



Conseil de
l'Union européenne

Bruxelles, le 28 novembre 2022
(OR. en)

Dossier interinstitutionnel:
2021/0424(COD)

15096/1/21
REV 1

ENER 561
ENV 1013
CLIMA 456
IND 388
RECH 568
COMPET 915
ECOFIN 1257
CODEC 1662
IA 209

PROPOSITION

N° doc. Cion:	COM(2021) 804 final/2
Objet:	Proposition de RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte)

Les délégations trouveront ci-joint le document COM(2021) 804 final/2.

p.j.: COM(2021) 804 final/2



COMMISSION
EUROPÉENNE

Bruxelles, le 23.11.2022
COM(2021) 804 final/2

2021/0424 (COD)

CORRIGENDUM

This document corrects document COM (2021) 804 final of 15.12.21

Concerns all language versions.

The text shall read as follows:

Proposition de

RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL

sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte)

{SEC(2021) 431} - {SWD(2021) 455} - {SWD(2021) 456} - {SWD(2021) 457} -
{SWD(2021) 458}

EXPOSÉ DES MOTIFS

1. CONTEXTE DE LA PROPOSITION

• Justification et objectifs de la proposition

1.1 Introduction

L'Union européenne s'est fixé l'objectif ambitieux de devenir le premier continent neutre sur le plan climatique d'ici à 2050. Pour y parvenir, les États membres et le Parlement européen ont convenu, dans la loi européenne sur le climat, de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici à 2030. Pour atteindre ces objectifs et, dans le même temps, contribuer à la compétitivité, la croissance et l'emploi, le système énergétique requiert un changement systémique: nous devons réduire la consommation de combustibles fossiles – y compris de gaz fossile – et augmenter les sources renouvelables. Par conséquent, il nous faut dès aujourd'hui concevoir une transition ambitieuse du secteur du gaz vers des gaz d'origine renouvelable et bas carbone.

Le gaz fossile représente environ 95 % des combustibles gazeux consommés aujourd'hui au sein de l'UE. Les combustibles gazeux représentent environ 22 % de la consommation totale d'énergie actuelle dans l'UE (et servent pour 20 % à la production d'électricité et 39 % à la production de chaleur). D'après les scénarios pertinents utilisés dans l'analyse d'impact réalisée pour le plan cible en matière de climat, la part de combustibles gazeux dans la consommation totale d'énergie dans l'UE en 2050 s'élèverait à 20 %. Les combustibles gazeux joueront un rôle important dans le bouquet énergétique de l'UE d'ici à 2050, ce qui nécessitera la décarbonation du secteur gazier grâce à une conception tournée vers l'avenir de marchés concurrentiels du gaz décarbonés. Malgré leur contribution limitée au bouquet énergétique actuel de l'UE, le biogaz, le biométhane, l'hydrogène renouvelable et bas carbone ainsi que le méthane de synthèse (à savoir les gaz d'origine renouvelable et bas carbone) représenteraient environ deux tiers des combustibles gazeux dans le bouquet énergétique de 2050, le gaz fossile avec piégeage, utilisation et stockage du dioxyde de carbone représentant la partie restante. La présente initiative s'inscrit également dans le cadre du paquet «Ajustement à l'objectif 55». Elle couvre l'organisation du marché des gaz, y compris de l'hydrogène. Elle éliminera les obstacles réglementaires existants et créera les conditions qui permettront cette organisation à moindre coût. Il s'agit d'une étape importante pour passer à un système énergétique intégré qui réduira au minimum les coûts de transition vers la neutralité climatique, en particulier pour les consommateurs, et pour ouvrir de nouvelles possibilités de réduction de leurs factures énergétiques et de participation active au marché.

L'hydrogène devrait être principalement utilisé dans les domaines où une électrification n'est pas possible, notamment les secteurs industriels actuels à forte intensité énergétique (par exemple, les raffineries, les engrais, la sidérurgie) et certains secteurs de transports routiers lourds (le transport maritime, l'aviation, les véhicules lourds longue distance). Il est nécessaire de développer une infrastructure spécifique pour l'hydrogène afin de libérer tout le potentiel de l'hydrogène pour ces applications finales spécifiques. La promotion des gaz d'origine renouvelable et bas carbone vise à décarboner ces secteurs, à renforcer la flexibilité du système électrique grâce à des technologies de conversion de l'électricité en un autre vecteur énergétique, à renforcer la sécurité d'approvisionnement en réduisant la dépendance aux importations de gaz naturel et à permettre le stockage (et la production) d'électricité. En conjonction avec d'autres formes de stockage et de flexibilité, comme les batteries et la participation active de la demande, cette démarche permet de lier différents secteurs de l'économie. De même, elle favorisera l'autoproduction et l'utilisation intelligente de l'approvisionnement énergétique distribué et contribuera à renforcer l'autonomie des

consommateurs. Les consommateurs ont également besoin d'informations claires et facilement accessibles pour leur permettre de modifier leurs modes de consommation d'énergie et de passer à des solutions renouvelables et bas carbone, à l'instar de ce qu'ils peuvent faire sur le marché de l'électricité.

Tout en visant un maximum d'hydrogène renouvelable à partir de 2030, d'autres formes de gaz bas carbone, notamment l'hydrogène bas carbone, peuvent jouer un rôle à court et moyen terme, principalement pour réduire rapidement les émissions des installations de production d'hydrogène existantes et soutenir l'adoption, en parallèle et dans l'avenir, de l'hydrogène renouvelable. Conformément à la stratégie pour l'hydrogène de l'UE, la production d'hydrogène renouvelable au sein de l'UE devrait atteindre un million de tonnes d'ici à 2024 et jusqu'à 10 millions de tonnes d'ici à 2030. À partir de là, l'hydrogène renouvelable devrait être déployé à grande échelle et remplacer l'hydrogène bas carbone.

Il est nécessaire d'adapter le cadre de marché pour garantir un développement efficace et durable des gaz d'origine renouvelable et bas carbone ainsi que pour le marché de l'hydrogène: en effet, les gaz d'origine renouvelable et bas carbone rencontrent aujourd'hui des obstacles réglementaires à l'accès au marché et au réseau qui les placent dans une position désavantageuse par rapport au gaz naturel. En outre, pour qu'un marché du gaz décarboné puisse être mis en place et contribue à la transition énergétique, une part nettement plus importante de sources d'énergie renouvelables est nécessaire dans un système énergétique intégré où les consommateurs participent activement à des marchés compétitifs. Cela devrait permettre aux consommateurs de bénéficier de prix abordables, de bons niveaux de service, et d'un choix effectif entre des offres reflétant les évolutions technologiques.

Il est probable que différents types de gaz d'origine renouvelable et bas carbone soient parallèlement déployés et se développent à un rythme différent au sein de l'UE:

- des infrastructures liées à l'hydrogène viendront progressivement compléter le réseau de gaz naturel;
- l'infrastructure gazière verra le gaz fossile progressivement remplacé par d'autres sources de méthane.

En outre, les événements en lien avec la hausse des prix de l'énergie nous ont rappelé que la résilience du système énergétique européen est de plus en plus importante, étant donné que ce système intègre davantage d'énergie renouvelable décentralisée et que les combustibles fossiles sont progressivement abandonnés. Les dispositions en matière de sécurité de l'approvisionnement et de préparation au risque du secteur gazier doivent être adaptées à la transition vers une énergie propre. La communication de la Commission intitulée «Lutte contre la hausse des prix de l'énergie: une panoplie d'instruments d'action et de soutien»¹ souligne les interactions entre la sécurité d'approvisionnement, l'utilisation optimale des capacités de stockage et la volatilité des prix de l'énergie.

1.2 Objectifs de la proposition

La présente initiative vise à faciliter la progression des gaz d'origine renouvelable et bas carbone dans le système énergétique, en permettant à ces nouveaux gaz de se substituer au gaz naturel et de jouer le rôle qui leur revient pour parvenir à l'objectif de neutralité climatique de l'UE en 2050.

Dans ce contexte, elle porte sur les domaines suivants:

¹ COM(2021) 660 final.

Faible niveau de participation des consommateurs et de protection de ceux-ci sur le marché de détail du gaz vert. Pour que les nouveaux gaz jouent pleinement leur rôle dans la transition énergétique, les règles du marché de détail devraient autonomiser les consommateurs afin qu'ils choisissent des solutions renouvelables et bas carbone, ce qui n'est actuellement pas le cas. En outre, il n'existe pas de terminologie et de système de certification européens communs pour les combustibles et les gaz bas carbone. De plus, les marchés de détail du gaz se caractérisent par une concentration du marché et de faibles niveaux de nouveaux entrants et d'innovation. Cela empêche les clients de bénéficier de la concurrence et de choisir des solutions bas carbone.

Afin de pouvoir choisir des énergies renouvelables, les clients doivent disposer d'informations suffisantes sur leur consommation d'énergie et l'origine de l'énergie consommée, ainsi que d'outils efficaces pour participer au marché. En outre, il convient que les États membres adoptent les mesures nécessaires pour protéger les clients vulnérables et en situation de précarité énergétique: le marché du gaz décarboné ne devrait pas être développé sans que ceux-ci ne puissent pleinement en bénéficier et sans répondre aux besoins de toutes les générations, des jeunes aux personnes âgées.

Infrastructures liées à l'hydrogène et marchés de l'hydrogène. Le cadre réglementaire actuel dont relèvent les vecteurs énergétiques gazeux ne vise pas le déploiement de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique indépendant via des réseaux d'hydrogène dédiés. Il n'existe aucune règle au niveau de l'UE régissant les investissements dans les réseaux sur la base des tarifs, ou la propriété et l'exploitation de réseaux d'hydrogène dédiés. De plus, il n'existe pas de règles harmonisées sur la qualité de l'hydrogène (pur). Il existe par conséquent des obstacles au développement d'infrastructures liées à l'hydrogène rentables et transfrontières et d'un marché de l'hydrogène compétitif, une condition préalable à l'adoption de la production et de la consommation d'hydrogène. La présente proposition cherche à remédier à ces lacunes. Elle comprend une proposition de système de terminologie et de certification de l'hydrogène bas carbone et des combustibles bas carbone.

Les gaz d'origine renouvelable et bas carbone dans l'infrastructure gazière et les marchés du gaz existants, et la sécurité énergétique. Aujourd'hui, les gaz d'origine renouvelable et bas carbone représentent une faible part du bouquet énergétique de l'UE. Pour en exploiter le potentiel, l'accès aux marchés de gros du gaz, à savoir les points d'échange virtuels, représente une condition préalable essentielle. L'abolition des coûts pour le commerce transfrontalier de ces gaz et la facilitation du raccordement des installations de production en amélioreront également la rentabilité. Les différences dans les paramètres de qualité des gaz et dans le volume d'hydrogène injecté dans le système de gaz naturel peuvent affecter la conception de l'infrastructure gazière, les applications finales et l'interopérabilité des systèmes transfrontaliers, et risquer donc de fragmenter le marché intérieur. Toutefois, les règles actuelles applicables à la qualité du gaz ne sont pas adaptées pour faire face aux évolutions futures. S'agissant du GNL, remédier aux obstacles résiduels en ce qui concerne l'accès aux terminaux de GNL pourrait ouvrir la voie à l'importation de gaz d'origine renouvelable et bas carbone depuis l'étranger, ce qui serait de nature à soutenir la décarbonation du marché du gaz de l'UE. Enfin, des accords appropriés en matière de sécurité d'approvisionnement sont nécessaires pour conserver et renforcer la résilience dans cette transition.

Planification des réseaux. Comme souligné dans la stratégie d'intégration du système énergétique de la Commission, la planification et le fonctionnement coordonnés du système énergétique «comme un tout», tous vecteurs énergétiques, infrastructures et secteurs de consommation confondus, constituent une condition préalable pour parvenir aux objectifs en matière de climat à l'horizon 2050. Les programmes et pratiques actuels de planification des

réseaux sont déficients en raison des écarts qui existent entre le plan décennal de développement du réseau (ci-après le «TYNDP») à l'échelle de l'UE et les plans nationaux de développement du réseau (ci-après les «NDP»). Une meilleure articulation entre le TYNDP et les NDP permettrait d'échanger des informations au niveau transnational sur l'utilisation des réseaux de transport.

Sécurité d'approvisionnement et stockage. En réaction à la hausse importante des prix de l'énergie dans l'ensemble de l'UE à l'automne 2021, le Conseil européen a invité la Commission à réfléchir rapidement à des mesures à moyen et à long terme pour augmenter la résilience du système énergétique de l'UE, y compris à des mesures renforçant la sécurité d'approvisionnement. Afin de contribuer à une réponse rapide à cette crise et à de nouvelles crises éventuelles au niveau de l'Union, la présente proposition comprend des mesures spécifiques visant à améliorer la coopération et la résilience, notamment pour assurer une utilisation plus efficace et mieux coordonnée du stockage et la mise en place d'arrangements opérationnels en matière de solidarité. Les mesures visent à renforcer la résilience du système énergétique de l'UE aux chocs futurs, et ce rapidement. Elles comprennent des mesures prévues dans le présent règlement et dans le règlement (UE) 2017/1938 concernant la sécurité de l'approvisionnement en gaz. Afin de garantir une réponse cohérente, les mesures relatives à la sécurité d'approvisionnement font partie de la présente proposition législative et ne font pas l'objet d'une proposition législative distincte. Comme indiqué dans la communication sur les prix de l'énergie du 13 octobre 2021, intitulée «Lutte contre la hausse des prix de l'énergie: une panoplie d'instruments d'action et de soutien», la sécurité de l'approvisionnement par-delà les frontières est essentielle pour pouvoir résister aux futurs chocs.

Les mesures proposées exigent des États membres qu'ils intègrent explicitement le stockage à leurs évaluations des risques en matière de sécurité d'approvisionnement au niveau régional, y compris des risques liés au contrôle du stockage par des entités de pays tiers. Il convient que les États membres réfléchissent à des mesures de stockage qui passent par une coopération régionale s'il subsiste des risques non traités. La proposition définit les conditions favorisant le déploiement d'une passation conjointe de marchés volontaire pour les stocks stratégiques de gaz à utiliser en cas d'urgence. Des mesures sont également introduites pour améliorer la transparence et l'accès aux installations de stockage, répondre aux risques de cybersécurité liés au gaz et faciliter les accords bilatéraux en matière de solidarité entre les États membres en cas de crise. La Commission encourage les États membres à conclure sans attendre des accords en matière de solidarité afin que, même en cas de crise sévère, les ménages se voient fournir le gaz dont ils ont besoin.

- **Cohérence avec les dispositions existantes dans le domaine d'action**

L'initiative proposée est étroitement liée aux propositions législatives avancées dans le contexte du paquet «Ajustement à l'objectif 55» pour mettre en œuvre le pacte vert pour l'Europe, et les compléter. Ces propositions législatives sont notamment:

La directive révisée sur les sources d'énergie renouvelables (ci-après la «directive RED II»), qui est le principal instrument de l'UE traitant de la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Elle vise à accélérer la progression des énergies renouvelables, y compris des gaz d'origine renouvelable, dans le système énergétique. La proposition visant à modifier cette directive porte l'objectif de sources renouvelables dans le bouquet énergétique de l'UE à 40 % et favorise l'adoption de carburants provenant de sources renouvelables, tels que l'hydrogène renouvelable dans l'industrie et les transports, avec des objectifs supplémentaires. En lien avec la présente initiative, la directive RED II définit l'hydrogène renouvelable comme des «carburants renouvelables d'origine non biologique» et

des «combustibles issus de la biomasse» qui réalisent une réduction de 70 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux combustibles fossiles en fixant des sous-objectifs spécifiques de consommation d'hydrogène renouvelable (50 % de la consommation totale d'hydrogène destinée à des usages énergétiques et à la production de matières premières dans l'industrie d'ici à 2030 et 2,6 % de l'énergie fournie au secteur des transports).

La directive relative à l'efficacité énergétique (ci-après la «DEE») et la directive sur la performance énergétique des bâtiments (ci-après la «DPEB»), y compris les propositions visant leur modification, ont des liens avec la présente initiative, car elles ont une incidence sur le niveau et la structure de la demande de gaz. Les mesures en matière d'efficacité énergétique peuvent réduire la précarité énergétique et la vulnérabilité des consommateurs. Étant donné que les combustibles gazeux dominent actuellement l'approvisionnement en chaleur et en froid et les centrales de cogénération, leur utilisation efficace reste un élément essentiel des mesures en matière d'efficacité énergétique. La directive sur le gaz et le règlement sur le gaz sont conformes au principe de primauté de l'efficacité énergétique: un marché de l'UE ouvert et concurrentiel, avec des prix reflétant les coûts de production des vecteurs énergétiques, les coûts du carbone et les coûts et avantages externes, permettrait de fournir de l'hydrogène propre et sûr aux utilisateurs finals qui y attachent le plus d'importance.

Le règlement RTE-E proposé par la Commission en décembre 2020 vise à renforcer le soutien à la modernisation des infrastructures énergétiques transfrontalières européennes pour le pacte vert pour l'Europe. Il introduit les infrastructures liées à l'hydrogène en tant que catégorie de nouvelles infrastructures pour le développement du réseau européen. La présente initiative complète la proposition de règlement RTE-E car elle se concentre sur l'alignement des plans nationaux sur les exigences du plan décennal de développement du réseau à l'échelle de l'UE.

Comme annoncé dans la stratégie de l'UE pour réduire les émissions de méthane, la Commission proposera des **mesures législatives pour réduire les émissions de méthane dans le secteur de l'énergie**. L'initiative cherchera à améliorer les informations concernant l'ensemble des émissions de méthane liées à l'énergie. La présente initiative est complémentaire car elle cherche à faciliter la progression des gaz d'origine renouvelable et bas carbone, en leur permettant de se substituer au gaz naturel.

- **Cohérence avec les autres politiques de l'Union**

Le système d'échange de quotas d'émission (ci-après le «SEQE») augmente le prix de l'utilisation de combustibles fossiles par rapport aux gaz d'origine renouvelable et bas carbone et favorise ainsi la demande liée à ces gaz ainsi que les investissements dans les technologies de production associées. La Commission en a proposé le renforcement, notamment dans les secteurs de l'aviation, des transports maritime et routier et de la construction auxquels il serait étendu. Ce système vise l'ensemble des installations de production d'hydrogène ainsi que les électrolyseurs d'une capacité de production supérieure à 25 tonnes/jour. Le Fonds pour l'innovation, qui a été établi par la directive SEQE-UE pour la période de 2021 à 2030, est l'un des instruments de financement qui soutient la transition vers une Europe climatiquement neutre d'ici à 2050. Le Fonds pour l'innovation, qui a été établi par la directive SEQE-UE pour la période de 2021 à 2030, est l'un des instruments de financement qui soutient la transition vers une Europe climatiquement neutre d'ici à 2050.

La révision de la directive sur la taxation de l'énergie s'efforce d'aligner la taxation des produits énergétiques sur les politiques de l'Union en matière d'énergie et de climat, de promouvoir les technologies propres et de supprimer les exonérations obsolètes et les taux réduits qui encouragent actuellement l'utilisation de combustibles fossiles. Au titre de la

directive révisée, les produits visés par la directive sont groupés et classés en fonction de leur performance environnementale. À ce titre, la révision établit des niveaux minimaux de taxation préférentiels de 0,15 EUR/GJ (contre 10,75 EUR/GJ pour les combustibles fossiles) pour les combustibles issus d'hydrogène renouvelable et bas carbone utilisés comme carburants. Pour les combustibles issus d'hydrogène renouvelable et bas carbone utilisés comme combustibles de chauffage, elle établit des niveaux minimaux de taxation préférentiels de 0,15 EUR/GJ (contre 0,6 EUR/GJ pour le gaz naturel).

Le règlement révisé sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs (ci-après le «règlement AFIR») proposé par la Commission en juillet 2021 et qui abrogera la directive 2014/94/UE sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs (ci-après la «directive AFID») vise à lutter contre l'augmentation des émissions dans le transport routier pour soutenir la transition vers un parc automobile à émissions quasi nulles d'ici à 2050. Au titre de ce règlement, les États membres sont tenus d'élargir leur réseau d'infrastructures de recharge et de ravitaillement en fonction des ventes de voitures à émissions nulles, et d'installer des points de recharge et de ravitaillement à intervalles réguliers sur les grands axes routiers. La révision du règlement sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs exigera une station de ravitaillement (capacité minimale de 2 t/jour, 700 bars) tous les 150 km sur le réseau central du RTE-T et dans chaque nœud urbain d'ici à 2030, ce qui permettra d'obtenir environ 700 stations de ravitaillement en hydrogène le long des nœuds de transport, et 88 stations de ravitaillement en hydrogène dans les nœuds urbains.

La modification du règlement établissant des normes en matière d'émissions de CO₂ pour les voitures et les camionnettes cherche à garantir une trajectoire claire vers un transport à émissions nulles à partir de 2025. Le règlement définit notamment les véhicules à émission nulle comme des véhicules électriques à accumulateur, des véhicules à pile à combustible et d'autres véhicules fonctionnant à l'hydrogène, et fixe un objectif d'émissions moyennes nulles pour les nouvelles flottes de véhicules d'ici à 2030.

La proposition FuelEU Maritime vise à augmenter la part de carburants alternatifs durables à émissions de carbone faibles ou nulles dans les carburants utilisés dans le transport maritime international, y compris: biocarburants liquides, liquides de synthèse, gaz décarbonés (y compris le bio-LGN et le gaz de synthèse), hydrogène décarboné et carburants décarbonés dérivés de l'hydrogène (y compris le méthane et l'ammoniac). L'accent mis sur les technologies de production de combustibles et d'électricité devrait permettre des réductions importantes et rapides des émissions, en utilisant pleinement les technologies et les infrastructures existantes parallèlement aux incitations offertes par d'autres mesures à proposer. Il facilitera également la définition de trajectoires de décarbonation pour l'ensemble du secteur maritime.

La proposition ReFuelEU Aviation, dont le but est de renforcer le potentiel des carburants d'aviation durables pour réduire l'empreinte carbone de l'aviation, est encore largement inexploitée. Pour réduire ses émissions de manière importante, le secteur de l'aviation devra réduire sa dépendance actuelle au kérosène fossile au profit d'une utilisation croissante de carburants d'aviation durables dans les années à venir. La proposition établit une part minimale de 0,7 % de «carburants de synthèse pour l'aviation» dans les carburants d'aviation fournis aux exploitants d'aéronefs, les «carburants de synthèse pour l'aviation» étant des carburants renouvelables d'origine non biologique au sens de la directive sur les énergies renouvelables.

2. BASE JURIDIQUE, PRINCIPE DE SUBSIDIARITÉ ET DE PROPORTIONNALITÉ

• Base juridique

Les objectifs de la présente initiative ne peuvent être réalisés au niveau national. Les mesures prévues par la présente initiative visent à progresser dans la réalisation des quatre objectifs établis à l'article 194 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), tout en contribuant à la décarbonation de l'économie de l'UE. Les mesures prévues seront adoptées sur la base de l'article 194, paragraphe 2, du TFUE, ainsi que de l'article 114, paragraphe 1, du TFUE. Dans le domaine de l'énergie, l'UE dispose d'une compétence partagée conformément à l'article 4, paragraphe 2, point i), du TFUE.

La présente initiative s'appuie également sur un vaste ensemble d'actes législatifs qui ont été adoptés et actualisés au cours des deux dernières décennies. Dans le but de créer un marché intérieur de l'énergie, l'UE a adopté quatre paquets législatifs successifs entre 1996 et 2019, avec comme objectif général d'intégrer les marchés et de libéraliser les marchés nationaux de l'électricité et du gaz. Ces dispositions couvrent un large éventail d'aspects, qui vont de l'accès au marché à la transparence, en passant par les droits des consommateurs, l'augmentation de la liquidité des marchés du gaz et l'indépendance des autorités de régulation.

• Subsidiarité (en cas de compétence non exclusive)

Il n'existe à ce jour aucune disposition au niveau de l'UE pour réglementer les réseaux d'hydrogène dédiés ou les marchés correspondant, l'hydrogène bas carbone et les carburants bas carbone. Au vu des efforts actuellement consentis aux niveaux européen et national pour promouvoir l'utilisation d'hydrogène renouvelable en remplacement des combustibles fossiles, les États membres seraient incités à adopter des règles relatives au transport d'hydrogène via des infrastructures dédiées au niveau national. Cela risque de donner lieu à un paysage réglementaire fragmenté au sein de l'UE, susceptible d'entraver l'intégration des réseaux et marchés nationaux d'hydrogène, empêchant ou dissuadant ainsi les échanges transfrontaliers d'hydrogène.

L'harmonisation des infrastructures liées à l'hydrogène à un stade ultérieur (à savoir après la mise en place d'une législation nationale) entraînerait une augmentation de la charge administrative pour les États membres ainsi qu'une augmentation des coûts réglementaires et davantage d'incertitude pour les entreprises, notamment en ce qui concerne les investissements à long terme dans des infrastructures de production et de transport d'hydrogène.

La mise en place d'un cadre réglementaire au niveau de l'UE pour des réseaux d'hydrogène dédiés et les marchés correspondants encouragerait l'intégration et l'interconnexion des marchés et réseaux nationaux d'hydrogène. Des règles européennes en matière de planification, de financement et d'exploitation de ces réseaux d'hydrogène dédiés assureraient une prévisibilité à long terme aux investisseurs potentiels dans ce type d'infrastructures de longue durée, notamment en ce qui concerne les interconnexions transfrontalières (qui pourraient sinon relever de législations nationales différentes et potentiellement divergentes).

S'agissant du biométhane, en l'absence d'une initiative au niveau de l'UE, il est probable que d'ici à 2030, une mosaïque réglementaire persiste en ce qui concerne l'accès aux marchés de gros, les obligations de raccordement et les mesures de coordination des gestionnaires de réseau de transport (GRT) / gestionnaires de réseau de distribution (GRD). De même, en l'absence d'un certain degré d'harmonisation à l'échelle de l'UE, les producteurs de gaz d'origine renouvelable et bas carbone seront confrontés à des coûts de raccordement et

d'injection très différents au sein de l'UE, avec pour conséquence des conditions de concurrence inégales.

En l'absence de nouvelles mesures législatives au niveau de l'UE, les États membres continueraient à appliquer des normes différentes en matière de qualité du gaz et des règles différentes en ce qui concerne la part d'hydrogène dans les mélanges hydrogène-gaz naturel, entraînant un risque de restrictions des flux transfrontaliers et de segmentation du marché. Les normes en matière de qualité du gaz continueraient à être principalement définies par les paramètres de qualité du gaz naturel, limitant ainsi l'intégration de gaz d'origine renouvelable dans le réseau.

Tous ces aspects sont susceptibles de réduire le commerce transfrontalier de gaz d'origine renouvelable et bas carbone, qui pourrait être compensé par une augmentation des importations de gaz naturel. L'utilisation des terminaux et des importations de GNL pourrait rester limitée au gaz naturel, même si aucune adaptation des terminaux de GNL ne serait nécessaire dans le cas où du biométhane ou du méthane de synthèse compétitifs provenant de pays tiers seraient disponibles.

La planification de réseaux au niveau national sera nécessaire uniquement dans les États membres où sont actifs des gestionnaires de transport indépendants (GTI) et des gestionnaires de réseau indépendants (GRI) certifiés. Alors que la plupart des États membres disposent d'un plan national unique de développement du réseau de gaz dans le cadre duquel les gestionnaires coopèrent, la coopération transsectorielle reste limitée.

La préparation coordonnée de l'UE aux situations d'urgence pour le secteur du gaz tel qu'il existe aujourd'hui s'est avérée plus efficace que l'action limitée au niveau national.

- **Proportionnalité**

L'initiative est conforme au principe de proportionnalité. Elle relève du champ d'application de l'article 194 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. L'intervention politique est proportionnelle à la dimension et à la nature des problèmes définis et à la réalisation des objectifs fixés.

La proposition n'excède pas ce qui est nécessaire pour atteindre l'objectif général poursuivi, à savoir faciliter la décarbonation des combustibles gazeux de manière compétitive et à moindre coût tout en garantissant la sécurité énergétique et en plaçant les consommateurs au cœur des marchés de l'énergie. L'ensemble d'options privilégié est jugé proportionné et s'appuie dans la mesure du possible sur les approches existantes. L'équilibre entre les obligations et la prise en considération des différentes capacités d'agir parmi les États membres et les entités privées est considéré comme approprié compte tenu de l'impérative nécessité de parvenir à la neutralité climatique d'ici à 2050.

- **Choix de l'instrument**

S'appuyant sur l'évaluation globale du cadre réglementaire actuel du marché du gaz, les instruments choisis sont une directive (refonte de la directive 2009/73/CE), et un règlement (refonte du règlement n° 715/2009). Le choix d'une refonte de ces actes juridiques existants améliorera la clarté juridique. Le recours à un acte modificatif aurait pu être inapproprié pour traiter un large ensemble de nouvelles dispositions. Au vu des modifications envisagées, le choix des instruments nécessite donc la révision des règles déjà adoptées et mises en œuvre, comme une évolution naturelle de la législation actuelle. D'autres actes devront être modifiés par le biais du règlement sur le gaz, tels que le règlement (UE) 2017/1938 concernant la sécurité de l'approvisionnement en gaz, le règlement (UE) 2019/942 instituant l'ACER et le règlement (UE) n° 1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (ci-après le «règlement REMIT»).

3. RÉSULTATS DES ÉVALUATIONS EX POST, DES CONSULTATIONS DES PARTIES INTÉRESSÉES ET DES ANALYSES D'IMPACT

• Évaluations ex post/bilans de qualité de la législation existante

L'entrée en vigueur du troisième paquet «Énergie» a contribué de manière positive à la concurrence et à la performance des marchés intérieurs de l'énergie. Toutefois, le cadre réglementaire actuel applicable au gaz se concentre sur le gaz naturel d'origine fossile et n'anticipe pas pleinement l'émergence d'alternatives au méthane (y compris le gaz naturel et le biométhane), telles que l'hydrogène.

Un réexamen du cadre réglementaire actuel du marché du gaz est nécessaire et a déjà été annoncé dans la communication de la Commission européenne intitulée «Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre». Compte tenu du potentiel différent au sein des États membres pour la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone, un cadre de marché adapté pourrait permettre à l'hydrogène de jouer le rôle qui lui revient en tant que vecteur énergétique et comme facteur d'intégration du système énergétique.

Sur cette base, quatre moteurs principaux ont été identifiés au titre de la problématique I de l'analyse d'impact: i) la décarbonation entraînera l'émergence d'une chaîne de valeur européenne de l'hydrogène s'appuyant sur un marché transfrontalier de l'hydrogène; ii) le manque d'investissements dans des infrastructures liées à l'hydrogène entrave le développement du marché; iii) les infrastructures liées à l'hydrogène constitueront probablement un monopole naturel, avec pour résultat des structures de marché non concurrentielles; iv) des règles divergentes sur la qualité de l'hydrogène pourraient entraver les flux transfrontaliers et entraîner des coûts supplémentaires.

Les règles existantes applicables au gaz, qui se concentrent sur le gaz naturel d'origine fossile importé depuis des pays tiers, ne tiennent pas compte des caractéristiques spécifiques de la production décentralisée des gaz d'origine renouvelable et bas carbone au sein de l'UE. En outre, les volumes croissants de biométhane, d'hydrogène mais également de GNL ont une incidence sur la qualité du gaz et donc sur la conception de l'infrastructure gazière et des appareils des utilisateurs finals. L'analyse d'impact reconnaît notamment cinq facteurs principaux liés à cette problématique: i) l'accès limité au marché et au réseau des producteurs locaux de biométhane raccordés aux réseaux de distribution, la divergence des règles relatives à l'obligation de raccordement et aux coûts de raccordement au réseau pour les gaz d'origine renouvelable et bas carbone et les tarifs d'entrée/sortie intra-UE entravent la mise en place d'un marché intérieur du gaz pleinement intégré, liquide et interopérable; ii) les différences dans la qualité du gaz et les niveaux de mélange de l'hydrogène peuvent avoir une incidence négative sur les flux transfrontaliers et les utilisateurs finals, tandis que les règles actuelles en matière de qualité du gaz ne sont pas adaptées pour faire face aux évolutions futures; iii) les terminaux GNL sont équipés pour recevoir principalement du gaz naturel, l'accès des nouveaux gaz aux terminaux GNL est limité; iv) les contrats de fourniture à long terme de gaz naturel sans dispositif d'atténuation pourraient avoir un effet de verrouillage au profit du gaz naturel et entraver l'approvisionnement en gaz d'origine renouvelable à l'horizon 2050; v) les accords actuels en matière de sécurité énergétique ne portent que sur les risques liés à l'approvisionnement en gaz naturel et pas sur ceux liés à l'approvisionnement en gaz d'origine renouvelable et bas carbone.

En ce qui concerne la planification des réseaux, la coopération entre les GRT et les régulateurs doit encore évoluer. Compte tenu de la progression croissante des sources intermittentes d'énergie renouvelable, le système énergétique dans son ensemble doit être mieux intégré et les infrastructures doivent être mieux raccordées entre elles, et reposer sur une approche plus holistique et plus inclusive. L'analyse d'impact relève quatre facteurs

principaux à la base de cette problématique: i) planification des réseaux différente entre les États membres et les GRT, planification distincte pour l'électricité et le gaz; ii) aucune transparence quant au potentiel de réaffectation ou de démantèlement des infrastructures existantes; iii) les GRD ne sont pas explicitement inclus dans la planification des GRT. En outre, une stratégie plus harmonisée de développement des systèmes renforcerait encore l'interconnexion entre le système électrique et le système gazier, y compris l'hydrogène.

L'évaluation a montré que la concurrence doit être améliorée pour garantir que tous les avantages de l'intégration du marché soient répercutés sur les consommateurs de l'UE. En outre, les consommateurs ne disposent toujours pas des outils nécessaires pour s'impliquer activement dans le marché. Les dispositions en matière de protection des consommateurs dans la législation analysée se sont révélées n'être que partiellement adaptées au but poursuivi. En particulier, la protection des consommateurs vulnérables reste inégale entre les États membres, et la précarité énergétique reste importante au sein de l'UE. De manière concordante, trois facteurs principaux ont été recensés en lien avec la problématique IV: i) potentiel inexploité en matière de concurrence sur le marché de détail; ii) autonomisation insuffisante des consommateurs en ce qui concerne le changement de fournisseur, les outils de comparaison des prix, les informations relatives à la facturation, les communautés énergétiques, et l'accès aux données; et iii) protection inadéquate des consommateurs, en particulier les consommateurs vulnérables et en situation de précarité énergétique.

- **Consultation des parties intéressées**

Conformément aux lignes directrices pour une meilleure réglementation, la Commission a mené une consultation vaste et inclusive des parties intéressées, reposant sur un ensemble d'outils et méthodes. Cette stratégie visait à assurer la prise en considération de tous les éléments pertinents, y compris des données relatives aux coûts, à l'impact sociétal, et aux avantages de l'initiative. Plusieurs outils de consultation ont été utilisés: une consultation sur l'analyse d'impact initiale (feuille de route), une consultation publique en ligne basée sur un questionnaire, une présentation par la Commission et les commentaires des parties intéressées, notamment du Forum européen de régulation du gaz, des discussions avec les États membres, avec des membres du Parlement européen et avec les autorités de régulation nationales, et des discussions avec des parties intéressées à l'occasion d'un grand atelier des parties intéressées.

La Commission a reçu 263 réponses à la consultation publique ouverte. De manière générale, les participants ont confirmé qu'ils estimaient nécessaire la révision de la directive sur le gaz et du règlement sur le gaz pour contribuer à la réalisation des objectifs de décarbonation. En outre, plus de 60 % des participants s'attendent à ce que les modifications technologiques et réglementaires nécessaires pour décarboner le marché du gaz aient le potentiel de créer de nouveaux emplois d'ici à 2030.

Concernant le développement des infrastructures liées à l'hydrogène et les marchés de l'hydrogène, les participants sont en majorité favorables à l'introduction d'une réglementation à un stade précoce pour favoriser un marché de l'hydrogène et des infrastructures liées à l'hydrogène efficaces et compétitifs. Les participants ont plaidé en faveur d'un cadre législatif européen qui définisse les principes réglementaires essentiels et réponde à une approche par étapes. Une large majorité soutient par exemple l'accès des tiers, les règles d'accès aux conduites d'hydrogène, aux terminaux d'importation et au stockage, et plaide en faveur de la dissociation des activités du réseau. La plupart des participants ont considéré qu'il était important de définir à un stade précoce le rôle des parties privées dans le développement des infrastructures liées à l'hydrogène. Une grande majorité des participants estime également que les réseaux privés existants et futurs pourraient être (temporairement) exemptés de certaines exigences réglementaires mais que la convergence sur un cadre

réglementaire unique doit être assurée. La grande majorité des participants estime que les droits et les conditions d'autorisation pour les nouvelles infrastructures liées à l'hydrogène devraient être semblables à ceux actuellement applicables aux conduites de méthane.

Concernant la promotion de l'accès des gaz d'origine renouvelable et bas carbone à l'infrastructure et aux marchés du gaz existants, les parties intéressées conviennent de la nécessité de réviser le cadre réglementaire actuel pour contribuer à la réalisation des objectifs de décarbonation. Une majorité des parties intéressées estime qu'il est important de garantir le plein accès au marché et de faciliter l'injection de gaz d'origine renouvelable et bas carbone dans le réseau gazier. De nombreux participants plaident en faveur de l'obligation pour les opérateurs de réseau de raccorder les producteurs de gaz d'origine renouvelable et bas carbone et d'introduire une réduction des frais d'injection. La majorité des participants est également favorable à l'amélioration du cadre de transparence pour les terminaux GNL. L'application harmonisée des normes en matière de qualité du gaz au sein de l'UE, le renforcement de la coordination transfrontalière et l'amélioration de la transparence bénéficient également d'un large soutien. Bien que les participants soient divisés en ce qui concerne le mélange hydrogène-gaz naturel, une majorité d'entre eux s'accorde à dire qu'il peut représenter une première étape efficace en termes de coûts et rapide, malgré les coûts techniques élevés, dans la décarbonation du système énergétique. Peu de parties intéressées sont favorables à l'élimination des tarifs transfrontaliers intra-UE. La majorité des participants considère comme importants les défis en matière de sécurité et les mesures en matière de cybersécurité liés au gaz.

Concernant la planification intégrée des réseaux, la majorité des parties intéressées est favorable à l'alignement du calendrier du plan de développement du réseau (NDP) avec le TYNDP, et à la mise en place d'un plan unique relatif au gaz indépendamment du modèle de dissociation choisi. Une majorité des participants s'est dite encore plus favorable à un scénario commun pour l'électricité et le gaz. Un nombre important de parties intéressées demande l'inclusion des projets liés à l'hydrogène au NDP. La plupart des parties intéressées estiment que les GRD ont notamment pour rôle de fournir et de partager des informations, et plusieurs participants sont également favorables à ce que les GRD fournissent leur propre plan comprenant l'optimisation des systèmes dans différents secteurs. Les participants ont également privilégié un plan conjoint relatif au gaz et à l'électricité par rapport à des scénarios conjoints assortis de plans distincts. Plusieurs parties intéressées ont souligné qu'un plan conjoint relatif au méthane et à l'hydrogène, assorti d'un plan distinct relatif à l'électricité, serait l'option privilégiée.

Concernant la participation des consommateurs et leur protection sur le marché de détail du gaz vert, la majorité des parties intéressées a demandé un renforcement des ambitions dans les dispositions en lien avec les citoyens/consommateurs en établissant un parallélisme avec celles applicables au marché de l'électricité. De même, les dispositions relatives à la précarité énergétique devraient contribuer à garantir que les consommateurs n'assument pas le coût du passage à des solutions reposant sur du gaz propre. Les représentants du secteur privé sont favorables aux plans consistant à supprimer progressivement les prix réglementés, tandis que certaines organisations de consommateurs choisiraient de les conserver pour protéger les consommateurs vulnérables et en situation de précarité énergétique. Près de la moitié de tous les participants souhaitent que les dispositions en matière de comparabilité des offres et d'accessibilité des données, de transparence, de systèmes intelligents de mesure et de changement de fournisseur soient renforcées. Aucun participant ne s'est dit favorable à l'approche non réglementée.

- **Obtention et utilisation d'expertise**

L'initiative proposée et l'analyse d'impact qui la sous-tend s'appuient sur les éléments issus de la contribution des parties intéressées aux consultations approfondies réalisées à cet égard, ainsi que sur un examen documentaire et des travaux de modélisation. L'examen documentaire comprenait les résultats d'une série d'études thématiques portant sur des éléments clés tels que le rôle des infrastructures liées à l'hydrogène et au gaz décarboné, de leur marché et de leur production, qui ont été réalisées aux fins de l'analyse d'impact ou ont contribué à définir son champ d'application, ainsi que des évaluations réalisées dans le cadre d'autres initiatives pertinentes de la Commission. Les conclusions adoptées dans le cadre de plusieurs forums de parties intéressées, tout particulièrement celui sur la régulation du gaz (le «Forum de Madrid»), et celui sur la régulation de l'électricité (le «Forum de Florence») ont également été prises en considération dans l'analyse. Diverses discussions avec les États membres, des membres du Parlement européen, des autorités de régulation nationales, l'ACER et d'autres parties intéressées ont également été prises en considération.

- **Analyse d'impact**

Conformément aux lignes directrices pour une meilleure réglementation, la Commission a effectué une analyse d'impact de plusieurs options. Ces travaux se sont appuyés sur une consultation au sein de la Commission menée par un groupe de pilotage interservices.

