoir de façon non discriminatoire l'investissement dans les infrastructures, un accès équitable au réseau pour les nouveaux arrivants et la transparence du marché.

Il est important de souligner que pour les entreprises verticalement intégrées, l'Europe a déclaré que la mise en place d'un gestionnaire de réseau ou de transport indépendant des structures de fourniture et de production devrait permettre intégrée de conserver la propriété des actifs du réseau en garantissant par ailleurs une séparation effective des intérêts, pour autant que le gestionnaire de réseau ou de transport indépendant assume toutes les fonctions d'un gestionnaire de réseau et qu'il existe une réglementation précise et des mécanismes de contrôle régulateur complets.

Ainsi, les États membres ont eu la possibilité, pour les entreprises de gaz naturel et d'électricité qui étaient intégrées verticalement au 3 septembre 2009, de choisir soit la dissociation des structures de propriété, soit la désignation d'un gestionnaire de réseau ou de transport indépendant des structures de fourniture et de production.

87. La régulation s'intéresse à la manière dont les incitants peuvent être intégrés aux politiques pour encourager le comportement souhaité. Divers instruments peuvent être utilisés à cette fin. La raison la plus courante pour réguler un marché par l'application d'une structure de découplage, d'un accès au réseau par des tiers et de tarifs est l'existence d'une défaillance du marché.

Une autre raison possible de cette régulation est l'ambition de la Commission européenne de créer un marché européen unique de l'énergie, incluant l'hydrogène. Dans ce cas, il est pertinent de distinguer les segments de marché - production - approvisionnement - transport - et de considérer : (1) quel segment devrait faire partie du marché intérieur européen de l'hydrogène, et (2) si une régulation est nécessaire pour atteindre cet objectif et si oui, quel type de régulation.

88. La structure de dissociation, les conditions d'accès et les tarifs appliqués aux marchés de l'électricité et du gaz naturel ont été créés parce que ces réseaux sont considérés comme un monopole naturel. Si les réseaux d'hydrogène sont également considérés comme un monopole naturel, il pourrait être judicieux d'appliquer des mesures réglementaires similaires à celles des réseaux d'électricité et de gaz naturel.

89. Maintenant que l'hydrogène a été identifié comme la future épine dorsale du système énergétique européen, il est logique que l'UE envisage également des politiques visant à créer un marché intérieur de l'énergie pour l'hydrogène, éventuellement de la même manière que pour les marchés de l'électricité et du gaz naturel.

90. Cependant, les marchés de l'électricité et du gaz naturel sont aujourd'hui des marchés matures jusqu'au niveau de la distribution inclus. Le marché énergétique de l'hydrogène, quant à lui, n'en est qu'à ses débuts et il lui reste encore beaucoup de chemin à parcourir avant d'atteindre le même niveau de développement que les marchés de l'électricité et du gaz naturel. Cela signifie que la mise en œuvre de la même politique sur le marché de l'hydrogène que celle qui existe aujourd'hui pour les marchés de l'électricité et du gaz naturel pourrait conduire à des résultats très différents (et moins souhaitables). Trois paquets énergétiques ont également été nécessaires pour les marchés de l'électricité et du gaz naturel et, pour l'électricité, un quatrième paquet énergétique a déjà été nécessaire pour amener ces marchés à la maturité dont ils bénéficient aujourd'hui. Il n'est donc pas

exclu que l'introduction d'une dissociation stricte de la propriété, d'un accès au réseau par des tiers avec libre choix du fournisseur (s'il existe déjà aujourd'hui) et d'une réglementation des prix pourrait décourager le développement vers un marché de l'énergie hydrogène mature, qui nécessitera de nombreux investissements.

91. Les gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité dans l'UE sont soumis à une régulation ex ante. Le cadre réglementaire comprend des règles sur la structure de propriété, l'accès aux réseaux et les tarifs. Compte tenu de ce qui est dit à la section 84 de cette étude, les différentes possibilités de régulation telles qu'elles existent pour le marché de l'électricité et du gaz naturel sont décrites ci-dessous.

2.2.2. Modèles de dissociation

92. Sur le marché énergétique du gaz naturel et de l'électricité, l'Europe a introduit trois modèles de dissociation depuis 2019. Ces modèles visent à éliminer les éventuels conflits d'intérêts entre les producteurs, les fournisseurs et les gestionnaires de réseau de transport afin de créer des incitants aux investissements nécessaires dans les infrastructures et de faciliter l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché grâce à un régime réglementaire transparent et efficace.

93. La dissociation de la propriété nécessite dans certains cas une restructuration en profondeur des entreprises, notamment dans le cas des entreprises verticalement intégrées. Afin de préserver les intérêts des actionnaires des entreprises verticalement intégrées, l'Europe a laissé le choix aux États membres de mettre en œuvre la dissociation de la propriété, soit par cession directe, soit par fractionnement des actions de l'entreprise intégrée en actions d'une entreprise de réseau et en actions d'une entreprise de fourniture et de production restante, pour autant que les obligations résultant de la dissociation des structures de propriété soient respectées.

94. Les trois modèles de dissociation sont dès lors :

- **La dissociation totale de la propriété (Full OU)** : l'entité propriétaire du réseau de transport doit être totalement indépendante dans toutes les parties de son entité ainsi que dans son activité de transport (exploitation, développement et maintenance) des entités produisant et/ou fournissant du gaz naturel/de l'électricité.
- **Gestionnaire de réseau indépendant (ISO)** : l'entreprise verticalement intégrée reste propriétaire du réseau de transport, mais son exploitation technique et commerciale est confiée à une entité distincte appelée ISO. Celle-ci doit disposer des ressources financières, techniques, physiques et humaines nécessaires pour lui permettre d'accomplir ses tâches de gestionnaire du réseau de transport. Elle est indépendante des intérêts d'approvisionnement ou de production et responsable de la planification des investissements. Le propriétaire du réseau est tenu de financer les investissements décidés par l'ISO et approuvés par l'autorité de régulation. Le propriétaire du réseau est juridiquement et fonctionnellement dissocié et le régulateur est étroitement impliqué par une réglementation stricte et un contrôle continu.
- **Opérateur de transport indépendant (ITO)** : Dans ce modèle de dissociation, l'entreprise verticalement intégrée peut également conserver la propriété du réseau de transport et l'exploitation du réseau est confiée à une filiale qui dispose des ressources financières, techniques, physiques et humaines nécessaires pour accomplir ses tâches de gestionnaire de réseau de transport. L'ITO est totalement indépendant des organes directeurs du propriétaire du réseau et dispose de son propre personnel et de sa propre direction. En outre, l'ITO développe sa propre image de marque pour éviter toute confusion avec sa société mère. L'organe de contrôle au sein de l'ITO a des pouvoirs sur les actifs et les investissements du

réseau. L'ITO est soumis à une réglementation stricte avec une supervision permanente par l'autorité de régulation.

95. Étant donné que le modèle de dissociation des ITO est celui qui va le moins loin en termes de dissociation du réseau de la production et de la fourniture, les directives européennes sur le gaz et l'électricité prévoyaient qu'après une certaine période, la Commission européenne devait publier un rapport spécifique détaillé sur ce modèle, expliquant dans quelle mesure les exigences de dissociation ont réussi à rendre le gestionnaire de réseau de transport totalement et effectivement indépendant des intérêts de production et de fourniture. Dans son évaluation, la Commission européenne devait tenir compte d'un certain nombre de critères, notamment un accès équitable et non discriminatoire au réseau, le développement du réseau en fonction des besoins du marché, des incitations à l'investissement non distorsives et une concurrence effective.

96. Dans son rapport d'étape du 13 octobre 2014, la Commission européenne a déclaré : « *La Commission européenne a suivi de près si et dans quelle mesure les exigences de dissociation du modèle ITO parviennent en pratique à garantir une indépendance totale et effective de l'ITO. Le 3 mars 2013, la Commission européenne a soumis un rapport spécifique détaillé sur cette question au Parlement européen et au Conseil, conformément à l'article 47, paragraphe 3, de la directive « électricité » et à l'article 52, paragraphe 3, de la directive « gaz ». Dans tous les cas, la Commission européenne a soumis ses suggestions aux régulateurs sur la manière dont les dispositions relatives aux ITO devraient être interprétées dans le cas présent. La plupart des régimes ITO existants remplissent les conditions fixées par la Commission européenne, de sorte qu'aucune modification/adaptation supplémentaire du cadre juridique n'est nécessaire. Il est précisé qu'aucune plainte formelle n'a été soumise à la Commission européenne par les acteurs du marché à cet égard et que la grande majorité des utilisateurs du réseau interrogés ont confirmé n'avoir que peu ou pas de raison de se plaindre de l'autonomie des ITO avec lesquels ils coopèrent directement.* »²⁴.

2.2.3. Accès négocié ou régulé au réseau

97. Le marché de l'hydrogène se développe rapidement et la manière dont ce nouveau marché sera ou non régulé est une question importante qui fait actuellement l'objet de débats animés à différents niveaux et endroits, tant au sein de la Commission européenne, de l'ACER, du CEER... que dans le secteur, ainsi qu'au sein de presque toutes les fédérations et représentants des acteurs du marché. Voir dans ce contexte, entre autres, les études et les *livres blancs* mentionnés et discutés ci-dessus. Il s'agit, bien entendu, de la manière dont les marchés de l'énergie et, plus particulièrement, le marché du gaz naturel, ont été régulés. Dans le cadre de cette étude, il est donc utile et approprié de jeter un bref coup d'œil sur la manière dont le marché belge du gaz naturel est régulé.

98. Le 1er octobre 2012, Fluxys Belgium a mis en œuvre un nouveau modèle de transport. Pour préparer ce projet important, la CREG a soumis fin 2010 à la consultation²⁵ des acteurs une proposition de principes de base pour un nouveau modèle de transport. Au cours de cette consultation, la CREG a reçu de nombreuses suggestions, propositions, observations, objections et informations importantes et utiles de la part des acteurs du marché participants²⁶. Ces informations ont été mises à profit pour élaborer le nouveau modèle de transport *Entry/Exit* en concertation avec Fluxys Belgium.

²⁴ European Commission Staff Working Document "Report on the ITO Model", SWD(2014) 312 final, 13 October 2014: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_iem_communication_annex3.pdf.

²⁵ Voir site web de la CREG : <http://www.creg.info/pdf/Opinions/2010/T082010/consultatienota.pdf>: note de consultation nouveau modèle de transport

²⁶ Voir site web de la CREG : <https://www.creg.info/pdf/Studies/F1035NL.pdf> : étude relative au développement d'un nouveau modèle de transport de gaz naturel.