L'analyse d'impact a été présentée et a fait l'objet d'une discussion au comité d'examen de la réglementation (CER). Le comité d'examen de la réglementation (CER) a émis un «avis favorable assorti de réserves». Il a été donné suite à ces réserves, notamment: i) en intégrant les conclusions de l'évaluation dans la description du problème, ii) en précisant le rôle de l'initiative dans le contexte du cadre facilitateur constitué par le paquet «Ajustement à l'objectif 55», iii) en clarifiant la base de référence de l'impact des options stratégiques, iv) en affinant la distinction entre différents acteurs, notamment entre les producteurs et les consommateurs de gaz naturel et d'hydrogène, v) en proposant une analyse de la mesure dans laquelle l'initiative pourrait avoir des incidences différentes pour les PME par rapport à d'autres entreprises (de plus grande taille), vi) en tenant mieux compte des avis divergents et minoritaires dans le rapport, y compris dans la définition du problème, la construction des options, l'analyse des incidences et le choix de l'option privilégiée, vii) en améliorant la partie narrative du rapport et viii) en fournissant les tableaux sur les coûts et les avantages au format approprié.

Pendant toute la durée des travaux d'analyse d'impact, différentes mesures ont été examinées par rapport à quatre problématiques en vue de remédier aux problèmes identifiés pour atteindre les objectifs de l'initiative, ainsi qu'à leurs causes. À la suite d'une évaluation de l'efficacité des options, de leur efficacité, de leur cohérence et de leur proportionnalité, un ensemble d'options privilégiées a été considéré comme le mieux adapté pour contribuer à la réalisation des objectifs fixés.

Problématique I: Infrastructures liées à l'hydrogène et marchés de l'hydrogène

Les options suivantes sont examinées dans le cadre de la problématique I: la mise en concurrence des droits d'exploitation des réseaux d'hydrogène (option 1); l'introduction de grands principes réglementaires inspirés de ceux actuellement applicables au marché du gaz naturel, mais adaptés au stade de développement des marchés de l'hydrogène (option 2); et l'établissement d'un régime réglementaire à part entière pour l'hydrogène (semblable à celui actuellement applicable au secteur du gaz naturel) sans qu'une transition vers un marché de l'hydrogène plus mûr ne soit nécessaire (option 3). L'option privilégiée consiste à introduire des principes réglementaires clés dès le début tout en apportant de la clarté sur le (futur)

régime réglementaire final. (Option 2b «Grands principes réglementaires associés à une vision»). Cette option a pour principal avantage de favoriser l'intégration des marchés, d'apporter de la clarté aux investisseurs, d'éviter l'émergence de structures de marché non concurrentielles ainsi que de coûts liés à des ajustements ex post des règles lorsque le marché arrive à maturité, tout en laissant de la flexibilité pour adapter la réglementation à la montée en puissance par étapes du secteur de l'hydrogène.

Problématique II: Les gaz d'origine renouvelable et bas carbone dans l'infrastructure et les marchés du gaz existants, et la sécurité énergétique

La problématique II contient des options promouvant l'accès des gaz d'origine renouvelable et bas carbone à l'infrastructure et aux marchés du gaz existants. Toutes les options comprennent également un niveau progressif d'intervention pour répondre aux préoccupations liées à la sécurité énergétique, en élargissant notamment les outils, normes et procédures existants aux gaz d'origine renouvelable et bas carbone, en instaurant une solidarité effective et en tenant compte des risques liés à la cybersécurité pour le secteur du gaz. L'option 3 «Permettre et promouvoir le plein accès au marché aux gaz d'origine renouvelable et bas carbone» est l'option privilégiée pour la problématique II. Cette option comporte des mesures pour soutenir l'accès des gaz d'origine renouvelable et bas carbone au marché de gros, aux terminaux GNL et au réseau de transport (indépendamment du lieu de raccordement), y compris des réductions de tarifs pour les injections dans le réseau et le transport transfrontalier. La qualité du gaz relèverait d'une approche harmonisée au niveau de l'UE pour les points d'interconnexion transfrontaliers tout en laissant de la flexibilité aux États membres. Le plafond autorisé d'hydrogène injecté est fixé à 5 % pour l'ensemble des points transfrontaliers – un niveau qui est efficace du point de vue des coûts d'adaptation et d'atténuation des émissions.

Permettre et promouvoir le plein accès au marché aux gaz d'origine renouvelable et bas carbone: les mesures prévues sont conformes aux efforts de l'Union pour lutter contre le changement climatique, et nécessaires pour réaliser les objectifs du pacte vert pour l'Europe. Ces mesures ont pour principal avantage qu'elles réduiront les coûts de production pour les producteurs de gaz d'origine renouvelable et bas carbone, renforceront la concurrence, la liquidité du marché et le commerce des gaz d'origine renouvelable, tout en encourageant une réduction des émissions de gaz à effet de serre. De cette manière, les consommateurs et les contribuables y gagneront, car les mesures de soutien pourraient être réduites. Les mesures prévues limiteront également les risques pour la sécurité énergétique et permettront de gagner du temps et d'économiser des ressources, amélioreront l'efficacité des mesures d'urgence, et renforceront les exigences en matière de sécurité pour les entreprises du secteur du gaz.

Problématique III: Planification des réseaux

La problématique III porte sur les options relatives à la planification intégrée des réseaux. L'option privilégiée pour la problématique III est l'option 2 «Planification nationale sur la base de scénarios européens». Cette option permet la planification au niveau national, mais exige que celle-ci se fonde sur des scénarios communs pour le gaz et l'électricité, alignés sur le TYNDP et liés au plan national en matière d'énergie et de climat pertinent. Elle comprend l'ensemble des acteurs pertinents (GRD) et permet d'identifier les conduites pouvant faire l'objet d'une réaffectation du méthane à l'hydrogène à un niveau de détail qui serait difficilement atteignable au niveau européen.

Mise en place d'une planification nationale sur la base de scénarios européens: le principal avantage est que cela éliminera les risques que les GRT d'électricité et de gaz ne planifient l'évolution de leurs systèmes sur la base d'hypothèses incompatibles. L'option permet l'intégration des secteurs et un plan conceptuel des réseaux tout en conservant les avantages

des plans sectoriels de développement du réseau plus détaillés. Elle garantit une vision commune des différentes parties intéressées impliquant que la planification des réseaux tienne compte des stratégies de décarbonation aux niveaux national et de l'UE, en réduisant le risque potentiel de verrouillages ou d'actifs délaissés.

Problématique IV: Faible niveau de participation des consommateurs et de protection de ceux-ci sur le marché de détail du gaz vert

La problématique IV contient des options qui prévoient une approche non réglementée à l'égard de la concurrence et de la participation des consommateurs ou qui requièrent au contraire de remédier aux causes des problèmes par l'intermédiaire de nouveaux actes législatifs, établissant pour l'essentiel un parallélisme avec ce qui est déjà en place dans le secteur de l'électricité. Au vu de cette analyse, l'option privilégiée est l'option 2 «Législation flexible», qui établit un parallélisme avec les dispositions en matière de protection des consommateurs du marché de l'électricité ainsi que les dispositions sur l'autonomisation. Cette option est très probablement la plus efficace, la plus efficiente et la plus cohérente par rapport aux autres problématiques.

Elle aura pour principal avantage de présenter un important potentiel d'économies, d'aider les nouveaux fournisseurs et prestataires de services à accéder au marché, de développer des produits innovants, avec pour résultat un renforcement de la concurrence, de la participation des consommateurs et de l'intérêt économique. Elle permettrait aussi aux citoyens et aux communautés d'accroître l'acceptation sociale, de mobiliser des capitaux privés et de faciliter le déploiement des gaz d'origine renouvelable et bas carbone. La réduction du risque de surinvestissements aura une incidence environnementale positive.

• Adéquation et simplification de la réglementation

Les propositions visant à modifier la législation existante sont conçues conformément aux options stratégiques les plus rentables examinées dans l'analyse d'impact. Certaines des options privilégiées devraient augmenter les coûts administratifs, de mise en œuvre et d'exécution pour les organismes de régulation et les opérateurs du marché. Par exemple, les mesures proposées pourraient entraîner une augmentation des échanges administratifs entre les autorités de régulation nationales et les expéditeurs de gaz naturel, un renforcement des efforts de coordination entre les GRD et les GRT, et de nouveaux efforts réglementaires et de mise en œuvre de la part des États membres et des autorités nationales. Toutefois, la modification du cadre devrait également réduire les coûts réglementaires et les rendre plus efficaces.

En outre, l'analyse d'impact montre que les mesures proposées offrent les options les plus rentables pour parvenir à l'objectif global de cette initiative, à savoir la mise en place de règles relatives au transport, à la distribution, à la fourniture et au stockage de méthane et d'hydrogène capables de soutenir la décarbonation du système énergétique tout en garantissant une énergie sûre et abordable.

Les coûts réglementaires à court terme engendrés par certaines des mesures privilégiées doivent être évalués à l'aune des coûts et des efforts qu'une intégration et une décarbonation tardives du système énergétique impliqueraient sur le long terme. Les avantages attendus des options en matière de soutien aux sources renouvelables, d'intégration du système énergétique, de protection des consommateurs et de sécurité énergétique seront largement supérieurs aux coûts immédiats liés à l'administration et à la mise en œuvre.

La proposition contribue également à simplifier le cadre réglementaire en harmonisant les dispositions relatives aux infrastructures et au marché du gaz avec la nouvelle architecture réglementaire conçue par le paquet «énergie propre» pour le secteur de l'électricité.

L'harmonisation plus poussée entre les secteurs devrait bénéficier à de nombreux domaines réglementés, notamment l'autonomisation et la protection des consommateurs, la gouvernance et la surveillance réglementaire. Des contributions similaires sont également prévues dans l'introduction précoce d'un cadre réglementaire pour les infrastructures liées à l'hydrogène et les marchés de l'hydrogène. Alors que ces règles augmenteront probablement les coûts administratifs immédiats et la charge réglementaire pour les autorités nationales et les opérateurs du marché, l'harmonisation précoce des principes réglementaires pour l'hydrogène devrait réduire de manière significative les futurs coûts de conformité et prévenir le risque de divergences réglementaires et de coûts de mise en œuvre importants.

- **Droits fondamentaux**

Il est d'une importance capitale de sauvegarder les valeurs de l'Union ainsi que les droits fondamentaux et la sécurité des citoyens dans un environnement énergétique en pleine expansion, à la fois vert et numérique. Les mesures stratégiques proposées en matière de gestion des données ont été mises au point dans cet esprit, dans le but d'assurer un accès et une utilisation étendus des technologies numériques et des services fondés sur les données tout en garantissant un niveau élevé de protection du droit à la vie privée et des données à caractère personnel, tel que consacré par les articles 7 et 8 de la Charte des droits fondamentaux de l'Union européenne, et par le règlement général sur la protection des données.

4. INCIDENCE BUDGÉTAIRE

L'impact sur le budget de l'UE associé à la proposition dans le cadre du présent paquet concerne les ressources humaines de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et de la direction générale (DG) de l'énergie de la Commission européenne, qui font l'objet d'une description dans la fiche financière législative qui accompagne la proposition de la Commission de refonte du [règlement sur le gaz]. En substance, les nouvelles tâches qui incombent à l'ACER, notamment en ce qui concerne les règles facilitant le développement d'un secteur de l'hydrogène compétitif, mais également la complexité croissante des marchés du gaz en raison de la part grandissante de gaz autres que du gaz naturel, requièrent le recrutement progressif de 21 ETP supplémentaires au sein de l'ACER à partir de 2023. En vue de la mise en œuvre des nouvelles règles proposées en faveur d'un secteur nouveau et en expansion, de l'intégration de nouveaux types de gaz dans le marché et les infrastructures du gaz ainsi que de la mise en application des dispositions renforcées en faveur des consommateurs, les ressources humaines de la DG énergie doivent également être renforcées par 5 ETP supplémentaires.

5. AUTRES ÉLÉMENTS

- **Plans de mise en œuvre et modalités de suivi, d'évaluation et d'information**

Le suivi des progrès réalisés consistera en une approche à deux niveaux comprenant des rapports annuels de l'ACER et une évaluation par la Commission.

Le mandat confié à l'ACER concernant le suivi des performances du marché et l'information à ce sujet dans son rapport annuel de suivi du marché [obligation au titre du règlement (CE) n° 715/2009] sera maintenu et son champ d'application sera étendu à l'hydrogène. Dans l'année qui suit l'adoption des propositions, la Commission invitera l'ACER à réviser et à mettre à jour ses indicateurs de suivi actuels (avec la participation des parties prenantes) afin qu'ils restent pertinents pour suivre les progrès dans la réalisation des objectifs sous-jacents des présentes propositions. L'ACER continuera à s'appuyer sur les

sources de données déjà établies utilisées aux fins de l'élaboration du rapport de suivi du marché, complétées de données pertinentes sur l'hydrogène.

Le rapport annuel de l'ACER remplacera les obligations de rapport de la Commission qui sont actuellement toujours en vigueur au titre de la directive sur le gaz. Les propositions détaillées veilleront à ce que le suivi de l'ACER complète les autres exercices de suivi (en particulier le suivi au titre de la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat) de sorte à éviter les doublons.

La Commission réalisera une évaluation complète de l'incidence des initiatives proposées, y compris de l'efficacité, l'efficience, la cohérence et la pertinence continues des propositions, dans un délai donné après l'entrée en vigueur des mesures adoptées (à titre indicatif, cinq ans). Au plus tard le 31 décembre 2030, la Commission révisera la directive et présentera un rapport au Parlement européen et au Conseil.

- **Documents explicatifs (pour les directives)**

À la suite de l'arrêt rendu par la Cour de justice de l'Union européenne dans l'affaire Commission/Belgique (affaire C-543/17), les États membres doivent joindre à leurs notifications de mesures nationales de transposition des informations suffisamment claires et précises indiquant les dispositions du droit national qui transposent les dispositions d'une directive. Ces informations doivent être communiquées pour chaque obligation, pas seulement «au niveau des articles». Si les États membres se conforment à cette obligation, ils ne devraient pas avoir besoin, en principe, de transmettre à la Commission des documents explicatifs sur la transposition.

Étant donné que le règlement sera mis en œuvre directement et de manière uniforme dans les États membres, un document explicatif ne sera pas nécessaire.

- **Explication détaillée des différentes dispositions de la proposition**

La proposition de **directive révisée** consiste en dix chapitres comprenant 91 articles.

Chapitre 1 – Objet, champ d'application et définitions

Ce chapitre définit l'objet et le champ d'application des règles relatives au transport, à la distribution, à la fourniture et au stockage des gaz utilisant le système de gaz naturel, ainsi que des règles relatives au transport, à l'approvisionnement et au stockage de l'hydrogène utilisant le système d'hydrogène. Il définit également les principaux termes utilisés dans la directive proposée.

Chapitre 2 – Règles générales pour l'organisation des marchés

Ce chapitre établit les règles visant à garantir des marchés du gaz qui soient compétitifs, axés sur les consommateurs, flexibles et non discriminatoires. Il contient des dispositions en matière d'accès au marché telles que le libre choix du fournisseur, les prix de fourniture fondés sur le marché, les obligations de service public, la durabilité, la certification des gaz d'origine renouvelable et bas carbone, la promotion de la coopération régionale, ainsi que des règles techniques et de procédure.

Chapitre 3 – Autonomisation et protection des consommateurs et marchés de détail

Ce chapitre prévoit notamment un ensemble de droits du consommateur: Il détaille les droits contractuels de base, les droits et les frais de changement de fournisseur, ainsi que les règles relatives aux outils de comparaison, aux clients actifs, et aux communautés énergétiques citoyennes. Il contient également des dispositions en matière de facturation, de relevés intelligents et conventionnels, et de gestion des données.

Il contient également des dispositions relatives aux points de contact uniques, au droit à un règlement extrajudiciaire des litiges, aux clients vulnérables et aux marchés de détail.

Chapitre 4 – Accès des tiers aux infrastructures

Ce chapitre est divisé en trois sections consacrées aux aspects suivants: l'accès aux infrastructures de gaz naturel, l'accès aux infrastructures liées à l'hydrogène et le refus d'accès et de raccordement.

Chapitre 5 – Règles applicables aux gestionnaires de réseau de transport, de système de stockage et de système de gaz naturel

Ce chapitre détaille les tâches des gestionnaires de réseau de transport, de stockage et de systèmes GNL, leur obligation de confidentialité et leurs pouvoirs de décision.

Chapitre 6 – Gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel

Ce chapitre établit la désignation des gestionnaires de réseau de distribution, leurs tâches, leurs pouvoirs de décision en ce qui concerne le raccordement des nouvelles installations de production de gaz d'origine renouvelable et bas carbone au réseau de distribution, la dissociation des gestionnaires de réseau de distribution, les obligations de confidentialité des gestionnaires de réseau de distribution, les dispositions relatives aux réseaux fermés de distribution, et aux gestionnaires d'infrastructure combinée.

Chapitre 7 – règles applicables aux réseaux d'hydrogène dédiés

Ce chapitre présente en particulier les tâches des gestionnaires de réseaux, de stockage et de terminaux d'hydrogène, les dispositions relatives aux réseaux d'hydrogène existants, aux réseaux d'hydrogène géographiquement limités, aux systèmes d'hydrogène fermés, aux interconnexions avec des pays tiers, et à la confidentialité imposée aux gestionnaires.

Chapitre 8 – Planification intégrée des réseaux

Ce chapitre traite du développement du réseau et des compétences pour les décisions d'investissement, des rapports sur le développement des réseaux d'hydrogène, ainsi que du financement de nouvelles infrastructures transfrontalières liées à l'hydrogène.

Chapitre 9 – Dissociation des gestionnaires de réseau de transport

Ce chapitre est divisé en six sections consacrées aux aspects suivants: la dissociation des structures de propriété, l'indépendance des gestionnaires de réseau, l'indépendance des gestionnaires de transport, la dissociation des gestionnaires de réseaux d'hydrogène dédiés et la désignation, la certification des gestionnaires de systèmes de gaz naturel et de systèmes d'hydrogène, et la dissociation comptable et la transparence de la comptabilité.

Chapitre 10 – Autorités de régulation

Ce chapitre est consacré à la désignation et à l'indépendance des autorités de régulation, aux objectifs généraux de l'autorité de régulations, à ses devoirs et ses pouvoirs, au régime réglementaire applicable aux questions transfrontalières, à la conformité avec les lignes directrices relatives aux codes de réseau, et à la conservation des données.

Chapitre 11 – Dispositions finales

Le dernier chapitre se concentre sur les dispositions finales et comprend notamment des articles sur les mesures de sauvegarde, l'égalité des conditions de concurrence, les accords techniques, les dérogations, la procédure d'autonomisation, l'exercice de la délégation, la procédure de comité, la présentation de rapports, l'abrogation, la transposition, l'entrée en vigueur, les destinataires.

L'annexe I porte sur les exigences minimales en matière de facturation et les informations relatives à la facturation.

L'annexe II traite des relevés intelligents pour le gaz naturel.

L'annexe III indique la date d'application et les limites de transposition de la directive abrogée et de ses modifications.

L'annexe IV contient un tableau de correspondance.

La proposition de **règlement révisé** consiste en huit chapitres comprenant 69 articles.

Chapitre 1 – Objet, champ d'application et définitions

Ce chapitre définit l'objet et le champ d'application des règles relatives aux objectifs de l'Union de l'énergie, au cadre d'action en matière de climat et d'énergie ainsi qu'aux consommateurs. Il définit également les principaux termes utilisés dans le règlement proposé.

Chapitre 2 – Règles générales pour l'organisation des marchés et l'accès aux infrastructures

Ce chapitre établit les principes généraux ainsi que la séparation des actifs réglementés, les services d'accès des tiers, l'évaluation du marché des gaz d'origine renouvelable et bas carbone, les principes des mécanismes d'attribution des capacités et procédures de gestion de la congestion, les échanges de droits à capacité, les règles et redevances d'équilibrage, la certification, et la coopération entre les gestionnaires de réseau de transport.

Chapitre 3 – Accès au réseau

Ce chapitre détaille les tarifs d'accès aux réseaux, et les réductions.

Chapitre 4 – Gestion du transport, du stockage, des systèmes/terminaux de GNL et d'hydrogène

Ce chapitre établit des dispositions relatives à la capacité ferme pour les gaz d'origine renouvelable et bas carbone, à la coordination transfrontalière en ce qui concerne la qualité du gaz, aux mélanges hydrogène-gaz naturel, au réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz, à la surveillance exercée par l'ACER, aux autorités de régulation, aux consultations, aux coûts, à la coopération régionale, au TYNDP, aux exigences de transparence et à la conservation des données.

Chapitre 5 – Gestion des réseaux de distribution

Ce chapitre établit les règles relatives à la capacité ferme pour les gaz d'origine renouvelable et bas carbone, à la coopération entre les GRD et les GRT, aux exigences de transparence et à l'entité européenne des gestionnaires de réseau de distribution. Il comprend les procédures et les tâches.

Chapitre 6 – Accès aux réseaux d'hydrogène dédiés

Ce chapitre se concentre sur la coordination transfrontalière en ce qui concerne la qualité de l'hydrogène, le réseau européen des gestionnaires de réseau d'hydrogène et ses tâches, le TYNDP pour l'hydrogène, les coûts, et la consultation, la surveillance exercée par l'ACER, la coopération régionale, et les exigences de transparence.

Chapitre 7 – Codes de réseau et lignes directrices

Ce chapitre établit des dispositions relatives à l'adoption de codes de réseau et de lignes directrices, à l'établissement de codes de réseau, aux modifications de codes de réseau, de lignes directrices, au droit des États membres de prévoir des mesures plus détaillées, à la

communication d'informations et à la confidentialité, et aux sanctions. Chacune des trois règles est adaptée à l'hydrogène.

Chapitre 8 – Dispositions finales

Ce chapitre se concentre sur les dispositions finales et comprend notamment des articles consacrés aux nouvelles infrastructures liées au gaz naturel et à l'hydrogène, à la procédure de comité, aux exemptions, aux dérogations, à l'exercice de la délégation, aux modifications de règlements, à la modification pour étendre le règlement concernant la sécurité de l'approvisionnement en gaz aux gaz d'origine renouvelable et bas carbone et pour inclure des mesures en matière de cybersécurité, de solidarité et de stockage, à l'abrogation et à l'entrée en vigueur.

L'annexe I contient des lignes directrices.

L'annexe II contient l'annexe IX du règlement 2017/1938.

L'annexe III contient des informations sur le règlement abrogé et une liste des modifications successives.

L'annexe IV contient un tableau de correspondance.

Proposition de

RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL**sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte)**

LE PARLEMENT EUROPÉEN ET LE CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE,

vu le ~~traité instituant la Communauté européenne~~ ☒ traité sur le fonctionnement de l'Union européenne ☒, et notamment son article ~~95~~ ☒ 194, paragraphe 2 ☒,

vu la proposition de la Commission européenne,

après transmission du projet d'acte législatif aux parlements nationaux,

vu l'avis du Comité économique et social européen²,

vu l'avis du Comité des régions³,

statuant conformément à la procédure législative ordinaire,

considérant ce qui suit:

↓ nouveau

(1) Le règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil⁴ a été substantiellement modifié à plusieurs reprises. À l'occasion de nouvelles modifications, il convient, dans un souci de clarté, de procéder à la refonte dudit règlement.

↓ 715/2009 considérant 1 (adapté)

(2) Le marché intérieur du gaz naturel, dont la mise en œuvre progressive est en cours depuis 1999, a pour finalité d'offrir une réelle liberté de choix à l'ensemble des consommateurs de ~~la Communauté~~ ☒ l'Union ☒, 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.

² JO [...] du [...], p. [...].

³ JO [...] du [...], p. [...].

⁴ 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 (JO L 211 du 14.8.2009, p. 36).

- (3) Le pacte vert pour l'Europe et la loi sur le climat ont assigné à l'UE l'objectif d'atteindre la neutralité climatique en 2050 d'une manière qui contribue à la compétitivité, à la croissance et à l'emploi en Europe. Pour créer un marché du gaz décarboné qui contribue à la transition énergétique, il faut augmenter de manière significative la part des sources d'énergie renouvelable dans un système énergétique intégré, avec la participation active des consommateurs sur des marchés concurrentiels.
- (4) Le présent règlement vise à favoriser la pénétration des gaz renouvelables et bas carbone dans le système énergétique de manière à permettre l'abandon progressif des gaz fossiles, ainsi qu'à conférer à ces nouveaux gaz un rôle important pour réaliser les objectifs climatiques de l'UE à l'horizon 2030 et parvenir à la neutralité climatique en 2050 au plus tard. Le règlement vise également à établir un cadre réglementaire qui donne à tous les participants au marché les moyens et les incitations nécessaires pour prendre en compte le rôle transitoire du gaz naturel fossile dans la planification de leurs activités afin d'éviter les effets de verrouillage et d'assurer un affranchissement progressif et en temps utile du gaz naturel fossile et ce, dans tous les secteurs d'activité concernés ainsi que pour le chauffage.
- (5) La stratégie de l'hydrogène de l'UE reconnaît que, le potentiel de production d'hydrogène renouvelable n'étant pas identique dans tous les États membres de l'UE, un marché européen ouvert et concurrentiel, caractérisé par un commerce transfrontalier sans entrave, présente des avantages importants sur le plan de la concurrence, du caractère abordable et de la sécurité de l'approvisionnement. Elle insiste en outre sur le fait que la transition vers un marché liquide avec un commerce de l'hydrogène fondé sur les produits de base faciliterait l'entrée de nouveaux producteurs et serait bénéfique pour une meilleure intégration avec d'autres vecteurs énergétiques. Cela créerait des signaux de prix viables pour les investissements et les décisions opérationnelles. Les règles fixées par le présent règlement devraient, dès lors, être propices à l'émergence de marchés de l'hydrogène et d'un commerce de l'hydrogène fondé sur les produits de base et à la liquidité des plateformes d'échange, et les États membres devraient éliminer toute barrière injustifiée à cet égard. Tout en reconnaissant les différences intrinsèques, il y a lieu d'envisager un marché de l'hydrogène reprenant des règles existantes ayant permis de développer le fonctionnement commercial efficace des marchés de l'électricité et du gaz et des échanges d'électricité et de gaz.

~~La directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel⁵ et le règlement (CE) n° 1775/2005 du Parlement européen et du Conseil du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel⁶ ont contribué pour beaucoup à la création d'un tel marché intérieur du gaz naturel.~~

⁵ JO L 176 du 15.7.2003, p. 57.

⁶ JO L 211 du 14.8.2009, p. 36.

↓ 715/2009 considérant 3

~~L'expérience acquise dans la mise en œuvre et le suivi d'un premier ensemble de lignes directrices en matière de bonnes pratiques, adopté en 2002 par le Forum européen de régulation du gaz («le Forum de Madrid»), montre que, afin d'assurer la mise en œuvre intégrale dans tous les États membres des règles définies dans ces lignes directrices et afin de fournir une garantie minimale quant à des conditions d'accès au marché uniformes dans la pratique, il convient de rendre ces règles juridiquement exécutoires.~~

↓ 715/2009 considérant 4

~~Un second ensemble de règles communes, intitulé les «deuxièmes lignes directrices en matière de bonnes pratiques», a été approuvé lors de la réunion que le Forum de Madrid a tenue les 24 et 25 septembre 2003, et l'objectif du présent règlement est de définir, sur la base de ces lignes directrices, des règles et principes fondamentaux concernant l'accès au réseau et les services d'accès des tiers, la gestion de la congestion, la transparence, l'équilibrage et les échanges de droits à capacité.~~

↓ 715/2009 considérant 5 (adapté)

- (6) ☒ [Refonte de la directive sur le gaz proposée dans le document COM(2021) xxx]
☒ ~~La directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel⁷ permet de faire appel à un gestionnaire de réseau combiné de transport et de distribution. Par conséquent, les dispositions du présent règlement n'exigent pas la modification de l'organisation des systèmes nationaux de transport et de distribution lorsque ceux-ci sont conformes aux dispositions pertinentes de ladite directive.~~

↓ 715/2009 considérant 6

~~Les gazoducs à haute pression reliant des distributeurs locaux au réseau gazier et qui ne sont pas utilisés principalement pour la distribution du gaz au niveau local sont inclus dans le champ d'application du présent règlement.~~

↓ 715/2009 considérant 7

⇒ nouveau

- (7) Il convient de préciser les critères en fonction desquels les tarifs d'accès au réseau sont déterminés, afin de garantir qu'ils respectent totalement le principe de non-discrimination et les exigences de bon fonctionnement du marché intérieur, qu'ils tiennent pleinement compte de la nécessaire intégrité du système et qu'ils reflètent les coûts réels supportés, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et sont transparents, tout en comprenant un rendement approprié des investissements ⇒ et en permettant l'intégration des gaz renouvelables et bas carbone ⇐ ~~et en prenant en considération, le cas échéant, les analyses comparatives des tarifs réalisées par les autorités de~~

⁷ Voir page 94 du présent Journal officiel.

~~régulation.~~ ⇨ En matière de tarifs d'accès au réseau, les règles fixées par le présent règlement sont complétées par d'autres règles, qui figurent dans les codes de réseau et les lignes directrices adoptés en vertu du présent règlement, [le règlement RTE-E proposé dans le document COM(2020) 824 final], [le règlement sur le méthane proposé dans le document COM(2021) xxx], la directive (UE) 2018/2001 et [la directive sur l'efficacité énergétique proposée dans le document COM(2021) 558 final]. ⇨

⇩ nouveau

- (8) D'une manière générale, l'efficacité exige de financer les infrastructures par les recettes provenant des utilisateurs de ces infrastructures et d'éviter les subventions croisées. De plus, dans le cas des actifs réglementés, ces subventions croisées seraient incompatibles avec le principe général d'une tarification qui reflète les coûts. Néanmoins, dans des cas exceptionnels, ces subventions croisées pourraient apporter des avantages sociétaux, notamment lors des premières phases de développement des réseaux, lorsque la capacité réservée est faible par rapport à la capacité technique et qu'il est très difficile de prédire à quel moment la future demande de capacité se matérialisera. Les subventions croisées pourraient, dès lors, contribuer à instaurer des tarifs raisonnables et prévisibles pour les premiers utilisateurs d'un réseau et réduire les risques liés aux investissements pour les gestionnaires de réseau. Les subventions croisées pourraient ainsi contribuer à installer un climat d'investissement favorable aux objectifs de décarbonation de l'Union. Les subventions croisées ne devraient pas être financées par les utilisateurs du réseau dans d'autres États membres, que ce soit directement ou indirectement. Il convient, dès lors, d'assurer le financement des subventions croisées uniquement à partir des points de sortie vers les clients finaux au sein du même État membre. De plus, les subventions croisées étant exceptionnelles, il convient de veiller à ce qu'elles soient proportionnelles, transparentes, limitées dans le temps et qu'elles fassent l'objet d'une surveillance réglementaire.

⇩ 715/2009 considérant 8

~~Dans le calcul des tarifs d'accès aux réseaux, il est important de tenir compte des coûts réels supportés, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable, et où ils sont transparents, ainsi que de la nécessité d'offrir un rendement approprié des investissements et des incitations pour construire de nouvelles infrastructures, notamment une réglementation spécifique réservée aux nouveaux investissements, telle qu'elle est prévue dans la directive 2009/73/CE. À cet égard, et notamment en présence d'une concurrence réelle entre gazoducs, l'analyse comparative des tarifs par les autorités de régulation représente un élément de réflexion important.~~

⇩ 715/2009 considérant 9 (adapté)
⇨ nouveau

- (9) Le recours à des modalités faisant appel au marché, telles que les enchères, afin d'établir les tarifs doit être compatible avec les dispositions de la ☒ refonte de la directive sur le gaz proposée dans le document COM(2021) xxx ☒ ~~directive 2009/73/CE~~ ⇨ et du règlement (UE) 2017/459 de la Commission ⇨.

↓ 715/2009 considérant 10
(adapté)

- (10) Un ensemble minimal commun de services d'accès des tiers est nécessaire pour établir une norme minimale commune régissant les conditions pratiques d'accès dans toute la Communauté ☒ l'Union ☒, pour garantir une compatibilité suffisante des services d'accès des tiers et pour permettre d'exploiter les avantages qu'offre un bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel.
-

↓ 715/2009 considérant 11
(adapté)

~~À l'heure actuelle, il existe des obstacles à la vente du gaz dans des conditions identiques et sans discrimination ni désavantages dans la Communauté. Notamment, il reste à assurer un accès non discriminatoire au réseau et un niveau comparable de surveillance réglementaire dans chaque État membre, et des marchés isolés subsistent.~~

↓ nouveau

- (11) Les modalités d'accès des tiers devraient être fondées sur les principes établis dans le présent règlement. Dès octobre 2013, le XXIV^e forum de Madrid avait accueilli favorablement l'organisation de systèmes entrée-sortie, qui permettent une libre allocation du gaz en capacité ferme. Il convient, par conséquent, d'arrêter une définition du système entrée-sortie et d'intégrer le niveau du réseau de distribution dans la zone d'équilibrage, de manière à favoriser la création de conditions de concurrence équitables pour les gaz renouvelables et bas carbone reliés soit au niveau du réseau de transport, soit au niveau du réseau de distribution. La tarification pour les gestionnaires de réseau de distribution et l'organisation de l'attribution des capacités entre le réseau de transport et le réseau de distribution devraient être de la responsabilité des autorités de régulation sur la base des principes inscrits dans la [refonte de la directive telle que proposée dans le document COM(2021) xxx].
- (12) L'accès au système entrée-sortie devrait en principe se fonder sur la capacité ferme. Les gestionnaires de réseau devraient être tenus de coopérer de manière à maximiser l'offre de capacité ferme, permettant par là même aux utilisateurs du réseau d'attribuer librement le gaz entrant ou sortant en capacité ferme à tout point d'entrée ou de sortie du même système entrée-sortie.
- (13) Les capacités conditionnelles ne devraient être proposées que si les gestionnaires de réseau ne sont pas en mesure de proposer de capacité ferme. Les gestionnaires de réseau devraient définir les conditions applicables aux capacités conditionnelles sur la base de contraintes opérationnelles d'une manière transparente et claire. L'autorité de régulation devrait veiller à ce que le nombre de produits de capacités conditionnelles soit limité afin d'éviter une fragmentation du marché et d'assurer le respect du principe consistant à assurer un accès des tiers efficient.

↓ 715/2009 considérant 12

- (14) Il convient d'atteindre un niveau suffisant de capacité d'interconnexion transfrontalière pour le gaz et de promouvoir l'intégration du marché afin d'assurer l'achèvement du marché intérieur du gaz naturel.

↓ 715/2009 considérant 13

~~Dans sa communication du 10 janvier 2007 intitulée «Une politique de l'énergie pour l'Europe», la Commission a insisté sur l'importance que revêtent la réalisation du marché intérieur du gaz naturel et la création de conditions de concurrence équitables pour toutes les entreprises de gaz naturel de la Communauté. Les communications de la Commission du 10 janvier 2007 intitulées «Les perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité» et «Enquête menée en vertu de l'article 17 du règlement (CE) n° 1/2003 sur les secteurs européens du gaz et de l'électricité (rapport final)» ont montré que les règles et les mesures en vigueur n'offrent pas l'encadrement ni n'assurent la création des capacités d'interconnexion nécessaires pour permettre la réalisation de l'objectif que constituent le bon fonctionnement, l'efficacité et l'ouverture du marché intérieur.~~

↓ 715/2009 considérant 14

~~En plus de la mise en œuvre intégrale du cadre réglementaire existant, le cadre réglementaire du marché intérieur du gaz naturel prévu par le règlement (CE) n° 1775/2005 devrait être adapté conformément à ces communications.~~

↓ 715/2009 considérant 15

(adapté)

⇒ nouveau

- (15) Il est ~~notamment~~ nécessaire de renforcer la coopération et la coordination entre les gestionnaires de réseau de transport ⇒ et, le cas échéant, entre les gestionnaires de réseau de distribution ⇐ afin de créer des codes de réseau régissant la fourniture et la gestion d'un accès transfrontalier effectif et transparent aux réseaux de transport et d'assurer une planification coordonnée et à échéance suffisamment longue du réseau de ~~transport~~ ⇒ gaz naturel ⇐ dans la ~~Communauté~~ ☒ l'Union ☒ ainsi qu'une évolution technique satisfaisante dudit réseau, notamment la création de capacités d'interconnexion, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement. Les codes de réseau devraient se conformer aux orientations-cadres, qui sont par nature non contraignantes (orientations-cadres) et qui sont élaborées par l'agence ☒ de l'Union européenne pour la ☒ ~~de~~ coopération des régulateurs de l'énergie ☒ (ACER) ☒ instituée par le règlement ☒ (UE) 2019/942 ☒ ~~(CE) n° 713/2009~~ du Parlement européen et du Conseil⁸ ⁹ ~~du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie¹⁰ («l'agence»).~~ L'☒ ACER ☒ ~~agence~~

⁸ Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie.

⁹ Règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (JO L 211 du 14.8.2009, p. 1).

¹⁰ Voir page 1 du présent Journal officiel.

devrait jouer un rôle dans le réexamen, fondé sur les faits, des projets de codes de réseau, y compris leur respect des orientations-cadres, et elle devrait pouvoir en recommander l'adoption par la Commission. L'ACER ~~agence~~ devrait évaluer les propositions de modifications à apporter aux codes de réseau et pouvoir en recommander l'adoption par la Commission. Les gestionnaires de réseau de transport devraient exploiter leurs réseaux conformément à ces codes de réseau.

↓ 715/2009 considérant 16
(adapté)

- (16) Afin d'assurer une gestion optimale du réseau de transport de gaz dans ~~la~~ Communauté ☒ l'Union ☒, il y a lieu de ☒ prévoir ☒ ~~créer~~ un réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz (le REGRT pour le gaz). Les tâches du REGRT pour le gaz devraient être exécutées dans le respect des règles ~~communautaires~~ ☒ de l'Union ☒ en matière de concurrence, qui ~~restent~~ ☒ sont ☒ applicables aux décisions du REGRT pour le gaz. Les tâches du REGRT pour le gaz devraient être clairement définies et ses méthodes de travail devraient être de nature à garantir l'efficacité, la transparence et la représentativité du REGRT pour le gaz. Les codes de réseau élaborés par le REGRT pour le gaz ne sont pas destinés à remplacer les codes de réseau nationaux nécessaires pour ce qui concerne les questions non transfrontalières. L'échelon régional permettant de progresser de manière plus efficace, les gestionnaires de réseau de transport devraient mettre en place des structures régionales au sein de la structure de coopération globale tout en veillant à ce que les résultats obtenus à l'échelon régional soient compatibles avec les codes de réseau et les plans décennaux non contraignants de développement du réseau dans l'ensemble de ☒ l'Union ☒ ~~la Communauté~~. La coopération au sein de ces structures régionales présuppose un découplage effectif entre les activités de réseau et les activités de production et de fourniture. En l'absence d'un tel découplage, la coopération régionale entre les gestionnaires de réseau de transport donne lieu à un risque de comportement anticoncurrentiel. Les États membres devraient promouvoir la coopération et surveiller l'efficacité du fonctionnement du réseau au niveau régional. La coopération au niveau régional devrait être compatible avec la mise en place d'un marché intérieur ~~du~~ ☒ des ☒ gaz concurrentiel et efficace.

↓ 715/2009 considérant 17

~~Tous les acteurs du marché sont concernés par le travail qu'il est prévu de confier au REGRT pour le gaz. Il est donc essentiel de prévoir un véritable processus de consultation, et les structures existantes créées pour faciliter et rationaliser ce processus, telles que l'Association européenne pour la rationalisation des échanges d'énergie-gaz, les régulateurs nationaux ou l'agence, devraient jouer un rôle important.~~

↓ 715/2009 considérant 18
(adapté)
⇒ nouveau

- (17) Afin d'assurer une plus grande transparence dans le développement du réseau de transport de gaz dans ~~la~~ Communauté ☒ l'Union ☒, le REGRT pour le gaz devrait concevoir, publier et mettre à jour régulièrement un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de ~~la Communauté~~ ☒ l'Union ☒ ⇒ sur la

base d'un scénario commun et du modèle interconnecté ⇐ (le plan de développement du réseau dans l'ensemble de ~~la Communauté~~ ☒ l'Union ☒). Ce plan de développement du réseau devrait comporter des réseaux viables de transport de gaz et les interconnexions régionales nécessaires qui se justifient du point de vue commercial et sous l'aspect de la sécurité d'approvisionnement.

↓ 715/2009 considérant 19
⇒ nouveau

- (18) Afin d'accroître la concurrence par la création des marchés de gros liquides pour le gaz, il est indispensable que les échanges puissent se négocier indépendamment de la localisation du gaz dans le réseau. La seule façon d'y parvenir est d'assurer aux utilisateurs du réseau la liberté de comptabiliser réserver indépendamment la capacité d'entrée et de sortie, de manière à organiser le transport du gaz par zones plutôt que sous la forme de flux contractuels. ⇐ La liberté de comptabiliser indépendamment la capacité aux points d'entrée et de sortie suppose donc que les tarifs fixés pour un point d'entrée ne soient pas liés au tarif fixé pour un point de sortie, et inversement, c'est-à-dire que l'offre soit séparée pour ces points, et la tarification ne devrait pas regrouper la redevance d'entrée et de sortie dans un prix unique. ⇐ ~~Lors du 6^{ème} Forum de Madrid, tenu les 30 et 31 octobre 2002, la plupart des parties concernées avaient déjà exprimé leur préférence pour un régime d'entrées-sorties afin de favoriser l'essor de la concurrence. Les tarifs ne devraient pas dépendre de l'itinéraire. Les tarifs fixés pour un ou plusieurs points d'entrée ne devraient donc pas être liés aux tarifs fixés pour un ou plusieurs points de sortie, et vice versa.~~
-

↓ nouveau

- (19) Si le règlement (UE) 312/2014 de la Commission relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz prévoit les modalités d'établissement des règles techniques qui constituent un régime d'équilibrage, il permet de varier la conception de chaque régime d'équilibrage appliqué dans un système entrée-sortie donné. La combinaison des choix effectués donne lieu à un régime d'équilibrage spécifique applicable dans un système entrée-sortie spécifique, coïncidant actuellement dans la plupart des cas avec le territoire des États membres.
- (20) Il devrait incomber aux utilisateurs du réseau d'équilibrer leurs entrées par rapport à leurs sorties en s'appuyant sur des plateformes d'échange mises en place pour mieux faciliter les échanges de gaz entre utilisateurs du réseau. Afin de mieux intégrer les gaz renouvelables et bas carbone dans le système entrées-sorties, la zone d'équilibrage devrait englober le niveau du réseau de distribution. Le point d'échange virtuel devrait être utilisé pour échanger du gaz entre les comptes d'équilibrage des utilisateurs du réseau.
-

↓ 715/2009 considérant 20

- (21) La référence aux contrats de transport harmonisés dans le cadre d'un accès non discriminatoire au réseau des gestionnaires de réseau de transport n'implique pas que les modalités et conditions fixées dans les contrats de transport d'un gestionnaire de réseau donné, dans un État membre, doivent être identiques à celles proposées par un autre gestionnaire de réseau de transport dans le même État membre ou dans un

autre, sauf si sont imposées des exigences minimales auxquelles tous les contrats de transport sont tenus de satisfaire.