Dans sa décision (B)120510-CDC-1155 du 10 mai 2012, la CREG a approuvé le contrat standard de transport de gaz naturel, le règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et le programme de transport de Fluxys Belgium. Ces trois documents de base constituent le cadre réglementaire du modèle de transport *Entry/Exit*. Ces conditions principales garantissent un accès simple au réseau de transport de gaz naturel pour tous les acteurs du marché, la création d'une place de négoce par laquelle, outre la possibilité de commerce bilatéral (*OTC*), une bourse anonyme (*exchange*) propose des services aux acteurs du marché et l'introduction d'un système d'équilibrage guidé par le marché.

99. Le modèle *Entry/Exit*, mis au point par Fluxys Belgium et opérationnel depuis le 1er octobre 2012, présente les caractéristiques suivantes :

- Le réseau de transport est subdivisé en deux zones d'entrée/sortie : la zone H et la zone L. La zone H correspond au système de transport calorifique H physique, et la zone L au système de transport calorifique L physique ;
- un « IP » relie le réseau de transport de Fluxys Belgium au réseau de transport d'un GRT frontalier ou à une installation de transport gérée par Fluxys Belgium, comme l'installation de stockage de Loenhout ou le terminal GNL de Zeebrugge ;
- un « point de prélèvement » relie le réseau de transport de Fluxys Belgium à un client final ou à un point de prélèvement pour le compte du réseau de distribution ;
- un utilisateur de réseau peut facilement contracter des services entrants et sortants sur la base de tarifs reflétant les coûts. Les services d'entrée lui donnent le droit d'injecter une certaine quantité de gaz naturel à un IP dans le réseau de transport au prorata de la capacité d'injection contractée. Les services de sortie lui permettent d'émettre une certaine quantité de gaz naturel hors du réseau ;
- En ce qui concerne l'équilibrage du marché, le principe de base veut que les utilisateurs du réseau (acteurs du marché) garantissent ce que les quantités de gaz naturel qu'ils injectent dans le système par unité de temps soient égales aux quantités qu'ils en extraient.

100. L'ouverture du marché énergétique du gaz naturel a entraîné la transformation de l'offre d'énergie et de services énergétiques en activité concurrentielle. C'est aussi un défi pour les acteurs facilitateurs du marché, dont le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel et l'autorité de régulation, qui se sont trouvés incités à mener une politique proactive en matière d'offre de nouveaux services de transport et d'amélioration du service fourni. Tant Fluxys Belgium que la CREG considèrent qu'il est de leur devoir de jouer un rôle de précurseur sur le marché du gaz naturel en Europe occidentale. Cette conviction implique que le cadre réglementaire définissant les règles du jeu pour le gaz naturel soit soumis à une évaluation permanente. Le modèle de transport est lui aussi en constante évolution. Afin d'améliorer encore l'attractivité du marché belge du gaz naturel, Fluxys Belgium a soumis un certain nombre de propositions d'amélioration au marché après la mise en œuvre du nouveau modèle de transport, en concertation avec les acteurs du marché. Ces propositions ont été soumises à l'approbation de la CREG après consultation du marché. Depuis la décision de la CREG précitée approuvant le nouveau modèle de transport le 10 mai 2012, le modèle de transport a été modifié et adapté 28 fois. Pour un historique et une description plus détaillés, la CREG renvoie à la section 2.1 Modèle de transport de Fluxys Belgium de sa dernière décision (<https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2270>) du 20 août 2021²⁷.

101. Comme mentionné dans les différents *livres blancs* et études, une approche dynamique et progressive est nécessaire. Au fur et à mesure que le marché de l'hydrogène se développe, la

²⁷ Décision relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approbation du Contrat standard de transport de gaz naturel, du Règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du Programme de transport de gaz naturel modifiés. <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2270>.

construction d'une dorsale et l'interconnexion avec les réseaux d'hydrogène voisins devant encore être développées sur la base de la réglementation européenne toujours en cours d'élaboration, une régulation dynamique et progressive devrait être envisagée.

2.2.4. Tarifs

102. En vertu du troisième paquet énergétique européen, l'accès des tiers au réseau de transport et de distribution et aux installations de GNL doit être fondé sur des tarifs publiés, applicables à tous les clients éligibles, y compris les entreprises de fourniture, et appliqués objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau.²⁸.

103. L'autorité de régulation a comme mission de fixer ou d'approuver, selon des critères transparents, les tarifs de transport et de distribution ou leurs méthodes de calcul²⁹.

104. En particulier, l'autorité de régulation est chargée de fixer ou d'approuver, suffisamment tôt avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodologies utilisées pour calculer ou établir les modalités et conditions de connexion et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution et les tarifs d'accès aux installations de GNL. Ces tarifs ou méthodes permettent de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux et des installations de GNL³⁰.

105. Lors de la fixation ou de l'approbation des tarifs ou des méthodes, les autorités de régulation prévoient des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseau de transport et de distribution à améliorer les performances, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et à soutenir les activités de recherche connexes³¹.

106. Les entreprises de gaz naturel tiennent, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport, de distribution, de GNL et de stockage, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence. Elles tiennent également des comptes, qui peuvent être consolidés, pour les autres activités concernant le gaz non liées au transport, à la distribution, au GNL et au stockage.³²

107. Lorsqu'un gestionnaire de réseau indépendant a été désigné, l'autorité de régulation doit veiller à ce que les tarifs d'accès au réseau perçus par le gestionnaire de réseau indépendant incluent une rémunération du ou des propriétaires de réseau, qui rétribue de manière appropriée l'utilisation des actifs du réseau et les éventuels nouveaux investissements effectués dans celui-ci, pour autant qu'ils soient engagés d'une manière économiquement rationnelle³³.

²⁸ Directive 2009/73, Art. 32(1)

²⁹ Ibid, art. 41(1)(a)

³⁰ Ibid, art. 41(6)(a)

³¹ Ibid, Art. 41(8)

³² Ibid., art. 31(3)

³³ Ibid., art. 41(3)(d)

2.3. ANALYSE D'IMPACT D'UN CADRE REGULATOIRE EUROPEEN POUR L'HYDROGENE

108. Dans son analyse d'impact en vue d'un cadre réglementaire, la Commission européenne a mis en avant un certain nombre d'éléments qui doivent être traités par un cadre législatif nouveau ou modifié³⁴.

2.3.1. Marché et infrastructure de l'hydrogène

109. Compte tenu de l'augmentation potentielle de la demande d'hydrogène selon les documents politiques, et conformément aux priorités de la Commission européenne, il sera nécessaire de poursuivre le développement des infrastructures. Infrastructure spécifique pour l'hydrogène, et surtout pour l'hydrogène vert. En effet, l'emplacement géographique de la demande d'hydrogène n'est pas toujours celui où un grand volume de sources d'énergie renouvelables est disponible. Le transport de gaz par gazoduc est également durable et sûr. Qui plus est, les coûts d'investissement dans les infrastructures peuvent être réduits car les gazoducs existants ne sont plus nécessaires et peuvent être réutilisés pour le transport de l'hydrogène. Les gazoducs peuvent également être réutilisés pour le transport du CO₂ (voir CCU/CCS au § 49).

110. Toutefois, les réseaux de gaz naturel existants sont détenus par des gestionnaires de réseau qui pourraient exercer l'activité de transport d'hydrogène en tant qu'activité non régulée à condition de respecter les exigences OU qu'il doivent satisfaire en permanence en tant que GRT de gaz naturel. Quant au réseau de canalisations d'hydrogène, il est géré par un monopole non régulé. Dans un premier temps, la CREG assurera un suivi permanent de ces règles et, en fonction de l'évolution du transport d'hydrogène et du cadre législatif et réglementaire en la matière, prendra les mesures appropriées qui peuvent entraîner des modifications de ces règles provisoires.

111. La mise en place précoce de réglementations appropriées permet de créer un cadre prévisible et stable qui offre une sécurité juridique aux investissements.

2.3.2. Accès des gaz renouvelables ou à faible teneur en carbone au réseau existant

112. Le cadre réglementaire actuel est axé sur le gaz naturel et ne tient pas compte des gaz sans carbone souvent produits de manière décentralisée. En conséquence, ces derniers sont désavantagés dans leurs possibilités de commercialisation et d'accès au réseau existant. Le gaz naturel bénéficie donc, dans le cadre de la réglementation actuelle, d'une position plus avantageuse que les autres gaz pouvant contribuer à la réduction des gaz à effet de serre.

2.3.3. Absence de marchés énergétiques intégrés et de planification des réseaux

113. L'avènement de nouveaux marchés de l'énergie et le développement de sources d'énergie renouvelables exigent une plus grande intégration des marchés et des infrastructures énergétiques. Nous devons nous éloigner d'un système énergétique qui repose largement sur une approche en silo des réseaux énergétiques.

³⁴ Combined Evaluation Roadmap/Inception Impact Assessment - Ref. Ares(2021)1159348
https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12766-Gas-networks-revision-of-EU-rules-on-market-access_en

114. L'organisation et le fonctionnement du marché du gaz tels qu'ils sont prévus aujourd'hui par la directive gaz et le règlement gaz sont donc déterminés à partir d'un marché du gaz basé sur les origines fossiles traditionnelles. Cela ne tient pas compte du développement de gaz alternatifs et à faible teneur en carbone qui diffèrent grandement dans leur mode de production et de distribution. Par exemple, la production d'hydrogène et de gaz à faible teneur en carbone n'est pas nécessairement liée à un réseau, mais est souvent consommée localement ou transportée par route ou par rail. Le réseau d'hydrogène qui existe déjà aujourd'hui et dont il a été question plus haut est né du besoin des grandes entreprises privées et des clusters (pétro-)chimiques de répondre efficacement à leurs besoins en hydrogène en tant que matière première pour leurs propres processus de production. Si l'on ne modifie pas la directive 2009/73/CE sur le gaz et le règlement (CE) n° 715/2009 sur le gaz, l'accent restera donc mis sur le gaz naturel, ce qui va à l'encontre de l'objectif du *Green Deal*.

115. En outre, l'avènement d'une variété de sources d'énergie renouvelables et plus flexibles signifie qu'il est nécessaire de mieux intégrer l'ensemble du système énergétique, tant au niveau du marché que des infrastructures. Le règlement devrait donc fournir un cadre pour renforcer la liquidité, la concurrence et la protection des consommateurs dans le développement d'un marché du gaz sans carbone.

2.3.4. Conclusion

116. Au final, la Commission européenne a fixé les objectifs spécifiques suivants :

- garantir une infrastructure rentable pour l'hydrogène et un marché compétitif pour l'hydrogène ;
- faciliter la production locale et décentralisée de gaz renouvelables ou à faible teneur en carbone en facilitant l'accès de ces gaz aux infrastructures existantes ;
- renforcer les droits des consommateurs, assurer la concurrence, la transparence et la sécurité de l'approvisionnement ;
- assurer une planification complète des infrastructures, notamment pour les marchés du gaz, de l'hydrogène, de l'électricité et de la chaleur/du froid ;
- éviter de verrouiller la demande de gaz naturel.