↓ 715/2009 considérant 21

~~Les réseaux de gaz connaissent une importante congestion contractuelle. En conséquence, les principes de gestion de la congestion et d'attribution des capacités dans le cas de nouveaux contrats ou de contrats nouvellement négociés sont fondés sur la libération des capacités inutilisées, les utilisateurs du réseau étant autorisés à sous-louer ou à revendre leurs capacités contractuelles, et sur l'obligation faite aux gestionnaires de réseau de transport d'offrir la capacité inutilisée sur le marché, au moins sur une base d'arrangement à un jour et interruptible. Compte tenu de l'importante proportion de contrats en vigueur et de la nécessité de créer des conditions de concurrence véritablement équitables entre les utilisateurs de capacités nouvelles et existantes, il convient d'appliquer ces principes à l'ensemble de la capacité contractuelle, y compris aux contrats en vigueur.~~

↓ 715/2009 considérant 22

~~Même si, pour l'instant, la congestion physique des réseaux est rarement un problème dans la Communauté, elle pourrait le devenir. Il est donc important d'établir le principe fondamental régissant l'attribution des capacités congestionnées dans de telles circonstances.~~

↓ 715/2009 considérant 23

~~La surveillance du marché effectuée ces dernières années par les autorités de régulation nationales et la Commission a montré que les exigences de transparence et les règles d'accès à l'infrastructure en vigueur sont insuffisantes pour garantir un véritable marché intérieur du gaz qui soit performant, ouvert et efficace.~~

↓ 715/2009 considérant 24

- (22) Un accès égal à l'information sur l'état matériel et la performance du réseau est nécessaire pour permettre à l'ensemble des acteurs du marché d'évaluer la situation globale de l'offre et de la demande et de déterminer les raisons des fluctuations des prix de gros. Cela inclut des informations plus précises sur l'offre et la demande, la capacité du réseau, les flux et la maintenance, l'équilibrage et la disponibilité ainsi que l'utilisation des capacités de stockage. Étant donné l'importance de ces informations pour le bon fonctionnement du marché, il y a lieu d'assouplir les restrictions de publication existantes imposées pour des raisons de confidentialité.

↓ 715/2009 considérant 25

- (23) Les exigences de confidentialité concernant les informations commercialement sensibles sont toutefois particulièrement importantes lorsqu'il s'agit de données commerciales ayant un caractère stratégique pour l'entreprise, lorsqu'il n'existe qu'un seul utilisateur pour une installation de stockage, ou lorsqu'il s'agit de données relatives aux points de sortie d'un réseau ou sous-réseau qui n'est pas raccordé à un autre réseau de transport ou de distribution mais à un seul client industriel final, lorsque la publication de telles données donnerait lieu à la divulgation d'informations confidentielles concernant le processus de production de ce client.

↓ 715/2009 considérant 26

- (24) Pour que les participants aient davantage confiance dans le marché, ils doivent être certains qu'il existe des possibilités de sanctionner les comportements abusifs d'une manière efficace, proportionnée et dissuasive. Il convient de permettre aux autorités compétentes d'enquêter de manière efficace sur les allégations d'abus de marché. Il est nécessaire à cette fin que les autorités compétentes aient accès aux données qui fournissent des informations sur les décisions opérationnelles prises par les entreprises de fourniture. Sur le marché du gaz, toutes ces décisions sont communiquées aux gestionnaires de réseau sous la forme de réservations de capacité, de nominations et de flux réalisés. Les gestionnaires de réseau devraient mettre ces informations à la disposition des autorités compétentes et les rendre aisément accessibles pour celles-ci pendant une période déterminée. Les autorités compétentes devraient, en outre, vérifier périodiquement que les gestionnaires de réseau respectent les règles.
-

↓ 715/2009 considérant 27
⇒ nouveau

- (25) L'accès aux installations de stockage de gaz ⇒ naturel⇐ et aux installations de GNL étant insuffisant dans certains États membres, il convient d'améliorer l'application des règles en vigueur⇒, y compris sur le plan de la transparence. Cette amélioration devrait tenir compte du potentiel et de la pénétration des gaz renouvelables et bas carbone pour ces installations dans le marché intérieur. ⇐ Il ressort du suivi assuré par le groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz que les lignes directrices volontaires en matière de bonnes pratiques d'accès de tiers au réseau pour les gestionnaires d'installations de stockage, adoptées par l'ensemble des parties concernées dans le cadre du Forum de Madrid, ne sont pas suffisamment appliquées et qu'il est dès lors nécessaire de les rendre contraignantes.
-

↓ 715/2009 considérant 28
⇒ nouveau

- (26) Les systèmes d'équilibrage du gaz ⇒ naturel⇐ non discriminatoires et transparents qui sont utilisés par les gestionnaires de réseau de transport sont des mécanismes importants, notamment pour les nouveaux arrivants sur le marché qui risquent d'avoir plus de difficultés à équilibrer leur portefeuille global de ventes que les entreprises déjà établies sur le marché concerné. Il est donc nécessaire d'établir des règles afin de garantir que les gestionnaires de réseau de transport utilisent ces systèmes de façon compatible avec des conditions d'accès au réseau non discriminatoires, transparentes et effectives.
-

↓ 715/2009 considérant 29

~~Les échanges de droits principaux à capacité sont un élément important pour le développement d'un marché concurrentiel et la création de liquidité. Le présent règlement devrait dès lors établir les règles fondamentales relatives à ces échanges.~~

↓ 715/2009 considérant 30
⇒ nouveau

- (27) Les autorités de régulation ~~nationales~~ devraient veiller au respect des règles contenues dans le présent règlement et des ⇒ codes de réseau et ⇐ lignes directrices adoptées en vertu de celui-ci.

↓ 715/2009 considérant 31
(adapté)
⇒ nouveau

- (28) Dans les lignes directrices annexées au présent règlement, des ~~mesures d'exécution spécifiques~~ ⇨ règles plus ⇨ détaillées sont définies, ~~sur la base des deuxièmes lignes directrices en matière de bonnes pratiques~~. Le cas échéant, ces ~~modalités évolueront~~ ⇒ règles devraient évoluer ⇐ avec le temps, compte tenu des différences qui existent entre les réseaux gaziers nationaux ⇒ et de leur développement ⇐ .

↓ 715/2009 considérant 32

- (29) Avant de proposer des modifications aux lignes directrices annexées au présent règlement, la Commission devrait veiller à consulter l'ensemble des parties pertinentes concernées par ces lignes directrices, représentées par les organisations professionnelles, et pour lesquelles ces lignes directrices présentent de l'intérêt, ainsi que les États membres au sein du Forum de Madrid.

↓ 715/2009 considérant 33

- (30) Il convient d'inviter les États membres et les autorités nationales compétentes à fournir les informations appropriées à la Commission. Ces informations devraient être traitées confidentiellement par la Commission.

↓ 715/2009 considérant 34
(adapté)
⇒ nouveau

- (31) Le présent règlement et les ⇒ codes de réseau et ⇐ lignes directrices adoptées en vertu de celui-ci sont sans préjudice de l'application des règles ~~communautaires~~ ⇨ de l'Union ⇨ en matière de concurrence.

↓ 715/2009 considérant 35

~~Il y a lieu d'arrêter les mesures nécessaires pour la mise en œuvre du présent règlement en conformité avec la décision 1999/468/CE du Conseil du 28 juin 1999 fixant les modalités de l'exercice des compétences d'exécution conférées à la Commission¹¹.~~

¹¹ JO L 184 du 17.7.1999, p. 23.

~~Il convient en particulier d'habiliter la Commission à établir ou à adopter les lignes directrices visant à assurer le degré d'harmonisation minimal requis pour atteindre les objectifs du présent règlement. Ces mesures ayant une portée générale et ayant pour objet de modifier des éléments non essentiels du présent règlement, y compris en le complétant par l'ajout de nouveaux éléments non essentiels, elles doivent être arrêtées selon la procédure de réglementation avec contrôle prévue à l'article 5 bis de la décision 1999/468/CE.~~

- (32) Les États membres et les parties contractantes de la Communauté de l'énergie devraient coopérer étroitement sur tous les aspects liés à la mise en place d'une région d'échanges de gaz intégrés et ne devraient pas prendre de mesures de nature à mettre en péril la poursuite de l'intégration des marchés du gaz naturel ou la sécurité d'approvisionnement des États membres et des parties contractantes.
- (33) Les gestionnaires de réseau de transport pourraient être autorisés à réserver des stocks de gaz naturel exclusivement pour l'accomplissement de leurs fonctions et à des fins de sécurité d'approvisionnement. La constitution de ces stocks stratégiques pourrait se faire par achat groupé en recourant à la plateforme d'échange visée à l'article 10 du règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission, sans préjudice des règles de concurrence de l'Union. Le prélèvement de gaz naturel ne devrait être possible que pour permettre aux gestionnaires de réseau de transport d'assurer leurs fonctions ou pour faire face à une situation d'urgence déclarée, comme indiqué à l'article 11, paragraphe 1, dudit règlement, afin de ne pas entraver le fonctionnement normal du marché.
- (34) Lorsqu'une intégration de marchés régionaux est entreprise, les gestionnaires de réseau de transport et les autorités de régulation concernés devraient prendre en charge les aspects ayant une incidence transfrontière, tels que les structures tarifaires, le régime d'équilibrage, les capacités aux points transfrontaliers subsistants, les plans d'investissement et l'accomplissement des tâches des gestionnaires de réseau de transport et des autorités de régulation.
- (35) La transition énergétique et la poursuite de l'intégration du marché du gaz exigeront une plus grande transparence en ce qui concerne les recettes autorisées ou prévisionnelles du gestionnaire de réseau de transport. Un certain nombre de décisions relatives aux réseaux de gaz naturel seront fondées sur ces informations. Par exemple, le transfert des actifs de transport d'un réseau de gaz naturel vers un réseau d'hydrogène ou la mise en œuvre d'un mécanisme de compensation entre GRT (ITC) nécessitent plus de transparence qu'il n'en existe actuellement. De plus, pour analyser l'évolution des tarifs à long terme, la clarté s'impose en ce qui concerne aussi bien la demande de gaz naturel que les projections de coûts. La transparence des recettes autorisées devrait offrir cette clarté sur ce dernier point. Les autorités de régulation devraient notamment fournir des informations sur la méthode utilisée pour calculer les recettes des gestionnaires de réseau de transport, la valeur de leur base d'actifs régulés et son amortissement dans le temps, la valeur des dépenses d'exploitation, le coût du capital appliqué aux gestionnaires de réseau de transport et les incitations et primes appliquées.

- (36) Les dépenses des gestionnaires de réseau de transport sont principalement des coûts fixes. Leur modèle économique et les cadres réglementaires nationaux actuels reposent sur l'hypothèse d'une utilisation à long terme de leurs réseaux impliquant de longues périodes d'amortissement (de 30 à 60 ans). Dans le contexte de la transition énergétique, les autorités de régulation devraient donc être en mesure d'anticiper les diminutions de la demande de gaz afin de modifier les dispositions réglementaires en temps utile et d'éviter que le recouvrement des coûts par les tarifs des gestionnaires de réseau de transport ne menace l'accessibilité financière pour les consommateurs en raison d'un accroissement du ratio des coûts fixes par rapport à la demande de gaz. Le cas échéant, le profil d'amortissement ou la rémunération des actifs de transport pourraient, par exemple, être modifiés.
- (37) La transparence en ce qui concerne les recettes autorisées ou prévisionnelles des gestionnaires de réseau de transport devrait être renforcée afin de permettre aux utilisateurs du réseau de procéder à des évaluations comparatives et à des analyses. Une transparence accrue devrait également faciliter la coopération transfrontière et la mise en place de mécanismes d'ITC entre les gestionnaires, soit pour l'intégration régionale, soit pour la mise en œuvre de rabais sur les tarifs en faveur des gaz renouvelables et bas carbone, comme le prévoit le présent règlement.
- (38) Afin d'exploiter les sites les plus économiques pour la production de gaz renouvelables et bas carbone, les utilisateurs du réseau devraient bénéficier de rabais sur les tarifs fondés sur la capacité. Cela devrait comprendre un rabais pour l'injection à partir d'installations de production de gaz renouvelables et bas carbone, un rabais pour les tarifs aux points d'entrée et de sortie des installations de stockage et un rabais sur les tarifs transfrontaliers et les points d'entrée à partir d'installations de GNL. En cas de modification de la valeur des rabais non transfrontières, l'autorité de régulation doit trouver un équilibre entre les intérêts des utilisateurs du réseau et ceux des gestionnaires de réseau, en tenant compte de cadres financiers stables, spécifiquement pour les investissements existants, en particulier pour les installations de production d'énergie renouvelable. Dans la mesure du possible, les indicateurs ou les conditions régissant la modification des rabais devraient être fournis suffisamment à l'avance avant toute décision de modifier le rabais. Ce rabais ne devrait pas avoir d'incidence sur la méthode de tarification générale, mais devrait être fourni a posteriori sur le tarif concerné. Pour bénéficier du rabais, les utilisateurs du réseau devraient présenter les informations requises au gestionnaire de réseau de transport sur la base d'un certificat qui serait relié à la base de données de l'Union.
- (39) Les diminutions de recettes résultant de l'application de rabais sont traitées comme des diminutions de recettes générales, comme celles qui découlent, par exemple, de ventes de capacités réduites, et doivent être recouvrées par les tarifs en temps utile, par exemple par une augmentation des tarifs spécifiques suivant les règles générales énoncées à l'article 15 du présent règlement. La Commission devrait être habilitée à modifier les niveaux de rabais au moyen d'actes délégués afin d'atténuer les déséquilibres structurels des recettes pour les gestionnaires de réseau de transport.
- (40) Afin d'améliorer l'efficacité des réseaux de distribution de gaz naturel de l'Union et d'assurer une coopération étroite entre les gestionnaires de réseau de transport et le REGRT pour le gaz, une entité des gestionnaires de réseau de distribution de l'Union (ci-après dénommée «entité des GRD de l'Union») devrait être prévue, englobant également les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel. Les tâches de l'entité des GRD de l'Union devraient être clairement définies et sa méthode de travail devrait garantir l'efficacité, la transparence et la représentativité des gestionnaires de

réseau de distribution de l'Union. L'entité des GRD de l'Union devrait coopérer étroitement avec le REGRT pour le gaz sur la préparation et la mise en œuvre des codes de réseau, le cas échéant, et devrait travailler à fournir des orientations relatives à l'intégration, entre autres, de la production distribuée ou à d'autres domaines ayant trait à la gestion des réseaux de distribution.

- (41) Les gestionnaires de réseau de distribution ont un rôle important à jouer en ce qui concerne l'intégration des gaz renouvelables et bas carbone dans le système, puisque, par exemple, environ la moitié de la capacité de production de biométhane est connectée au réseau de distribution. Afin de faciliter la participation de ces gaz au marché de gros, les installations de production connectées au réseau de distribution dans tous les États membres devraient avoir accès au point d'échange virtuel. En outre, conformément aux dispositions du présent règlement, les gestionnaires de réseau de distribution et les gestionnaires de réseau de transport devraient coopérer pour permettre l'inversion de flux, du réseau de distribution au réseau de transport, ou pour assurer l'intégration du réseau de distribution par d'autres moyens, d'effet équivalent, afin de faciliter l'intégration des gaz renouvelables et bas carbone sur le marché.
- (42) L'intégration de volumes croissants de gaz renouvelables et bas carbone dans le système européen de gaz naturel modifiera la qualité du gaz naturel transporté et consommé en Europe. Pour garantir la circulation transfrontière sans entrave du gaz naturel, maintenir l'interopérabilité des marchés et permettre l'intégration du marché, il est nécessaire d'accroître la transparence en ce qui concerne la qualité du gaz et les coûts de sa gestion, de pourvoir à une approche harmonisée des rôles et des responsabilités des autorités de régulation et des gestionnaires de réseau et de renforcer la coordination transfrontière. Tout en veillant à une approche harmonisée de la qualité du gaz au niveau des points d'interconnexion transfrontaliers, il convient de préserver la marge de manœuvre des États membres quant à l'application des normes de qualité du gaz dans leurs systèmes nationaux de gaz naturel.
- (43) L'injection d'hydrogène dans le système de gaz naturel est moins efficace que l'utilisation de l'hydrogène sous sa forme pure et diminue la valeur de l'hydrogène. Elle a également une incidence sur l'exploitation des infrastructures gazières, les applications d'utilisation finale et l'interopérabilité des systèmes transfrontaliers. Il convient de préserver le pouvoir de décision des États membres quant à l'injection ou non d'hydrogène dans leurs systèmes nationaux de gaz naturel. Dans le même temps, une approche harmonisée à l'égard de l'injection d'hydrogène dans le système de gaz naturel sous la forme d'un plafond autorisé à l'échelle de l'Union aux points d'interconnexion transfrontaliers entre États membres de l'Union, les gestionnaires de réseau de transport étant tenus d'accepter le gaz naturel présentant un taux d'hydrogène injecté inférieur au plafond, limiterait le risque de segmentation du marché. Les systèmes de transport adjacents devraient conserver la liberté de s'accorder sur des taux d'injection d'hydrogène plus élevés au niveau des points d'interconnexion transfrontaliers.
- (44) Un processus solide de coordination transfrontière et de règlement des différends entre les gestionnaires de réseau de transport en ce qui concerne la qualité du gaz, y compris les mélanges de biométhane et d'hydrogène, est essentiel pour faciliter un transport efficace du gaz naturel dans l'ensemble des systèmes de gaz naturel au sein de l'Union et, par là même, pour progresser vers une plus grande intégration du marché intérieur. Les exigences de transparence accrue concernant les paramètres de qualité du gaz, notamment le pouvoir calorifique supérieur, l'indice de Wobbe et la teneur en oxygène, ainsi que les mélanges d'hydrogène et leur évolution dans le temps,

combinées à des obligations de surveillance et de rapport, devraient contribuer au bon fonctionnement d'un marché intérieur du gaz naturel ouvert et efficient.

- (45) Afin de modifier des éléments non essentiels du présent règlement et de compléter le présent règlement en ce qui concerne les éléments non essentiels de certains domaines spécifiques qui sont fondamentaux pour l'intégration du marché, il convient de déléguer à la Commission le pouvoir d'adopter des actes conformément à l'article 290 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Il importe particulièrement que la Commission procède aux consultations appropriées durant son travail préparatoire, y compris au niveau des experts, et que ces consultations soient menées conformément aux principes définis dans l'accord interinstitutionnel du 13 avril 2016 «Mieux légiférer»¹². En particulier, pour assurer leur égale participation à la préparation des actes délégués, le Parlement européen et le Conseil devraient recevoir tous les documents au même moment que les experts des États membres, et leurs experts devraient avoir systématiquement accès aux réunions des groupes d'experts de la Commission traitant de la préparation des actes délégués.
- (46) Le règlement (UE) 2015/703 de la Commission¹³ établit des règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données pour le réseau de gaz naturel, notamment en ce qui concerne les accords d'interconnexion, comprenant des règles pour le contrôle du flux, des principes de mesure pour les quantités de gaz et la qualité du gaz, des règles relatives au processus de mise en correspondance, des règles pour l'allocation des quantités de gaz, des procédures de communication en cas d'événements exceptionnels; un ensemble commun d'unités, la qualité du gaz, comprenant des règles sur la gestion des restrictions au commerce transfrontalier dues aux différences de qualité du gaz et aux différences dans les pratiques d'odorisation, le suivi à court et à long terme de la qualité du gaz et la communication d'informations; l'échange de données et la présentation de rapports sur la qualité du gaz; la transparence, la communication, la fourniture d'informations et la coopération entre les acteurs du marché concernés.
- (47) Afin d'assurer une gestion optimale du réseau d'hydrogène de l'Union et de permettre les échanges et la fourniture transfrontaliers d'hydrogène dans l'Union, il y a lieu de créer un réseau européen des gestionnaires de réseau d'hydrogène (ci-après le «REGRH»). Les tâches du REGRH devraient être exécutées dans le respect des règles de concurrence de l'Union. Les tâches du REGRH devraient être clairement définies et ses méthodes de travail devraient être de nature à garantir l'efficacité, la transparence et la représentativité du REGRH. Les codes de réseau élaborés par le REGRH ne devraient pas remplacer les codes de réseau nationaux nécessaires pour ce qui concerne les questions non transfrontalières.
- (48) Jusqu'à la mise en place du REGRH, une plateforme temporaire devrait être créée sous la conduite de la Commission, avec la participation de l'ACER et de tous les acteurs du marché concernés, dont le REGRT pour le gaz, le REGRT pour l'électricité et l'entité des GRD de l'Union. Cette plateforme devrait accompagner, sans pouvoir de décision formel, les premiers travaux consacrés à circonscrire et à développer les problématiques pertinentes pour la constitution du réseau et des marchés de l'hydrogène. La plateforme devrait être dissoute une fois le REGRH en place. Jusqu'à

¹² JO L 123 du 12.5.2016, p. 1.

¹³ Règlement (UE) 2015/703 de la Commission du 30 avril 2015 établissant un code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données (JO L 113 du 1.5.2015, p. 13).

la mise en place du REGRH, le REGRT pour le gaz sera responsable de l'élaboration des plans de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union, y compris pour les réseaux d'hydrogène.

- (49) Dans un souci de transparence quant au développement du réseau d'hydrogène dans l'Union, le REGRH devrait établir, publier et mettre régulièrement à jour un plan décennal non contraignant de développement du réseau d'hydrogène dans l'ensemble de l'Union, axé sur les besoins des marchés de l'hydrogène qui se constituent. Ce plan de développement du réseau devrait comporter des réseaux viables de transport d'hydrogène et les interconnexions nécessaires qui se justifient du point de vue commercial. Le REGRH devrait participer à l'élaboration de l'analyse coûts-avantages à l'échelle du système énergétique, comprenant le modèle interconnecté de marché et de réseau de l'énergie, portant sur les infrastructures de transport d'électricité, de gaz et d'hydrogène, ainsi que sur le stockage, le GNL et les électrolyseurs, ainsi qu'à l'établissement des scénarios pour les plans décennaux de développement du réseau et du rapport sur le recensement des lacunes en matière d'infrastructures, conformément aux articles 11, 12 et 13 du [règlement RTE-E tel que proposé dans le document COM (2020) 824 final] en vue de la constitution des listes de projets d'intérêt commun. À cette fin, le REGRH devrait coopérer étroitement avec le REGRT pour l'électricité et le REGRT pour le gaz afin de faciliter l'intégration des systèmes. Le REGRH devrait exécuter ces tâches pour la première fois dans le cadre de l'élaboration de la 8^e liste de projets d'intérêt commun, à condition qu'il soit opérationnel et en mesure d'apporter la contribution nécessaire au plan décennal de développement du réseau d'ici à 2026.
- (50) Tous les acteurs du marché sont concernés par le travail qu'il est prévu de confier au REGRH. Il est donc essentiel de prévoir un véritable processus de consultation. De manière générale, le REGRH devrait rechercher, exploiter et intégrer dans ses travaux l'expérience acquise en matière de planification, de développement et d'exploitation des infrastructures, en coopération avec les autres acteurs du marché concernés et leurs associations.
- (51) L'échelon régional permettant de progresser de manière plus efficace, les gestionnaires de réseau d'hydrogène devraient mettre en place des structures régionales au sein de la structure de coopération globale tout en veillant à ce que les résultats obtenus à l'échelon régional soient compatibles avec les codes de réseau et les plans décennaux non contraignants de développement du réseau au niveau de l'Union. Les États membres devraient promouvoir la coopération et surveiller l'efficacité du réseau au niveau régional.
- (52) Des exigences de transparence sont nécessaires pour que la confiance dans les marchés émergents de l'hydrogène dans l'Union puisse se développer parmi les acteurs du marché. Un accès égal à l'information sur l'état matériel et le fonctionnement du système d'hydrogène est nécessaire pour permettre à l'ensemble des acteurs du marché d'évaluer la situation globale de l'offre et de la demande et de déterminer les raisons des variations des prix du marché. Les informations devraient toujours être communiquées de manière utile, facilement accessible et sur une base non discriminatoire.
- (53) Le REGRH mettra en place une plateforme centrale en ligne pour la mise à disposition de toutes les données pertinentes devant permettre aux acteurs du marché d'accéder efficacement au réseau.
- (54) Les conditions d'accès aux réseaux d'hydrogène au début de la phase de développement du marché devraient garantir un fonctionnement efficace, l'absence de

discrimination et la transparence pour les utilisateurs du réseau, tout en préservant une marge de manœuvre suffisante pour les gestionnaires. La limitation de la durée maximale des contrats de capacité devrait réduire le risque de congestion contractuelle et de rétention de capacités.

- (55) Des conditions générales devraient être fixées pour l'octroi aux tiers de l'accès aux installations de stockage d'hydrogène et aux terminaux d'hydrogène afin d'assurer un accès non discriminatoire et de garantir la transparence aux utilisateurs du réseau.
- (56) Les gestionnaires de réseau d'hydrogène devraient coopérer afin de créer des codes de réseau régissant la fourniture et la gestion d'un accès transfrontière transparent et non discriminatoire aux réseaux et d'assurer le développement coordonné du réseau dans l'Union, y compris la création de capacités d'interconnexion. Les codes de réseau devraient respecter les lignes directrices-cadres non contraignantes élaborées par l'ACER. L'ACER devrait jouer un rôle dans le réexamen, fondé sur les faits, des projets de codes de réseau, y compris leur respect des lignes directrices-cadres, et elle devrait pouvoir en recommander l'adoption par la Commission. L'ACER devrait évaluer les propositions de modifications à apporter aux codes de réseau et devrait pouvoir en recommander l'adoption par la Commission. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène devraient exploiter leurs réseaux conformément à ces codes de réseau.
- (57) Les codes de réseau élaborés par le REGRH ne sont pas destinés à remplacer les règles nationales nécessaires pour les questions non transfrontalières.
- (58) La qualité de l'hydrogène transporté et consommé en Europe peut varier en fonction de sa technologie de production et des spécificités de son transport. Par conséquent, une approche harmonisée au niveau de l'Union pour gérer la qualité de l'hydrogène aux interconnexions transfrontalières devrait ouvrir la voie à la circulation transfrontière de l'hydrogène et à l'intégration du marché.
- (59) Si l'autorité de régulation le juge nécessaire, les gestionnaires de réseau d'hydrogène pourraient être chargés de gérer la qualité de l'hydrogène dans leur réseau, en respectant le cadre des normes de qualité applicables à l'hydrogène, de manière à garantir aux consommateurs finaux un hydrogène présentant une qualité fiable et stable.
- (60) Un processus solide de coordination transfrontière et de règlement des différends entre les gestionnaires de réseau d'hydrogène est essentiel pour faciliter le transport de l'hydrogène dans l'ensemble des réseaux d'hydrogène au sein de l'Union et, par là même, pour progresser vers une plus grande intégration du marché intérieur. Les exigences de transparence accrue relatives aux paramètres de qualité de l'hydrogène et à leur évolution dans le temps, combinées à des obligations de surveillance et de rapport, devraient contribuer au bon fonctionnement d'un marché intérieur de l'hydrogène ouvert et efficient.
- (61) Afin d'assurer des conditions uniformes d'exécution du présent règlement, il convient de conférer des compétences d'exécution à la Commission conformément à l'article 291 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Ces compétences devraient être exercées conformément au règlement (UE) n° 182/2011 du Parlement européen et du Conseil¹⁴.

¹⁴ Règlement (UE) n° 182/2011 du Parlement européen et du Conseil du 16 février 2011 établissant les règles et principes généraux relatifs aux modalités de contrôle par les États membres de l'exercice des compétences d'exécution par la Commission (JO L 55 du 28.2.2011, p. 13).

- (62) Afin de garantir le fonctionnement efficace des réseaux européens d'hydrogène, les gestionnaires de réseaux d'hydrogène devraient être responsables de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau de transport d'hydrogène en étroite coopération avec d'autres gestionnaires de réseaux d'hydrogène ainsi qu'avec d'autres gestionnaires de systèmes auxquels leurs réseaux sont connectés, y compris pour faciliter l'intégration du système énergétique.
- (63) Il est de l'intérêt du fonctionnement du marché intérieur de disposer de normes harmonisées au niveau de l'Union. Une fois la référence à une telle norme publiée au Journal officiel de l'Union européenne, une présomption de conformité avec les exigences correspondantes fixées dans la mesure d'exécution adoptée sur la base du présent règlement devrait découler du respect de cette norme, même s'il devrait être possible d'attester cette conformité par d'autres moyens. Conformément à l'article 10 du règlement (UE) n° 1025/2012, la Commission européenne peut demander aux organisations européennes de normalisation d'élaborer des spécifications techniques, des normes européennes et des normes européennes harmonisées. Un des grands rôles dévolus aux normes harmonisées devrait consister à aider les gestionnaires à appliquer les mesures d'exécution adoptées au titre du présent règlement et de la refonte de la directive sur le gaz, telle que proposée dans le document COM (2021) xxx.
- (64) Afin de tenir pleinement compte des exigences qualitatives des utilisateurs finaux d'hydrogène, les spécifications techniques et les normes relatives à la qualité de l'hydrogène dans le réseau d'hydrogène devront prendre en considération les normes existantes fixant ces exigences d'utilisation finale (par exemple, la norme EN 17124).
- (65) Les gestionnaires de système d'hydrogène devraient mettre en place des capacités transfrontières suffisantes pour le transport d'hydrogène en accédant à toutes les demandes de capacité économiquement raisonnables et techniquement réalisables, afin de permettre l'intégration du marché.
- (66) L'ACER devrait publier un rapport de suivi sur l'état de la congestion.
- (67) Compte tenu du potentiel que présente l'hydrogène en tant que vecteur énergétique et de la possibilité que les États membres se livrent au commerce de l'hydrogène avec des pays tiers, il est nécessaire de préciser que les accords intergouvernementaux dans le domaine de l'énergie portant sur le gaz qui sont soumis à des obligations de notification conformément à la décision (UE) 2017/684 comprennent les accords intergouvernementaux relatifs à l'hydrogène, y compris aux composés de l'hydrogène tels que l'ammoniac et les vecteurs d'hydrogène organique liquide.
- (68) En réaction aux hausses significatives des prix de l'énergie à l'échelle de l'UE constatées à l'automne 2021 et à leurs effets négatifs, la communication de la Commission du 13 octobre 2021 intitulée «Lutte contre la hausse des prix de l'énergie: une panoplie d'instruments d'action et de soutien» a insisté sur l'importance d'un marché intérieur de l'énergie efficace et performant et de l'utilisation efficace des capacités de stockage de gaz en Europe dans l'ensemble du marché unique. La communication a également souligné qu'une meilleure coordination de la sécurité d'approvisionnement par-delà les frontières est essentielle pour la résilience face aux chocs futurs. Les 20 et 21 octobre 2021, le Conseil européen a adopté des conclusions invitant la Commission à envisager rapidement des mesures qui renforceraient la résilience du système énergétique de l'UE et du marché intérieur de l'énergie, parmi lesquelles des mesures renforçant la sécurité d'approvisionnement. Afin de contribuer à une réaction cohérente et rapide à cette crise et à une nouvelle crise éventuelle au niveau de l'Union, il convient d'introduire dans le présent règlement et dans le

règlement (UE) 2017/1938 des règles spécifiques visant à améliorer la coopération et la résilience, qui assurent notamment une meilleure coordination du stockage et de la solidarité.

- (69) L'analyse du fonctionnement des capacités de stockage dans le cadre des évaluations communes des risques à l'échelon régional devrait se fonder sur des évaluations objectives des besoins en matière de sécurité d'approvisionnement, en tenant dûment compte de la coopération transfrontière et des obligations de solidarité prévues par le présent règlement. Elle devrait également tenir compte de l'importance de ne pas créer d'actifs irrécupérables dans la transition vers une énergie propre et de l'objectif consistant à réduire la dépendance de l'Union à l'égard des fournisseurs extérieurs de combustibles fossiles. L'analyse devrait comprendre une évaluation des risques liés aux infrastructures de stockage se trouvant sous l'autorité d'entités de pays tiers. L'analyse devrait tenir compte de la possibilité d'utiliser des installations de stockage situées dans d'autres États membres et, pour les gestionnaires de réseau de transport, de procéder à l'acquisition conjointe de stocks stratégiques pour les situations d'urgence, pour autant que les conditions du présent règlement soient respectées. Les évaluations communes des risques à l'échelon régional et les évaluations nationales des risques devraient être cohérentes entre elles afin de déterminer les mesures des plans nationaux de prévention et d'urgence conformes au présent règlement qui garantissent que les mesures prises ne nuisent pas à la sécurité d'approvisionnement des autres États membres et n'entravent pas indûment le bon fonctionnement du marché du gaz. Par exemple, elles ne devraient pas bloquer ou restreindre l'utilisation des capacités de transport transfrontières.
- (70) La coopération des États membres avec les parties contractantes au traité instituant la Communauté de l'énergie¹⁵ qui ont d'importantes capacités de stockage disponibles pourrait permettre d'agir lorsque le stockage dans l'Union n'est pas faisable ou rentable. Cela pourrait consister, par exemple, à envisager un recours à ces capacités de stockage situées en dehors de l'Union dans l'évaluation commune des risques concernées. Les États membres pourraient demander aux groupes de risque régionaux concernés d'inviter des experts du pays tiers à participer à des sessions ponctuelles des groupes de risque régionaux sans créer de précédent impliquant une pleine participation à titre régulier.
- (71) L'acquisition conjointe de stocks stratégiques par plusieurs gestionnaires de transport de différents États membres devrait être conçue de manière à ce qu'ils puissent être utilisés en cas d'urgence à l'échelle de l'Union ou au niveau régional dans le cadre des actions coordonnées par la Commission conformément à l'article 12, paragraphe 3, du règlement (UE) 2017/1938. Les gestionnaires de réseau de transport qui procèdent à l'acquisition conjointe de stocks stratégiques veillent à ce que tout accord d'achat groupé soit conforme aux règles de concurrence de l'UE, et notamment aux exigences de l'article 101 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. La notification effectuée pour évaluer la conformité au présent règlement est sans préjudice de la notification des aides accordées par les États, le cas échéant, en vertu de l'article 108, paragraphe 3, du TFUE.
- (72) Le secteur énergétique européen connaît de profonds changements vers une économie décarbonée et veille dans le même temps à garantir la sécurité de l'approvisionnement et la compétitivité. Si la cybersécurité dans le sous-secteur de l'électricité enregistre

¹⁵ JO L 198 du 20.7.2006, p. 18.

des progrès grâce à l'élaboration d'un code de réseau sur les flux transfrontaliers d'électricité, il est nécessaire d'établir des règles sectorielles contraignantes pour le sous-secteur du gaz afin de garantir la sécurité du système énergétique européen.

(73) Comme le montre la simulation réalisée à l'échelle de l'Union en 2017 et 2021, les mesures de coopération régionale et de solidarité sont essentielles pour garantir la résilience de l'Union en cas de grave détérioration de la situation de l'approvisionnement. Des mesures de solidarité devraient garantir en toute situation l'approvisionnement des clients protégés au titre de la solidarité, tels que les ménages, par-delà les frontières. Il convient que les États membres adoptent les mesures nécessaires à la mise en œuvre des dispositions relatives au mécanisme de solidarité, y compris en se mettant d'accord sur des arrangements techniques, juridiques et financiers. Les États membres devraient décrire ces arrangements de façon détaillée dans leurs plans d'urgence. Pour les États membres qui n'ont pas conclu l'accord bilatéral nécessaire, le modèle par défaut du présent règlement devrait s'appliquer afin de garantir cette solidarité effective.

(74) Dès lors, de telles mesures peuvent créer, pour un État membre, l'obligation de verser une indemnisation à ceux qui sont touchés par les mesures qu'il a prises. Afin que l'indemnisation versée par l'État membre qui demande la solidarité à l'État membre qui répond à la demande de solidarité soit équitable et raisonnable, l'autorité nationale de régulation de l'énergie ou l'autorité nationale de la concurrence devrait avoir, en tant qu'autorité indépendante, le pouvoir de contrôler le montant de l'indemnisation demandée et versée et, s'il y a lieu, de demander une rectification.

↓ 715/2009 considérant 37
(adapté)

(75) Étant donné que l'objectif du présent règlement, à savoir l'établissement de règles équitables concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel ainsi qu'aux installations de stockage et de GNL, ne peut pas être réalisé de manière suffisante par les États membres ~~et~~ ☐ mais ☐ peut ~~done~~ ☐ , en raison des dimensions ou des effets de l'action, ☐ être mieux réalisé au niveau ~~communautaire~~ ☐ de l'Union ☐ , ~~la Communauté~~ ☐ celle-ci ☐ peut prendre des mesures, conformément au principe de subsidiarité consacré à l'article 5 du traité ☐ sur l'Union européenne ☐. Conformément au principe de proportionnalité tel qu'énoncé audit article, le présent règlement n'excède pas ce qui est nécessaire pour atteindre cet objectif.

↓ 715/2009 considérant 38
(adapté)

~~Compte tenu de la portée des modifications apportées au règlement (CE) n° 1775/2005, il est souhaitable, dans un souci de clarté et de rationalisation, de procéder à une refonte des dispositions en question, en les réunissant en un seul texte, dans un nouveau règlement,~~

ONT ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

Chapitre I

⊠ Objet, champ d'application et définitions ⊠

Article premier

Objet et champ d'application

Le présent règlement ~~visé à:~~

- a) ~~établir~~ ⊠ établit ⊠ des règles non discriminatoires pour déterminer les conditions d'accès aux réseaux ~~de transport~~ de gaz naturel ⇒ et aux systèmes d'hydrogène ⇐, compte tenu des particularités des marchés nationaux et régionaux, en vue d'assurer le bon fonctionnement du marché intérieur ⇒ des ⇐ du gaz; ⇒ et ⇐
- b) ~~établir des règles non discriminatoires pour déterminer les conditions d'accès aux installations de GNL et aux installations de stockage, compte tenu des particularités des marchés nationaux et régionaux; et~~
- be) ~~faciliter~~ ⊠ facilite ⊠ l'émergence d'un marché de gros qui soit transparent, qui fonctionne bien et qui présente un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement en gaz et ~~mettre à disposition~~ ⊠ prévoit ⊠ des mécanismes pour harmoniser les règles d'accès au réseau en matière d'échanges transfrontaliers de gaz.

Les objectifs visés au premier alinéa comprennent notamment la définition de principes harmonisés pour les tarifs, ou leurs méthodologies de calcul, relatifs à l'accès au réseau ⇒ de gaz naturel ⇐ mais non aux installations de stockage, l'établissement de services d'accès des tiers, et des principes harmonisés pour l'attribution des capacités et la gestion de la congestion, la détermination des exigences de transparence, des règles et des redevances d'équilibrage et la facilitation des échanges de capacités.

Le présent règlement, à l'exception de l'article ~~3119~~, paragraphe ~~54~~, s'applique seulement aux installations de stockage ⇒ de gaz naturel et d'hydrogène ⇐ relevant de l'article ~~2933~~, paragraphe 3 ou 4, de la ~~2009/73/CE~~ ⊠ refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx ⊠.

Les États membres peuvent mettre en place, conformément à la ~~directive 2009/73/CE~~ ⊠ refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx ⊠, une entité ou un organisme soumis aux prescriptions du présent règlement afin d'exercer une ou plusieurs fonctions habituellement confiées au gestionnaire de réseau de transport ⇒ ou au gestionnaire de réseau d'hydrogène ⇐. Cette entité ou cet organisme est soumis à la procédure de certification conformément à l'article ~~133~~ du présent règlement et à la procédure de désignation conformément à l'article ~~6510~~ de la ~~directive 2009/73/CE~~ ⊠ refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx ⊠.