117. Pour atteindre ces objectifs, une révision des règles actuelles de l'UE sur le gaz et l'hydrogène est nécessaire. Cet examen a été lancé par la Commission européenne dans le cadre du « *Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package* » dont une proposition est attendue pour la fin de 2021. Pour atteindre les objectifs ambitieux de l'UE en matière de climat, la Commission européenne poursuivra en effet une politique de soutien à une sortie progressive de l'utilisation des gaz fossiles et à un remplacement graduel du gaz naturel par des gaz renouvelables. Une réforme de la réglementation actuelle est nécessaire pour encourager une concurrence équitable dans les domaines de l'électrification intelligente, de l'efficacité énergétique et des gaz renouvelables ou à faible teneur en carbone.

118. Sans modification du cadre réglementaire actuel, la situation suivante se produirait :

- Les investissements dans les infrastructures de l'hydrogène seront financés et détenus par des parties privées uniquement, ce qui ralentira le développement du réseau par rapport aux investissements réalisés par des entités régulées ;
- ces infrastructures privées ne garantissent pas un accès non discriminatoire, la transparence et la concurrence sur le marché ;
- les obstacles à la réutilisation des infrastructures existantes ne seront pas résolus ; les réglementations en vigueur continueront de se concentrer sur le gaz naturel ;

- les droits des consommateurs sur le marché du gaz ne seront pas alignés sur ceux des autres marchés.

2.4. ENQUETE SUR UN CADRE REGULATOIRE BELGE POUR LE TRANSPORT D'HYDROGENE PAR CANALISATION

119. Tout comme il a été conclu au niveau européen que la mise en place d'une réglementation appropriée à un stade précoce offre une plus grande sécurité juridique pour les investissements, la CREG a vérifié si c'est également le cas au niveau belge. Comme la Commission européenne, la CREG est d'avis que la réglementation doit permettre une plus grande liquidité, concurrence et protection des consommateurs dans le développement des gaz sans carbone.

120. Au cours du mois d'août et début septembre, la CREG a interrogé six acteurs déjà actifs sur le marché de l'hydrogène et deux fédérations sur leur opinion et leur position par rapport au développement de l'hydrogène. Elle a identifié un certain nombre d'obstacles.

2.4.1. Accès au marché

121. Les acteurs du marché ont expliqué qu'ils pourraient disposer de grandes quantités d'hydrogène à l'avenir et qu'ils ont actuellement deux options pour transmettre cet hydrogène : soit ils le vendent via un contrat avec le propriétaire privé actuel du réseau d'hydrogène, soit ils l'utilisent eux-mêmes. Si le prix proposé par le propriétaire du réseau de transport est à ce point bas, l'acteur du marché préfère utiliser l'hydrogène lui-même. Si les acteurs du marché ne sont pas prêts à poser eux-mêmes un pipeline, les quantités d'hydrogène offertes au marché diminueront, ce qui aura un impact négatif sur la liquidité du marché et le développement du marché de l'hydrogène dans son ensemble.

122. Les acteurs du marché étaient également contrariés par le fait qu'ils allaient perdre totalement le contrôle de la molécule d'hydrogène. Une fois la molécule transférée au propriétaire privé du réseau d'hydrogène existant, celui-ci dispose de sa propriété et de ses droits tels que les garanties d'origine. Il serait contraire aux bons principes du marché qu'une partie productrice doive s'adresser à une autre partie productrice, qui possède également le réseau de transport, pour commercialiser son hydrogène. En effet, le cas échéant, même si assez exceptionnel, le propriétaire du réseau des conduites prend le contrôle de l'ensemble et le commercialise lui-même. Cela prouve que la propriété d'un réseau, ainsi que sa situation non dissociée et son accès non régulé, confère un immense avantage à son propriétaire, qui contrôle et gère toute la chaîne, de la production à la livraison en passant par le transport par conduites. Plus cette situation perdure, plus le propriétaire du réseau des conduites se voit conférer un pouvoir irrécupérable et moins il est probable qu'un transporteur neutre et transparent puisse entrer sur le marché. Cette situation réduit également l'attrait du développement de nouveaux producteurs d'hydrogène.

123. Notre étude de marché nous apprend que l'actuel propriétaire privé du réseau de transport applique une différence de prix significative entre l'achat de molécules d'hydrogène et la vente de molécules d'hydrogène. Des différences de prix entre les prix d'achat et de vente peuvent se produire en raison du volume, de la qualité, de la pression et de la fermeté de l'approvisionnement/achat de la molécule. Dans ce cas, la fourchette de prix est importante. Cependant, il n'y a pas d'alternative car le marché de l'hydrogène n'a pas encore été découplé et n'est pas suffisamment liquide.

124. Les acteurs du marché ont également souligné la nécessité de découpler les tarifs. Il est actuellement difficile pour eux d'évaluer les conditions d'une offre car parfois le prix du transport et le prix de la molécule sont combinés. Les acheteurs d'hydrogène ne peuvent donc pas estimer le prix de la molécule.

125. Cependant, l'actuel propriétaire privé conteste les éléments ci-dessus. Selon lui, ils sont fondés sur une perception erronée du marché de l'hydrogène (et une comparaison erronée avec le marché régulé du gaz naturel) : aujourd'hui, il possède sa propre infrastructure qui n'est pas destinée à être utilisée par des tiers. Il produit actuellement lui-même la plus grande partie de l'hydrogène qu'il vend, pour une bonne part sur le site de tiers industriels. Cet hydrogène est transporté par des pipelines qu'il a développés et payés lui-même à ses propres risques - ce qui, bien sûr, représente un coût considérable. En d'autres termes, à quelques exceptions près, cet acteur du marché n'achète pas d'hydrogène à des tiers et ne transporte en aucun cas de l'hydrogène provenant de tiers après avoir comprimé le gaz. Aujourd'hui, l'hydrogène peut être transporté librement par quiconque le souhaite via ses propres pipelines ou camions, sans compter la possibilité (fréquente) de le produire et de l'utiliser localement

126. Un acteur du marché estime que le marché actuel de l'hydrogène B2B fonctionne plutôt bien et n'a pas vraiment besoin de régulation. Cet acteur du marché estime également qu'aucune régulation n'est nécessaire pour les besoins futurs de l'industrie. Dans le domaine du transport du CO₂, cet acteur du marché préconise vivement que le gouvernement soutienne le déploiement (à grande échelle) de CCS et de CCU, pour lesquelles le réaménagement du réseau de gaz naturel existant devrait être une option à envisager.

127. Un acteur du marché est d'avis qu'une régulation complexe est hors de question. Aussi parce qu'il n'est pas certain que l'hydrogène soit le vecteur énergétique final. En outre, les lignes *point à point* doivent pouvoir rester privées.

2.4.2. Accès au réseau

128. Les acteurs du marché qui souhaitent acheter de l'hydrogène au réseau sont parfois confrontés à des contrats de type *Take or Pay* (ToP). Cela signifie que le client doit payer même s'il n'achète pas d'hydrogène. L'actuel transporteur privé explique que cela est basé sur le minimum technique des différentes unités de production et la sécurité de l'approvisionnement.

129. L'étude de marché nous apprend qu'il y a très peu de marge de négociation. Les propositions du propriétaire de l'actuel réseau de transport privé sont plutôt « à prendre ou à laisser ».

130. Les différents acteurs du marché exigent un accès ouvert et non discriminatoire au réseau privé actuel, ce qui n'est pas le cas actuellement. Les lignes *point à point* devraient rester privées, selon eux, mais les réseaux plus importants et même les clusters, qui relient différents producteurs à différents clients, devraient être régulés pour les nouveaux volumes. rTPA (*regulated Third Party access*), la transparence des tarifs, la dissociation de l'activité de transport sont importants, mais la qualité de l'hydrogène doit également être garantie. Les impuretés ne doivent pas être injectées dans le réseau.

131. Un acteur du marché a précisé que la production actuelle au moyen de la *vapeur de méthane* ne produit pas de l'hydrogène pur à 100 %, mais que cela ne pose pas trop de problème pour la production de chaleur. Mais l'hydrogène nécessaire pour la plupart des *matières premières* et pour les piles à combustible doit avoir un niveau de pureté de 99,90 %, sinon les membranes, entre autres, s'obstruent. L'hydrogène produit par *électrolyse* présente ce degré de pureté et peut donc être utilisé à toutes fins. Comme il n'y aura qu'un seul réseau de transport pour l'hydrogène, il faut décider du niveau de pureté de l'hydrogène. Si la pureté doit être de 99,9 %, alors soit les producteurs hors électrolyse doivent purifier l'hydrogène qu'ils produisent avant de l'injecter, soit tous les clients doivent purifier l'hydrogène au moment de son approvisionnement. En la matière, il est nécessaire de se coordonner avec les pays voisins pour rendre possible le transport transfrontalier.

132. Au cours des entretiens, la CREG a également appris que la Belgique bénéficierait de la création d'un réseau de transport d'hydrogène géré de manière indépendante. Cela pourrait donner un sérieux

coup de pouce au marché naissant de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique, car l'accès au réseau se ferait dans des conditions transparentes et approuvées par le gouvernement. Les investissements dans le réseau de transport pourraient donc être réalisés de manière plus coordonnée et plus prévisible.

2.4.3. Développement du réseau

133. Les acteurs du marché estiment que l'activité de transport doit être neutre par rapport au transport de l'hydrogène comme matière première ou comme vecteur énergétique. En effet, l'activité de transport et sa gestion sont les mêmes pour toutes les molécules d'hydrogène. La prise en compte de l'hydrogène en tant que matière première peut être bénéfique pour le calcul des tarifs de transport, car les volumes futurs peuvent être considérables. La régulation actuelle du transport du gaz naturel ne fait pas non plus de distinction entre les molécules destinées à être utilisées comme vecteurs énergétiques et celles destinées à la production de substances chimiques telles que les engrais.

134. Les acteurs du marché craignent la construction de plusieurs conduites parallèles s'il n'y a pas de gestionnaire(s) de réseau désigné(s). Certains acteurs du marché n'excluent pas de construire eux-mêmes une conduite s'il n'en existe pas ou si l'accès au réseau privé existant est excessivement coûteux. Mais cette option consistant à disposer de son propre pipeline n'est, selon eux, pas optimale, ni pour eux ni pour le marché.

135. Il est clair qu'une régulation tardive des futurs transports supplémentaires d'hydrogène augmentera l'avance du transporteur actuel, verticalement intégré, et que l'infrastructure restante, qui doit être construite par toute autre partie, risque de ne pas être rentable, étant donné les volumes réduits restants.

136. Un acteur du marché a fait remarquer que la stratégie actuelle repose sur la production d'hydrogène à partir de l'excédent d'énergie renouvelable, mais qu'il n'existe pas encore de business model clair à cet égard.