Article 2

Définitions

1. Aux fins du présent règlement, on entend par:

↓ nouveau

(1) «base d'actifs régulés», tous les actifs de réseau d'un gestionnaire de réseau utilisés pour la fourniture de services de réseau régulés qui sont pris en compte dans le calcul des recettes tirées des services liés au réseau;

↓ 715/2009 (adapté)

⇒ nouveau

(2) ~~(1)~~ «transport», le transport de gaz naturel via un réseau principalement constitué de gazoducs à haute pression, autre qu'un réseau de gazoducs en amont, et autre que la partie des gazoducs à haute pression utilisée principalement pour la distribution du gaz naturel au niveau local, aux fins de fourniture à des clients, mais ne comprenant pas la fourniture;

(3) ~~(2)~~ «contrat de transport», un contrat conclu par le gestionnaire de réseau de transport ~~⇒~~ ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène ~~⇐~~ avec un utilisateur du réseau en vue d'effectuer ~~⇒~~ des services de transport de gaz ~~⇐~~ le transport;

(4) ~~(3)~~ «capacité», le débit maximal, exprimé en mètres cubes par unité de temps ou en unités d'énergie par unité de temps, auquel l'utilisateur du réseau a droit en application des dispositions du contrat de transport;

(5) ~~(4)~~ «capacité inutilisée», la capacité ferme obtenue par un utilisateur du réseau au titre d'un contrat de transport mais que cet utilisateur n'a pas nommée à l'échéance du délai fixé dans le contrat;

(6) ~~(5)~~ «gestion de la congestion», la gestion du portefeuille de capacités du gestionnaire du réseau de transport en vue de l'utilisation optimale et maximale de la capacité technique et de la détection en temps utile des futurs points de congestion et de saturation;

(7) ~~(6)~~ «marché secondaire», le marché des capacités échangées autrement que sur le marché primaire;

(8) ~~(7)~~ «nomination», l'indication préalable par l'utilisateur du réseau, au gestionnaire de réseau de transport, du débit que l'utilisateur du réseau souhaite effectivement injecter dans le système ou enlever du système;

(9) ~~(8)~~ «renomination», l'indication ultérieure d'une nomination corrigée;

(10) ~~(9)~~ «intégrité du système», l'état ~~caractérisant un réseau de transport, y compris les installations de transport nécessaires,~~ dans lequel la pression et la qualité du gaz naturel ~~⇒~~ ou de l'hydrogène ~~⇐~~ respectent les limites inférieures et supérieures ~~fixées par le gestionnaire de réseau de transport,~~ de sorte que le transport de gaz naturel ~~⇒~~ ou d'hydrogène ~~⇐~~ est garanti du point de vue technique;

(11) ~~(10)~~ «période d'équilibrage», la période durant laquelle chaque utilisateur du réseau doit compenser l'enlèvement d'une quantité de gaz ~~naturel,~~ exprimée en unités

d'énergie, par l'injection de la même quantité de gaz naturel dans le réseau de transport, conformément au contrat de transport ou au code de réseau;

- (12) ~~(11)~~ «utilisateur du réseau», tout client ou client potentiel d'un gestionnaire de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de transport eux-mêmes, dans la mesure où cela leur est nécessaire pour remplir leurs fonctions en matière de transport ⇒ de gaz naturel et d'hydrogène ⇐ ;
- (13) ~~(12)~~ «service interruptible», tout service offert par le gestionnaire de réseau de transport ⇒ ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène ⇐ sur la base de la capacité interruptible;
- (14) ~~(13)~~ «capacité interruptible», la capacité de transport de gaz qui peut être interrompue par le gestionnaire de réseau de transport ⇒ ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène ⇐ conformément aux conditions stipulées dans le contrat de transport;
- (15) ~~(14)~~ «service à long terme», tout service offert par le gestionnaire de réseau de transport ⇒ ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène ⇐ pour une durée d'un an ou plus;
- (16) ~~(15)~~ «service à court terme», tout service offert par le gestionnaire de réseau de transport ⇒ ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène ⇐ pour une durée inférieure à un an;
- (17) ~~(16)~~ «capacité ferme», la capacité de transport de gaz dont le gestionnaire de réseau de transport ⇒ ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène ⇐ garantit par contrat le caractère non interruptible;
- (18) ~~(17)~~ «service ferme», tout service offert par le gestionnaire de réseau de transport ⇒ ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène ⇐ en rapport avec une capacité ferme;
- (19) ~~(18)~~ «capacité technique», la capacité ferme maximale ⇒ qui peut être offerte ⇐ que le gestionnaire de réseau de transport peut offrir aux utilisateurs du réseau compte tenu de l'intégrité du système et des exigences d'exploitation du réseau de transport ⇒ ou du réseau d'hydrogène ⇐;
- (20) ~~(19)~~ «capacité contractuelle», la capacité que le gestionnaire de réseau de transport a ⇒ qui a été ⇐ attribuée à l'utilisateur du réseau au titre d'un contrat de transport;
- (21) ~~(20)~~ «capacité disponible», la part de la capacité technique qui n'est pas encore attribuée et qui reste disponible pour le système au moment considéré;
- (22) ~~(21)~~ «congestion contractuelle», une situation dans laquelle le niveau de la demande de capacité ferme dépasse la capacité technique;
- (23) ~~(22)~~ «marché primaire», le marché des capacités échangées directement par le gestionnaire de réseau de transport ⇒ ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène ⇐ ;
- (24) ~~(23)~~ «congestion physique», une situation dans laquelle le niveau de la demande de fournitures effectives dépasse la capacité technique à un moment donné;
- (25) ~~(24)~~ «capacité d'installation de GNL», la capacité offerte par un terminal ☒ de gaz naturel liquéfié ☒ (GNL) pour la liquéfaction du gaz naturel ou l'importation, le déchargement, les services auxiliaires, le stockage temporaire et la regazéification du GNL;
- (26) ~~(25)~~ «espace», le volume de gaz que l'utilisateur d'une installation de stockage a le droit d'utiliser pour le stockage de gaz;

- (27) ~~(26)~~ «capacité de soutirage», le débit auquel l'utilisateur d'une installation de stockage a le droit de prélever du gaz dans l'installation de stockage;
- (28) ~~(27)~~ «capacité d'injection», le débit auquel l'utilisateur d'une installation de stockage a le droit d'injecter du gaz dans l'installation de stockage;
- (29) ~~(28)~~ «capacité de stockage», toute combinaison d'un espace, d'une capacité d'injection et d'une capacité de soutirage;

↓ nouveau

- (30) «système entrée-sortie», l'agrégation de l'ensemble des réseaux de transport et de distribution auxquels s'applique un régime d'équilibrage spécifique;
- (31) «zone d'équilibrage», un système entrée-sortie auquel un régime spécifique d'équilibrage est applicable;
- (32) «point d'échange virtuel», un point d'échange non physique au sein d'un système entrée-sortie où le gaz est échangé entre un vendeur et un acheteur sans qu'il soit nécessaire de réserver des capacités de transport ou de distribution;
- (33) «point d'entrée», un point faisant l'objet de procédures de réservation par les utilisateurs du réseau ou les producteurs qui donne accès à un système entrée-sortie;
- (34) «point de sortie», un point faisant l'objet de procédures de réservation par les utilisateurs du réseau ou les utilisateurs finaux qui permet au gaz de quitter le système entrée-sortie;
- (35) «capacité conditionnelle», une capacité ferme assortie de conditions transparentes et prédéfinies soit pour fournir un accès entrant ou sortant au point d'échange virtuel, soit pour limiter les possibilités d'attribution;
- (36) «possibilité d'attribution», la combinaison quelconque d'une capacité d'entrée avec une capacité de sortie, quelles qu'elles soient, ou inversement;
- (37) «revenu autorisé», la somme des revenus associé aux services de transport et des services annexes fournis par le gestionnaire de réseau de transport pour une période de temps donnée au sein d'une même période de régulation que le gestionnaire de réseau de transport est en droit d'obtenir en vertu d'un régime autre qu'un plafonnement des prix et qui est définie conformément à l'article 72, paragraphe 7, point a), de la refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx;
- (38) «nouvelle infrastructure», une infrastructure qui n'est pas achevée au plus tard le 4 août 2003.

↓ 715/2009 (adapté)

2. Sans préjudice des définitions énoncées au paragraphe 1, les définitions pertinentes aux fins de l'application du présent règlement, figurant à l'article 2 de la ~~directive 2009/73/CE~~ ☒ refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx ☒ ~~, à l'exclusion de la définition du terme «transport» figurant au point 3 dudit article,~~ s'appliquent également.

Les définitions figurant au paragraphe 1, points ~~42~~ à ~~2423~~, relatives au transport s'appliquent par analogie aux installations de stockage et de GNL.

CHAPITRE II

RÈGLES GÉNÉRALES APPLICABLES AUX SYSTÈMES DE GAZ NATUREL ET D'HYDROGÈNE

SECTION 1

REGLES GENERALES D'ORGANISATION DES MARCHES ET ACCES A L'INFRASTRUCTURE

Article 3

Principes généraux

Les États membres, les autorités de régulation, les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution, les gestionnaires d'installations de stockage, les gestionnaires de GNL, les gestionnaires de réseau d'hydrogène et les gestionnaires délégués, tels que les gestionnaires de zone de marché ou les gestionnaires de plateforme de réservation, veillent à ce que les marchés du gaz soient exploités conformément aux principes suivants:

- a) les prix des gaz sont formés sur la base de l'offre et de la demande;
- b) les gestionnaires de réseau de transport et de distribution coopèrent afin d'assurer aux utilisateurs du réseau la liberté de réserver des capacités d'entrée et de sortie de manière indépendante. Le gaz est transporté via le système entrée-sortie plutôt que sous la forme de flux contractuels;
- c) les tarifs appliqués aux points d'entrée et de sortie sont structurés de manière à contribuer à l'intégration du marché, à renforcer la sécurité d'approvisionnement et à promouvoir l'interconnexion entre les réseaux gaziers;
- d) les entreprises exerçant des activités dans le même système entrée-sortie échangent leur gaz au point d'échange virtuel;
- e) il incombe aux utilisateurs du réseau d'équilibrer leurs portefeuilles afin de réduire au minimum le nombre d'actions d'équilibrage devant être effectuées par les gestionnaires de réseau de transport;
- f) les actions d'équilibrage sont exécutées sur la base de produits normalisés et effectuées sur une plate-forme de négociation;
- g) les règles du marché évitent les actions qui empêchent la formation des prix sur la base de l'offre et de la demande de gaz;
- h) les règles du marché favorisent l'émergence et le fonctionnement d'un marché liquide des échanges de gaz, stimulant la formation et la transparence des prix;
- i) les règles du marché permettent la décarbonation des systèmes de gaz naturel et d'hydrogène, y compris en rendant possible l'intégration sur le marché de gaz produits à partir de sources d'énergie renouvelables et en fournissant des incitations en faveur de l'efficacité énergétique;

- j) les règles du marché fournissent des incitations appropriées aux investissements, en particulier aux investissements à long terme en faveur d'un système de gaz décarboné et durable, du stockage d'énergie, de l'efficacité énergétique et de la participation active de la demande pour répondre aux besoins du marché et facilitent une concurrence équitable et la sécurité d'approvisionnement;
- k) les obstacles aux flux transfrontaliers de gaz, s'ils existent, entre les systèmes entrée-sortie sont supprimés;
- l) les règles du marché facilitent la coopération et l'intégration régionales.

Article 4

Séparation des bases d'actifs régulés

1. Lorsqu'un gestionnaire de réseau transport ou un gestionnaire de réseau d'hydrogène fournit des services régulés pour le gaz, l'hydrogène et/ou l'électricité, il se conforme à l'exigence de dissociation comptable prévue à l'article 69 de la [refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM (2021) xxx] et à l'article 56 de la directive (UE) 2019/944 et il dispose de bases d'actifs régulés séparées pour ses actifs dédiés au gaz, à l'électricité ou à l'hydrogène. Une base d'actifs régulés séparée garantit que:
 - a) les recettes tirées des services relevant de la fourniture de services régulés spécifiques ne peuvent être utilisées que pour recouvrer le capital et les charges d'exploitation se rapportant aux actifs compris dans la base d'actifs régulés ayant servi à la fourniture des services régulés;
 - b) lorsque des actifs sont transférés à une autre base d'actifs régulés, leur valeur sera établie. La valeur fixée pour l'actif transféré est soumise au contrôle et à l'approbation de l'autorité de régulation compétente. La valeur établie garantit l'absence de subventions croisées.
2. Un État membre peut autoriser des transferts financiers entre des services régulés qui sont séparés au sens du paragraphe 1, à condition que:
 - a) toutes les recettes nécessaires au transfert financier soient perçues au titre d'un terme dédié;
 - b) le terme dédié ne soit perçu qu'à partir des points de sortie vers des clients finals situés dans les mêmes États membres que le bénéficiaire du transfert financier;
 - c) le terme dédié et le transfert financier ou les méthodes de calcul de ceux-ci soient approuvés avant leur entrée en vigueur par l'autorité de régulation visée à l'article 70;
 - d) les termes dédiés et le transfert financier approuvés, ainsi que les méthodes, lorsqu'elles sont approuvées, soient publiés.
3. L'autorité de régulation ne peut approuver un transfert financier et un terme dédié au sens du paragraphe 2 que si:
 - a) les tarifs d'accès au réseau sont facturés aux utilisateurs de la base d'actifs régulés qui bénéficie d'un transfert financier;

- b) la somme des transferts financiers et des recettes tirées des services qui proviennent des tarifs d'accès au réseau ne peut être supérieure aux recettes autorisées;
 - c) un transfert financier est approuvé pour une durée limitée qui ne peut jamais dépasser un tiers de la durée d'amortissement de l'infrastructure concernée].
4. Au plus tard le [date d'adoption = 1 an], l'ACER adresse des recommandations aux gestionnaires de réseau ou de transport et aux autorités de régulation sur les méthodes utilisées pour:
- a) déterminer la valeur des actifs transférés à une autre base d'actifs régulés et la destination des bénéfices et pertes qui pourraient en résulter;
 - b) calculer le volume et la durée maximale du transfert financier et du terme dédié;
 - c) établir les critères de répartition des contributions au terme dédié entre les consommateurs finals reliés à la base d'actifs régulés.
- L'ACER met à jour les recommandations au moins une fois tous les deux ans.

↓ 715/2009 (adapté)
⇒ nouveau

Article ~~544~~

Services d'accès des tiers en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport

1. Les gestionnaires de réseau de transport:
 - a) veillent à offrir ⇒ des capacités et ⇐ des services à l'ensemble des utilisateurs du réseau de façon non discriminatoire;
 - b) offrent ⇒ des capacités ⇐ ~~aux tiers des services d'accès~~ aussi bien fermes qu'interruptibles. Le prix de la capacité interruptible reflète la probabilité d'interruption; ~~et~~
 - c) offrent aux utilisateurs du réseau des ⇒ capacités ⇐ ~~services~~ tant à long terme qu'à court terme.

Concernant le point a) du premier alinéa, lorsqu'un gestionnaire de réseau de transport offre un même service à différents clients, il le fait à des conditions contractuelles équivalentes, en ayant recours soit à des contrats de transport harmonisés, soit à un code de réseau commun approuvés par l'autorité compétente conformément à la procédure prévue à l'article ~~7241~~ ☒ ou 73 ☒ de la ~~directive 2009/73/CE~~ ☒ refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx ☒.

2. Les contrats de transport comportant une date d'entrée en vigueur non standard, ou signés pour une durée inférieure à celle d'un contrat-type de transport annuel, ne donnent pas lieu à des tarifs arbitrairement élevés ou réduits ne reflétant pas la valeur commerciale du service, conformément aux principes énoncés à l'article ~~1513~~, paragraphe 1.

↓ nouveau

3. Lorsque plusieurs points d'interconnexion relient les deux mêmes systèmes entrée-sortie adjacents, les gestionnaires de réseaux de transport adjacents concernés proposent les capacités disponibles aux points d'interconnexion sur un seul point d'interconnexion virtuel. Toute capacité contractuelle aux points d'interconnexion, quelle que soit la date de sa conclusion, est transférée au point d'interconnexion virtuel.

Un point d'interconnexion virtuel n'est établi que si les conditions suivantes sont remplies:

- a) les capacités techniques totales aux points d'interconnexion virtuels sont supérieures ou égales à la somme des capacités techniques à chacun des points d'interconnexion contribuant aux points d'interconnexion virtuels;
- b) le point d'interconnexion virtuel favorise une utilisation économique et efficace du système, notamment conformément aux règles énoncées aux articles 9 et 10 du présent règlement.

↓ 715/2009

43. Le cas échéant, des services d'accès peuvent être accordés à des tiers, à condition que les utilisateurs du réseau fournissent des garanties de solvabilité appropriées. Ces garanties ne constituent pas des obstacles indus à l'accès au marché et sont non discriminatoires, transparentes et proportionnées.

↓ nouveau

5. Les gestionnaires de réseau de transport doivent, le cas échéant et dans le cadre de l'accomplissement de leurs tâches, notamment en ce qui concerne le transport transfrontalier, avoir accès au réseau d'autres gestionnaires de réseau de transport.

↓ nouveau

Article 6

Services d'accès des tiers en ce qui concerne les gestionnaires de réseau d'hydrogène

- 1. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène offrir leurs services à l'ensemble des utilisateurs du réseau de façon non discriminatoire. Lorsque le même service est offert à différents clients, il l'est à des conditions contractuelles équivalentes. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène publient sur leur site internet les conditions contractuelles et les tarifs facturés pour l'accès au réseau et, le cas échéant, les redevances d'équilibrage.
- 2. La capacité maximale d'un réseau d'hydrogène est mise à la disposition des acteurs du marché en tenant compte de l'intégrité du système et de l'exploitation efficace du réseau.

3. La durée maximale des contrats de capacité est de 20 ans pour les infrastructures achevées au plus tard le [date d'entrée en vigueur] et de 15 ans pour les infrastructures achevées après cette date. Les autorités de régulation ont le droit d'imposer des durées maximales plus courtes si cela est nécessaire pour assurer le fonctionnement du marché, préserver la concurrence et assurer, à terme, l'intégration transfrontalière.
4. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène mettent en œuvre et publient des procédures de gestion de la congestion non discriminatoires et transparentes, qui facilitent également les échanges transfrontaliers d'hydrogène sur une base non discriminatoire.
5. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène évaluent régulièrement la situation sur le marché en termes de demande de nouveaux investissements, en tenant compte de la sécurité d'approvisionnement et de l'efficacité des utilisations finales de l'hydrogène.
6. À compter du 1^{er} janvier 2031, les réseaux d'hydrogène sont organisés sous la forme de systèmes entrée-sortie.
7. À compter du 1^{er} janvier 2031, l'article 15 s'applique également aux tarifs d'accès aux réseaux d'hydrogène. Les articles 16 et 17 ne s'appliquent pas. Aucun tarif n'est appliqué en vertu de l'article 15 pour l'accès aux réseaux d'hydrogène aux points d'interconnexion entre États membres. Lorsqu'un État membre décide d'appliquer l'accès régulé des tiers aux réseaux d'hydrogène conformément à l'article 31 de la [refonte de la directive sur le gaz] avant le 1^{er} janvier 2031, l'article 15, paragraphe 1, s'applique au tarif d'accès aux réseaux d'hydrogène dans cet État membre.
8. À compter du 1^{er} janvier 2031, les gestionnaires de réseau d'hydrogène se conforment aux exigences imposées aux gestionnaires de réseau de transport en vertu des articles 5, 9 et 12 lorsqu'ils proposent leurs services, et publient les tarifs pour chaque point de réseau sur une plateforme en ligne gérée par le REGRH. Jusqu'à l'adoption d'un code de réseau sur l'attribution des capacités des réseaux d'hydrogène conformément à l'article 54, paragraphe 2, point d), et son entrée en vigueur, cette publication peut s'effectuer sous la forme de liens vers les tarifs publiés sur les sites web des gestionnaires de réseau d'hydrogène.

↓ 715/2009 (adapté)
⇒ nouveau

Article ~~715~~

Services d'accès des tiers en ce qui concerne les installations de stockage ☒ de gaz naturel ☒ ☒ , les terminaux d'hydrogène ☒ et les installations de GNL ☒ et de stockage d'hydrogène ☒

1. Les gestionnaires d'installations de GNL et ☐ de terminaux d'hydrogène, les gestionnaires d'installations ☐ de stockage ☐ d'hydrogène et les gestionnaires de système de stockage de gaz naturel ☐:
 - a) offrent des services de façon non discriminatoire à l'ensemble des utilisateurs du réseau répondant à la demande du marché. En particulier, lorsqu'un gestionnaire d'installations de GNL ou ☐ un gestionnaire de terminaux d'hydrogène, d'installation ☐ de stockage ☐ d'hydrogène ☐ ou ☐ de système

de stockage de gaz naturel ⇔ offre un même service à différents clients, il le fait à des conditions contractuelles équivalentes;

- b) offrent des services compatibles avec l'utilisation des ~~réseaux~~ systèmes de transport de gaz ⇔ naturel ⇔ et d'hydrogène ⇔ interconnectés et facilitent l'accès par la coopération avec le gestionnaire de réseau de transport ⇔ ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène ⇔ ; et
- c) rendent publiques les informations nécessaires, notamment les données relatives à l'utilisation et à la disponibilité des services, dans un délai compatible avec les contraintes commerciales raisonnables des utilisateurs ~~des installations de GNL ou de stockage~~ ⇔ d'installations de GNL ou de stockage, de terminaux d'hydrogène ou d'installations de stockage d'hydrogène ⇔ , sous réserve du contrôle de cette publication par l'autorité ~~nationale~~ de régulation.

2. Chaque gestionnaire d'installation de stockage:

- a) offre aux tiers des services d'accès aussi bien fermes qu'interruptibles; le prix de la capacité interruptible reflète la probabilité d'interruption;
- b) offre aux utilisateurs d'installations de stockage des services tant à long terme qu'à court terme; ~~et~~
- c) offre aux utilisateurs d'installations de stockage des services à la fois liés et non liés de capacité de stockage en volume, de capacité d'injection et de capacité de soutirage.

⇓ nouveau

3. Chaque opérateur de système de GNL offre aux utilisateurs d'installations de GNL des services à la fois liés et non liés au sein de l'installation de GNL, en fonction des besoins exprimés par lesdits utilisateurs.

⇓ 715/2009
⇔ nouveau

43. Les contrats d'utilisation d'installations de GNL et de stockage ⇔ de gaz naturel ⇔ ne donnent pas lieu à des tarifs arbitrairement plus élevés lorsqu'ils sont signés:

- a) en dehors d'une «année gaz naturel», avec une date d'entrée en vigueur non standard; ou
- b) pour une durée inférieure à celle d'un contrat standard d'installations de GNL et de stockage sur une base annuelle.

⇓ nouveau

Les contrats d'utilisation d'installations de stockage d'hydrogène et de terminaux d'hydrogène d'une durée inférieure à celle d'un contrat standard d'installations de GNL et de stockage sur une base annuelle ne donnent pas lieu à des tarifs arbitrairement plus élevés.

↓ 715/2009
⇒ nouveau

- 54 Le cas échéant, des services d'accès peuvent être accordés à des tiers, à condition que les utilisateurs du réseau fournissent des garanties de solvabilité appropriées. Ces garanties ne constituent pas des obstacles indus à l'accès au marché et sont non discriminatoires, transparentes et proportionnées.
- 65 Les limites contractuelles concernant le volume minimal requis des capacités des installations de GNL ⇒ ou des terminaux d'hydrogène ⇐ et des capacités de stockage ⇒ de gaz naturel ou d'hydrogène ⇐ sont justifiées sur la base de contraintes techniques et permettent aux petits utilisateurs de stockage d'accéder aux services de stockage.

↓ nouveau

Article 8

Évaluation du marché des gaz renouvelables et bas carbone par les gestionnaires de système de GNL et de stockage

Les gestionnaires de système de GNL et de stockage évaluent, au moins tous les deux ans, la situation sur le marché en termes de demande de nouveaux investissements permettant l'utilisation de gaz renouvelables et bas carbone dans les installations. Lorsqu'ils planifient de nouveaux investissements, les gestionnaires de système de GNL et de stockage évaluent la demande du marché et tiennent compte de la sécurité d'approvisionnement. Les gestionnaires de système de GNL et de stockage rendent publics les plans éventuels concernant de nouveaux investissements permettant l'utilisation de gaz renouvelables et bas carbone dans leurs installations.

↓ 715/2009
⇒ nouveau

Article ~~9~~16

Principes des mécanismes d'attribution des capacités et procédures de gestion de la congestion en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport

1. La capacité maximale à tous les points pertinents visés à l'article ~~30~~18, paragraphe 3, est mise à la disposition des acteurs du marché, en tenant compte de l'intégrité du système et de l'exploitation efficace du réseau.
2. Le gestionnaire de réseau de transport met en œuvre et publie des mécanismes non discriminatoires et transparents d'attribution des capacités qui:
 - a) fournissent des indices économiques appropriés permettant d'exploiter la capacité technique de manière efficace et maximale, facilitent les investissements dans les nouvelles infrastructures et facilitent les échanges transfrontaliers de gaz naturel;

- b) sont compatibles avec les mécanismes du marché, y compris les marchés spot et les centres d'échanges, tout en étant flexibles et adaptables en fonction de l'évolution des conditions du marché; et
 - c) sont compatibles avec les régimes d'accès aux réseaux des États membres.
3. Les gestionnaires de réseau de transport mettent en œuvre et publient des procédures non discriminatoires et transparentes de gestion de la congestion qui facilitent les échanges transfrontaliers de gaz naturel de manière non discriminatoire et sont fondées sur les principes suivants:
- a) en cas de congestion contractuelle, le gestionnaire de réseau de transport offre la capacité inutilisée sur le marché primaire au moins sur une base d'arrangement à court terme (à un jour) et interruptible; et
 - b) les utilisateurs du réseau souhaitant revendre ou sous-louer leur capacité contractuelle inutilisée sur le marché secondaire sont autorisés à le faire.

Concernant le ~~point b) du~~ premier alinéa, $\Rightarrow$ point a), $\Leftarrow$ un État membre peut demander que les utilisateurs du réseau le notifient au gestionnaire de réseau de transport ou l'en informent.

$\Downarrow$ nouveau

4. Les gestionnaires de réseau de transport évaluent régulièrement la situation sur le marché en termes de demande de nouveaux investissements en tenant compte du scénario commun élaboré pour le plan de développement du réseau intégré fondé sur l'article 51 de la [refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM (2021) xxx], ainsi que de la sécurité de l'approvisionnement.

$\Downarrow$ 715/2009 (adapté)
 $\Rightarrow$ nouveau

- ~~4. En cas de congestion physique, le gestionnaire de réseau de transport ou, le cas échéant, les autorités de régulation appliquent des mécanismes non discriminatoires et transparents d'attribution des capacités.~~
- ~~5. Les gestionnaires de réseau de transport évaluent régulièrement la situation sur le marché en termes de demande de nouveaux investissements. Lorsqu'ils planifient de nouveaux investissements, les gestionnaires de réseau de transport évaluent la demande du marché et tiennent compte de la sécurité d'approvisionnement.~~

Article 1047

Principes des mécanismes d'attribution des capacités et procédures de gestion de la congestion en ce qui concerne $\boxtimes$ le stockage de gaz naturel, les terminaux d'hydrogène, $\boxtimes$ les installations de stockage $\boxtimes$ d'hydrogène $\boxtimes$ et les installations de GNL

1. La capacité maximale ~~des installations~~ d'une installation de stockage $\Rightarrow$ de gaz naturel $\Leftarrow$ et ~~des installations~~ $\Rightarrow$ de stockage $\Leftarrow$ de GNL ou $\Rightarrow$ d'hydrogène ainsi que des terminaux d'hydrogène $\Leftarrow$ est mise à la disposition des acteurs du marché, en tenant compte de l'intégrité et de l'exploitation du réseau système.
2. Les gestionnaires d'installations ~~de GNL et~~ de stockage $\Rightarrow$ de GNL et d'hydrogène ainsi que les gestionnaires de terminaux d'hydrogène et de stockage de gaz naturel $\Leftarrow$

mettent en œuvre et publient des mécanismes non discriminatoires et transparents d'attribution des capacités qui:

- a) fournissent des signaux économiques appropriés permettant d'exploiter les capacités de manière efficace et optimale et facilitent les investissements dans les nouvelles infrastructures;
- b) sont compatibles avec les mécanismes du marché, y compris les marchés spot et les centres d'échanges, tout en étant flexibles et adaptables en fonction de l'évolution des conditions du marché; ~~et~~
- c) sont compatibles avec les régimes d'accès aux réseaux connectés.

3. Les contrats d'utilisation ~~d'installations de GNL~~ $\Rightarrow$ de terminaux GNL, de terminaux d'hydrogène $\Leftarrow$ ~~d'installations de GNL~~ et d'installations de stockage $\boxtimes$ d'hydrogène et de gaz naturel $\boxtimes$ comprennent des mesures visant à empêcher la rétention de capacités en tenant compte des principes suivants, applicables en cas de congestion contractuelle:

- a) le gestionnaire de réseau ~~doit mettre~~ $\boxtimes$ met $\boxtimes$ à disposition sur le marché primaire, sans délai, la capacité inutilisée des installations de GNL $\Rightarrow$, des terminaux d'hydrogène $\Leftarrow$ et des installations de stockage; dans le cas des installations de stockage, cette mise à disposition ~~doit être~~ $\boxtimes$ est $\boxtimes$ la veille pour le lendemain au moins et interruptible; et
- b) les utilisateurs d'installations de GNL $\Rightarrow$, de terminaux d'hydrogène $\Leftarrow$ et d'installations de stockage souhaitant revendre leur capacité contractuelle sur le marché secondaire ~~doivent être~~ $\boxtimes$ sont $\boxtimes$ autorisés à le faire; $\Rightarrow$ Les gestionnaires d'installations de GNL, de terminaux d'hydrogène et de système de stockage offrent, à titre individuel ou à l'échelon régional, une plateforme de réservation transparente et non discriminatoire permettant aux utilisateurs d'installations de GNL, de terminaux d'hydrogène et d'installations de stockage de revendre leur capacité contractuelle sur le marché secondaire au plus tard 18 mois après le [date d'entrée en vigueur du présent règlement]. $\Leftarrow$

Article 11~~22~~

Échanges de droits à capacité

Chaque gestionnaire de réseau de transport, d'installations de stockage, ~~et~~ de GNL $\Rightarrow$ et de système d'hydrogène $\Leftarrow$ prend des mesures raisonnables pour faire en sorte que les droits à capacité puissent être librement échangés et pour faciliter ces échanges de manière transparente et non discriminatoire. Il élabore des contrats et des procédures harmonisés en matière de transport, d'installations de GNL $\Rightarrow$, de terminaux d'hydrogène $\Leftarrow$ et $\Rightarrow$ d'installations $\Leftarrow$ de stockage $\Rightarrow$ de gaz naturel et d'hydrogène $\Leftarrow$ sur le marché primaire afin de faciliter l'échange secondaire de capacités et il reconnaît le transfert des droits primaires à capacité lorsque celui-ci est notifié par les utilisateurs du réseau.

Les contrats et procédures harmonisés ~~en matière de transport, d'installations de GNL et de stockage~~ sont notifiés aux autorités de régulation.

Article ~~1221~~

Règles et redevances d'équilibrage

1. Les règles d'équilibrage sont conçues de façon équitable, non discriminatoire et transparente et reposent sur des critères objectifs. Les règles d'équilibrage reflètent les véritables besoins du système, compte tenu des ressources dont dispose le gestionnaire du réseau de transport. Les règles d'équilibrage sont fondées sur le marché.
2. Afin de permettre aux utilisateurs du réseau de prendre des mesures correctives en temps utile, le gestionnaire de réseau de transport fournit, par voie électronique, des informations suffisantes, transmises au moment opportun et fiables sur la situation d'équilibrage des utilisateurs de réseau.

Les informations fournies sont fonction du degré d'information dont dispose le gestionnaire de réseau de transport et de la période de liquidation pour laquelle des redevances d'équilibrage sont calculées.

La fourniture des informations visées au présent paragraphe n'est pas payante.
3. Les redevances d'équilibrage reflètent les coûts dans la mesure du possible, mais sont suffisamment incitatives pour que les utilisateurs du réseau équilibrent leurs injections et leurs enlèvements de gaz. Elles évitent les subventions croisées entre utilisateurs du réseau et n'empêchent pas l'entrée de nouveaux arrivants sur le marché.

Toute méthodologie de calcul des redevances d'équilibrage, ainsi que les ⇒ valeurs finales ⇐ ~~tarifs finaux~~, sont publiées par les autorités compétentes ou le gestionnaire de réseau de transport, selon les cas.
4. Les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau de transport s'efforcent d'harmoniser les régimes d'équilibrage et de rationaliser les structures et les niveaux des redevances d'équilibrage pour faciliter le commerce du gaz ⇒ effectué au point d'échange virtuel ⇐.

Article ~~133~~

Certification des gestionnaires de réseau de transport ☒ et des gestionnaires de réseau d'hydrogène ☒

1. La Commission examine, dès sa réception, toute notification d'une décision concernant la certification d'un gestionnaire de réseau de transport ⇒ ou d'un gestionnaire de réseau d'hydrogène ⇐ comme prévu à l'article ~~65+0~~, paragraphe 6, de la ☒ [refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021)xxx] ☒ ~~directive 2009/73/CE~~. Dans les deux mois à compter du jour de la réception de cette notification, la Commission rend son avis à l'autorité de régulation ~~nationale~~ concernée quant à sa compatibilité avec l'article ~~65+0~~, paragraphe 2, ou l'article ~~66+1~~, et l'article ~~549~~ de la ~~directive 2009/73/CE~~ ☒ refonte de la directive sur le gaz ☒ ⇒ pour les gestionnaires de réseau de transport, et l'article 65 de ladite directive pour les gestionnaires de réseau d'hydrogène ⇐.

Lorsqu'elle élabore l'avis visé au premier alinéa, la Commission peut demander à ☒ l'ACER ☒ ~~l'agence~~ de fournir son avis sur la décision de l'autorité de régulation nationale. Dans ce cas, le délai de deux mois visé au premier alinéa est prolongé de deux mois supplémentaires.

Si la Commission ne rend pas d'avis durant les délais visés aux premier et deuxième alinéas, elle est réputée ne pas avoir soulevé d'objections à l'encontre de la décision de l'autorité de régulation.

2. Après avoir reçu un avis de la Commission, l'autorité de régulation nationale adopte, dans un délai de deux mois, sa décision finale concernant la certification du gestionnaire de réseau de transport ⇒ ou du gestionnaire de réseau d'hydrogène ⇐ , en tenant le plus grand compte de cet avis de la Commission. La décision de l'autorité de régulation et l'avis de la Commission sont publiés ensemble.
3. Les autorités de régulation et/ou la Commission peuvent, à n'importe quel moment de la procédure, demander à un gestionnaire de réseau de transport, ⇒ à un gestionnaire de réseau d'hydrogène ⇐ et/ou à une entreprise assurant la production ou la fourniture, toute information utile à l'accomplissement de leurs tâches en application du présent article.
4. Les autorités de régulation et la Commission préservent la confidentialité des informations commercialement sensibles.
5. La Commission ~~peut adopter~~ ⇒ est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 63 pour fournir ⇐ des lignes directrices détaillant la procédure à suivre pour l'application des paragraphes 1 et 2 du présent article. ~~Ces mesures, qui visent à modifier des éléments non essentiels du présent règlement en le complétant, sont arrêtées en conformité avec la procédure de réglementation avec contrôle visée à l'article 28, paragraphe 2.~~
6. Lorsque la Commission reçoit une notification concernant la certification d'un gestionnaire de réseau de transport conformément à l'article 549, paragraphe 10, de la ~~directive 2009/73/CE~~ ☒ refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx ☒ , elle arrête une décision relative à la certification. L'autorité de régulation se conforme à la décision de la Commission.

↓ nouveau

Article 14

Coopération des gestionnaires de réseau de transport

1. Les gestionnaires de réseau de transport coopèrent avec les autres gestionnaires de réseau de transport et d'infrastructures pour coordonner la maintenance de leurs réseaux respectifs afin de limiter toute interruption des services de transport offerts aux utilisateurs et aux gestionnaires de réseau dans d'autres régions.
2. Les gestionnaires de réseau de transport coopèrent entre eux et avec les autres gestionnaires d'infrastructures afin de maximiser la capacité technique au sein du système entrée-sortie et de réduire autant que possible l'utilisation de gaz combustible.

SECTION 2

ACCES AUX RESEAUX

↓ 715/2009 (adapté)

Article ~~1543~~

Tarifs d'accès aux réseaux

1. Les tarifs, ou leurs méthodologies de calcul, appliqués par les gestionnaires de réseau de transport et approuvés par les autorités de régulation conformément à l'article ~~7241~~, paragraphe ~~67~~, de la ~~directive 2009/73/CE~~ ~~☒~~ refonte de la directive sur le gaz ~~☒~~, ainsi que les tarifs publiés conformément à l'article ~~2732~~, paragraphe 1, de ladite directive, sont transparents, tiennent compte de la nécessaire intégrité du réseau et de la nécessité de l'améliorer, et reflètent les coûts réels supportés, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et sont transparents, tout en comprenant un rendement approprié des investissements, ~~et prennent en considération, le cas échéant, les analyses comparatives des tarifs réalisées par les autorités de régulation~~. Les tarifs, ou leurs méthodologies de calcul, sont appliqués de façon non discriminatoire.

~~Les États membres ont la faculté de décider que les~~ tarifs peuvent aussi être fixés selon des modalités faisant appel au marché, par exemple les enchères, pour autant que ces modalités et les recettes qu'elles génèrent soient approuvées par les autorités de régulation.

Les tarifs, ou leurs méthodologies de calcul, favorisent l'efficacité des échanges de gaz et de la concurrence et, dans le même temps, visent à éviter les subventions croisées entre utilisateurs du réseau, offrent des incitations à l'investissement et préservent ou instaurent l'interopérabilité des réseaux de transport.

Les tarifs applicables aux utilisateurs du réseau sont non discriminatoires et fixés de manière distincte pour chaque point d'entrée et de sortie du réseau de transport. Les mécanismes de répartition des coûts et la méthode de fixation des tarifs concernant les points d'entrée et de sortie sont approuvés par les autorités de régulation ~~nationales~~. Les États membres veillent à ce que ~~, après une période transitoire, au plus tard le 3 septembre 2011,~~ les redevances de réseau ne soient pas calculées sur la base des flux contractuels.

2. Les tarifs d'accès au réseau ne limitent pas la liquidité du marché ni ne faussent les échanges transfrontaliers entre différents réseaux de transport. Nonobstant les dispositions de l'article ~~7241~~, paragraphe ~~67~~, de la ~~directive 2009/73/CE~~ ~~☒~~ refonte de la directive sur le gaz ~~☒~~, si des différences dans les structures tarifaires ~~ou les mécanismes d'équilibrage~~ entravent les échanges entre réseaux de transport, les gestionnaires de réseau de transport s'emploient activement, en étroite coopération avec les autorités nationales concernées, à renforcer la convergence des structures tarifaires et des principes de tarification, ~~y compris en ce qui concerne l'équilibrage~~.

Article 16

Rabais sur les tarifs pour les gaz renouvelables et bas carbone

1. Lors de la fixation des tarifs, un rabais est appliqué pour les gaz renouvelables et bas carbone:
 - a) aux points d'entrée à partir d'installations de production de gaz renouvelables et bas carbone. Un rabais de 75 % est pratiqué sur les tarifs respectifs fondés sur la capacité afin de développer l'injection de gaz renouvelables et bas carbone;
 - b) aux tarifs de transport fondés sur la capacité aux points d'entrée et de sortie des installations de stockage, sauf si une installation de stockage est connectée à plusieurs réseaux de transport ou de distribution et est utilisée pour concurrencer un point d'interconnexion. Ce rabais est fixé à 75 % dans les États membres où le gaz renouvelable et bas carbone a été injecté pour la première fois dans le système.
2. Les autorités de régulation peuvent fixer des taux de rabais inférieurs à ceux prévus au paragraphe 1 du présent article, à condition que le rabais soit conforme aux principes généraux de tarification énoncés à l'article 15, et notamment au principe d'une tarification qui reflète les coûts, en tenant compte de la nécessité de garantir des cadres financiers stables pour les investissements existants, le cas échéant, et de l'état d'avancement du déploiement des gaz renouvelables et bas carbone dans l'État membre concerné.
3. Les modalités des rabais accordés conformément au paragraphe 1 peuvent être fixées dans le code de réseau sur les structures tarifaires visé à l'article 52, paragraphe 1, point e).
4. La Commission réexamine les réductions tarifaires prévues au paragraphe 1 [5 ans après l'entrée en vigueur du présent règlement]. Elle publie un rapport donnant une vue d'ensemble de leur mise en œuvre et évalue si le niveau des réductions fixées au paragraphe 1 reste satisfaisant au regard de l'état du marché. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 63 pour modifier le niveau des rabais prévus au paragraphe 1.
5. À partir du 1^{er} janvier de l'année suivant l'adoption, les utilisateurs du réseau reçoivent du gestionnaire de réseau de transport un rabais de 100 % sur le tarif régulé à tous les points d'interconnexion, y compris aux points d'entrée et de sortie à destination ou en provenance de pays tiers ainsi qu'aux points d'entrée à partir des terminaux GNL pour les gaz renouvelables et bas carbone, après avoir fourni au gestionnaire de réseau de transport concerné une preuve de durabilité, fondée sur un certificat de durabilité valable conformément aux articles 29 et 30 de la directive

(UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil¹⁶ et enregistrée dans la base de données de l'Union.

En ce qui concerne ce rabais:

- a) les gestionnaires de réseau de transport sont tenus de n'accorder le rabais que pour l'itinéraire le plus court possible en termes de franchissements de frontières entre le lieu où a été enregistrée pour la première fois dans la base de données de l'Union la déclaration spécifique relative à la preuve de durabilité, fondée sur le certificat de durabilité, et le lieu où elle a été annulée, étant réputée consommée. Les primes d'enchères éventuelles ne sont pas couvertes par le rabais;
- b) les gestionnaires de réseau de transport fournissent à l'autorité de régulation concernée des informations sur les volumes réels et attendus de gaz renouvelables et bas carbone et sur l'incidence de l'application du rabais tarifaire sur leurs recettes. Les autorités de régulation surveillent et évaluent l'incidence du rabais sur la stabilité tarifaire;
- c) dès que les recettes d'un gestionnaire de réseau de transport provenant de ces tarifs spécifiques sont réduites de 10 % du fait de l'application du rabais, les gestionnaires de réseau de transport concernés et tous les gestionnaires de réseau de transport voisins sont tenus de négocier un mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport. Les gestionnaires de réseau concernés trouvent un accord dans un délai de 3 ans. Si, passé ce délai, aucun accord n'est conclu, les autorités de régulation concernées disposent de 2 ans pour arrêter conjointement un mécanisme de compensation approprié entre gestionnaires de réseau de transport. À défaut d'accord entre les autorités de régulation, l'article 6 du règlement ACER s'applique. Si les autorités de régulation ne parviennent pas à un accord dans un délai de 2 ans, ou à leur demande conjointe, la décision appartient à l'ACER, conformément à l'article 6, paragraphe 10, deuxième alinéa, du règlement (UE) 2019/942;
- d) les autres modalités nécessaires à la mise en œuvre du rabais pour les gaz renouvelables et les gaz bas carbone, telles que le calcul de la capacité admissible au rabais et les procédures requises, sont arrêtées dans un code de réseau établi sur la base de l'article 53 du présent règlement.