137. Un acteur du marché fait valoir qu'il ne doit pas y avoir de subventions croisées entre les consommateurs actuels de gaz naturel et les projets d'hydrogène et de CO₂ de Fluxys Belgium.

138. Un acteur du marché estime que l'infrastructure de transport de l'hydrogène devrait être régulée de manière graduelle, avec pour règles, l'accès ouvert, la rentabilité et la non-discrimination. L'hydrogène est de préférence transporté par un réseau distinct. Le mélange dans le réseau de gaz naturel ne pourrait être possible que pendant une période transitoire, dans la mesure où les besoins de qualité des consommateurs de gaz naturel sont pris en compte.

139. Les acteurs du marché estiment que la production nationale d'hydrogène sera insuffisante et qu'il faudra donc importer de l'hydrogène. Insuffisante, car la capacité des éoliennes et des panneaux solaires en Belgique est limitée. À cette fin, des infrastructures doivent être construites ou les infrastructures existantes adaptées. Un cadre réglementaire transfrontalier clair, permettant de créer une sécurité suffisante pour les investisseurs, serait également très utile pour le développement de ces installations d'importation nécessaires.

140. Selon un acteur du marché, au fur et à mesure que la consommation d'hydrogène augmente, le stockage et le transport deviendront de plus en plus importants et le réseau d'hydrogène existant devra inévitablement être étendu. Lorsque le marché de l'hydrogène sera devenu un élément valable du système énergétique, la concurrence sur le marché et une réglementation adéquate seront nécessaires. Entre-temps, une approche *bottom-up* peut être appliquée, par exemple, par le biais d'une procédure *de tendering* dans laquelle les autorités fixent des conditions qui tiennent compte des besoins actuels des (futurs) consommateurs et producteurs. Cependant, afin de pouvoir répondre directement aux besoins des (futurs) consommateurs et producteurs, des études et des préparatifs

doivent être réalisés de manière proactive et le plus rapidement possible afin de déterminer les voies possibles associées à des budgets d'investissement.

141. Selon un acteur du marché, la demande d'hydrogène dans l'industrie devrait augmenter après 2030. Le coût de l'hydrogène sera le facteur décisif.

2.4.4. Développement du marché

142. Bien que le développement du marché ne fasse pas explicitement partie du champ de l'étude de marché, certains éléments ont été saisis lors des entretiens. Toutefois, une consultation complète du marché pourrait fournir des informations supplémentaires sur ce sujet.

143. Les acteurs du marché admettent que la demande actuelle d'hydrogène, en tant que vecteur énergétique, n'en est qu'à ses débuts. La régulation de la future activité de transport supplémentaire, sous quelque forme que ce soit, permettra de mieux convaincre les clients potentiels, car l'accès au nouveau système sera garanti et se fera à des tarifs transparents et compétitifs. La régulation peut donc stimuler la demande d'hydrogène.

144. L'élaboration d'un modèle commercial rentable pour la construction d'un *électrolyseur* et la production/vente d'hydrogène renouvelable est loin d'être évident. Une série de mesures de soutien est nécessaire pour poursuivre le développement de ce vecteur important pour la décarbonisation de notre économie et pour développer les connaissances et les compétences nécessaires en Belgique. Les coûts du réseau électrique pour un *électrolyseur* pourraient être réduits (comme pour les autres installations de stockage d'énergie). Des subventions en capital et des subventions pour les coûts d'exploitation permettraient de rendre ces modèles économiques positifs. Mais des tarifs de transport régulés, conformes au marché et prévisibles contribueraient également à un modèle économique plus favorable, et donc réalisable. En outre, d'autres mesures contribueraient à encourager l'utilisation de l'hydrogène dans une première phase (par exemple, pour le transport lourd, les applications maritimes, les autobus...).

145. Un acteur du marché note qu'un système européen structuré de garanties d'origine simplifierait et stimulerait ainsi la valorisation (internationale) par la commercialisation de l'hydrogène à faible teneur en carbone.

146. Un acteur du marché estime que la possibilité, voire l'obligation, de mélanger l'hydrogène au réseau de gaz naturel, créant ainsi (au moins pour une phase de transition) un marché pour l'hydrogène à faible teneur en carbone (résiduel), est nécessaire indépendamment et avant la régulation du transport de l'hydrogène.

3. CONCLUSION

147. À partir de l'enquête menée auprès des acteurs du marché et des fédérations connexes, des stratégies européennes et des analyses d'impact européennes pour la législation à venir, la CREG a conclu qu'il existe plusieurs obstacles concernant l'accès au réseau d'hydrogène et le développement d'un marché de l'hydrogène.