Article 17

Recettes des gestionnaires de réseau de transport de gaz

1. À partir du [1 an après la transposition], l'autorité de régulation compétente assure la transparence des méthodes, des paramètres et des valeurs utilisés pour déterminer les recettes autorisées ou prévisionnelles des gestionnaires de réseau de transport. L'autorité de régulation publie les informations visées à l'annexe I ou exige la publication par le gestionnaire de réseau de transport concerné. Ces informations sont mises à disposition dans un format qui en permet une consultation aisée et, dans la mesure du possible, dans une ou plusieurs langues communément comprises.

¹⁶ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (*JO L 328 du 21.12.2018, p. 82*).

2. Les coûts du gestionnaire de réseau de transport font l'objet d'une comparaison quant à leur efficacité entre les gestionnaires de réseau de transport de l'Union, que l'ACER doit dûment définir. L'ACER publie le [3 ans après la transposition], puis tous les quatre ans, une étude comparant l'efficacité des coûts des gestionnaires de réseau de transport de l'Union. Les autorités de régulation compétentes et les gestionnaires de réseau de transport fournissent à l'ACER toutes les données nécessaires à cette comparaison. Les autorités de régulation compétentes tiennent compte des résultats de cette comparaison, ainsi que des circonstances nationales, lorsqu'elles fixent périodiquement les recettes autorisées ou prévisionnelles des gestionnaires de réseau de transport.
3. Les autorités de régulation compétentes évaluent l'évolution à long terme des tarifs de transport sur la base des variations attendues de leurs recettes autorisées ou prévisionnelles et de la demande de gaz jusqu'en 2050. Aux fins de cette évaluation, l'autorité de régulation inclut les informations relatives à la stratégie décrite dans les plans nationaux en matière d'énergie et de climat de l'État membre concerné et les scénarios qui sous-tendent le plan de développement du réseau intégré tel qu'il a été élaboré conformément à l'article 51 de la [refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM (2021) xxx].

SECTION 3

GESTION DU TRANSPORT, DU STOCKAGE, DES SYSTEMES/TERMINAUX DE GNL ET D'HYDROGENE

Article 18

Capacités fermes pour les gaz renouvelables et bas carbone vers le réseau de distribution

1. Les gestionnaires de réseau de transport établissent des capacités fermes pour l'accès des installations de production de gaz renouvelables et bas carbone raccordées à leur réseau. À cette fin, les gestionnaires de réseau de transport élaborent, en coopération avec les gestionnaires de réseau de distribution, des procédures et arrangements, y compris des investissements, pour assurer un flux inversé depuis le réseau de distribution vers le réseau de transport.
2. Le paragraphe 1 ne remet pas en cause la possibilité, pour les gestionnaires de réseau de transport, d'élaborer des alternatives à des investissements dans le flux inversé, telles que des solutions de réseau intelligent ou le raccordement à d'autres gestionnaires de réseau. L'accès ferme ne peut être limité que pour offrir des capacités soumises à des limitations opérationnelles, afin de garantir l'efficacité économique. L'autorité de régulation veille à ce que toute limitation de la capacité ferme ou limitation opérationnelle soit introduite sur la base de procédures transparentes et non discriminatoires et ne crée pas de barrières injustifiées à l'entrée sur le marché. Lorsque l'installation de production supporte les coûts liés à l'établissement d'une capacité ferme, aucune limitation ne s'applique.

Article 19

Coordination transfrontière concernant la qualité du gaz dans le système de gaz naturel

1. Les gestionnaires de réseau de transport coopèrent afin d'éviter les restrictions aux flux transfrontières dues aux différences de qualité du gaz aux points d'interconnexion entre les États membres de l'Union.
2. Lorsqu'une restriction au flux transfrontière due à des différences de qualité du gaz ne peut être évitée par les gestionnaires de réseau de transport concernés dans leurs opérations normales, ils en informent sans délai les autorités de régulation concernées. Les informations comprennent une description et les motifs de toute mesure déjà prise par les gestionnaires de réseau de transport.
3. Les autorités de régulation concernées conviennent d'un commun accord, dans un délai de six mois, de reconnaître ou non la restriction.
4. Lorsque les autorités de régulation concernées reconnaissent la restriction, elles demandent aux gestionnaires de réseau de transport concernés d'accomplir, dans un délai de douze mois à compter de la reconnaissance, les actions suivantes dans l'ordre:
 - a) coopérer et définir, sans modifier les spécifications relatives à la qualité du gaz, des options techniquement faisables qui peuvent inclure un traitement du gaz et des engagements de flux, en vue de supprimer les restrictions constatées;
 - b) réaliser conjointement une analyse coûts/avantages sur les options techniquement faisables afin de définir des solutions économiquement efficaces qui spécifient la ventilation des coûts et des avantages entre les catégories d'acteurs affectés;
 - c) établir une estimation de la durée de mise en œuvre pour chaque option envisageable;
 - d) réaliser une consultation publique sur les solutions faisables recensées et prendre en considération les résultats de la consultation;
 - e) soumettre une proposition conjointe de solution fondée sur l'analyse coûts-avantages et les résultats de la consultation publique pour éliminer la restriction reconnue, comprenant le calendrier de sa mise en œuvre, à leurs autorités de régulation respectives, pour approbation, et aux autres autorités nationales compétentes de chaque État membre concerné, pour information.
5. Lorsque les gestionnaires de réseau de transport concernés ne sont pas parvenus à un accord sur une solution, chaque gestionnaire de réseau de transport informe sans délai son autorité de régulation.
6. Les autorités de régulation concernées prennent une décision conjointe coordonnée concernant la levée de la restriction reconnue ou la déclaration qu'aucune autre action n'a lieu d'être, en tenant compte de l'analyse coûts-avantages réalisée par les gestionnaires de réseau de transport concernés et des résultats de la consultation publique, dans un délai de six mois comme prévu à l'article 6, paragraphe 10, du règlement (UE) 2019/942.
7. La décision conjointe coordonnée des autorités de régulation concernées inclut une décision relative à la répartition des coûts d'investissement à supporter par chacun des gestionnaires de réseau de transport aux fins de la mise en œuvre de la solution convenue, et à leur inclusion dans les tarifs, compte tenu des coûts et des avantages économiques, sociaux et environnementaux de la solution dans les États membres concernés.

8. L'ACER peut adresser des recommandations aux autorités de régulation concernant les modalités de ces décisions de répartition des coûts prévues au paragraphe 7.
9. Lorsque les autorités de régulation concernées ne peuvent parvenir à un accord tel que visé au paragraphe 3, l'ACER statue sur la restriction, en suivant le processus énoncé à l'article 6, paragraphe 10, du règlement (UE) 2019/942. Lorsque l'ACER reconnaît la restriction, elle demande aux gestionnaires de réseau de transport concernés d'accomplir, dans un délai de douze mois, les actions visées au paragraphe 4, points a) à e), dans l'ordre.
10. Lorsque les autorités de régulation concernées ne parviennent pas à prendre de décisions conjointes coordonnées telles que visées aux paragraphes 6 et 7, l'ACER statue sur la solution pour éliminer la restriction reconnue et sur l'allocation des coûts d'investissements à supporter par chaque gestionnaire de réseau de transport aux fins de la mise en œuvre de la solution convenue, en suivant le processus énoncé à l'article 6, paragraphe 10, du règlement (UE) 2019/942.
11. Les autres modalités nécessaires à la mise en œuvre des éléments du présent article, y compris les modalités de l'analyse coûts-avantages, sont fixées dans un code de réseau établi sur la base de l'article 53 du présent règlement.

Article 20

Injection d'hydrogène aux points d'interconnexion entre États membres de l'Union dans le système de gaz naturel

1. Les gestionnaires de réseau de transport acceptent les flux de gaz dont la teneur en hydrogène est inférieure ou égale à 5 % en volume aux points d'interconnexion entre États membres de l'Union dans le système de gaz naturel à partir du 1^{er} octobre 2025, sous réserve de l'achèvement de la procédure décrite à l'article 19 du présent règlement.
2. Lorsque la teneur en hydrogène en mélange dans le système de gaz naturel dépasse 5 % en volume, la procédure décrite à l'article 19 du présent règlement ne s'applique pas.
3. Les États membres n'utilisent pas l'injection d'hydrogène dans le système de gaz naturel pour restreindre les flux transfrontières de gaz.

↓ 715/2009 (adapté)
⇒ nouveau

Article ~~21~~4

Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz

Tous les gestionnaires de réseau de transport coopèrent au niveau ☒ de l'Union ☒ ~~communautaire~~ via ☒ le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz ☒ (le REGRT pour le gaz) pour promouvoir la réalisation et le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel et des échanges transfrontaliers et pour assurer une gestion optimale, une exploitation coordonnée et une évolution technique solide du réseau de transport de gaz naturel.

Article ~~225~~

~~Établissement du~~ ☒ Organisation du ☒ REGRT pour le gaz

1. ~~Le 3 mars 2011 au plus tard, les gestionnaires de réseau de transport de gaz soumettent~~ ⇒ Le REGRT soumet ⇐ à la Commission et à ☒ l'ACER ☒ l'Agence le projet de statuts du REGRT pour le gaz à établir, ainsi qu'une liste de ses membres et un projet de règlement intérieur comportant notamment les règles applicables à la consultation d'autres parties prenantes ⇒ , en cas modification de ces documents ou à la demande motivée de la Commission ou de l'ACER ⇐.
2. Dans un délai de ~~deux~~ ⇒ quatre ⇐ mois à compter du jour de la réception de ces documents, et après consultation officielle des organisations représentant toutes les parties prenantes, en particulier les utilisateurs du réseau, dont les clients, ☒ l'ACER ☒ l'Agence émet un avis à l'intention de la Commission sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur.
3. Dans un délai de trois mois à compter du jour de la réception de l'avis de ☒ l'ACER ☒ l'Agence, la Commission émet un avis sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur, en tenant compte de l'avis de ☒ l'ACER ☒ l'Agence visé au paragraphe 2.
4. Dans un délai de trois mois à compter du jour de la réception de l'avis de la Commission, ~~les gestionnaires de réseau de transport établissent~~ le REGRT pour le gaz ~~et adoptent~~ et publient ses statuts et son règlement intérieur ☒ révisés ☒ .

↓ 715/2009 (adapté)

Article ~~238~~

Tâches du REGRT pour le gaz

1. Le REGRT pour le gaz élabore des codes de réseau dans les domaines visés au paragraphe 6 du présent article, à l'invitation de la Commission, conformément à l'article ~~536~~, paragraphe ~~96~~.
2. Le REGRT pour le gaz peut élaborer des codes de réseau dans les domaines visés au paragraphe 6, en vue d'atteindre les objectifs visés à l'article ~~214~~, lorsque ces codes de réseau ne correspondent pas à des domaines concernés par une demande qui lui a été adressée par la Commission. Ces codes de réseau sont soumis à ☒ l'ACER ☒ l'Agence pour avis. Le REGRT pour le gaz tient dûment compte de cet avis.
3. Le REGRT pour le gaz adopte:
 - a) des outils communs de gestion de réseau pour assurer la coordination de l'exploitation du réseau dans des conditions normales et en situation d'urgence, y compris une échelle commune de classification des incidents, et des plans communs de recherche;
 - b) tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de ~~la Communauté~~ ☒ l'Union ☒ (le plan de développement du réseau dans l'ensemble de ~~la Communauté~~ ☒ l'Union ☒), incluant des perspectives européennes sur l'adéquation de l'approvisionnement;

- c) des recommandations relatives à la coordination de la coopération technique entre les gestionnaires de réseau de transport de ~~la Communauté~~ ☒ l'Union ☒ et ceux des pays tiers;
- d) un programme de travail annuel;
- e) un rapport annuel; ~~et~~
- f) des perspectives annuelles estivales et hivernales concernant l'approvisionnement; ~~et~~

☒ nouveau

- g) au plus tard le 15 mai 2024 et tous les deux ans par la suite, un rapport de suivi de la qualité du gaz, qui comprend l'évolution des paramètres de qualité du gaz, l'évolution du niveau et du volume d'hydrogène injecté dans le système de gaz naturel, les prévisions concernant l'évolution attendue des paramètres de qualité du gaz et du volume d'hydrogène injecté dans le système de gaz naturel, l'incidence de l'injection d'hydrogène sur les flux transfrontières, ainsi que des informations sur les cas liés à des différences dans les spécifications relatives à la qualité du gaz ou dans les spécifications relatives aux niveaux de mélange et sur la manière dont ces cas ont été traités.
- h) Le rapport de suivi de la qualité du gaz couvre également l'évolution des aspects énumérés au point g) lorsque cela est pertinent pour le réseau de distribution, sur la base des informations fournies par l'entité des gestionnaires de réseau de distribution dans l'Union (ci-après dénommée «entité des GRD de l'Union»).

☒ 715/2009

4. Les perspectives européennes sur l'adéquation de l'approvisionnement visées au paragraphe 3, point b), portent sur l'aptitude globale du système du gaz à répondre à la demande en gaz, actuelle et prévue, pour les cinq années à venir, ainsi que pour la période comprise entre cinq et dix ans à compter de la date de ces perspectives. Les perspectives européennes sur l'adéquation de l'approvisionnement se fondent sur les perspectives sur l'approvisionnement national élaborées par chaque gestionnaire de réseau de transport.

☒ nouveau

Le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union visé au paragraphe 3, point b), comprend une modélisation du réseau intégré, y compris les réseaux d'hydrogène, l'élaboration de scénarios, des perspectives européennes sur l'adéquation de l'approvisionnement et une évaluation de la souplesse du réseau.

☒ 715/2009

5. Le programme de travail annuel visé au paragraphe 3, point d), comprend une liste et une description des codes de réseau à élaborer, un plan relatif à la coordination de la gestion du réseau, et les activités de recherche et de développement qui seront mises en œuvre au cours de l'année, ainsi qu'un calendrier indicatif.

6. Les codes de réseau visés aux paragraphes 1 et 2 couvrent les domaines suivants, compte tenu, le cas échéant, des particularités régionales:
- a) règles relatives à la sécurité et à la fiabilité du réseau;
 - b) règles de raccordement au réseau;
 - c) règles concernant l'accès des tiers;
 - d) règles en matière d'échange des données et de règlement;
 - e) règles relatives à l'interopérabilité;
 - f) procédures opérationnelles en cas d'urgence;
 - g) règles d'attribution des capacités et de gestion de la congestion;
 - h) règles relatives aux échanges liées à la fourniture technique et opérationnelle de services d'accès au réseau et d'équilibrage du réseau;
 - i) règles de transparence;
 - j) règles d'équilibrage, notamment règles relatives au réseau en matière de procédures de nomination, règles concernant les redevances d'équilibrage et règles d'équilibrage opérationnel entre les réseaux des gestionnaires de réseau de transport;
 - k) règles concernant des structures tarifaires de transport harmonisées; ~~et~~
 - l) règles en matière d'efficacité énergétique des réseaux de gaz;

↓ nouveau

m) règles en matière de cybersécurité des réseaux de gaz.

↓ 715/2009 (adapté)
⇒ nouveau

7. Les codes de réseau sont élaborés pour des questions transfrontalières ayant trait au réseau et pour des questions relatives à l'intégration du marché et s'appliquent sans préjudice du droit des États membres d'établir des codes de réseau nationaux n'affectant pas les échanges transfrontaliers.
8. Le REGRT pour le gaz surveille et analyse la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices adoptées par la Commission conformément à l'article ~~536~~, paragraphe ~~134~~, ~~⇒~~ ou à l'article 56 ~~⇐~~ ainsi que leur incidence sur l'harmonisation des règles applicables visant à faciliter l'intégration du marché. Le REGRT pour le gaz communique ses conclusions à l'~~agence~~ ~~ACER~~ ~~et~~ intègre les résultats de l'analyse dans le rapport annuel visé au paragraphe 3, point e), du présent article.
9. Le REGRT pour le gaz met à la disposition de ~~l'ACER~~ ~~l'agence~~ toutes les informations dont elle a besoin pour accomplir ses tâches conformément à l'article ~~249~~, paragraphe 1.
10. ~~11~~ ~~⇐~~ L'ACER ~~l'agence~~ examine les plans décennaux nationaux de développement du réseau pour s'assurer de leur compatibilité avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de ~~la Communauté~~ ~~l'Union~~ ~~et~~ . Si elle relève une incompatibilité entre un plan décennal national de développement du réseau et le plan de développement du réseau dans l'ensemble de ~~la Communauté~~ ~~et~~

l'Union ~~et~~, ~~l'~~ l'ACER ~~et l'agence~~ recommande de modifier, pour autant que de besoin, le plan décennal national de développement du réseau ou le plan de développement du réseau dans l'ensemble de ~~la Communauté~~ l'Union ~~et~~. Si un plan décennal national de développement du réseau est élaboré conformément à l'article ~~5123~~ de ~~directive 2009/73/CE~~ ~~et~~ [la refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx] ~~et~~, ~~et~~ l'ACER ~~et l'agence~~ recommande à l'autorité ~~nationale~~ de régulation compétente de modifier le plan décennal national de développement du réseau conformément à l'article ~~5122~~, paragraphe ~~57~~, de ladite directive et en informe la Commission.

11. ~~12~~ À la demande de la Commission, le REGRT pour le gaz donne à la Commission son avis sur l'adoption des orientations prévues à l'article ~~5623~~.

Article ~~249~~

Surveillance exercée par l'~~et~~ l'ACER ~~et~~ l'agence

1. L'~~et~~ l'ACER ~~et l'agence~~ surveille l'exécution des tâches du REGRT pour le gaz prévues à l'article ~~238~~, paragraphes 1, 2 et 3, et rend compte à la Commission.

L'~~et~~ l'ACER ~~et l'agence~~ surveille la mise en œuvre, par le REGRT pour le gaz, des codes de réseau élaborés en application de l'article ~~238~~, paragraphe 2, et des codes de réseau établis conformément à l'article ~~536~~, paragraphes 1 à ~~1240~~, mais qui n'ont pas été adoptés par la Commission en application de l'article ~~536~~, paragraphe ~~1344~~. Lorsque le REGRT pour le gaz n'a pas mis en œuvre un de ces codes de réseau, l'~~et~~ l'ACER ~~et l'agence~~ lui demande de fournir une explication dûment motivée à ce manquement. L'~~et~~ l'ACER ~~et l'agence~~ informe la Commission de cette explication et donne son avis sur celle-ci.

L'~~et~~ l'ACER ~~et l'agence~~ surveille et analyse la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices adoptés par la Commission conformément ~~aux articles 52 à l'article 6, paragraphe 144~~ ~~et~~, 53, 55 et 56 ~~et~~, et leur incidence sur l'harmonisation des règles applicables visant à faciliter l'intégration du marché, ainsi que sur l'absence de discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, et elle communique son rapport à la Commission.

2. Le REGRT pour le gaz soumet à l'~~et~~ l'ACER ~~et l'agence~~, pour avis, le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de ~~la Communauté~~ l'Union ~~et~~, le projet de programme de travail annuel, y compris les informations relatives au processus de consultation et les autres documents visés à l'article ~~238~~, paragraphe 3.

Dans les deux mois à compter du jour de la réception de ces documents, l'~~et~~ l'ACER ~~et l'agence~~ émet un avis dûment motivé ainsi que des recommandations à l'intention du REGRT pour le gaz et de la Commission, si elle estime que le projet de programme de travail annuel ou le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de ~~la Communauté~~ l'Union ~~et~~ soumis par le REGRT pour le gaz ne contribue pas à garantir un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché ou un niveau suffisant d'interconnexion transfrontalière accessible à des tierces parties.

Article ~~2524~~

Autorités de régulation

Lorsqu'elles exercent leurs responsabilités au titre du présent règlement, les autorités de régulation veillent au respect du présent règlement ~~et~~ [⇒], des codes de réseau et ~~des~~ [⇐] lignes directrices adoptées conformément [⇒] aux articles 52 à 56 [⇐] à l'article 23.

Si nécessaire, elles coopèrent entre elles, avec la Commission et l'~~ACER~~ [⇐] ~~agence~~ [⇐], conformément au chapitre ~~VIII~~ ^{III} de la ~~directive 2009/73/CE~~ [⇐] refonte de la directive sur le gaz [⇐].

Article ~~26~~¹⁰

Consultations

1. Lors de la préparation des codes de réseau, du projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de ~~la Communauté~~ [⇐] l'Union [⇐] et du programme de travail annuel visés à l'article ~~23~~ ⁸, paragraphes 1, 2 et 3, le REGRT pour le gaz réalise une large consultation, à un stade précoce et d'une manière ouverte et transparente, impliquant tous les acteurs concernés du marché, et en particulier les organisations représentant toutes les parties prenantes, conformément aux règles de procédure visées à l'article ~~22~~ ⁵, paragraphe 1. Cette consultation implique également les autorités de régulation ~~nationales~~ [⇐] et d'autres autorités nationales, les entreprises de fourniture et de production, les utilisateurs du réseau, y compris les clients, les gestionnaires de réseau de distribution, y compris les organisations sectorielles concernées, les organismes techniques et les plateformes concernées de parties prenantes. Elle a pour objet de cerner les points de vue et les propositions de toutes les parties concernées au cours du processus décisionnel.
2. Tous les documents et procès-verbaux relatifs aux consultations mentionnées au paragraphe 1 sont rendus publics.
3. Avant d'adopter le programme de travail annuel et les codes de réseau visés à l'article ~~23~~ ⁸, paragraphes 1, 2 et 3, le REGRT pour le gaz indique comment les observations recueillies lors de la consultation ont été prises en compte. Le cas échéant, il motive l'absence de prise en compte de certaines de ces observations.

↓ 347/2013 art. 22, par. 2
⇒ nouveau

Article ~~27~~¹¹

Coûts

Les coûts liés aux activités du REGRT pour l'électricité visées aux articles ~~21~~ ⁴ à ~~42~~ ^{⇒ 23, 52 et 53} [⇐] du présent règlement, ainsi qu'à l'article 11 du règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil¹⁷, sont pris en charge par les gestionnaires de réseau de transport et sont pris en compte dans le calcul des tarifs. Les autorités de régulation n'approuvent ces coûts que si ceux-ci sont raisonnables et appropriés.

¹⁷ Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (JO L 115 du 25.4.2013, p. 39).

Article 28~~42~~

Coopération régionale des gestionnaires de réseau de transport

1. Les gestionnaires de réseau de transport établissent une coopération régionale au sein du REGRT pour le gaz pour contribuer à l'accomplissement des tâches visées à l'article 23~~8~~, paragraphes 1, 2 et 3. ~~Ils publient notamment, tous les deux ans, un plan d'investissement régional et peuvent prendre des décisions d'investissement fondées sur ce plan.~~
 2. Les gestionnaires de réseau de transport favorisent la mise en place de modalités pratiques permettant d'assurer une gestion optimale du réseau et encouragent l'établissement de bourses de l'énergie, l'attribution coordonnée de capacités transfrontalières par des solutions non discriminatoires basées sur le marché, en tenant dûment compte de l'intérêt spécifique des ventes aux enchères implicites pour les attributions à court terme, et l'intégration de mécanismes d'équilibrage.
 3. En vue de la réalisation des objectifs visés aux paragraphes 1 et 2, ⇒ la Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 63 en ce qui concerne ⇨ ⊗ la définition de ⊗ la zone géographique couverte par chaque structure de coopération régionale ~~peut être définie par la Commission,~~ compte tenu des structures de coopération régionales existantes. Chaque État membre est autorisé à promouvoir la coopération dans plus d'une zone géographique. ~~La mesure visée dans la première phrase, qui vise à modifier des éléments non essentiels du présent règlement en le complétant, est arrêtée en conformité avec la procédure de réglementation avec contrôle visée à l'article 28, paragraphe 2.~~
- À cette fin, la Commission consulte ⊗ l'ACER ⊗ ~~l'Agence~~ et le REGRT pour le gaz.

Article 29

⊗ Plan décennal de développement du réseau ⊗

Le REGRT pour le gaz adopte et publie, tous les deux ans, ~~un~~ ⊗ le ⊗ plan de développement du réseau dans l'ensemble de ~~la Communauté~~ ⊗ l'Union ⊗ visé ⊗ à l'article 23 ⊗ ~~au~~ paragraphe 3, point b). Le plan de développement du réseau dans l'ensemble de ~~la Communauté~~ ⊗ l'Union ⊗ comprend une modélisation du réseau intégré, l'élaboration de scénarios, des perspectives européennes sur l'adéquation de l'approvisionnement et une évaluation de la souplesse du réseau.

En particulier, le plan de développement du réseau dans l'ensemble de ~~la Communauté~~ ⊗ l'Union ⊗:

- a) est fondé sur les plans d'investissement nationaux ⇨ et le chapitre IV du règlement (UE) n° 347/2013 ⇨ ~~, compte tenu des plans d'investissement régionaux visés à l'article 12, paragraphe 1, et, le cas échéant, des aspects propres à l'Union relatifs à~~

~~la planification du réseau figurant dans le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes¹⁸; il fait l'objet d'une analyse des coûts et des avantages suivant la méthodologie définie à l'article 11 dudit règlement;~~

↓ 715/2009 art. (adapté)

⇒ nouveau

- b) en ce qui concerne les interconnexions transfrontalières, est également fondé sur les besoins raisonnables des différents utilisateurs du réseau et intègre les engagements à long terme des investisseurs visés aux articles ⇒ 56 ⇐ 14 et 5222 de la directive 2009/73/CE ☒ [refonte de la directive Gaz comme proposé dans le COM (2021) xxx] ☒ ; et
- c) recense les lacunes en matière d'investissement, notamment en ce qui concerne les capacités transfrontalières.

En ce qui concerne le ~~point c) du~~ deuxième alinéa, point c), le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté ☒ l'Union ☒ peut comporter en annexe un relevé des entraves à l'augmentation de la capacité transfrontalière du réseau dues à des procédures ou à des pratiques d'agrément différentes.

Article 3018

Exigences de transparence en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport

1. Le gestionnaire de réseau de transport publie des informations détaillées concernant ⇒ les capacités et ⇐ les services qu'il offre et les conditions qu'il applique, ainsi que les informations techniques nécessaires aux utilisateurs du réseau pour obtenir un accès effectif au réseau.
2. Afin de garantir des tarifs transparents, objectifs et non discriminatoires et de favoriser une utilisation efficace du réseau de gaz, les gestionnaires de réseau de transport ou les autorités nationales concernées publient des informations raisonnablement et suffisamment détaillées sur la formation, la méthodologie et la structure des tarifs.
3. Pour les services fournis, chaque gestionnaire de réseau de transport public, de façon régulière et continue et sous une forme normalisée et conviviale, des informations chiffrées sur les capacités techniques, contractuelles et disponibles pour tous les points pertinents, y compris les points d'entrée et de sortie ⇒, comme indiqué en détail à l'annexe I ⇐.
4. Les points pertinents d'un réseau de transport pour lesquels des informations doivent être publiées, sont approuvés par les autorités compétentes, après consultation des utilisateurs du réseau.
5. Le gestionnaire de réseau de transport divulgue toujours les informations requises au titre du présent règlement d'une façon ~~intelligible et~~ aisément accessible, en exposant clairement les données chiffrées qu'elles comportent, et d'une manière non discriminatoire.

¹⁸

~~JO L 115 du 25.4.2013, p. 39.~~

6. Le gestionnaire de réseau de transport rend publiques les informations sur l'offre et la demande ex ante et ex post, sur la base des nominations et des ~~⇒ attributions ⇐~~, des prévisions et des flux entrants et sortants réalisés sur le réseau. L'autorité ~~nationale~~ de régulation veille à ce que toutes ces informations soient rendues publiques. Le degré de détail des informations publiées est fonction des informations dont dispose le gestionnaire de réseau de transport.

Le gestionnaire de réseau de transport rend publiques les mesures prises, ainsi que les dépenses effectuées et les recettes générées aux fins de l'équilibrage du réseau.

Les acteurs du marché concernés communiquent au gestionnaire de réseau de transport les données visées au présent article.

⇓ nouveau

7. Les gestionnaires de réseau de transport rendent publiques des informations détaillées concernant la qualité des gaz transportés dans leur réseau qui pourraient affecter les utilisateurs du réseau, sur la base des articles 16 et 17 du règlement (UE) 2015/703 de la Commission.

↓ 715/2009 (adapté)
⇒ nouveau

Article ~~31~~⁴⁹

Exigences de transparence en ce qui concerne ~~les~~ installations de stockage ~~de~~ gaz naturel et d'hydrogène, ~~et~~ les installations de GNL ~~et~~ les terminaux d'hydrogène

1. ~~Chaque~~ Les gestionnaires d'installations de GNL, ~~et~~ d'installations de stockage d'hydrogène ~~et~~ de système de stockage ~~de~~ gaz naturel ainsi que les gestionnaires de terminaux d'hydrogène ~~publient~~ publient des informations détaillées concernant ~~⇒ tous ⇐~~ les services qu'ils offrent et les conditions qu'ils appliquent, ainsi que les informations techniques nécessaires aux utilisateurs d'installations de GNL et de stockage ~~⇒ d'hydrogène ⇐~~ ~~et~~ aux utilisateurs de terminaux d'hydrogène ~~pour obtenir un accès effectif aux dites terminaux et installations~~. ~~⇒~~ Les autorités de régulation peuvent demander à ces gestionnaires de publier toute information pertinente pour les autorités de régulation. ~~⇐~~

⇓ nouveau

2. Les gestionnaires de système GNL fournissent des moyens conviviaux permettant de calculer les tarifs des services disponibles.

↓ 715/2009
⇒ nouveau

3. ~~2.~~ Pour les services fournis, ~~chaque~~ les gestionnaires d'installations de GNL, ~~et~~ d'installations de stockage d'hydrogène et de gaz naturel ~~et de stockage~~ publient, de façon régulière et continue et sous une forme normalisée et conviviale, des informations chiffrées sur les capacités souscrites et disponibles des installations de

stockage et de GNL ⇒ ainsi que des installations de stockage d'hydrogène ⇐ ⇒ et des terminaux d'hydrogène ⇐.

4. ~~3.~~ ~~Chaque~~ Les gestionnaires d'installations de GNL et de stockage ⇒ d'hydrogène et de gaz naturel ⇐ divulguent toujours les informations requises au titre du présent règlement d'une façon intelligible et aisément accessible, en exposant clairement les données chiffrées qu'elles comportent, et d'une manière non discriminatoire.

5. ~~4.~~ -Chaque- Les gestionnaires d'installations de GNL et de stockage ⇒ ainsi que les gestionnaires d'installations de stockage d'hydrogène et de terminaux d'hydrogène ⇐ rendent publics la quantité de gaz présente dans chaque installation de stockage ou de GNL ⇒ et chaque terminal d'hydrogène ⇐, ou dans chaque groupe d'installations de stockage si cela correspond à la manière dont l'accès est offert aux utilisateurs du réseau, les flux entrants et sortants, ainsi que les capacités disponibles des installations ~~de stockage et~~ de GNL, ~~de stockage~~ ⇒ de gaz naturel et d'hydrogène ⇐ ⇒ et des terminaux d'hydrogène ⇐, compris pour les installations bénéficiant de la dérogation aux dispositions concernant l'accès des tiers. Ces informations sont également communiquées au gestionnaire de réseau de transport ⇒ ou au gestionnaire de réseau d'hydrogène pour le stockage et les terminaux d'hydrogène ⇐, qui les publie à un niveau agrégé par réseau ou sous-réseau défini en fonction des points pertinents. Ces informations sont mises à jour au moins une fois par jour.

Lorsque l'utilisateur d'un réseau de stockage ⇒ de gaz naturel ou d'hydrogène ⇐ est le seul utilisateur d'une installation de stockage ⇒ de gaz naturel ou d'hydrogène ⇐, il peut soumettre à son autorité de régulation ~~nationale~~ une demande motivée de traitement confidentiel des données visées au premier alinéa. Si l'autorité de régulation ~~nationale~~ conclut que cette demande est justifiée, compte tenu notamment de la nécessité de concilier, d'une part, l'intérêt de la protection légitime de secrets commerciaux dont la divulgation nuirait à la stratégie commerciale globale de l'utilisateur du réseau et, d'autre part, l'objectif consistant à créer un marché intérieur du gaz concurrentiel, elle peut autoriser le gestionnaire du réseau de stockage à ne pas rendre publiques les données visées au premier alinéa, pour une durée maximale d'un an.

Le deuxième alinéa s'applique sans préjudice des obligations de communication et de publication, visées au premier alinéa, qui incombent au gestionnaire de réseau de transport, sauf lorsque les données agrégées sont identiques aux données du réseau de stockage ⇒ de gaz naturel ou d'hydrogène ⇐ individuel dont l'autorité de régulation ~~nationale~~ a approuvé la non-publication.

6. ~~5.~~ Afin de garantir des tarifs transparents, objectifs et non discriminatoires et de favoriser une utilisation efficace des infrastructures, les gestionnaires d'installations de GNL et de stockage ⇒ de gaz naturel ou d'hydrogène ⇐ ou les autorités nationales de régulation compétentes rendent publiques des informations suffisamment détaillées sur la formation, la méthodologie et la structure des tarifs relatifs aux infrastructures soumises à un accès des tiers réglementé; ⇒ Les installations GNL qui bénéficient d'une exemption en application de l'article 22 de la directive 2003/55/CE et de l'article 36 de la directive 2009/73/CE ainsi que de l'article 60 du présent règlement, et les gestionnaires d'installations de stockage de gaz naturel relevant du régime négocié d'accès de tiers au réseau publient leurs tarifs d'utilisation des infrastructures afin de garantir un degré suffisant de transparence. ⇐

↓ nouveau

Les gestionnaires d'installations de GNL et d'installations de stockage établissent respectivement une plateforme européenne unique dans les 18 mois à compter de [date d'entrée en vigueur du règlement] afin de publier d'une façon transparente et conviviale les informations requises dans le présent article.

↓ 715/2009

Article ~~32~~²⁰

Conservation d'informations par les gestionnaires de réseau

Les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires d'installations de stockage et les gestionnaires de système GNL tiennent pendant cinq ans à la disposition des autorités nationales, y compris l'autorité de régulation ~~nationale~~, de l'autorité nationale de la concurrence et de la Commission toutes les informations visées aux articles ~~30~~¹⁸ et ~~31~~¹⁹ et à l'annexe I, partie 3.

↓ nouveau

PARTIE 4

EXPLOITATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION

Article 33

Capacités fermes pour les gaz renouvelables et bas carbone vers le réseau de distribution

1. Les gestionnaires de réseaux de distribution établissent des capacités fermes pour l'accès des installations de production de gaz renouvelables et bas carbone raccordées à leur réseau. À cette fin, les gestionnaires de réseau de distribution élaborent, en coopération avec les gestionnaires de réseau de transport des procédures et arrangements, y compris des investissements, pour assurer un flux inversé depuis le réseau de distribution vers le réseau de transport.
2. Le paragraphe 1 ne remet pas en cause la possibilité, pour les gestionnaires de réseau de distribution, d'élaborer des alternatives à des investissements dans le flux inversé, telles que des solutions de réseau intelligent ou le raccordement à d'autres gestionnaires de réseau. L'accès ferme ne peut être limité que pour offrir des capacités soumises à des limitations opérationnelles, afin de garantir l'efficacité économique. L'autorité de régulation veille à ce que toute limitation de la capacité ferme ou limitation opérationnelle soit introduite sur la base de procédures transparentes et non discriminatoires et ne crée pas de barrière injustifiée à l'entrée sur le marché. Lorsque l'installation de production supporte les coûts liés à l'établissement d'une capacité ferme, aucune limitation ne s'applique.

Article 34

Coopération entre gestionnaires de réseau de distribution et gestionnaires de réseau de transport

Les gestionnaires de réseau de distribution coopèrent avec les autres gestionnaires de réseau de distribution afin de coordonner la maintenance, le développement du réseau, les nouveaux raccordements et la gestion du réseau afin de garantir son intégrité, en maximisant les capacités et réduisant au minimum la consommation de gaz combustible.

Article 35

Exigences de transparence en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de distribution

Lorsque les gestionnaires de réseau de distribution sont responsables de la gestion de la qualité du gaz dans leur réseau, ils rendent publiques des informations détaillées concernant la qualité des gaz transportés dans leur réseau qui pourraient affecter les utilisateurs du réseau, sur la base des articles 16 et 17 du règlement (UE) 2015/703 de la Commission.

Article 36

Entité européenne pour les gestionnaires de réseau de distribution

Les gestionnaires de réseau de distribution exploitant un réseau de gaz naturel coopèrent au niveau de l'Union au moyen de l'entité européenne pour les gestionnaires de réseau de distribution («l'entité des GRD de l'Union»), établie conformément aux articles 52 à 57 du règlement (UE) 2019/943¹⁹, afin de promouvoir l'achèvement et le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel et une gestion optimale ainsi qu'une exploitation coordonnée des réseaux de distribution et de transport.

Les membres inscrits peuvent participer à l'entité des GRD de l'Union directement ou être représentés par une association nationale désignée par un État membre ou par une association au niveau de l'Union.

Les coûts liés aux activités de l'entité des GRD de l'Union sont pris en charge par les gestionnaires de réseau de distribution qui sont des membres inscrits et sont pris en compte dans le calcul des tarifs. Les autorités de régulation n'approuvent ces coûts que s'ils sont raisonnables et proportionnés.

Article 37

Modification des principales règles et procédures applicables à l'entité des GRD de l'Union

1. Les règles et procédures relatives à la participation des gestionnaires de réseau de distribution à l'entité des GRD de l'Union en application de l'article 54 du règlement (UE) 2019/942 s'appliquent également aux gestionnaires de réseaux de distribution exploitant un réseau de gaz naturel.
2. Le groupe consultatif stratégique prévu à l'article 54, paragraphe 2, point f), du règlement (UE) 2019/942, se compose également de représentants d'associations des gestionnaires européens de réseau de distribution exploitant uniquement un réseau de gaz naturel.

¹⁹ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (*JO L 158 du 14.6.2019, p. 54*).

3. Le [un an après l'entrée en vigueur] au plus tard, l'entité des GRD de l'Union soumet à la Commission et à l'ACER un projet de statuts actualisés, y compris un code de conduite, une liste de membres inscrits, un projet de règlement intérieur actualisé, comportant notamment les règles de procédure pour la consultation du REGRT pour l'électricité, du REGRT pour le gaz et d'autres parties prenantes, et un projet de règles financières actualisées.

Le projet de règlement intérieur de l'entité des GRD de l'Union garantit une représentation équilibrée de tous les gestionnaires de réseau de distribution participants, y compris ceux qui sont uniquement propriétaires ou exploitants de réseaux de gaz naturel.

4. Dans un délai de quatre mois à compter de la réception des documents visés au paragraphe 3, et après consultation des organisations représentant toutes les parties prenantes, en particulier les utilisateurs du réseau de distribution, l'ACER communique à la Commission son avis sur ces documents.
5. Dans un délai de trois mois à compter de la réception de l'avis de l'ACER, la Commission émet un avis sur les documents visés au paragraphe 3, en tenant compte de l'avis de l'ACER prévu au paragraphe 4.
6. Dans un délai de trois mois à compter de la réception de l'avis favorable de la Commission, les gestionnaires de réseau de transport adoptent et publient les statuts, le règlement intérieur et les règles de financement modifiés.
7. Les documents visés au paragraphe 3 sont présentés à la Commission et à l'ACER en cas de modification de ceux-ci ou sur demande motivée de l'une d'elles. La Commission et l'ACER peuvent émettre un avis selon la procédure établie aux paragraphes 3, 4 et 5.

Article 38

Tâches supplémentaires de l'entité des GRD de l'Union

1. L'entité des GRD de l'Union s'acquitte des tâches énumérées à l'article 55, paragraphe 1, points a) à e), du règlement (UE) 2019/943 et mènent les activités énumérées à l'article 55, paragraphe 2, points c) à e), de ce règlement, également à l'égard des réseaux de distribution qui font partie du réseau de gaz naturel.
2. Outre les tâches énumérées à l'article 55, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943, l'entité des GRD de l'Union participe à l'élaboration des codes de réseau pertinents pour la gestion et la planification des réseaux de distribution et pour la gestion coordonnée des réseaux de transport et de distribution en application du présent règlement, et contribue à l'atténuation des émissions fugitives de méthane provenant du réseau de gaz naturel.

Lorsqu'elle participe à l'élaboration de nouveaux codes de réseau en application de l'article 53, l'entité des GRD de l'Union se conforme aux exigences de consultation énoncées à l'article 56 du règlement (UE) 2019/943.
3. Outre les activités énumérées à l'article 55, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/943, l'entité des GRD de l'UE:
 - a) coopère avec le REGRT pour le gaz pour ce qui est de veiller à la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices adoptés en vertu du présent règlement qui ont une incidence sur l'exploitation et la planification des

réseaux de distribution et l'exploitation coordonnée des réseaux de transport et des réseaux de distribution;

- b) coopère avec le REGRT pour le gaz et adopte les meilleures pratiques concernant l'exploitation et la planification coordonnées des réseaux de transport et des réseaux de distribution, y compris des questions telles que l'échange de données entre gestionnaires et la coordination des ressources énergétiques décentralisées;
- c) s'efforce d'identifier les meilleures pratiques pour la mise en œuvre des résultats des évaluations en application de l'article 23, paragraphe 1 bis [proposition REDIII] et à l'article 23 [proposition de révision de la DEE] et pour la coopération entre les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, de réseau de distribution de gaz naturel et de réseau de chauffage et de refroidissement urbain, notamment aux fins de l'évaluation prévue à l'article 24, paragraphe 8 [proposition REDIII].

- 4. L'entité des GRD de l'Union contribue aux travaux du REGRT pour le gaz en lien avec son rapport sur la qualité du gaz, en ce qui concerne les réseaux de distribution lorsque les gestionnaires de réseau sont responsables de la gestion de la qualité du gaz, comme visé à l'article 23, paragraphe 3.

Chapitre III

RÈGLES APPLICABLES AUX RÉSEAUX D'HYDROGÈNE DÉDIÉS

Article 39

Coordination transfrontalière sur la qualité de l'hydrogène

- 1. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène coopèrent afin d'éviter les restrictions aux flux d'hydrogène transfrontaliers dues aux différences de qualité de l'hydrogène.
- 2. Lorsqu'une restriction aux flux transfrontières due à des différences dans la qualité de l'hydrogène ne peut être évitée par les gestionnaires de réseau d'hydrogène concernés dans leurs opérations normales, ils en informent sans délai les autorités de régulation concernées. Les informations comprennent une description et les motifs de toute mesure déjà prise par les gestionnaires de réseau d'hydrogène.
- 3. Les autorités de régulation concernées conviennent d'un commun accord, dans un délai de six mois, de reconnaître ou non la restriction.
- 4. Lorsque les autorités de régulation concernées reconnaissent la restriction, elles demandent aux gestionnaires de réseau concernés d'accomplir, dans un délai de douze mois, les actions suivantes dans l'ordre:
 - a) coopérer et définir des options techniquement faisables pour éliminer la restriction reconnue;
 - b) réaliser conjointement une analyse coûts/avantages sur les options techniquement faisables afin de définir des solutions économiquement efficaces qui spécifient la ventilation des coûts et des avantages entre les catégories d'acteurs affectés;

- c) établir une estimation de la durée de mise en œuvre pour chaque option envisageable;
 - d) réaliser une consultation publique sur les solutions faisables recensées et prendre en considération les résultats de la consultation;
 - e) soumettre une proposition conjointe de solution fondée sur l'analyse coûts-avantages et les résultats de la consultation publique pour éliminer la restriction reconnue, comprenant le calendrier de sa mise en œuvre, à leurs autorités de régulation respectives, pour approbation, et aux autres autorités nationales compétentes de chaque État membre concerné, pour information.
5. Lorsque les gestionnaires de réseau d'hydrogène concernés ne sont pas parvenus à un accord sur une solution dans un délai de douze mois, chaque gestionnaire de réseau d'hydrogène informe sans délai son autorité de régulation.
 6. Les autorités de régulation concernées prennent une décision conjointe coordonnée concernant la levée de la restriction reconnue, en tenant compte de l'analyse coûts-avantages réalisée par les gestionnaires de réseau de transport concernés et des résultats de la consultation publique, dans un délai de six mois comme prévu à l'article 6, paragraphe 10 du règlement (UE) 2019/942.
 7. La décision conjointe coordonnée des autorités de régulation concernées inclut une décision relative à la répartition des coûts d'investissement à supporter par chacun des gestionnaires de réseau d'hydrogène aux fins de la mise en œuvre de la solution convenue, et à leur inclusion dans les tarifs après le 1^{er} janvier 2031, compte tenu des coûts et des avantages économiques, sociaux et environnementaux de la solution dans les États membres concernés.
 8. L'ACER peut adresser des recommandations aux autorités de régulation concernant les modalités de ces décisions de répartition des coûts prévues au paragraphe 7.
 9. Lorsque les autorités de régulation concernées ne peuvent parvenir à un accord tel que visé au paragraphe 3 du présent article, l'ACER statue sur la restriction, en suivant le processus énoncé à l'article 6, paragraphe 10, du règlement (UE) 2019/942. Lorsque l'ACER reconnaît la restriction, elle demande aux gestionnaires de réseau d'hydrogène concernés d'accomplir, dans un délai de douze mois, les actions visées au paragraphe 4, points a) à e), dans l'ordre.
 10. Lorsque les autorités de régulation concernées ne parviennent pas à prendre de décisions conjointes coordonnées telles que visées aux paragraphes 6 et 7 du présent article, l'ACER statue sur une solution pour lever la restriction reconnue et sur la répartition des coûts d'investissements à supporter par chaque gestionnaire de réseau aux fins de la mise en œuvre de la solution convenue, en suivant le processus énoncé à l'article 6, paragraphe 10, du règlement (UE) 2019/942.
 11. Les autres modalités nécessaires pour la mise en œuvre du présent article, notamment celles concernant une spécification commune contraignante sur la qualité de l'hydrogène pour les interconnexions transfrontalières d'hydrogène, les analyses coûts-avantages pour les restrictions de flux transfrontaliers dues aux différences de qualité de l'hydrogène, les règles d'interopérabilité applicables aux infrastructures transfrontalières pour l'hydrogène, abordant notamment les accords d'interconnexion, les unités, les échanges de données, la communication et la fourniture d'informations entre les acteurs du marché concernés, feront l'objet d'un code de réseau établi conformément à l'article 54, paragraphe 2, point b).

Article 40

Réseau européen des gestionnaires de réseau d'hydrogène

1. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène coopèrent au niveau de l'Union via le réseau européen des gestionnaires de réseau d'hydrogène (REGRH) pour promouvoir le développement et le fonctionnement du marché intérieur de l'hydrogène ainsi que les échanges transfrontaliers et pour assurer une gestion optimale, une exploitation coordonnée et une évolution technique solide du réseau européen d'hydrogène.
2. Lorsqu'il s'acquitte de ses fonctions en vertu du droit de l'Union, le REGRH agit en vue de l'établissement d'un marché intérieur de l'hydrogène fonctionnel et intégré et contribue à la réalisation efficace et durable des objectifs fixés dans le cadre d'action en matière de climat et d'énergie, notamment en contribuant à l'intégration efficace de l'hydrogène produite à partir de sources d'énergie renouvelables et à l'amélioration de l'efficacité énergétique tout en préservant la sécurité du système. Le REGRH dispose des ressources humaines et financières appropriées pour l'exécution de ses tâches.
3. Le 1^{er} septembre 2024 au plus tard, les gestionnaires de réseau de transport de gaz soumettent à l'ACER, pour le futur REGRH, le projet de statuts, une liste de membres et un projet de règlement intérieur comportant notamment les règles applicables à la consultation d'autres parties prenantes.
4. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène soumettent à la Commission et à l'ACER tout projet de modification des statuts, de la liste des membres ou du règlement intérieur du REGRH.
5. Dans un délai de quatre mois à compter de la réception des projets de modification des statuts, de la liste des membres ou du règlement intérieur, et après consultation des organisations représentant toutes les parties prenantes, en particulier les utilisateurs du réseau, y compris les consommateurs, l'ACER émet un avis à l'intention de la Commission sur ces projets de modification des statuts, de la liste des membres ou du règlement intérieur.
6. Dans un délai de trois mois à compter de la réception de l'avis de l'ACER, la Commission émet un avis sur le projet de modification des statuts, de la liste des membres ou du règlement intérieur, en tenant compte de l'avis de l'ACER visé au paragraphe 5.
7. Dans un délai de trois mois à compter de la réception de l'avis favorable de la Commission, les gestionnaires de réseau d'hydrogène adoptent et publient les statuts, la liste des membres ou le règlement intérieur.
8. Les documents visés au paragraphe 3 sont présentés à la Commission et à l'ACER en cas de modification de ceux-ci ou sur demande motivée de l'une d'elles. La Commission et l'ACER émettent un avis conformément aux paragraphes 5, 6 et 7.

Article 41

Période de transition avant l'établissement du REGRH

1. Dans l'attente de l'établissement du REGRH conformément à l'article 40, la Commission mettra en place une plateforme temporaire associant l'ACER et tous les acteurs du marché concernés, notamment le REGRT pour le gaz, le REGRT pour l'électricité et l'entité des GRD de l'Union, et assurera un soutien administratif. Cette

plateforme promouvra des travaux exploratoires et de développement pertinents pour la mise en place du réseau et des marchés de l'hydrogène. La plateforme sera dissoute à l'établissement du REGRH.

2. Dans l'attente de l'établissement du REGRH, le REGRT pour le gaz sera responsable de l'élaboration de plans de développement de réseau à l'échelle de l'Union pour les réseaux de gaz et d'hydrogène. Dans l'accomplissement de cette tâche, le REGRT pour le gaz veillera à consulter et associer l'ensemble des acteurs du marché, notamment du marché de l'hydrogène.

Article 42

Tâches du REGRH

1. Le REGRH:

- a) élabore, dans les domaines visés à l'article 54, des codes de réseau, en vue d'atteindre les objectifs visés à l'article 40;
- b) adopte et publie, tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union comprenant des perspectives européennes sur l'adéquation de l'approvisionnement;
- c) coopère avec le REGRT pour l'électricité et le REGRT pour le gaz;
- d) formule des recommandations concernant la coordination de la coopération technique entre les gestionnaires de réseau de transport et de distribution de gaz, d'une part, et les gestionnaires de réseau d'hydrogène, d'autre part, dans l'Union;
- e) formule des recommandations relatives à la coordination de la coopération technique entre les gestionnaires de réseau de l'Union et ceux des pays tiers;
- f) adopte un programme de travail annuel;
- g) adopte un rapport annuel;
- h) adopte des perspectives annuelles pour l'approvisionnement en hydrogène des États membres qui utilisent l'hydrogène pour la production d'électricité ou pour l'approvisionnement des ménages;
- i) adopte un rapport de suivi de la qualité de l'hydrogène au plus tard le 15 mai 2026 et par la suite tous les deux ans, comprenant des analyses et des prévisions concernant l'évolution attendue des paramètres de la qualité de l'hydrogène, ainsi que des informations sur des litiges liés à des différences dans les spécifications de qualité de l'hydrogène et sur les modalités de résolution de ces litiges;
- j) promeut la cybersécurité et la protection des données en coopération avec les autorités concernées et les entités réglementées;

2. Le REGRH surveille et analyse la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices adoptées par la Commission conformément aux articles 54, 55 et 56, ainsi que leur incidence sur l'harmonisation des règles applicables visant à faciliter le développement et l'intégration du marché. Le REGRH communique ses conclusions à l'ACER et intègre les résultats de l'analyse dans le rapport annuel visé au paragraphe 1, point f), du présent article.

3. Le REGRH publie les procès-verbaux des réunions de son assemblée, de son conseil d'administration et de ses comités et met régulièrement à la disposition du public des informations sur son processus décisionnel et ses activités.
4. Le programme de travail annuel visé au paragraphe 1, point f), comprend une liste et une description des codes de réseau à élaborer, un plan relatif à la coordination de la gestion du réseau, une liste des activités de recherche et de développement qui seront mises en œuvre au cours de l'année, ainsi qu'un calendrier indicatif.
5. Le REGRH met à la disposition de l'ACER toutes les informations dont elle a besoin pour accomplir ses tâches conformément à l'article 46. Afin de permettre au REGRT pour l'électricité de satisfaire à cette exigence, les gestionnaires de réseau de transport mettent à la disposition du REGRT pour l'électricité toutes les informations nécessaires.
6. À la demande de la Commission, le REGRH donne à la Commission son avis sur l'adoption des orientations prévues à l'article 56.

Article 43

Plan décennal de développement du réseau

1. Le plan décennal de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union visé à l'article 42 inclut la modélisation du réseau intégré, un scénario de développement et une évaluation de la résilience du système.

En particulier, ce plan décennal de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union:

- a) s'appuie sur les rapports nationaux concernant le développement du réseau d'hydrogène prévus à l'article 52 de la refonte de la directive Gaz, s'ils sont disponibles, et sur le chapitre IV du règlement (UE) xxx [règlement RTE-E];
- b) en ce qui concerne les interconnexions transfrontalières, est également fondé sur les besoins raisonnables des différents utilisateurs du réseau et intègre les engagements à long terme des investisseurs visés à l'article 55 et au chapitre IX, section 3, de la refonte de la directive Gaz;
- c) recense les lacunes en matière d'investissement, notamment en ce qui concerne les capacités transfrontalières.

Concernant le deuxième alinéa, point c), le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union peut comporter en annexe un relevé des entraves à l'augmentation de la capacité transfrontalière du réseau dues à des procédures ou à des pratiques d'agrément différentes.

2. L'ACER émet un avis sur les rapports nationaux de développement du réseau pour évaluer leur compatibilité avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union. Si l'ACER détecte des incompatibilités entre un rapport national de développement du réseau d'hydrogène et le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union, elle recommande de modifier le rapport national de développement du réseau d'hydrogène ou le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union, selon le cas.
3. Lors de l'élaboration du plan décennal de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union visé à l'article 42, le REGRH coopère avec le REGRT pour l'électricité et le REGRT pour le gaz, en particulier en ce qui concerne l'élaboration de l'analyse

coûts-avantages pour l'ensemble du système énergétique et du modèle interconnecté du marché et du réseau comprenant les infrastructures de transport de l'électricité, du gaz et de l'hydrogène ainsi que le stockage, les terminaux GNL et hydrogène ainsi que les électrolyseurs visés à l'article 11 du [RTE-E révisé], les scénarios pour les plans décennaux de développement du réseau visés à l'article 12 du [RTE-E révisé] et le recensement des infrastructures manquantes visé à l'article 13 du [RTE-E révisé].

Article 44

Coûts

Les coûts liés aux activités du REGRH visées à l'article 42 sont pris en charge par les gestionnaires de réseau d'hydrogène et sont pris en compte dans le calcul des tarifs. Les autorités de régulation n'approuvent ces coûts que si ceux-ci sont raisonnables et appropriés.

Article 45

Consultation

1. Lors de la préparation des propositions présentées dans le cadre des tâches visées à l'article 42, le REGRH réalise une large consultation à un stade précoce et d'une manière ouverte et transparente, impliquant tous les acteurs du marché concernés, et en particulier les organisations représentant toutes les parties prenantes, conformément au règlement intérieur visé à l'article 40. Le processus de consultation recueille les commentaires des parties prenantes avant l'adoption définitive de la proposition, et vise à recenser les avis et les propositions de toutes les parties concernées au cours du processus décisionnel. Participent également à la consultation les autorités de régulation et d'autres autorités nationales, les producteurs, les utilisateurs du réseau, y compris les clients, les organismes techniques et les plateformes de parties prenantes.
2. Tous les documents et procès-verbaux des réunions relatives aux consultations sont rendus publics.
3. Avant d'adopter les propositions visées à l'article 42, le REGRH indique comment les observations recueillies lors de la consultation ont été prises en compte. Le cas échéant, il motive l'absence de prise en compte de certaines de ces observations.

Article 46

Surveillance exercée par l'ACER

1. L'ACER surveille l'exécution des tâches du REGRH prévues à l'article 42, et rend compte de ses constatations à la Commission.
2. L'ACER surveille la mise en œuvre, par le REGRH, des codes de réseau et lignes directrices adoptés par la Commission comme prévu aux articles 54, 55 et 56. Lorsque le REGRH n'a pas mis en œuvre un de ces codes de réseau ou lignes directrices, l'ACER lui demande de fournir une explication dûment motivée à ce manquement. L'ACER informe la Commission de cette explication et donne son avis sur celle-ci.
3. Le REGRH présente à l'ACER, pour avis, le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union, le projet de programme de travail annuel, y

compris les informations relatives au processus de consultation, et les autres documents visés à l'article 42.

Si elle estime que le projet de programme de travail annuel ou le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union soumis par le REGRH ne contribue pas à garantir un traitement non discriminatoire, une réelle concurrence et le fonctionnement efficace du marché ou un niveau suffisant d'interconnexion transfrontalière, l'ACER émet un avis dûment motivé ainsi que des recommandations à l'intention du REGRH et de la Commission dans les deux mois à compter du jour de la présentation du programme ou du plan.

Article 47

Coopération régionale des gestionnaires de réseau d'hydrogène

1. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène établissent une coopération régionale au sein du REGRH pour contribuer à l'accomplissement des tâches visées à l'article 42.
2. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène promeuvent des modalités opérationnelles afin de garantir la gestion optimale du réseau et veillent à l'interopérabilité du système d'hydrogène interconnecté de l'Union afin de faciliter la coopération commerciale et opérationnelle entre les gestionnaires de réseaux d'hydrogène adjacents.

Article 48

Exigences de transparence en ce qui concerne les gestionnaires de réseau d'hydrogène

1. Le gestionnaire de réseau d'hydrogène publie des informations détaillées concernant les services qu'il offre et les conditions qu'il applique, ainsi que les informations techniques nécessaires aux utilisateurs du réseau d'hydrogène pour obtenir un accès effectif au réseau.
2. Afin de garantir des tarifs transparents, objectifs et non discriminatoires et de favoriser une utilisation efficace du réseau d'hydrogène, les gestionnaires de réseau d'hydrogène ou les autorités nationales concernées publient, à partir du 1^{er} janvier 2031, des informations raisonnablement et suffisamment détaillées sur la formation, la méthodologie et la structure des tarifs.
3. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène rendent publiques des informations détaillées concernant la qualité de l'hydrogène transporté dans leurs réseaux qui pourraient affecter les utilisateurs de réseau.
4. Les points pertinents d'un réseau d'hydrogène pour lesquels des informations doivent être publiées sont approuvés par les autorités compétentes après consultation des utilisateurs du réseau d'hydrogène.
5. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène divulguent toujours les informations requises au titre du présent règlement d'une façon intelligible et aisément accessible, en exposant clairement les données chiffrées qu'elles comportent, et d'une manière non discriminatoire.
6. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène rendent publiques des informations ex ante et ex post concernant l'offre et la demande, y compris des prévisions périodiques et les informations enregistrées. L'autorité nationale de régulation veille à ce que toutes ces informations soient rendues publiques. Le degré de détail des informations

publiées est fonction des informations dont disposent les gestionnaires de réseau d'hydrogène.

7. Les acteurs du marché concernés communiquent au gestionnaire de réseau d'hydrogène les données visées au présent article.
8. Des dispositions plus détaillées requises pour la mise en œuvre des exigences de transparence applicables aux gestionnaires de réseau d'hydrogène, notamment en ce qui concerne le contenu, la fréquence et le format des communications d'informations par les gestionnaires de réseau d'hydrogène font l'objet d'un code de réseau établi conformément à l'article 54, paragraphe 1, du présent règlement.

Article 49

Tenue de registres dans le système d'hydrogène

Les gestionnaires de réseau d'hydrogène, les gestionnaires d'installations de stockage d'hydrogène et les gestionnaires de terminaux d'hydrogène tiennent pendant cinq ans à la disposition des autorités nationales, y compris l'autorité de régulation, de l'autorité nationale de la concurrence et de la Commission toutes les informations visées aux articles 31 et 48 et à l'annexe I, partie 4.

Article 50

Présomption de conformité avec les normes harmonisées

1. Les normes harmonisées ou les parties de celles-ci dont les références ont été publiées au Journal officiel de l'Union européenne sont présumées être en conformité avec les exigences visées dans les actes délégués adoptés en vertu de l'article 54, paragraphe 2, point b), du présent règlement ou dans les actes d'exécution adoptés conformément à l'article 51.
2. La Commission informe l'organisme européen de normalisation concerné et, s'il y a lieu, délivre un nouveau mandat en vue de la révision des normes harmonisées en question.

Article 51

Spécifications communes

La Commission est habilitée à adopter des actes d'exécution énonçant des spécifications communes pour les exigences définies à l'article 46 de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx] ou peut intégrer ces spécifications dans un code de réseau en vertu de l'article 54, paragraphe 2, point b), du présent règlement, lorsque:

- a) ces exigences ne sont pas couvertes par des normes harmonisées ou parties de normes harmonisées dont les références ont été publiées au Journal officiel de l'Union européenne; ou
- b) la Commission constate des retards excessifs dans l'adoption des normes harmonisées demandées, ou considère que les normes harmonisées applicables ne sont pas suffisantes; ou
- c) la Commission a décidé, conformément à la procédure prévue à l'article 11, paragraphe 5, du règlement (UE) n° 1025/2012, de maintenir moyennant des

restrictions ou de supprimer les références aux normes harmonisées ou parties de normes harmonisées couvrant ces exigences.

Ces actes d'exécution sont adoptés en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 61, paragraphe 3.

Chapitre IV

CODES DE RÉSEAU ET LIGNES DIRECTRICES

Article 52

Adoption de codes de réseau et de lignes directrices

1. La Commission peut, sous réserve des habilitations prévues aux articles 53 à 56, adopter des actes d'exécution ou des actes délégués. Ces actes peuvent être adoptés soit comme des codes de réseau sur la base des propositions de textes élaborées par le REGRT pour le gaz ou le REGRH ou, s'il est prévu ainsi d'après la liste des priorités visée à l'article 53, paragraphe 3, par l'entité des GRD de l'Union, le cas échéant en coopération avec le REGRT pour le gaz, le REGRH et l'ACER, selon la procédure énoncée aux articles 53 à 55, soit comme des lignes directrices selon la procédure visée à l'article 56.
2. Les codes de réseau et lignes directrices:
 - a) visent à assurer le degré d'harmonisation minimal requis pour atteindre les objectifs du présent règlement;
 - b) tiennent compte des particularités régionales, le cas échéant;
 - c) n'excèdent pas ce qui est nécessaire aux fins du point a); et
 - d) s'appliquent à tous les points d'interconnexion à l'intérieur de l'Union et aux points d'entrée et de sortie à destination ou en provenance de pays tiers.



715/2009

Article ~~53~~⁶

Établissement de codes de réseau

↓ nouveau

1. La Commission est habilitée à adopter des actes d'exécution établissant des codes de réseau dans les domaines suivants:
 - a) les règles en matière d'échange de données et de règlement mettant en œuvre les articles 21 et 22 de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx] en ce qui concerne l'interopérabilité et l'échange de données ainsi que les règles harmonisées pour la gestion des réseaux de transport de gaz, des plateformes de réservation de capacités et des processus informatiques pertinents pour le fonctionnement du marché intérieur.
 - b) les règles d'interopérabilité pour le réseau de gaz naturel, mettant en œuvre les articles 9, 35 et 40 de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le

COM(2021) xxx] y compris en ce qui concerne les accords d'interconnexion, les règles relatives au contrôle du flux et les principes de mesurage pour la quantité et la qualité du gaz, les règles d'attribution et de mise en correspondance, un ensemble commun d'unités, l'échange de données, la qualité du gaz, y compris les règles relatives à la gestion des restrictions transfrontalières dues à des différences de qualité du gaz, à des différences dans les pratiques d'odorisation ou à des différences du volume d'hydrogène mélangé dans le réseau de gaz naturel, les analyses coûts-avantages aux fins de l'élimination des restrictions des flux transfrontaliers, la classification selon l'indice de Wobbe, les mesures d'atténuation, les niveaux minimaux admissibles pour les paramètres de qualité du gaz pertinents pour un flux transfrontalier sans entrave de biométhane (teneur en oxygène par exemple), le contrôle de la qualité du gaz à court et à long termes, la communication d'informations et la coopération entre les acteurs du marché concernés, les rapports sur la qualité du gaz, la transparence, les procédures de communication y compris en cas d'événements exceptionnels;

- c) l'attribution des capacités et les règles de gestion de la congestion mettant en œuvre l'article 22 de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx] ainsi que les articles 7 à 10 du présent règlement, notamment les règles relatives à la coopération en lien avec les procédures de maintenance et le calcul de la capacité affectant l'attribution des capacités, la normalisation des produits et unités de capacité, notamment le groupage, la méthode d'attribution y compris les algorithmes d'enchères, la séquence et la procédure applicable aux capacités existantes, supplémentaires, fermes et interruptibles, les plateformes de réservation de capacités, les systèmes de surréservation et de rachat, les systèmes use-it-or-lose-it à court et long termes ou tout autre système de gestion de la congestion qui empêche l'accaparement de capacités;
- d) les règles d'équilibrage incluant des règles liées au réseau relatives à la procédure de nomination, des règles relatives aux redevances d'équilibrage et des règles d'équilibrage opérationnel entre les réseaux des gestionnaires de réseau de transport mettant en œuvre l'article 35, paragraphe 5, de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx] ainsi que les articles 7 à 10 du présent règlement, notamment les règles liées aux réseaux relatives aux procédures de nomination, aux redevances d'équilibrage, aux processus de règlement associés à la redevance d'équilibrage journalière et l'équilibrage opérationnel entre les réseaux des gestionnaires de réseau de transport;
- e) les règles relatives aux structures tarifaires de transport harmonisées mettant en œuvre l'article 72, paragraphe 7, de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx] ainsi que les articles 15 et 16 du présent règlement, y compris les règles relatives à l'application d'une méthode de calcul du prix de référence, les exigences associées en matière de consultation et de publication ainsi que le calcul des prix de réserve des produits standard de capacité, les rabais pour le GNL et les stockages, le revenu autorisé, les procédures pour la mise en œuvre de l'octroi d'un rabais pour les gaz renouvelables et bas carbone, notamment les principes communs pour le mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport;

Ces actes d'exécution sont adoptés en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 61, paragraphe 3.

2. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 63 en ce qui concerne l'établissement de codes de réseau dans les domaines suivants:
- a) les règles relatives à la sécurité et à la fiabilité du réseau, y compris les règles relatives à la sécurité de fonctionnement du réseau et les règles de fiabilité garantissant la qualité de service du réseau;
 - b) les règles de raccordement au réseau, notamment les règles relatives au raccordement des installations de production de gaz renouvelables et bas carbone, et les procédures applicables aux demandes de raccordement;
 - c) les procédures opérationnelles en cas d'urgence, y compris les plans de défense du réseau, les plans de reconstitution, les interactions du marché, l'échange et la communication d'informations ainsi que les outils et installations;
 - d) les règles applicables aux échanges liées à la fourniture technique et opérationnelle de services d'accès au réseau et d'équilibrage du réseau;
 - e) l'efficacité énergétique des réseaux de gaz et leurs composants, ainsi que l'efficacité énergétique eu égard à la planification et aux investissements permettant la solution de plus haute efficacité énergétique au point de vue du réseau;
 - f) la cybersécurité des flux transfrontaliers de gaz naturel, y compris des règles sur les exigences minimales communes, la planification, la surveillance, les rapports et la gestion de crise.
3. Après consultation de l'ACER, du REGRT pour le gaz, du REGRH, de l'entité des GRD de l'Union et des autres parties prenantes concernées, la Commission établit, tous les trois ans, une liste des priorités qui recense les domaines visés aux paragraphes 1 et 2 devant être pris en considération pour l'élaboration des codes de réseau. Si l'objet du code de réseau est en rapport direct avec l'exploitation du réseau de distribution et ne concerne pas principalement le réseau de transport, la Commission peut demander à l'entité des GRD de l'Union, en coopération avec le REGRT pour le gaz, de convoquer un comité de rédaction et de soumettre à l'ACER une proposition de code de réseau.
4. La Commission invite l'ACER à lui soumettre, dans un délai raisonnable ne dépassant pas six mois à compter de la réception de la demande de la Commission, une ligne directrice-cadre non contraignante fixant des principes clairs et objectifs pour l'élaboration des codes de réseau liés aux domaines recensés dans la liste des priorités. La demande de la Commission peut comporter des conditions auxquelles les lignes directrices-cadres doivent répondre. Chaque ligne directrice-cadre contribue à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. Sur demande motivée de l'ACER, la Commission peut prolonger le délai pour soumettre les lignes directrices.
5. L'ACER consulte le REGRT pour le gaz, le REGRH, l'entité des GRD de l'Union et les autres parties prenantes concernées au sujet des lignes directrices-cadre de manière ouverte et transparente pendant une période de deux mois au moins.
6. L'ACER, lorsqu'elle y est invitée en vertu du paragraphe 4, soumet une ligne directrice-cadre non contraignante à la Commission.

7. Si la Commission estime que la ligne directrice-cadre ne contribue pas à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, elle peut demander à l'ACER de réexaminer cette ligne directrice dans un délai raisonnable et de la lui soumettre à nouveau.
8. Si l'ACER ne présente pas de ligne directrice-cadre ou qu'elle ne présente pas à nouveau une ligne directrice-cadre dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe 4 ou 7, la Commission élabore la ligne directrice-cadre en question.
9. La Commission demande au REGRT pour le gaz ou, lorsque cela est prévu dans la liste des priorités visée au paragraphe 3, à l'entité des GRD de l'Union en coopération avec le REGRT pour le gaz, de soumettre à l'ACER, dans un délai raisonnable, sans dépasser douze mois à compter de la réception de la demande de la Commission, une proposition de code de réseau conformément à la ligne directrice-cadre pertinente.
10. Le REGRT pour le gaz ou, si cela est prévu dans la liste des priorités visée au paragraphe 3, l'entité des GRD de l'Union, en coopération avec le REGRT pour le gaz, convoque un comité de rédaction pour l'aider au cours du processus d'élaboration du code de réseau. Le comité de rédaction se compose de représentants de l'ACER, du REGRT pour le gaz, du REGRH, le cas échéant de l'entité des GRD de l'Union, et d'un nombre limité des principales parties prenantes concernées. Le REGRT pour le gaz ou, si cela est prévu dans la liste des priorités visée au paragraphe 3, l'entité des GRD de l'Union en coopération avec le REGRT pour le gaz, élabore des propositions de codes de réseau dans les domaines visés aux paragraphes 1 et 2, à la demande de la Commission, conformément au paragraphe 9.
11. L'ACER révisé la proposition de code de réseau pour veiller à ce que le code respecte la ligne directrice-cadre pertinente et contribue à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, et soumet ce code de réseau révisé à la Commission dans un délai de six mois à compter de la réception de la proposition. Dans la proposition soumise à la Commission, l'ACER prend en compte les opinions exprimées par toutes les parties concernées lors de la rédaction de la proposition dirigée par le REGRT pour le gaz ou l'entité des GRD de l'Union et consulte les parties prenantes concernées au sujet de la version du code de réseau à soumettre à la Commission.
12. Lorsque le REGRT pour le gaz ou l'entité des GRD de l'Union n'ont pas élaboré un code de réseau dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe 9, cette dernière peut inviter l'ACER à préparer un projet de code de réseau sur la base de la ligne directrice-cadre pertinente. L'ACER peut lancer une nouvelle consultation. Elle soumet à la Commission un projet de code de réseau élaboré au titre du présent paragraphe et peut recommander son adoption.
13. Lorsque le REGRT pour le gaz ou l'entité des GRD de l'Union n'ont pas élaboré un code de réseau ou lorsque l'ACER n'a pas élaboré un projet de code de réseau tel que visé au paragraphe 12, ou sur proposition de l'ACER conformément au paragraphe 11, la Commission peut adopter, de sa propre initiative, un ou plusieurs codes de réseau dans les domaines énumérés aux paragraphes 1 et 2.
14. Lorsque la Commission propose, de sa propre initiative, d'adopter un code de réseau, elle consulte l'ACER, le REGRT pour le gaz et les autres parties prenantes

concernées au sujet du projet de code de réseau pendant une période de deux mois au moins.

15. Le présent article s'applique sans préjudice du droit de la Commission d'adopter et de modifier les lignes directrices, comme prévu à l'article 56. Il ne porte pas atteinte à la possibilité, pour le REGRT pour le gaz, d'élaborer des orientations non contraignantes dans les domaines indiqués aux paragraphes 1 et 2 lorsque ces orientations ne portent pas sur des domaines faisant l'objet d'une demande adressée par la Commission au REGRT pour le gaz. Le REGRT pour le gaz soumet ces orientations éventuelles à l'ACER pour avis et tient dûment compte de cet avis.

↓ 715/2009

- ~~1. Après avoir consulté l'agence, le REGRT pour le gaz et les autres parties prenantes concernées, la Commission établit une liste annuelle des priorités, qui recense les domaines visés à l'article 8, paragraphe 6, qui doivent être pris en considération pour l'élaboration des codes de réseau.~~
- ~~2. La Commission invite l'agence à lui soumettre, dans un délai raisonnable ne dépassant pas six mois, une orientation cadre non contraignante (ci-après «l'orientation cadre») fixant des principes clairs et objectifs, conformément à l'article 8, paragraphe 7, pour l'élaboration de codes de réseau liés aux domaines recensés dans la liste des priorités. Chaque orientation cadre contribue à garantir un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. La Commission peut proroger le délai précité sur demande motivée de l'agence.~~
- ~~3. L'agence consulte officiellement le REGRT pour le gaz et les autres parties prenantes concernées au sujet de l'orientation cadre de manière ouverte et transparente pendant une période de deux mois au moins.~~
- ~~4. Si la Commission estime que l'orientation cadre ne contribue pas à garantir un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, elle peut demander à l'agence de réexaminer l'orientation cadre dans un délai raisonnable et de la lui soumettre à nouveau.~~
- ~~5. Si l'agence ne présente pas d'orientation cadre ou qu'elle ne présente pas à nouveau une orientation cadre dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe 2 ou 4, la Commission élabore l'orientation cadre en question.~~
- ~~6. La Commission invite le REGRT pour le gaz à présenter à l'agence un code de réseau conforme à l'orientation cadre pertinente dans un délai raisonnable ne dépassant pas douze mois.~~
- ~~7. Dans un délai de trois mois à compter du jour de la réception d'un code de réseau, période pendant laquelle l'agence peut procéder à une consultation officielle des parties prenantes concernées, l'agence rend un avis motivé au REGRT pour le gaz sur le code de réseau.~~
- ~~8. Le REGRT pour le gaz peut modifier le code de réseau compte tenu de l'avis rendu par l'agence et le soumettre à nouveau à celle-ci.~~
- ~~9. Une fois que l'agence a établi que le code de réseau est conforme à l'orientation cadre pertinente, elle le soumet à la Commission et peut recommander son adoption.~~

dans un délai raisonnable. Si elle n'adopte pas le code, la Commission justifie sa décision.

10. Lorsque le REGRT pour le gaz n'a pas établi un code de réseau dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe 6, cette dernière peut inviter l'agence à préparer un projet de code de réseau sur la base de l'orientation-cadre pertinente. L'agence peut procéder à une nouvelle consultation au cours de l'élaboration d'un projet de code de réseau au titre du présent paragraphe. Elle soumet à la Commission un projet de code de réseau élaboré au titre du présent paragraphe et peut recommander son adoption.

11. La Commission peut adopter, de sa propre initiative lorsque le REGRT pour le gaz n'a pas élaboré un code de réseau, ou lorsque l'agence n'a pas élaboré un projet de code de réseau tel que visé au paragraphe 10, ou sur recommandation de l'agence conformément au paragraphe 9, un ou plusieurs codes de réseau dans les domaines visés à l'article 8, paragraphe 6.

Lorsque la Commission propose, de sa propre initiative, d'adopter un code de réseau, elle consulte l'agence, le REGRT pour le gaz et toutes les autres parties prenantes concernées au sujet d'un projet de code de réseau pendant une période de deux mois au moins. Ces mesures, qui visent à modifier des éléments non essentiels du présent règlement en le complétant, sont arrêtées en conformité avec la procédure de réglementation avec contrôle visée à l'article 28, paragraphe 2.

12. Le présent article s'applique sans préjudice du droit de la Commission d'adopter et de modifier des lignes directrices comme prévu à l'article 23.

↓ nouveau

Article 54

Établissement de codes de réseau pour l'hydrogène

1. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués afin de garantir des conditions uniformes pour la mise en œuvre du présent règlement en établissant des codes de réseau dans le domaine des règles de transparence mettant en œuvre l'article 48 du présent règlement, comprenant des dispositions plus détaillées concernant le contenu, la fréquence et le format des communications d'informations par les gestionnaires de réseau d'hydrogène et mettant en œuvre l'annexe I, point 4, du présent règlement, notamment en ce qui concerne le format et le contenu des informations nécessaires pour les utilisateurs du réseau afin qu'ils puissent accéder au réseau, les informations à publier en divers points pertinents et les calendriers.

Ces actes d'exécution sont adoptés en conformité avec la procédure consultative visée à l'article 61, paragraphe 2.

2. La Commission est habilitée à adopter, conformément à l'article 63, des actes délégués complétant le présent règlement en ce qui concerne l'établissement de codes de réseau dans les domaines suivants:

a) l'efficacité énergétique des réseaux d'hydrogène et de leurs composants, ainsi que l'efficacité énergétique eu égard à la planification et aux investissements permettant d'adopter la solution de plus haute efficacité énergétique au point de vue du système;

- b) les règles d'interopérabilité pour le réseau d'hydrogène, notamment les accords d'interconnexion, les unités, l'échange de données, la transparence, la communication, la fourniture d'informations et la coopération entre les acteurs du marché concernés ainsi que la qualité de l'hydrogène, en particulier les spécifications communes et la normalisation, l'odorisation, les analyses coûts-avantages aux fins de l'élimination des restrictions applicables aux flux raison de différences dans la qualité de l'hydrogène et les rapports sur la qualité de l'hydrogène;
 - c) les règles relatives au système de compensation financière pour les infrastructures transfrontalières d'hydrogène;
 - d) l'attribution des capacités et les règles de gestion de la congestion, notamment les règles relatives à la coopération en lien avec les procédures de maintenance et le calcul de la capacité affectant l'attribution des capacités, la normalisation des produits et unités de capacité, notamment le groupage, la méthode d'attribution y compris les algorithmes d'enchères, la séquence et la procédure applicable aux capacités existantes, supplémentaires, fermes et interruptibles, les plateformes de réservation de capacités, les systèmes de surréservation et de rachat, les systèmes use-it-or-lose-it à court et long termes et/ou tout autre système de gestion de la congestion qui empêche l'accaparement de capacités;
 - e) les règles concernant les structures tarifaires harmonisées pour l'accès au réseau d'hydrogène, notamment l'application d'une méthode de calcul du prix de référence, les exigences associées en matière de consultation et de publication ainsi que le calcul des prix de réserve des produits standard de capacité et le revenu autorisé.
 - f) les règles relatives à la détermination de la valeur des actifs transférés et du terme dédié;
 - g) les règles d'équilibrage incluant des règles liées au réseau relatives à la procédure de nomination, des règles relatives aux redevances d'équilibrage et des règles d'équilibrage opérationnel entre les réseaux des gestionnaires de réseau d'hydrogène, notamment les règles liées aux réseaux relatives aux procédures de nomination, aux redevances d'équilibrage, aux processus de règlement associés à la redevance d'équilibrage journalière et l'équilibrage opérationnel entre les réseaux des gestionnaires de réseau de transport;
 - h) la cybersécurité des flux transfrontaliers d'hydrogène, y compris des règles sur les exigences minimales communes, la planification, la surveillance, les rapports et la gestion de crise.
3. Après avoir consulté l'ACER, le REGRH, le REGRT pour le gaz, l'entité des GRD de l'Union et les autres parties prenantes concernées, la Commission établit, tous les trois ans, une liste des priorités qui recense les domaines visés aux paragraphes 1 et 2, qui doivent être pris en considération pour l'élaboration des codes de réseau.
 4. La Commission invite l'ACER à lui soumettre, dans un délai raisonnable ne dépassant pas six mois à compter de la réception de la demande de la Commission, une ligne directrice-cadre non contraignante fixant des principes clairs et objectifs pour l'élaboration des codes de réseau liés aux domaines recensés dans la liste des priorités. La demande de la Commission peut comporter des conditions auxquelles la ligne directrice-cadre doit répondre. Chaque ligne directrice-cadre contribue à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence

effective et le fonctionnement efficace du marché. Sur demande motivée de l'ACER, la Commission peut prolonger le délai pour soumettre les lignes directrices.

5. L'ACER consulte officiellement le REGRH, le REGRT pour le gaz et les autres parties prenantes concernées au sujet de l'orientation-cadre de manière ouverte et transparente pendant une période de deux mois au moins.
6. L'ACER, lorsqu'elle y est invitée en vertu du paragraphe 4, soumet une ligne directrice-cadre non contraignante à la Commission.
7. Si la Commission estime que la ligne directrice-cadre ne contribue pas à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, elle peut demander à l'ACER de réexaminer cette ligne directrice dans un délai raisonnable et de la lui soumettre à nouveau.
8. Si l'ACER ne présente pas de ligne directrice-cadre ou qu'elle ne présente pas à nouveau une ligne directrice-cadre dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe 4 ou 6, la Commission élabore la ligne directrice-cadre en question.
9. La Commission demande au REGRH de soumettre à l'ACER, dans un délai raisonnable ne dépassant pas douze mois à compter de la réception de la demande de la Commission, une proposition de code de réseau conformément à la ligne directrice-cadre pertinente.
10. Le REGRH réunit un comité de rédaction pour l'assister dans le processus d'élaboration du code de réseau. Le comité de rédaction se compose de représentants de l'ACER, du REGRT pour le gaz, du REGRT pour l'électricité, le cas échéant de l'entité des GRD de l'Union, et d'un nombre limité de principales parties prenantes concernées. Le REGRH élabore des propositions de codes de réseau dans les domaines visés aux paragraphes 1 et 2.
11. L'ACER révisé la proposition de code de réseau pour veiller à ce qu'elle respecte la ligne directrice-cadre pertinente et contribue à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, et soumet le code de réseau révisé à la Commission dans un délai de six mois à compter de la réception de la proposition. Dans le code de réseau révisé, l'ACER prend en compte les opinions exprimées par toutes les parties concernées lors de la rédaction de la proposition dirigée par le REGRH et consulte les parties prenantes concernées au sujet de la version de la proposition à soumettre à la Commission.
12. Lorsque le REGRH n'a pas établi un code de réseau dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe 9, cette dernière peut inviter l'ACER à préparer un projet de code de réseau sur la base de la ligne directrice-cadre pertinente. L'ACER peut procéder à une nouvelle consultation au cours de l'élaboration d'un projet de code de réseau au titre du présent paragraphe. Elle soumet à la Commission un projet de code de réseau élaboré au titre du présent paragraphe et peut recommander son adoption.
13. Lorsque le REGRH n'a pas élaboré de code de réseau, ou que l'ACER n'a pas élaboré de projet de code de réseau tel que visé au paragraphe 12, la Commission peut adopter, de sa propre initiative, ou sur proposition de l'ACER en vertu du paragraphe 11, un ou plusieurs codes de réseau dans les domaines énumérés aux paragraphes 1 et 2.