148. Les obstacles suivants ont été identifiés :

1. À l'heure actuelle, il n'existe pas de business model qui montre que la production d'hydrogène vert est rentable ;
2. Un cadre réglementaire lourd empêcherait le développement d'un réseau d'hydrogène ; une forme légère de régulation serait préférable ;
3. Dans le cas où l'accès au réseau de transport actuel est accordé, un producteur d'hydrogène devra céder ses molécules. Le producteur ne peut donc pas commercialiser directement ses propres molécules ;
4. L'actuel propriétaire privé du réseau de transport applique une différence de prix significative entre l'achat de molécules d'hydrogène et la vente de molécules d'hydrogène.
5. Pour acheter de l'hydrogène, le consommateur doit parfois signer des contrats « *Take-or-Pay* ». Cela signifie que l'acheteur d'hydrogène doit également payer les quantités contractuelles, même s'il ne les utilise pas. Le risque de volume total repose donc sur le consommateur et non sur l'opérateur privé actuel, qui affirme que cela repose sur le minimum technique des différentes unités de production et la sécurité d'approvisionnement ;
6. Il n'existe pour l'instant aucun accès libre régulé au réseau privé actuel et aucune transparence des tarifs. Le transporteur privé actuel détermine les conditions ;
7. Certains acteurs du marché sont freinés par les conditions d'accès au réseau privé actuel et envisagent de développer la production dans les pays voisins. Cela pourrait constituer un problème pour le développement d'un marché de l'hydrogène en Belgique, afin de consolider son rôle de leader et de continuer à occuper une position importante au niveau européen ;
8. En raison des conditions actuelles du marché, les acteurs du marché envisagent de construire eux-mêmes une conduite. Le développement d'un futur réseau ne doit pas se faire de manière non coordonnée pour des raisons d'efficacité ;
9. Les investissements dans les conduites pour les acteurs potentiels du marché sont rendus difficiles car il n'existe pas de cadre stable pour les investissements à long terme ;

149. La CREG ne peut donc que conclure que ces obstacles identifiés empêchent la réalisation des objectifs que la Belgique s'est fixés dans le domaine de l'hydrogène, à savoir jouer un rôle dans sa transition énergétique et être un leader européen dans ce domaine tant en termes de recherche et développement que d'expérience industrielle. Cela réduit également la probabilité que la Belgique devienne un pays de transit pour l'hydrogène, servant de plaque tournante pour l'hydrogène renouvelable importé vers d'autres pays en Europe et en dehors.

150. La CREG préconise donc l'introduction progressive d'un cadre réglementaire prévoyant un *accès régulé des tiers*, des tarifs transparents, une approche coordonnée des investissements futurs, la non-discrimination et la séparation entre le réseau et les autres activités, conformément au cadre européen.

151. Les exemptions pour des installations spécifiques existantes ou pour des conduites directes restent possibles même dans un environnement régulé, mais dans des conditions spécifiques et claires. Toutefois, la CREG recommande de se concentrer sur les nouveaux développements nécessaires au

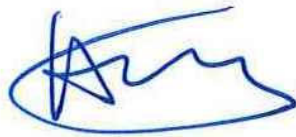
développement d'un système d'hydrogène, afin de connecter un ou plusieurs producteurs à différents consommateurs, et d'apporter ainsi une valeur ajoutée au développement d'un marché de l'hydrogène efficace et liquide dans lequel les prix sont fixés sur la base de l'offre et de la demande libres.

152. Selon la CREG, ce n'est qu'ainsi que la poursuite du développement d'une infrastructure fiable, suffisamment maillée et bien interconnectée avec les pays voisins, pourra se faire de la manière la plus rentable, contribuer à créer un marché européen unique de l'hydrogène et garantir l'accès à cette molécule à un prix conforme au marché.

Pour la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz :



Laurent JACQUET
Directeur



Andreas TIREZ
Directeur



Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction

ANNEXE : CORRIGENDUM DU 25 NOVEMBRE 2021

L'étude (F)2291, telle qu'elle avait été approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa séance du 30 septembre 2021, a fait l'objet des modifications suivantes:

1) Page 3 : dans l'*executive summary*, le paragraphe 4 :

« Le réseau de gaz naturel existant en Belgique est détenu par un gestionnaire de réseau régulé et dissocié qui n'est pas autorisé à posséder, exploiter ou financer d'autres canalisations (par exemple pour l'hydrogène) sur la base de la législation actuelle. Quant au réseau de canalisations d'hydrogène existant, il est détenu par un seul acteur commercial, qui intègre à la fois la production, le transport et la vente d'hydrogène. »

a été remplacé par :

« Le réseau de gaz naturel existant en Belgique est détenu par un gestionnaire de réseau qui pourrait exercer l'activité de transport d'hydrogène en tant qu'activité non régulée à condition de respecter les exigences OU qu'il doit satisfaire en permanence en tant que GRT de gaz naturel. Quant au réseau de canalisations d'hydrogène existant, il est détenu par un seul acteur commercial, qui intègre à la fois la production, le transport et la vente d'hydrogène. Dans un premier temps, la CREG assurera un suivi permanent de ces règles et, en fonction de l'évolution du transport d'hydrogène et du cadre législatif et réglementaire en la matière, prendra les mesures appropriées qui peuvent entraîner des modifications de ces règles provisoires. »

2) Page 29, le paragraphe 110 :

« Toutefois, les réseaux de gaz naturel existants sont détenus par des gestionnaires de réseau qui ne sont pas autorisés à posséder, exploiter ou financer d'autres canalisations (par exemple pour l'hydrogène). Quant au réseau de canalisations d'hydrogène, il est géré par un monopole non régulé. »

a été remplacé par :

« Toutefois, les réseaux de gaz naturel existants sont détenus par des gestionnaires de réseau qui pourraient exercer l'activité de transport d'hydrogène en tant qu'activité non régulée à condition de respecter les exigences OU qu'il doivent satisfaire en permanence en tant que GRT de gaz naturel. Quant au réseau de canalisations d'hydrogène, il est géré par un monopole non régulé. Dans un premier temps, la CREG assurera un suivi permanent de ces règles et, en fonction de l'évolution du transport d'hydrogène et du cadre législatif et réglementaire en la matière, prendra les mesures appropriées qui peuvent entraîner des modifications de ces règles provisoires. »