14. Lorsque la Commission propose, de sa propre initiative, d'adopter un code de réseau, elle consulte l'ACER, le REGRT pour le gaz et toutes les autres parties prenantes concernées au sujet du projet de code de réseau pendant une période de deux mois au moins.
15. Le présent article s'applique sans préjudice du droit de la Commission d'adopter et de modifier les lignes directrices, comme prévu à l'article 56. Il ne porte pas atteinte à la possibilité, pour le REGRH, d'élaborer des orientations non contraignantes dans les domaines indiqués aux paragraphes 1 et 2 lorsque ces orientations ne portent pas sur des domaines faisant l'objet d'une demande adressée par la Commission au REGRH. Le REGRH soumet ces orientations éventuelles à l'ACER pour avis et tient dûment compte de cet avis.

↓ 715/2009

⇒ nouveau

Article ~~55~~

Modification de codes de réseau

- ~~1. Les projets de modification d'un code de réseau adoptés en application de l'article 6 peuvent être proposés à l'agence par des personnes susceptibles d'être intéressées par ce code de réseau, notamment le REGRT pour le gaz, les gestionnaires de réseau de transport, les utilisateurs du réseau et les consommateurs. L'agence peut également proposer des modifications de sa propre initiative.~~
- ~~2. L'agence consulte toutes les parties prenantes conformément à l'article 10 du règlement (CE) n° 713/2009. Au terme de ce processus, l'agence peut soumettre à la Commission des propositions motivées de modifications, expliquant en quoi de telles propositions sont compatibles avec les objectifs des codes de réseau visés à l'article 6, paragraphe 2, du présent règlement.~~
- ~~3. La Commission peut adopter, en tenant compte des propositions de l'agence, des modifications concernant tout code de réseau adopté en application de l'article 6. Ces mesures, qui visent à modifier des éléments non essentiels du présent règlement en le complétant, sont arrêtées en conformité avec la procédure de réglementation avec contrôle visée à l'article 28, paragraphe 2.~~
- ~~4. L'examen des modifications proposées dans le cadre de la procédure visée à l'article 28, paragraphe 2, se limite à l'analyse des aspects ayant trait à la modification proposée. Ces modifications proposées sont sans préjudice d'autres modifications que la Commission peut proposer.~~

↓ nouveau

1. La Commission est habilitée à modifier les codes de réseau dans les domaines énumérés à l'article 53, paragraphes 1 et 2, et à l'article 54, paragraphes 1 et 2, conformément à la procédure correspondante visée auxdits articles.
2. Les personnes susceptibles d'être intéressées par un code de réseau adopté en vertu des articles 52 à 55, notamment le REGRT pour le gaz, le REGRH, l'entité des GRD de l'Union, les autorités de régulation, les gestionnaires de réseau de transport et les

gestionnaires de réseau de distribution, les utilisateurs du réseau et les consommateurs peuvent proposer des projets de modification de ce code de réseau à l'ACER. L'ACER peut également proposer des modifications de sa propre initiative.

3. L'ACER peut soumettre à la Commission des propositions motivées de modifications, expliquant en quoi ces propositions sont compatibles avec les objectifs des codes de réseau énoncés à l'article 52 du présent règlement. Lorsqu'elle estime qu'une proposition de modification est recevable et lorsqu'il s'agit de modifications de sa propre initiative, l'ACER consulte toutes les parties prenantes conformément à l'article 14 du règlement (UE) 2019/942.



715/2009

Article ~~56~~²³

Lignes directrices

- ~~1. Le cas échéant, des lignes directrices visant à assurer le degré d'harmonisation minimal requis pour atteindre l'objectif du présent règlement précisent:~~

⇓ nouveau

1. La Commission est habilitée à adopter des lignes directrices contraignantes dans les domaines énumérés au présent article.
2. La Commission est habilitée à adopter des lignes directrices dans les domaines où de tels actes pourraient aussi être établis selon la procédure de code de réseau en vertu des articles 53 et 54. Ces lignes directrices sont adoptées sous la forme d'actes délégués ou d'actes d'exécution, en fonction de l'habilitation correspondante prévue dans le présent règlement.
3. La Commission est habilitée à adopter conformément à l'article 63 des actes délégués complétant le présent règlement en ce qui concerne l'établissement de lignes directrices dans les domaines suivants:



715/2009

⇒ nouveau

- a) les modalités des services d'accès des tiers, notamment sur la nature, la durée et d'autres caractéristiques de ces services, conformément aux articles ~~7~~ ⇨ 5 à ~~14 et 15~~;
- b) les principes régissant les mécanismes d'attribution des capacités et les modalités d'application des procédures de gestion de la congestion dans les cas de congestion contractuelle, conformément aux articles ~~9~~ ~~16~~ et ~~10~~¹⁷;
- c) les modalités de communication des informations et la définition des informations techniques nécessaires aux utilisateurs du réseau pour obtenir un accès effectif au réseau, ainsi que la définition de tous les points pertinents pour les exigences de transparence, y compris les informations à publier à tous les points pertinents et leur fréquence de publication, conformément aux articles 3018 et ~~31~~¹⁹;

- d) les informations relatives à la méthodologie de calcul des tarifs pour les échanges transfrontaliers de gaz naturel, conformément ~~à~~ aux ~~1~~ articles ~~15~~ et ~~16~~ ~~13~~ du présent règlement ~~13~~;
- e) les informations relatives aux domaines énumérés à l'article ~~238~~, paragraphe 6.

↓ nouveau

- 4. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 63 afin de modifier les lignes directrices indiquées à l'annexe I du présent règlement.
- 5. Lorsqu'elle adopte ou modifie des lignes directrices, la Commission consulte l'ACER, le REGRT pour le gaz, le REGRH, l'entité des GRD de l'Union et, le cas échéant, d'autres parties prenantes.

↓ 715/2009

~~À cette fin, la Commission consulte l'agence et le REGRT pour le gaz.~~

- 6. ~~Des lignes directrices relatives aux points énumérés au paragraphe 1, points a), b) et c), du présent article, sont énoncées à l'annexe I en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport.~~

~~La Commission peut adopter des lignes directrices sur les points énumérés au paragraphe 1 du présent article et modifier les lignes directrices qui y sont visées aux points a), b) et c). Ces mesures, qui visent à modifier des éléments non essentiels du présent règlement, y compris en le complétant, sont arrêtées en conformité avec la procédure de réglementation avec contrôle visée à l'article 28, paragraphe 2.~~

- 7. ~~La mise en œuvre et la modification des lignes directrices adoptées selon le présent règlement tiennent compte des différences existant entre les réseaux gaziers nationaux et n'exigent dès lors pas des conditions détaillées uniformisées au niveau communautaire concernant l'accès des tiers. Les lignes directrices peuvent néanmoins fixer des exigences minimales à respecter pour que soient réunies les conditions non discriminatoires et transparentes d'accès au réseau qui sont nécessaires à un marché intérieur du gaz naturel et qui peuvent ensuite être appliquées en tenant compte des différences entre les réseaux gaziers nationaux.~~

↓ 715/2009 (adapté)
⇒ nouveau

Article ~~57~~~~26~~

Droit des États membres de prévoir des mesures plus détaillées

Le présent règlement s'applique sans préjudice du droit, pour les États membres, de maintenir ou d'introduire des mesures contenant des dispositions plus précises que celles établies
 ⇒ dans le présent règlement, dans les lignes directrices visées à l'article 56 ou dans les codes de réseau visés aux articles 52 à 55, à condition que ces mesures soient compatibles avec le droit de l'Union ~~13~~ dans le présent règlement ou dans les lignes directrices visées à l'article ~~23~~.

Communication d'informations ☒ et confidentialité ☒

1. Les États membres et les autorités de régulation fournissent à la Commission, sur demande, toutes les informations nécessaires aux fins $\Rightarrow$ de l'application du présent règlement, y compris les lignes directrices et les codes de réseau adoptés au titre du présent règlement $\Leftarrow$ ~~de l'article 23~~.
2. La Commission fixe un délai raisonnable pour la fourniture des informations, en tenant compte de la complexité ☒ et de l'urgence ☒ des informations requises ~~et de l'urgence d'en disposer~~.

↓ nouveau

3. Si l'État membre ou l'autorité de régulation concerné ne fournit pas les informations dans le délai fixé par la Commission, celle-ci peut demander toutes les informations nécessaires aux fins de l'application du présent règlement directement aux entreprises concernées.

Lorsqu'elle adresse une demande d'informations à une entreprise, la Commission transmet simultanément une copie de la demande aux autorités de régulation de l'État membre sur le territoire duquel est établi le siège de l'entreprise.

4. Dans sa demande d'informations, la Commission indique les bases juridiques de la demande, le délai dans lequel les informations doivent être transmises, le but de la demande-, ainsi que- +et+ les sanctions prévues à l'article 59, paragraphe 2, au cas où un renseignement inexact, incomplet ou trompeur serait fourni.
5. Sont tenus de fournir les informations demandées les propriétaires des entreprises ou leurs représentants et, dans le cas de personnes morales, les personnes physiques autorisées à représenter l'entreprise selon la loi ou l'acte constitutif. Si des avocats sont autorisés à fournir les informations au nom de leurs clients, ces derniers restent pleinement responsables au cas où les informations fournies sont incomplètes, inexactes ou trompeuses.
6. Si une entreprise ne fournit pas les informations demandées dans le délai fixé par la Commission ou les fournit de façon incomplète, la Commission peut demander par voie de décision que les informations lui soient fournies. Cette décision précise les informations demandées et fixe un délai approprié dans lequel elles doivent être fournies. Elle indique les sanctions prévues à l'article 59, paragraphe 2. Elle indique également le droit de recours qui peut être ouvert devant la Cour de justice de l'Union européenne contre la décision.

La Commission transmet simultanément une copie de sa décision aux autorités de régulation de l'État membre sur le territoire duquel se trouve la résidence de la personne ou le siège de l'entreprise.
7. Les informations visées aux paragraphes 1 et 2 ne sont utilisées qu'aux fins de l'application du présent règlement.

La Commission ne divulgue pas les informations obtenues en vertu du présent règlement lorsque ces informations sont couvertes par l'obligation de secret professionnel.

Article ~~59~~²⁷

Sanctions

↕ nouveau

1. Les États membres déterminent le régime des sanctions applicables en cas de violation du présent règlement, des codes de réseau adoptés conformément aux articles 52 à 56 et des lignes directrices prévues à l'annexe I et prennent toutes les mesures nécessaires pour assurer leur application. Ces sanctions doivent être effectives, proportionnées et dissuasives. Les États membres informent la Commission, sans retard, du régime ainsi déterminé et des mesures ainsi prises, de même que, sans retard, de toute modification apportée ultérieurement à ce régime ou à ces mesures.
 2. La Commission peut, par voie de décision, infliger aux entreprises des amendes n'excédant pas 1 % du chiffre d'affaires total de l'exercice comptable précédent, lorsque, de propos délibéré ou par négligence, ces entreprises fournissent des informations inexactes, incomplètes ou trompeuses en réponse à une demande faite en application de l'article 58, paragraphe 4, ou ne fournissent pas les informations dans le délai fixé par une décision prise en application de l'article 58, paragraphe 6, premier alinéa. En fixant le montant de l'amende, la Commission tient compte de la gravité du non-respect des exigences visées au paragraphe 1 du présent article.
 3. Les sanctions établies conformément au paragraphe 1 et les décisions prises en application du paragraphe 2 ne sont pas de nature pénale.
-

↓ 715/2009

- ~~1. Les États membres déterminent le régime des sanctions applicables en cas de violation des dispositions du présent règlement et prennent toutes les mesures nécessaires pour assurer l'application de ces dispositions. Les sanctions doivent être effectives, proportionnées et dissuasives. Les États membres notifient à la Commission ce régime, correspondant aux dispositions fixées dans le règlement (CE) n° 1775/2005, pour le 1^{er} juillet 2006 au plus tard et ils lui notifient toute modification ultérieure les affectant dans les meilleurs délais. Ils notifient à la Commission les dispositions ne correspondant pas aux dispositions fixées dans le règlement (CE) n° 1775/2005 le 3 mars 2011 au plus tard et ils notifient à la Commission toute modification ultérieure les affectant dans les meilleurs délais.~~
- ~~2. Les sanctions prévues au titre du paragraphe 1 ne sont pas de nature pénale.~~

Chapitre V

Dispositions finales

⇩ nouveau

Article 60

Nouvelles infrastructures de gaz naturel et d'hydrogène

1. Les nouvelles grandes infrastructures de gaz naturel, à savoir les interconnexions, les installations de GNL ou de stockage peuvent, sur demande, bénéficier pendant une durée déterminée d'une dérogation aux dispositions du présent règlement ainsi qu'à l'article 27, paragraphe 1, aux articles 28, 29, 54, à l'article 72, paragraphes 7 et 9 et à l'article 73, paragraphe 1, de la [refonte de la directive Gaz]. Les nouvelles grandes infrastructures d'hydrogène, à savoir les interconnexions, les terminaux d'hydrogène et les installations souterraines de stockage d'hydrogène peuvent, sur demande, bénéficier pendant une durée déterminée d'une dérogation aux articles 62, 31, 32, et 33 de la [refonte de la directive Gaz] et à l'article 15 du présent règlement. Les conditions suivantes s'appliquent:
 - a) l'investissement renforce la concurrence dans la fourniture de gaz et améliore la sécurité d'approvisionnement;
 - b) l'investissement contribue à la décarbonation;
 - c) le niveau de risque lié à l'investissement est tel que cet investissement ne serait pas réalisé si une dérogation n'était pas accordée;
 - d) l'infrastructure appartient à une personne physique ou morale qui est distincte, au moins sur le plan de la forme juridique, des gestionnaires de réseau dans les réseaux desquels elle sera construite;
 - e) des droits sont perçus auprès des utilisateurs de l'infrastructure concernée; et
 - f) la dérogation ne porte pas atteinte à la concurrence sur les marchés concernés susceptibles d'être affectés par l'investissement ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel, ni à l'efficacité du fonctionnement des réseaux réglementés concernés, ni à la décarbonation ou à la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union.Ces conditions devraient prendre en compte le principe de la solidarité énergétique. Les autorités nationales devraient tenir compte de la situation dans les autres États membres affectés et contrebalancer les éventuels effets négatifs par les effets positifs sur leur territoire.
2. La dérogation au paragraphe 1 s'applique également aux augmentations significatives de la capacité des infrastructures existantes, ainsi qu'aux modifications de ces infrastructures permettant le développement de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz renouvelables et bas carbone.
3. L'autorité de régulation peut statuer, au cas par cas, sur la dérogation visée aux paragraphes 1 et 2.

Avant d'adopter la décision relative à la dérogation, l'autorité de régulation ou, le cas échéant, une autre autorité compétente dudit État membre consulte:

- a) les autorités de régulation des États membres dont les marchés sont susceptibles d'être affectés par les nouvelles infrastructures; et
- b) les autorités compétentes des pays tiers, lorsque l'infrastructure concernée est reliée au réseau de l'Union sous la juridiction d'un État membre et a son origine ou prend fin dans un ou plusieurs pays tiers.

Lorsque les autorités du pays tiers consultées ne donnent pas à la suite de cette consultation dans un délai raisonnable ou dans un délai fixé à trois mois au plus, l'autorité de régulation concernée peut adopter la décision nécessaire.

4. Si l'infrastructure concernée est située sur le territoire de plusieurs États membres, l'ACER peut soumettre aux autorités de régulation des États membres concernés un avis consultatif dans un délai de deux mois à compter de la date de réception de la demande de dérogation par la dernière de ces autorités de régulation. Cet avis peut servir de base à leur décision.

Si toutes les autorités de régulation concernées parviennent à un accord sur la demande de dérogation dans un délai de six mois à compter de la date de réception de celle-ci par la dernière des autorités de régulation, elles informent l'ACER de leur décision. Si l'infrastructure concernée est une conduite de transport entre un État membre et un pays tiers, l'autorité de régulation ou, le cas échéant, une autre autorité compétente de l'État membre sur le territoire duquel est situé le premier point d'interconnexion avec le réseau des États membres peut consulter, avant d'adopter la décision relative à la dérogation, l'autorité compétente dudit pays tiers en vue de garantir, pour ce qui est de l'infrastructure concernée, que le présent règlement est appliqué de manière cohérente sur le territoire de l'État membre et, le cas échéant, dans la mer territoriale dudit État membre. Si l'autorité du pays tiers consultée ne répond pas à la consultation dans un délai raisonnable ou dans un délai fixé à trois mois au plus, l'autorité de régulation concernée peut adopter la décision nécessaire.

L'ACER accomplit les tâches confiées aux autorités de régulation des États membres concernés par le présent article:

- a) si toutes les autorités de régulation concernées ne sont pas parvenues à un accord dans un délai de six mois à compter de la date à laquelle la demande de dérogation a été reçue par la dernière de ces autorités; ou
- b) à la demande conjointe des autorités de régulation concernées.

Toutes les autorités de régulation concernées peuvent demander conjointement que le délai visé au troisième alinéa, point a), soit prolongé d'une durée de trois mois au maximum.

5. Avant de prendre une décision, l'ACER consulte les autorités de régulation concernées et les demandeurs.
6. Une dérogation peut couvrir tout ou partie de la capacité de la nouvelle infrastructure ou de l'infrastructure existante augmentée de manière significative.

En décidant d'octroyer une dérogation, il convient de prendre en compte, au cas par cas, la nécessité d'imposer des conditions concernant la durée de la dérogation et l'accès sans discrimination à l'infrastructure. Lors de l'adoption de la décision sur ces conditions, il est tenu compte, en particulier, de la capacité additionnelle à

construire ou de la modification de la capacité existante, de la perspective du projet et des circonstances nationales.

Avant d'accorder une dérogation, l'autorité de régulation arrête les règles et les mécanismes relatifs à la gestion et à l'attribution des capacités. Les règles exigent que tous les utilisateurs potentiels de l'infrastructure soient invités à manifester leur souhait de contracter des capacités avant que l'allocation de la capacité de la nouvelle infrastructure n'ait lieu, y compris pour leur propre usage. L'autorité de régulation exige que les règles de gestion de la congestion incluent l'obligation d'offrir les capacités inutilisées sur le marché et exige que les utilisateurs de l'infrastructure puissent négocier leurs capacités souscrites sur le marché secondaire. Dans son appréciation des critères visés au paragraphe 1, points a), b) et c), l'autorité de régulation tient compte des résultats de cette procédure d'attribution des capacités.

La décision de dérogation, y compris les conditions visées au deuxième alinéa du présent paragraphe, est dûment motivée et publiée.

7. Aux fins de l'analyse visant à déterminer si une nouvelle grande infrastructure est destinée à renforcer la sécurité d'approvisionnement en application du paragraphe 1, point a), l'autorité compétente prend en considération la mesure dans laquelle la nouvelle infrastructure est destinée à améliorer le respect, par les États membres, de leurs obligations au titre du règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil,²⁰ tant au niveau régional que national.
8. Les États membres peuvent prévoir que leur autorité de régulation ou l'ACER, selon le cas, soumette à l'instance compétente de l'État membre, aux fins de la décision formelle, son avis sur la demande de dérogation. Cet avis est publié en même temps que la décision.
9. L'autorité de régulation transmet sans délai à la Commission une copie de chaque demande de dérogation, dès sa réception. La décision de dérogation est notifiée immédiatement à la Commission par l'autorité compétente, en même temps que toutes les informations pertinentes. Ces informations peuvent être communiquées à la Commission sous une forme agrégée pour lui permettre de fonder valablement sa décision. Ces informations comprennent notamment:
 - a) les raisons détaillées sur la base desquelles l'autorité de régulation ou l'État membre a octroyé ou refusé la dérogation, ainsi qu'une référence au(x) point(s) pertinent(s) du paragraphe 1 sur lequel cette décision se fonde, y compris les données financières démontrant qu'elle était nécessaire;
 - b) l'analyse effectuée quant aux incidences de l'octroi de la dérogation sur la concurrence et sur le bon fonctionnement du marché intérieur;
 - c) les raisons justifiant la durée de la dérogation et la part des capacités totales de l'infrastructure en question pour laquelle la dérogation est octroyée;
 - d) lorsque la dérogation concerne une interconnexion, le résultat de la concertation avec les autorités de régulation concernées;
 - e) la contribution de l'infrastructure à la diversification de l'approvisionnement en gaz.

²⁰ Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010 (*JO L 280, 28.10.2017, p. 1*).

10. Dans un délai de 50 jours ouvrables à compter du jour suivant celui de la réception de la notification au titre du paragraphe 7, la Commission peut prendre une décision exigeant que les instances émettrices modifient ou révoquent la décision d'accorder une dérogation. Ce délai peut être prolongé d'une période supplémentaire de 50 jours ouvrables si la Commission sollicite un complément d'information. Ce délai supplémentaire court à compter du jour suivant celui de la réception du complément d'information. Le délai initial peut aussi être prolongé d'un commun accord entre la Commission et les instances émettrices.

Si les renseignements demandés ne sont pas fournis dans le délai prévu dans la demande, la notification est réputée avoir été retirée, à moins que le délai ait été prorogé avant son expiration par accord mutuel entre la Commission et l'autorité de régulation, ou que l'autorité de régulation ait informé la Commission, avant l'expiration du délai fixé, et par une déclaration dûment motivée, qu'elle considère la notification comme étant complète.

L'autorité de régulation se conforme à la décision de la Commission demandant la modification ou le retrait de la décision de dérogation dans un délai d'un mois et en informe la Commission.

La Commission veille à préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles.

Lorsque la Commission approuve une décision de dérogation, cette approbation perd effet:

- a) deux ans après son adoption lorsque la construction de l'infrastructure n'a pas encore commencé,
- b) cinq ans après son adoption si l'infrastructure n'est pas entrée en service au cours de cette période, à moins que la Commission décide que ce retard est dû à des obstacles majeurs indépendants de la volonté de la personne qui bénéficie de la dérogation.

11. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 63 afin d'établir des lignes directrices pour l'application des conditions visées au paragraphe 1 du présent article et pour la procédure à suivre aux fins de l'application des paragraphes 3, 6, 8 et 9 du présent article.

↓ 715/2009 (adapté) ⇒ nouveau

Article ~~61~~²⁸

Comité

1. 1. La Commission est assistée par le ~~comité~~ ☒ [nom du comité] institué ☒ par l'article ~~84~~⁵¹ de la [refonte directive Gaz comme proposé dans le COM (2021) xxx] .
⇒ Ledit comité est un comité au sens du règlement (UE) n° 182/2011. ⇐

↓ nouveau

2. Lorsqu'il est fait référence au présent paragraphe, l'article 4 du règlement (UE) n° 182/2011 s'applique.
3. Lorsqu'il est fait référence au présent paragraphe, l'article 5 du règlement (UE) n° 182/2011 s'applique.

↓ 715/2009

- ~~2. Dans le cas où il est fait référence au présent paragraphe, l'article 5 bis, paragraphes 1 à 4, et l'article 7 de la décision 1999/468/CE s'appliquent, dans le respect des dispositions de l'article 8 de celle-ci.~~

↓ 715/2009 (adapté)
⇒ nouveau

Article ~~62~~30

Dérogations et exemptions

Le présent règlement ne s'applique pas~~se~~

~~a)~~ aux systèmes de transport de gaz naturel situés dans les États membres pendant la durée des dérogations accordées au titre de ~~l'article 49 de la directive 2009/73/CE~~; ⇒ l'article 80 de la [nouvelle directive Gaz]

~~b)~~ ~~aux nouvelles infrastructures majeures, c'est-à-dire, aux interconnexions, aux installations de GNL et de stockage, et aux augmentations significatives de la capacité des infrastructures existantes ainsi qu'aux modifications de ces infrastructures permettant le développement de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz visées à l'article 36, paragraphes 1 et 2, de la directive 2009/73/CE qui peuvent déroger aux dispositions des articles 9, 14, 32, 33, 34 ou de l'article 41, paragraphes 6, 8 et 10, de ladite directive, et ce aussi longtemps qu'elles peuvent déroger aux dispositions visées au présent point, à l'exception de l'article 19, paragraphe 4, du présent règlement; ou~~

~~c)~~ ~~aux systèmes de transport de gaz naturel qui se sont vus octroyer des dérogations accordées au titre de l'article 48 de la directive 2009/73/CE.~~

~~En ce qui concerne le point a) du premier alinéa, les États membres bénéficiaires de dérogations en vertu de la directive 2009/73/CE peuvent demander à la Commission une dérogation temporaire à l'application du présent règlement pour une durée maximale de deux ans à partir de la date d'expiration des dérogations visées audit point.~~

↓ nouveau

Article 63

Exercice de la délégation

1. Le pouvoir d'adopter des actes délégués conféré à la Commission est soumis aux conditions fixées au présent article.

2. Le pouvoir d'adopter les actes délégués visés aux articles 16, 28, 53, 54, 56 et 60 est conféré à la Commission pour une durée indéterminée à compter du [date de l'entrée en vigueur].
3. La délégation de pouvoir visée aux articles 16, 28, 53, 54, 56 et 60 peut être révoquée à tout moment par le Parlement européen ou le Conseil. La décision de révocation met fin à la délégation de pouvoir qui y est précisée. La révocation prend effet le jour suivant celui de sa publication au Journal officiel de l'Union européenne ou à une date ultérieure qui est précisée dans ladite décision. Elle ne porte pas atteinte à la validité des actes délégués déjà en vigueur.
4. Avant l'adoption d'un acte délégué, la Commission consulte les experts désignés par chaque État membre, conformément aux principes définis dans l'accord interinstitutionnel du 13 avril 2016 «Mieux légiférer».
5. Aussitôt qu'elle adopte un acte délégué, la Commission le notifie au Parlement européen et au Conseil simultanément.
6. Un acte délégué adopté en vertu des articles 16, 28, 53, 54, 56 et 60 n'entre en vigueur que si le Parlement européen ou le Conseil n'a pas exprimé d'objections dans un délai de deux mois à compter de la notification de cet acte au Parlement européen et au Conseil ou si, avant l'expiration de ce délai, le Parlement européen et le Conseil ont tous deux informé la Commission de leur intention de ne pas exprimer d'objections. Ce délai est prolongé de deux mois à l'initiative du Parlement européen ou du Conseil.

Article 64

Modification de la décision (UE) 2017/684

Les obligations de notification des accords intergouvernementaux dans le domaine de l'énergie en lien avec le gaz, comme prévu dans la décision (UE) 2017/684, s'entendent comme incluant les accords intergouvernementaux relatifs à l'hydrogène y compris les composés de l'hydrogène tels que l'ammoniac et les liquides organiques porteurs d'hydrogène.

Article 65

Modifications apportées au règlement (UE) 2019/942

Le règlement (UE) 2019/942 est modifié comme suit:

- 1) À l'article 2, le point a) est remplacé par le texte suivant:

«a) émet des avis et des recommandations destinés aux gestionnaires de réseau de transport, au REGRT pour l'électricité, au REGRT pour le gaz, **au réseau européen des gestionnaires de réseau d'hydrogène (REGRH)**, à l'entité des GRD de l'Union, aux centres de coordination régionaux et aux opérateurs désignés du marché de l'électricité **ainsi qu'aux entités établies par les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de système GNL, les gestionnaires de système de gaz ou d'hydrogène ou les gestionnaires de réseau d'hydrogène;**»
- 2) à l'article 3, paragraphe 2, le premier alinéa est remplacé par le texte suivant:

«À la demande de l'ACER, les autorités de régulation, le REGRT pour l'électricité, le REGRT pour le gaz, **le REGRH**, les centres de coordination régionaux, l'entité des GRD de l'Union, les gestionnaires de réseau de transport, **les gestionnaires de**

réseau d'hydrogène, les opérateurs désignés du marché de l'électricité et les entités établies par les gestionnaires de réseau de transport du gaz, les gestionnaires de système GNL, les gestionnaires de système de stockage de gaz ou d'hydrogène ou les gestionnaires de terminaux d'hydrogène lui fournissent les informations dont elle a besoin pour accomplir ses missions au titre du présent règlement, à moins que l'ACER ait déjà demandé et reçu de telles informations.»

3) L'article 4, paragraphes 1, 2 et 3, points a) et b), est remplacé par le texte suivant:

«1. L'ACER émet un avis, à l'intention de la Commission, sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur du REGRT pour l'électricité conformément à l'article 29, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/943, sur ceux du REGRT pour le gaz conformément à l'article 22, paragraphe 2, du [règlement Gaz] , **sur ceux du REGRH conformément à l'article 40, paragraphe 5, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804]** et sur ceux de l'entité des GRD de l'Union conformément à l'article 53, paragraphe 3, du règlement (UE) 2019/943 **et à l'article 37, paragraphe 4, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804].»**

«2. L'ACER surveille l'exécution des tâches du REGRT pour l'électricité conformément à l'article 32 du règlement (UE) 2019/943, du REGRT pour le gaz conformément à l'article 24 du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804], **du REGRH conformément à l'article 46 du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804]** et de l'entité des GRD de l'Union telles qu'énoncées à l'article 55 du règlement (UE) 2019/943 et à l'article 38 du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804].»

«3. L'ACER peut émettre un avis:

a) à l'intention du REGRT pour l'électricité conformément à l'article 30, paragraphe 1, point a), du règlement (UE) 2019/943, du REGRT pour le gaz conformément à l'article 23, paragraphe 2, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804] et du REGRH conformément à l'article XX du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804] sur les codes de réseau;»

«b) à l'intention du REGRT pour l'électricité conformément à l'article 32, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/943, à l'intention du REGRT pour le gaz conformément à l'article 24, paragraphe 2, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx] et à l'intention du REGRH conformément à l'article 43, paragraphe 2, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx] sur le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union et sur d'autres documents pertinents visés à l'article 30, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943 et aux articles 23, paragraphe 3 et 42, paragraphe 1, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804], en tenant compte des objectifs de non-discrimination, de concurrence effective et de fonctionnement efficace et sûr des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel;»

4) L'article 4, paragraphes 6, 7 et 8 est remplacé par le texte suivant:

«6. Les autorités de régulation concernées se coordonnent afin d'identifier conjointement les cas où ~~l'entité des GRD de l'Union,~~ le REGRT pour l'électricité, **le REGRT pour le gaz, le REGRH, l'entité des GRD de l'Union** ou des centres de

coordination régionaux ont manqué à leurs obligations au titre du droit de l'Union et elles prennent des mesures appropriées conformément à l'article 59, paragraphe 1, point c) et à l'article 62, paragraphe 1, point f), de la directive (UE) 2019/944 **ou à l'article 72, paragraphe 1, point e), de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 803]**.

L'ACER, à la demande d'une ou de plusieurs autorités de régulation ou de sa propre initiative, émet un avis motivé ainsi qu'une recommandation à l'intention du REGRT pour l'électricité, **du REGRT pour le Gaz, du REGRH** de l'entité des GRD de l'Union ou des centres de coordination régionaux quant au respect de leurs obligations.»

«7. Si un avis motivé de l'ACER identifie un cas de manquement possible du REGRT pour l'électricité, **du REGRT pour le gaz, du REGRH**, de l'entité des GRD de l'Union ou d'un centre de coordination régionale à ses obligations respectives, les autorités de régulation concernées prennent à l'unanimité des décisions coordonnées établissant s'il existe un manquement aux obligations pertinentes et, le cas échéant, déterminent les mesures que doit prendre le REGRT pour l'électricité, **le REGRT pour le gaz, le REGRH**, l'entité des GRD de l'Union ou le centre de coordination régionale pour remédier à ce manquement. Si les autorités de régulation ne parviennent pas à prendre de telles décisions coordonnées à l'unanimité dans un délai de quatre mois à compter de la date de réception de l'avis motivé de l'ACER, l'affaire est renvoyée à l'ACER pour décision, conformément à l'article 6, paragraphe 10.»

«8. Si le REGRT pour l'électricité, **le REGRT pour le gaz, le REGRH**, l'entité des GRD de l'Union ou un centre de coordination régionale n'a pas remédié dans un délai de trois mois à un manquement à ses obligations identifié conformément au paragraphe 6 ou 7 du présent article, ou si l'autorité de régulation de l'État membre dans lequel l'entité a son siège n'a pas pris de mesures pour assurer le respect des obligations, l'ACER émet une recommandation à l'intention de l'autorité de régulation pour qu'elle prenne des mesures, conformément à l'article 59, paragraphe 1, point c), et à l'article 62, paragraphe 1, point f), de la directive (UE) 2021/944 **ou à l'article 74, paragraphe 1, point d), de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx]**, afin de veiller à ce que le REGRT pour l'électricité, **le REGRT pour le gaz, le REGRH**, l'entité des GRD de l'Union ou le centre de coordination régional se conforme à ses obligations, et elle en informe la Commission.»

5) L'article 5, paragraphe 1, est remplacé par le texte suivant:

«1. L'ACER participe au développement de codes de réseau conformément à l'article 59 du règlement (UE) 2019/943 et -à- +aux+ -l'-articles **53 et 54 6 de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804]**~~du règlement (CE) n° 715/2009~~ et de lignes directrices conformément à l'article 61, paragraphe 6, du règlement (UE) 2019/943 **et à l'article 56, paragraphe 5 de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804]**. Elle a notamment pour tâche:

a) de soumettre à la Commission des lignes directrices-cadres non contraignantes, lorsqu'elle y est invitée en application de l'article 59, paragraphe 4, du règlement (UE) 2019/943 ou de l'article **53, paragraphe 4, ou 54,**

paragraphe 4, 6, paragraphe 2, du de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804]règlement (CE) n° 715/2009. L'ACER réexamine les lignes directrices-cadres et les soumet à nouveau à la Commission lorsqu'elle y est invitée en application de l'article 59, paragraphe 7, du règlement (UE) 2019/943 ou -de- +à+ l'article **53, paragraphe 7, ou 54, paragraphe 76, paragraphe 4, du de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804]règlement (CE) n° 715/2009;**

b) **de rendre, à l'intention du REGRT pour le gaz, un avis motivé sur le projet de code de réseau conformément à l'article 6, paragraphe 7, du règlement (CE) n° 715/2009;**

c) **de réviser le code de réseau conformément à l'article 59, paragraphe 11, du règlement (UE) 2019/943 ou et à l'article 53, paragraphe 11, ou 54, paragraphe 11 6, paragraphe 9, du de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804]règlement (CE) n° 715/2009.** Au cours de sa révision, l'ACER prend en compte les opinions exprimées par toutes les parties impliquées lors de la rédaction de la proposition de ce code de réseau révisé dirigée par le REGRT pour l'électricité, le REGRT pour le gaz, **le REGRH** ou l'entité des GRD de l'Union, et consulte les parties prenantes concernées sur la version de la proposition à soumettre à la Commission. À cette fin, l'ACER peut faire appel, le cas échéant, au comité établi en vertu des codes de réseau. L'ACER rend compte à la Commission du résultat des consultations. Ensuite, l'ACER soumet le code de réseau révisé à la Commission, conformément à l'article 59, paragraphe 11, du règlement (UE) 2019/943 **ou et à l'article 53, paragraphe 11, ou 54, paragraphe 11 6, paragraphe 9, du de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804]règlement (CE) n° 715/2009.** Lorsque le REGRT pour l'électricité, le REGRT pour le gaz, **le REGRH** ou l'entité des GRD de l'Union ne sont pas parvenus à établir un code de réseau, l'ACER prépare et soumet à la Commission un projet de code de réseau, lorsqu'elle y est invitée en application de l'article 59, paragraphe 12, du règlement (UE) 2019/943 ou de l'article **53, paragraphe 12 ou 54, paragraphe 126, paragraphe 10, du de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804]règlement (CE) n° 715/2009;**

cd) **de rendre un avis dûment motivé, à l'intention de la Commission, conformément à l'article 32, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943 ou à l'article 24, paragraphe 1 ou 46, paragraphe 2-9, paragraphe 1, de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804]du règlement (CE) n° 715/2009,** si le REGRT pour l'électricité, le REGRT pour le gaz, **le REGRH** ou l'entité des GRD de l'Union n'a pas mis en œuvre un code de réseau élaboré en application de l'article 30, paragraphe 1, point a), du règlement (UE) 2019/943 ou de l'article **23, paragraphe 1 ou 42, paragraphe 1, point a)-8, paragraphe 2, de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx]du règlement (CE) n° 715/2009** ou un code de réseau qui a été établi conformément à l'article 59, paragraphes 3 à 12, du règlement (UE) 2019/943 **ou et à l'article 53, paragraphes 3 à 12 ou 54, paragraphes 3 à 126, paragraphes 1 à 10, de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804]du règlement (CE) n° 715/2009** mais qui n'a pas été adopté par la Commission en

application de l'article 59, paragraphe 13, du règlement (UE) 2019/943 ~~ou~~ de l'article **53, paragraphe 13 ou 54, paragraphe 136, paragraphe 11, de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804]** ~~du règlement (CE) n° 715/2009;~~

de) de surveiller et d'analyser la mise en œuvre des codes de réseau adoptés par la Commission conformément à l'article 59 du règlement (UE) 2019/943 et aux articles **53 et 54 6 de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804]** ~~du règlement (CE) n° 715/2009~~, ainsi que des lignes directrices adoptées conformément à l'article 61 du règlement (UE) 2019/943 **et à l'article 56 de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804]**, et leur incidence sur l'harmonisation des règles applicables visant à faciliter l'intégration du marché, ainsi que sur l'absence de discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, et de rendre compte à la Commission.»

6) À l'article 6, paragraphe 3, le premier alinéa est remplacé par le texte suivant:

«3. Au plus tard le 5 juillet 2022 et par la suite tous les quatre ans, la Commission soumet au Parlement européen et au Conseil un rapport relatif à l'indépendance des autorités de régulation conformément à l'article 57, paragraphe 7, de la directive (UE) 2019/944 **et à l'article 70, paragraphe 6, de la de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 803].**»

7) À l'article 6, les paragraphes 9 bis, 9 ter, 9 quater et 9 quinquies suivants sont insérés:

9 *bis*) L'ACER adresse des recommandations aux autorités de régulation et aux gestionnaires de réseau relatives aux bases d'actifs réglementés en application de l'article 4, paragraphe 4, du [règlement Gaz].

9 *ter*) L'ACER peut adresser des recommandations aux autorités de régulation en ce qui concerne la répartition des coûts des solutions concernant les restrictions aux flux transfrontaliers dues aux différences de qualité du gaz, en application de l'article 19, paragraphe 8, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804].

9 *quater*) L'ACER peut adresser des recommandations aux autorités de régulation en ce qui concerne la répartition des coûts des solutions concernant les restrictions aux flux transfrontaliers dues aux différences de qualité du gaz, en application de l'article 39, paragraphe 8, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804].

9 *quinquies*) L'ACER publie des rapports de suivi relatifs à la congestion des points d'interconnexion, en application de l'annexe I, section 2.2.1, point 2), du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804].

8) à l'article 6, paragraphe 10, premier alinéa, les points b) et c) sont remplacés par le texte suivant:

«b) des codes de réseau et des lignes directrices **visés aux articles 59 à 61 du règlement (UE) 2019/943** adoptés avant le 4 juillet 2019, y compris les révisions ultérieures de ces codes de réseau et lignes directrices; ~~ou~~»

«c) des codes de réseau et des lignes directrices **visés aux articles 59 à 61 du règlement (UE) 2019/943** adoptés sous la forme d'actes d'exécution conformément à l'article 5 du règlement (UE) n° 182/2011; **ou**»

9) À l'article 6, paragraphe 10, premier alinéa, les points suivant sont ajoutés:

«d) des lignes directrices en application de l'annexe I du [règlement Gaz]; ou

e) des codes de réseau et des lignes directrices visées aux articles 53 à 56 du [règlement Gaz].»

10) à l'article 6, paragraphe 10, deuxième alinéa, le point a) est remplacé par le texte suivant:

Si les autorités de régulation compétentes ne sont pas parvenues à un accord dans un délai de six mois à partir de la date à laquelle la dernière de ces autorités a été saisie du problème, ou dans un délai de quatre mois dans les cas visés à l'article 4, paragraphe 7, du présent règlement, ou à l'article 59, paragraphe 1, point c), ou à l'article 62, paragraphe 1, point f), de la directive (UE) 2019/944 **ou à l'article 72, paragraphe 1, point e), de la refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 803];**

11) À l'article 6, paragraphe 10, le troisième alinéa est remplacé par le texte suivant:

«Les autorités de régulation compétentes peuvent demander conjointement que le délai visé au présent paragraphe, deuxième alinéa, point a), soit prolongé de six mois au maximum, sauf dans les cas visés à l'article 4, paragraphe 7, du présent règlement, ou à l'article 59, paragraphe 1, point c), ou à l'article 62, paragraphe 1, point f), de la directive (UE) 2019/944 **ou à l'article 72, paragraphe 1, point e), de la refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 803];**»

12) À l'article 6, paragraphe 10, le quatrième alinéa est remplacé par le texte suivant:

«Lorsque les compétences de décision sur les questions transfrontalières visées au premier alinéa ont été conférées aux autorités de régulation dans de nouveaux codes de réseau ou lignes directrices **visés aux articles 59 à 61 du règlement (UE) 2019/943** adoptés sous la forme d'actes délégués après le 4 juillet 2019, l'ACER n'est compétente de manière volontaire en vertu du présent paragraphe, deuxième alinéa, point b), que sur la base d'une requête présentée par au moins 60 % des autorités de régulation compétentes. Si deux autorités de régulation seulement sont impliquées, l'une d'elles peut saisir l'ACER.»;

13) L'article 6, paragraphe 12, point a) est remplacé par le texte suivant:

a) arrête sa décision dans un délai de six mois à compter du jour de la saisine, ou dans un délai de quatre mois à compter de cette date dans les cas visés à l'article 4, paragraphe 7, du présent règlement, à l'article 59, paragraphe 1, point c), ou à l'article 62, paragraphe 1, point f), de la directive (UE) 2019/944 **ou à l'article 72, paragraphe 1, point e), de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 803];** et

14) L'article 14, paragraphe 1, est remplacé par le texte suivant:

Dans l'exercice de ses tâches, notamment dans le processus d'élaboration de lignes directrices-cadres conformément à l'article 59 du règlement (UE) 2019/943 ou à l'article 54 du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx], et dans le processus de proposition de modifications de codes de réseau au titre de l'article 60 du règlement (UE) 2019/943 ou de l'article 55 du [refonte du

règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx], l'ACER consulte, de manière approfondie et à un stade précoce, les acteurs du marché, les gestionnaires de réseau de transport, **les gestionnaires de réseau d'hydrogène**, les consommateurs, les utilisateurs finaux et, s'il y a lieu, les autorités de la concurrence, sans préjudice de leurs compétences respectives, de manière ouverte et transparente, en particulier lorsque ses tâches concernent les gestionnaires de réseau de transport **et les gestionnaires de réseau d'hydrogène**.

15) À l'article 15, les paragraphes 6 et 7 suivants sont ajoutés:

«6) L'ACER publie des études comparant les rapports coût-efficacité atteints par les gestionnaires de réseau de transport dans l'UE, en application de l'article 17, paragraphe 2, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804].»

«7) L'ACER émet des avis concernant un format harmonisé pour la publication d'informations techniques relatives à l'accès aux réseaux d'hydrogène, en application de l'annexe I du présent règlement.»

16) L'article 15, paragraphe 1, est remplacé par le texte suivant:

«L'ACER, en coopération étroite avec la Commission, les États membres et les autorités nationales concernées, y compris les autorités de régulation, et sans préjudice des compétences des autorités de la concurrence, surveille les marchés de gros et de détail de l'électricité et du gaz naturel, notamment les prix de détail de l'électricité et du gaz naturel, le respect des droits du consommateur fixés par la directive (UE) 2019/944, la directive 2009/73/CE **et la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 803]**, les incidences de l'évolution du marché sur les clients résidentiels, l'accès aux réseaux, y compris l'accès à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, le progrès réalisé au regard des interconnexions, les obstacles potentiels aux échanges transfrontaliers, **notamment l'incidence du mélange d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel et les obstacles aux flux transfrontaliers de méthane**, les obstacles réglementaires rencontrés par les nouveaux arrivants sur le marché et les plus petits acteurs, y compris les communautés énergétiques citoyennes, les interventions de l'État empêchant que les prix reflètent la rareté réelle, comme prévu à l'article 10, paragraphe 4, du règlement (UE) 2019/943, les performances des États membres dans le domaine de la sécurité de l'approvisionnement en électricité sur la base des résultats de l'évaluation européenne de l'adéquation des ressources visée à l'article 23 dudit règlement, compte tenu notamment de l'évaluation ex post visée à l'article 17 du règlement (UE) 2019/941.

17) À l'article 15, paragraphe 1, le deuxième alinéa suivant est ajouté:

«L'ACER, en étroite coopération avec la Commission, les États membres et les autorités nationales compétentes, y compris les autorités de régulation, et sans préjudice des compétences des autorités chargées de la concurrence, surveillent les marchés de l'hydrogène, en particulier l'incidence de l'évolution du marché sur les consommateurs d'hydrogène, l'accès au réseau d'hydrogène, y compris l'accès au réseau d'hydrogène produite à partir de sources d'énergie renouvelables, les progrès accomplis en matière d'interconnexions, les obstacles potentiels aux échanges transfrontaliers.»

18) L'article 15, paragraphe 2, est remplacé par le texte suivant:

«L'ACER publie chaque année un rapport sur les résultats de ses activités de surveillance visées au paragraphe 1. Dans ce rapport, elle relève toute entrave à l'achèvement des marchés intérieurs de l'électricité, ~~et~~ du gaz naturel ~~et de l'hydrogène.~~»

Article 66

Modification du règlement (UE) n° 1227/2011

Le règlement n° 1227/2011 est modifié comme suit:

- a) À l'article 2, à l'article 3, paragraphes 3 et 4, à l'article 4, paragraphe 1 et à l'article 8, paragraphe 5, les mots «(d'/l'/de l')électricité ou (de/le/du) gaz naturel» sont remplacés par les mots «(d'/l'/de l')électricité, (d'/l'/de l')hydrogène ou (de/le/du) gaz naturel»;
- b) À l'article 6, paragraphe 2, les mots «les marchés de l'électricité et du gaz» sont remplacés par les mots «**les marchés de l'électricité, de l'hydrogène et du gaz naturel**».

Article 67

Modifications apportées au règlement (UE) 2017/1938

Le règlement (UE) 2017/1938 est modifié comme suit:

- 1) À l'article 1^{er}, la première phrase est remplacée par le texte suivant:

«Le présent règlement établit des dispositions visant à préserver la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union en garantissant le fonctionnement correct et continu du marché intérieur du gaz naturel (ci-après dénommé «gaz»), en permettant la mise en œuvre de mesures exceptionnelles lorsque le marché ne peut plus fournir les volumes de gaz requis, y compris une mesure de solidarité de dernier recours, et en instaurant une définition et une répartition claires des responsabilités entre les entreprises de gaz naturel, les États membres et l'Union tant du point de vue de l'action préventive que de la réaction à des ruptures concrètes de l'approvisionnement en gaz.»;

- 2) À l'article 2, les définitions suivantes sont ajoutées:

«27) «gaz»: le gaz naturel tel que défini à l'article 2, point 1), de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx];

28) «stock stratégique»: du gaz acheté, géré et stocké par des gestionnaires de réseau de transport uniquement aux fins de l'exercice de leurs fonctions de gestionnaires de réseau de transport et aux fins de la sécurité de l'approvisionnement. Le gaz stocké en tant que stock stratégique n'est acheminé que si cela est nécessaire pour maintenir le réseau en service dans des conditions sûres et fiables conformément à l'article 35 de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx] ou en cas d'une urgence déclarée en application de l'article 11 du règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil et ne peut être vendu en aucun autre cas sur les marchés de gros du gaz;»

29) «utilisateur de stockage»: un client ou un client potentiel d'un gestionnaire de réseau de stockage.»

- 3) À l'article 2, l'alinéa suivant est ajouté:

«Les références au gaz naturel s'entendent comme des références au gaz tel que défini au point 27).»

4) L'article 7 est modifié comme suit:

a) le paragraphe 1 est remplacé par le texte suivant:

«1. Au plus tard le 1^{er} novembre 2017, le REGRT pour le gaz effectue une simulation à l'échelle de l'Union des scénarios de rupture de l'approvisionnement en gaz et de défaillance d'infrastructures. Cette simulation comprend l'identification et l'évaluation des corridors d'approvisionnement d'urgence en gaz et indique également quels États membres sont en mesure de faire face aux risques identifiés, y compris en ce qui concerne **le stockage et le GNL**. Les scénarios de rupture de l'approvisionnement en gaz et de défaillance d'infrastructures ainsi que la méthodologie pour la simulation sont définis par le REGRT pour le gaz en coopération avec le groupe de coordination pour le gaz. Le REGRT pour le gaz garantit un niveau de transparence approprié et l'accès aux hypothèses de modélisation qu'il a utilisées dans ses scénarios. La simulation à l'échelle de l'Union des scénarios de rupture de l'approvisionnement en gaz et de défaillance d'infrastructures est répétée tous les quatre ans, à moins que les circonstances ne justifient des mises à jour plus fréquentes.

5) Au paragraphe 4, le point e) est remplacé par le texte suivant:

«e) en tenant compte des risques liés au contrôle des infrastructures pertinentes pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans la mesure où cela peut notamment impliquer des risques de sous-investissement, la remise en cause de la diversification, le détournement des infrastructures existantes, **y compris l'accaparement de capacités de stockage**, ou le non-respect du droit de l'Union;»

6) Le nouvel article 7 bis suivant est inséré:

«Article 7 bis

Mesures préventives et d'urgence

Les États membres prennent les mesures préventives et d'urgence appropriées. Ces mesures doivent tenir compte des résultats de la plus récente simulation à l'échelle de l'Union des scénarios de rupture prévus à l'article 7 et être appropriés pour traiter les risques recensés dans les évaluations des risques communes et nationales.»

7) Les articles 8, paragraphe 1 et 9, paragraphes 3 à 10 sont déplacés à l'article 7 bis, paragraphes 2 à 12.

8) Les nouveaux articles 7 ter, 7 quater et 7 quinquies suivants sont insérés:

Article 7 ter

Utilisation efficace et conjointe des infrastructures et des stockages de gaz

1. Les États membres veillent à l'utilisation efficace des infrastructures existantes aux niveaux national et régional, au bénéfice de la sécurité de l'approvisionnement. En particulier, les États membres permettent les échanges transfrontaliers de gaz ainsi que l'accès transfrontalier au stockage et au GNL.

2. Les évaluations communes des risques et les éventuelles mises à jour ultérieures comprennent une analyse de l'adéquation des capacités des installations de stockage disponibles dans la région, du fonctionnement des capacités de stockage et de leur contribution à la sécurité de l'approvisionnement de l'Union, notamment les risques liés au contrôle des infrastructures de stockage pertinentes pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz par des entités de pays tiers. Cette analyse compare le rôle des stockages de gaz avec les autres mesures envisageables telles que les investissements dans l'efficacité énergétique et les renouvelables.

3. Lorsque les résultats de cette analyse dans l'évaluation commune des risques ou dans toute mise à jour de cette évaluation indiquent qu'il existe un risque au niveau régional qui peut constituer un risque pour un ou plusieurs États membres du même groupe de risque et qui ne peut être traité par un autre moyen, les États membres envisagent une ou plusieurs des mesures suivantes:

a) obliger les utilisateurs de stockage de gaz à stocker un volume minimal de gaz en stockage souterrain;

b) instaurer des mécanismes de passation de marchés, d'enchères ou équivalents qui encouragent les réservations de capacités de stockage et dans le cadre desquels les déficits liés aux coûts sont couverts,

c) obliger un gestionnaire de réseau de transport à acquérir et gérer des stocks stratégiques de gaz,

d) laisser la possibilité d'intégrer pleinement les stockages dans le réseau du gestionnaire de réseau de transport dans les cas où le stockage serait autrement contraint de cesser ses activités, lorsqu'une telle cessation menacerait la sûreté et la fiabilité de fonctionnement du réseau de transport.

Ces mesures feront l'objet d'une consultation dans le groupe de risque concerné, en particulier sur la façon dont les mesures traitent les risques recensés dans l'évaluation commune.

4. Les mesures adoptées en vertu de l'article 7 bis et du paragraphe 3 du présent article sont nécessaires, clairement définies, transparentes, proportionnées, non discriminatoires et contrôlables, ne faussent pas indûment la concurrence ou le fonctionnement efficace du marché intérieur du gaz ni ne menacent la sécurité de l'approvisionnement en gaz d'autres États membres ou de l'Union. Les mesures ne bloquent ni ne restreignent les capacités transfrontalières, conformément aux dispositions du règlement (UE) 2017/459 de la Commission.

5. Si des risques régionaux sont recensés, les États membres dans le groupe de risque concerné s'efforcent de se mettre d'accord au sein du groupe de risque régional sur le niveau visé de stocks dans la région afin de veiller à ce que le risque détecté pour la sécurité de l'approvisionnement soit couvert conformément à l'analyse commune des risques.

Les États membres dans le groupe de risque concerné s'efforcent de parvenir à un accord sur des mécanismes de financement conjoints des mesures prises en application du paragraphe 3 sur la base de l'évaluation commune des risques. La répartition des coûts entre les États membres est équitable et fondée sur l'analyse effectuée conformément au paragraphe 2. Si la mesure est financée par un prélèvement, celui-ci n'est pas attribué aux points d'interconnexion transfrontaliers. Si les États membres ne parviennent pas à un accord sur les mécanismes de financement conjoint, la

Commission peut adopter des orientations juridiquement non contraignantes sur les éléments essentiels à prendre en compte.

6. Les États membres dans le groupe de risque concerné se mettent d'accord sur une procédure commune coordonnée pour soutirer du gaz présent dans les stockages visés au paragraphe 3 du présent article en cas d'urgence, tel que défini à l'article 11, paragraphe 1. La procédure commune coordonnée comprend une procédure en cas de soutirage de gaz dans le cadre des actions coordonnées par la Commission en cas d'urgence régionale ou de l'Union visée à l'article 12, paragraphe 3.

7. Après la consultation interne au sein du groupe de risque concerné visée au paragraphe 3, les États membres consultent le groupe de coordination pour le gaz. Les États membres informent le groupe de coordination pour le gaz des mécanismes de financement conjoints et des procédures de soutirage prévus aux paragraphes 5 et 6.

8. Les mesures qui résultent du paragraphe 3 sont incluses dans les évaluations des risques, et le cas échéant dans le plan d'action préventive et dans le plan d'urgence correspondant à la période en cause.

Article 7 ter

Analyse du risque à l'échelle de l'UE

À titre de disposition provisoire, dans les six mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les États membres complètent les évaluations communes et nationales des risques et le cas échéant le plan d'action préventive et le plan d'urgence, par l'addendum nécessaire pour se conformer à l'article 7 ter, paragraphes 2 à 6. Ces plans actualisés sont rendus publics et notifiés à la Commission selon la procédure prévue à l'article 8, paragraphe 7, et la Commission formule une recommandation dans les conditions définies à l'article 8, paragraphe 8, à prendre en considération par l'autorité compétente concernée en suivant la procédure décrite à l'article 8, paragraphe 9.

Article 7 quinquies

Passation conjointe de marchés pour des stocks stratégiques

1. Les États membres peuvent mettre en place un mécanisme de passation conjointe de marchés pour des stocks stratégiques par les gestionnaires de réseau de transport dans le cadre des mesures préventives visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement.

Ce mécanisme est conçu en conformité avec la législation de l'UE et les règles de concurrence et de façon que les stocks stratégiques puissent être utilisés dans le cadre d'actions coordonnées par la Commission en cas d'urgence régionale ou à l'échelle de l'Union, telles que visées à l'article 12, paragraphe 3.

Le mécanisme est ouvert à la participation de tous les gestionnaires de réseau de transport dans l'Union qui souhaitent y adhérer après son établissement.

2. Les États membres participants notifient à la Commission leur intention de mettre en place un tel mécanisme. La notification inclut les informations nécessaires à l'évaluation de la conformité avec le présent règlement, telles que le volume de gaz à acquérir, la durée de la mesure, les gestionnaires de réseau de transport participants, les modalités de gouvernance, les procédures opérationnelles et les conditions d'activation en situation d'urgence. Elle indique également les coûts et les avantages attendus.

3. La Commission peut rendre un avis dans un délai de trois mois en ce qui concerne la conformité du mécanisme envisagé avec le présent règlement. La Commission informe de la notification reçue le groupe de coordination pour le gaz et, le cas échéant, l'ACER. Les États membres participants tiennent le plus grand compte de l'avis de la Commission.

Article 7 sexies

Rapport sur le stockage et passation conjointe de marchés pour des stocks stratégiques

La Commission publie, trois ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, un rapport sur l'application des articles 7 ter, 7 quater et 7 quinquies ainsi que sur l'expérience, les avantages, les coûts et tout obstacle rencontré dans le recours à la possibilité de la passation conjointe de marchés pour des stocks stratégiques.

9) L'article 8 est modifié comme suit:

a) le paragraphe 1 est supprimé;

b) le paragraphe 3 est remplacé par le texte suivant:

«3. Le plan d'action préventif et le plan d'urgence contiennent un chapitre régional, ou plusieurs chapitres régionaux, lorsqu'un État membre fait partie de différents groupes de risque au sens de l'annexe I.

Les chapitres régionaux sont élaborés conjointement par tous les États membres faisant partie du groupe de risque avant d'être intégrés dans les plans nationaux respectifs. La Commission fait office de facilitateur de manière à faire en sorte que les chapitres régionaux renforcent collectivement la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union et ne donnent lieu à aucune contradiction, et de manière à lever tout obstacle à la coopération.

Les chapitres régionaux contiennent des mesures transfrontalières appropriées et efficaces, y compris en ce qui concerne **les stockages et le GNL**, sous réserve d'un accord entre les États membres faisant partie d'un même groupe de risque ou de groupes de risque différents qui sont touchés par lesdites mesures et qui les mettront en œuvre sur la base de la simulation visée à l'article 7, paragraphe 1, et de l'évaluation commune des risques.»;

10) au paragraphe 6, la phrase suivante est ajoutée:

«La proposition de coopération peut inclure la participation volontaire à une passation conjointe de marchés pour des stocks stratégiques, telle que visée à l'article 7 quater.»;

11) Le nouvel article 8 *bis* suivant est inséré:

«Article 8 bis

Mesures relatives à la cybersécurité

1. Lors de l'élaboration des plans d'action préventive et des plans d'urgence, les États membres prennent en considération les mesures appropriées relatives à la cybersécurité.

2. La Commission peut adopter un acte délégué conformément à l'article 19 établissant des règles spécifiques pour le secteur gazier en matière de cybersécurité des flux transfrontaliers de gaz, notamment des règles relatives à des exigences minimales communes, à la planification, au suivi, aux rapports et à la gestion de crise.

3. Aux fins de l'élaboration de cet acte délégué, la Commission collabore étroitement avec l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), l'Agence pour la cybersécurité (ENISA), le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz (REGRT pour le gaz) et un nombre limité des principaux acteurs concernés, ainsi que des entités possédant des compétences en matière de cybersécurité, dans le cadre de leur propre mandat, telles que les centres d'opérations de cybersécurité (SOC) pertinents pour les entités réglementées et les centres de réponse aux incidents de sécurité informatique (CSIRT), tels que visés à l'article 9 de la directive (UE) 2022/xxx concernant des mesures destinées à assurer un niveau élevé commun de cybersécurité dans l'ensemble de l'Union.»

12) L'article 9 est modifié comme suit:

a) le paragraphe 1 est modifié comme suit:

le point e) est remplacé par le texte suivant:

«e) d'autres mesures préventives conçues pour faire face aux risques identifiés dans l'évaluation des risques, **comme visé à l'article 7 bis, paragraphe 1**, telles que celles liées à la nécessité de renforcer les interconnexions entre États membres voisins, d'accroître davantage l'efficacité énergétique, **de prévenir l'accaparement des capacités**, de réduire la demande de gaz, et à la possibilité de diversifier les voies et les sources d'approvisionnement en gaz et l'utilisation régionale des capacités de stockage et de GNL existantes, le cas échéant, de manière à maintenir l'approvisionnement en gaz de tous les clients dans toute la mesure du possible;»

ii) le point k) est remplacé par le texte suivant:

«k) des informations relatives à toutes les obligations de service public en rapport avec la sécurité de l'approvisionnement en gaz, **y compris les obligations en matière de capacités de stockage et les stocks stratégiques;**»;

iii) le point l) suivant est ajouté:

«l) des informations relatives aux mesures liées à la cybersécurité, telles que visées à l'article 8 bis.»;

13) À l'article 12, paragraphe 3, le point suivant est ajouté:

«d) à la coordination des actions concernant la passation conjointe de marchés pour des stocks stratégiques, telle que visée à l'article 7 quater.»;

14) L'article 13 est modifié comme suit:

a) les paragraphes 3, 4 et 5 sont remplacés par le texte suivant:

«3. Une mesure de solidarité **est prise en dernier recours** et s'applique uniquement si l'État membre demandeur:

a) a déclaré un état d'urgence en application de l'article 11;

b) n'a pas été en mesure de combler le déficit d'approvisionnement en gaz de ses clients protégés au titre de la solidarité, malgré l'application de la mesure visée à l'article 11, paragraphe 3;

c) a épuisé toutes les mesures fondées sur le marché ("mesures volontaires"), toutes les mesures non fondées sur le marché ("mesures obligatoires") et toutes les mesures prévues dans son plan d'urgence;

d) a notifié à la Commission et aux autorités compétentes de tous les États membres avec lesquels il est connecté soit directement, soit, en vertu du paragraphe 2, via un pays tiers, une demande explicite accompagnée d'une description des mesures mises en œuvre visées au point b) du présent paragraphe **et de l'engagement explicite** à verser rapidement une indemnisation équitable à l'État membre qui répond à la demande de solidarité conformément au paragraphe 8.

4. Les États membres **qui reçoivent une demande de solidarité** font ces offres sur la base de mesures volontaires axées sur la demande autant que possible et le plus longtemps possible, avant de recourir à des mesures non fondées sur le marché.

Lorsque les mesures fondées sur le marché se révèlent insuffisantes pour l'État membre qui répond à la demande de solidarité pour faire face au déficit d'approvisionnement en gaz des clients protégés au titre de la solidarité dans l'État membre demandeur, l'État membre qui répond à la demande de solidarité peut introduire des mesures non fondées sur le marché pour satisfaire aux obligations fixées aux paragraphes 1 et 2.

5. Si plus d'un État membre est susceptible de répondre à la demande de solidarité d'un État membre, l'État membre demandeur, après avoir consulté tous les États membres tenus de répondre à la demande de solidarité, recherche l'offre la plus avantageuse en se fondant sur les coûts, la rapidité de la livraison, la fiabilité et la diversification des approvisionnements en gaz. **Si les offres disponibles fondées sur le marché sont insuffisantes pour combler le déficit d'approvisionnement en gaz des clients protégés au titre de la solidarité dans l'État membre demandeur, les États membres tenus de répondre à la demande de solidarité sont obligés d'activer des mesures non fondées sur le marché.»**

b) Au paragraphe 10, l'alinéa suivant est ajouté:

«Lorsqu'une mesure de solidarité a été fournie conformément aux paragraphes 1 et 2, le montant final de l'indemnisation qui a été versée par l'État membre demandeur fait l'objet d'un contrôle ex-post par l'autorité de régulation et/ou l'autorité en matière de concurrence de l'État membre fournisseur, dans les trois mois à compter de la levée de l'urgence. L'État membre demandeur est consulté et donne son avis sur la conclusion du contrôle ex-post. À la suite de la consultation de l'État membre demandeur, l'autorité qui effectue ce contrôle ex-post est habilitée à demander la rectification du montant de l'indemnisation, en tenant compte de l'avis de l'État membre demandeur. Les conclusions de ce contrôle ex-post sont transmises à la

Commission européenne, qui les prend en considération dans son rapport sur l'urgence en application de l'article 14, paragraphe 3.»;

c) le paragraphe 14 est remplacé par le texte suivant:

«14. Le fait que les États membres ne parviennent pas à se mettre d'accord sur leurs arrangements techniques, juridiques et financiers ou à en établir la version définitive est sans incidence sur l'applicabilité du présent article. Dans un tel cas, **lorsqu'une mesure de solidarité est nécessaire pour garantir l'approvisionnement en gaz des clients protégés au titre de la solidarité, les arrangements contenus dans l'annexe IX (nouvelle) s'appliquent par défaut à la demande et à la fourniture du gaz pertinent.**»;

15) À l'article 14, paragraphe 3, le premier alinéa est remplacé par le texte suivant:

«Après une urgence, l'autorité compétente visée au paragraphe 1 présente à la Commission, dans les meilleurs délais et au plus tard six semaines après la levée de l'urgence, une évaluation détaillée de l'urgence et de l'efficacité des mesures mises en œuvre, qui comprend une évaluation de l'impact économique de l'urgence, de l'impact sur le secteur de l'électricité et de l'assistance fournie à l'Union et à ses États membres ou reçue de l'Union et de ses États membres. **Le cas échéant, l'évaluation comprend une description détaillée des circonstances qui ont conduit à activer le mécanisme prévu à l'article 13 et les conditions dans lesquelles les approvisionnements en gaz manquants ont été reçus, notamment le prix et l'indemnisation versée et, le cas échéant, les raisons pour lesquelles les offres de solidarité n'ont pas été acceptées et/ou le gaz n'a pas été livré.** Cette évaluation est mise à la disposition du groupe de coordination pour le gaz, et les mises à jour des plans d'action préventifs et des plans d'urgence en tiennent compte.»

16) L'article 19 est modifié comme suit:

a) la première phrase du paragraphe 2 est remplacée par le texte suivant:

«Le pouvoir d'adopter des actes délégués visé à l'article 3, paragraphe 4, à l'article 7, paragraphe 5, à l'article 8, paragraphe 5, **et à l'article 8 bis, paragraphe 2 (cybersécurité)**, est conféré à la Commission pour une période de cinq ans à compter du [date d'adoption des modifications].»;

b) la première phrase du paragraphe 3 est remplacée par le texte suivant:

«3. La délégation de pouvoir visée à l'article 3, paragraphe 8, à l'article 7, paragraphe 5, à l'article 8, paragraphe 5, **et à l'article 8 bis, paragraphe 2** peut être révoquée à tout moment par le Parlement européen ou le Conseil.»;

c) la première phrase du paragraphe 6 est remplacée par le texte suivant:

«6. Un acte délégué adopté en vertu de l'article 3, paragraphe 8, de l'article 7, paragraphe 5, de l'article 8, paragraphe 5, **et de l'article 8 bis, paragraphe 2** n'entre en vigueur que si le Parlement européen ou le Conseil n'a pas exprimé d'objections dans un délai de deux mois à compter de la notification de cet acte au Parlement européen et au Conseil ou si, avant l'expiration de ce délai, le Parlement européen et le Conseil ont tous les deux informé la Commission de leur intention de ne pas exprimer d'objections.»;

17) l'annexe VI est modifiée comme suit:

a) à la section 5 a), deuxième alinéa, le tiret suivant est ajouté après le deuxième tiret, «les mesures visant à diversifier les voies d'acheminement du gaz et les sources d'approvisionnement;»;

«- les mesures visant à prévenir l'accaparement de capacités;»;

b) à la section 11.3, point a), deuxième alinéa, le tiret suivant est ajouté après le deuxième tiret, «les mesures visant à diversifier les voies d'acheminement du gaz et les sources d'approvisionnement»;

«- les mesures visant à prévenir l'accaparement de capacités;»;

18) Le texte figurant à l'annexe II du présent règlement est ajouté à l'annexe IX du règlement (UE) 2017/1938.

↓ 715/2009 (adapté)

Article ~~6834~~

Abrogation

Le règlement (CE) n° ~~715/2009~~ ~~1775/2005~~ est abrogé ~~à compter du 3 mars 2011~~. Les références faites au règlement abrogé s'entendent comme faites au présent règlement et sont à lire selon le tableau de correspondance figurant à l'annexe II.

Article ~~6932~~

Entrée en vigueur

↓ Rectificatif, JO L 229 du
1.9.2009, p. 29 (adapté)
⇒ nouveau

Le présent règlement entre en vigueur le vingtième jour suivant celui de sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne*.

Il est applicable à compter ~~⇒ du 1^{er} janvier 2023~~ ~~← du 3 mars 2011~~.

↓ 715/2009

Le présent règlement est obligatoire dans tous ses éléments et directement applicable dans tout État membre.

Fait à Bruxelles, le

Par le Parlement européen
La présidente

Par le Conseil
Le président

FICHE FINANCIÈRE LÉGISLATIVE

1. CADRE DE LA PROPOSITION/DE L'INITIATIVE

1.1. Dénomination de la proposition/de l'initiative

1.2. Domaine(s) d'action concerné(s)

1.3. La proposition/l'initiative porte sur:

1.4. Objectif(s)

1.4.1. Objectif général/ objectifs généraux

1.4.2. Objectif(s) spécifique(s)

1.4.3. Résultat(s) et incidence(s) attendus

1.4.4. Indicateurs de performance

1.5. Justification(s) de la proposition/de l'initiative

1.5.1. Besoin(s) à satisfaire à court ou à long terme, assorti(s) d'un calendrier détaillé pour la mise en œuvre de l'initiative

1.5.2. Valeur ajoutée de l'intervention de l'Union (celle-ci peut résulter de différents facteurs, par exemple des gains de coordination, sécurité juridique, efficacité accrue, complémentarités, etc.). Aux fins du présent point, on entend par «valeur ajoutée de l'intervention de l'Union» la valeur découlant de l'intervention de l'Union qui vient s'ajouter à la valeur qui, sans cela, aurait été générée par la seule action des États membres.

1.5.3. Leçons tirées d'expériences similaires

1.5.4. Compatibilité avec le cadre financier pluriannuel et synergies éventuelles avec d'autres instruments appropriés

1.5.5. Évaluation des différentes possibilités de financement disponibles, y compris des possibilités de redéploiement

1.6. Durée et incidence financière de la proposition/de l'initiative

1.7. Mode(s) de gestion prévu(s)

2. MESURES DE GESTION

2.1. Dispositions en matière de suivi et de compte rendu

2.2. Système(s) de gestion et de contrôle

2.2.1. Justification du (des) mode(s) de gestion, du (des) mécanisme(s) de mise en œuvre des financements, des modalités de paiement et de la stratégie de contrôle proposée

2.2.2. Informations sur les risques recensés et sur le(s) système(s) de contrôle interne mis en place pour les atténuer

2.2.3. Estimation et justification du rapport coût/efficacité des contrôles (rapport «coûts du contrôle ÷ valeur des fonds gérés concernés»), et évaluation du niveau attendu de risque d'erreur (lors du paiement et lors de la clôture)

2.3. Mesures de prévention des fraudes et irrégularités

3. INCIDENCE FINANCIÈRE ESTIMÉE DE LA PROPOSITION/DE L'INITIATIVE

3.1. Rubrique(s) du cadre financier pluriannuel et ligne(s) budgétaire(s) de dépenses concernée(s)

3.2. Incidence financière estimée de la proposition sur les crédits

3.2.1. Synthèse de l'incidence estimée sur les crédits opérationnels

3.2.2. Estimation des réalisations financées avec des crédits opérationnels

3.2.3. Synthèse de l'incidence estimée sur les crédits administratifs

3.2.4. Compatibilité avec le cadre financier pluriannuel actuel

3.2.5. Participation de tiers au financement

3.3. Incidence estimée sur les recettes

FICHE FINANCIÈRE LÉGISLATIVE «AGENCES»

1. CADRE DE LA PROPOSITION/DE L'INITIATIVE

1.1. Dénomination de la proposition/de l'initiative

Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte).

Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte).

1.2. Domaine(s) d'action concerné(s)

Domaine d'action: Énergie

Activité(s): Pacte vert pour l'Europe

1.3. La proposition porte sur:

☒ une action nouvelle

☐ une action nouvelle suite à un projet pilote/une action préparatoire²¹

☐ la prolongation d'une action existante

☐ une fusion ou une réorientation d'une ou de plusieurs actions vers une autre action/une action nouvelle

1.4. Objectif(s)

1.4.1. Objectif général/ objectifs généraux

Le Pacte vert pour l'Europe et la loi sur le climat assignent à l'UE l'objectif de parvenir à la neutralité climatique d'ici à 2050 d'une manière qui contribue à la compétitivité européenne, à la croissance et à la création d'emplois. On estime qu'en atteignant l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 55 %, on parviendrait à assurer une part d'énergie renouvelable comprise entre 38 % et 40 %. Les combustibles gazeux continueront de représenter une part importante du bouquet énergétique d'ici à 2050, ce qui nécessitera la décarbonation du secteur gazier grâce à une conception tournée vers l'avenir axée sur des marchés concurrentiels du gaz décarbonés. La présente initiative s'inscrit dans le cadre du paquet «Ajustement à l'objectif 55». Elle couvre l'organisation du marché du gaz, y compris de l'hydrogène. Même si elle ne permettra pas à elle seule d'atteindre les objectifs de décarbonation, elle éliminera les obstacles réglementaires existants et créera les conditions qui le permettront à moindre coût.

1.4.2. Objectif(s) spécifique(s)

Les objectifs spécifiques suivants sont principalement ceux visés par les dispositions qui requièrent que des ressources additionnelles soient allouées à l'ACER et à la DG énergie.

Objectif spécifique n° 1:

²¹ Tel(le) que visé(e) à l'article 58, paragraphe 2, point a) ou b), du règlement financier.

Créer un cadre réglementaire pour un développement du secteur de l'hydrogène et de réseaux d'hydrogène fondé sur le marché.

Objectif spécifique n° 2:

Améliorer les conditions des échanges transfrontaliers de gaz naturel, en tenant compte du rôle croissant des gaz d'origine renouvelable et bas carbone, et vers de nouveaux droits pour les consommateurs.

Objectif spécifique n° 3:

Veiller à ce que les entités paneuropéennes de gestionnaires de réseau respectent la législation de l'Union.

1.4.3. Résultat(s) et incidence(s) attendus

Préciser les effets que la proposition/l'initiative devrait avoir sur les bénéficiaires/la population visée.

Les ressources additionnelles permettront à l'ACER et à la DG énergie de mener à bien les tâches nécessaires à l'exécution de leur mandat au titre de la législation européenne conformément aux exigences de la présente proposition.

1.4.4. Indicateurs de performance

Préciser les indicateurs permettant de suivre l'avancement et les réalisations.

Objectif spécifique n° 1:

Le développement d'infrastructures pour l'hydrogène et leur utilisation commune par différents acteurs du marché.

Objectif spécifique n° 2:

Le stade de commercialisation et l'accès des gaz d'origine renouvelable et bas carbone aux marchés (par exemple, volumes et nombre d'opérateurs, taux d'utilisation des terminaux GNL et volumes reçus de ces gaz).

Objectif spécifique n° 3:

Établissement rapide du réseau européen des gestionnaires de réseau d'hydrogène et inclusion en temps utile des GRD de gaz naturel à l'entité des GRD de l'Union.

1.5. Justification(s) de la proposition/de l'initiative

1.5.1. Besoin(s) à satisfaire à court ou à long terme, assorti(s) d'un calendrier détaillé pour la mise en œuvre de l'initiative

L'évaluation suivante, dans la mesure où elle concerne l'ACER, tient compte des estimations des ressources nécessaires à l'exécution des tâches actuelles qui figurent dans l'étude récemment menée par un consultant indépendant pour établir le besoin en ressources pour des tâches additionnelles similaires, avec des ajustements pour éviter toute surestimation. Les

nombres d'ETP cités pour les tâches existantes sont des estimations arrondies du personnel requis en 2023, avec toutefois une réduction générale de 20 % pour tenir compte du fait que la méthode appliquée par le consultant était sujette à des surestimations, comme expliqué dans l'avis C(2021) 7024 de la Commission du 5.10.2021 sur le projet de document de programmation de l'agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie pour la période 2022-2024 et sur la suffisance des ressources financières et humaines à la disposition de l'ACER. La présente fiche financière législative applique donc une estimation plus prudente du personnel requis que celle du consultant.

Même si les volumes de gaz naturel fournis aux clients de l'UE vont progressivement se réduire, cela n'entraînera pas de réduction de la charge de travail pour l'exécution des tâches existantes de l'ACER dans un avenir prévisible: par exemple, la mise en œuvre des codes de réseau pour le gaz se poursuit indépendamment des volumes transportés par le réseau. La complexité viendra même à augmenter compte tenu du rôle croissant de l'injection de gaz bas carbone en mélange. En outre, avec un réseau et un marché d'hydrogène pur, la régulation d'un nouveau secteur viendra s'ajouter à la liste des tâches de l'ACER.

Objectif spécifique n° 1: Créer un cadre réglementaire pour un développement du secteur de l'hydrogène et de réseaux d'hydrogène fondé sur le marché

- Comme pour l'électricité et pour le gaz naturel, le développement d'un secteur de l'hydrogène fondé sur le marché nécessite des règles plus détaillées sous la forme de **codes de réseau ou de lignes directrices**. La proposition comprend neuf habilitations pour adopter de nouveaux codes de réseau ou lignes directrices en lien avec l'hydrogène sous la forme de règlements de la Commission.

Il existe actuellement six codes de réseau ou lignes directrices adoptés en tant que règlements de la Commission au titre du règlement (CE) n° 715/2009 sur le gaz, ou joints en annexe au présent règlement. Le consultant a estimé que l'ACER avait besoin de sept ETP pour mettre ceux-ci en œuvre. L'expérience acquise en matière d'élaboration et de mise en œuvre des codes de réseau et lignes directrices pour le gaz naturel peut être utilisée dans l'élaboration de codes de réseau et lignes directrices similaires pour l'hydrogène (par exemple, attribution des capacités, interopérabilité).

On estime par conséquent que cinq ETP sont nécessaires pour élaborer et mettre ensuite en œuvre les nouveaux codes de réseau et lignes directrices en lien avec l'hydrogène. Compte tenu du développement progressif du secteur de l'hydrogène, les ETP additionnels devraient être recrutés progressivement: 1 ETP par an à partir de 2023.

- L'ACER prend également des **décisions relatives à la répartition des coûts inhérents aux nouvelles infrastructures transfrontalières liées à l'hydrogène et aux solutions visant à éliminer les restrictions dues à une qualité différente d'hydrogène ou d'autres gaz**. Le consultant a estimé que pour une décision de l'ACER relative à la répartition transfrontalière des coûts au titre du règlement RTE-E (règlement 347/2013) dans le cas où les autorités de régulation des États membres ne pourraient tomber d'accord, trois ETP environ seraient nécessaires pour une durée de six mois et que, dans le cas où une décision ferait l'objet d'un recours, des ressources humaines supplémentaires seraient nécessaires. Dans l'hypothèse où une décision serait prise tous les deux ans, cela nécessiterait un ETP additionnel à partir du moment où, avec l'importance croissante de l'hydrogène et d'autres gaz que le gaz naturel, ce pouvoir de décision est susceptible d'être mobilisé (à savoir en 2026).

- Un **quatrième volume** (s’ajoutant à la vente en gros d’électricité, à la vente en gros de gaz naturel et à la vente au détail/aux consommateurs) **consacré à l’hydrogène** sera ajouté au **rapport de surveillance du marché** de l’ACER, ce qui élargira le champ d’application des activités de surveillance du marché de l’ACER. Actuellement, entre sept et huit ETP travaillent aux trois volumes existants. Étant donné que l’hydrogène sera un nouveau domaine pour l’ACER pour lequel une expertise interne doit être établie, il est estimé qu’un ETP additionnel est nécessaire à partir de l’entrée en vigueur des propositions ainsi qu’un autre ETP à partir du moment auquel le secteur de l’hydrogène devrait commencer à se développer en un marché paneuropéen (à savoir aux environs de 2027).
- Compte tenu de l’importance croissante de l’hydrogène et d’autres gaz que le gaz fossile, le **champ d’application du règlement REMIT doit être élargi**. Cela nécessitera au total cinq ETP additionnels, deux à partir de 2024 et trois ETP dès qu’un marché de l’hydrogène commencera à se développer, donc à partir de 2027. Ces cinq ETP seront éligibles en vue d’un financement par des redevances.

Objectif spécifique n° 2: Améliorer les conditions des échanges transfrontaliers de gaz naturel, en tenant compte du rôle croissant des gaz d’origine renouvelable et bas carbone, et vers de nouveaux droits pour les consommateurs.

- Un nouveau règlement de la Commission sur la **cybersécurité** est prévu, équivalent à celui pour le secteur de l’électricité. Conformément à l’expérience dont l’ACER a besoin, en moyenne, un ETP par code de réseau ou lignes directrices, plus un ETP sont requis pour la cybersécurité à partir de l’entrée en vigueur de la proposition.
- Une nouvelle disposition sera introduite exigeant des gestionnaires de réseau la séparation des actifs réglementés pour les réseaux de gaz naturel, d’hydrogène et/ou d’électricité pour éviter les subventions croisées. L’ACER sera chargée d’émettre des **recommandations aux gestionnaires de réseau et aux autorités de régulation des États membres sur la détermination de la valeur des actifs et le calcul des frais pour les utilisateurs du réseau** et de les mettre à jour tous les deux ans. L’ACER sera également chargée de publier tous les quatre ans une **étude comparant l’efficacité des gestionnaires de réseau de transport de l’UE sur le plan des coûts**. Pour le rapport existant sur les bonnes pratiques concernant les méthodes de tarification du transport et de la distribution au titre de l’article 18, paragraphe 9, du règlement 2019/943 sur l’électricité, le consultant a estimé 0,4 ETP par an, soit un peu plus que pour le rapport existant de suivi de la congestion aux points d’interconnexion. La proposition réduit la fréquence de ce dernier rapport de chaque année à, en principe, tous les deux ans. En conséquence, l’ajout de 0,5 ETP à partir de 2024 devrait suffire à couvrir les deux nouvelles tâches d’établissement de rapports.
- Établissant un parallélisme avec les dispositions de la refonte de la directive (UE) 2019/944 sur l’électricité, la présente proposition renforcera également les dispositions relatives aux **consommateurs de gaz**. Il convient que ces dispositions correspondent à la capacité de l’ACER de surveiller les droits des consommateurs et les marchés de détail, et il convient par conséquent que l’équipe de l’ACER travaillant au rapport de surveillance du marché annuel de l’Autorité soit renforcée de 0,5 ETP dès que les dispositions auront dû être transposées par les États membres (en 2024).

Objectif spécifique n° 3: Veiller à ce que les entités paneuropéennes de gestionnaires de réseau respectent la législation de l'Union

- La proposition améliore la surveillance du REGRT pour le gaz (en établissant un parallélisme avec les dispositions liées au REGRT-E), élargit le champ d'activité de l'entité des GRD de l'Union aux gestionnaires de réseau de distribution pour le gaz naturel et institue un nouveau réseau européen des gestionnaires de réseau d'hydrogène.

La mise en place du réseau européen des gestionnaires de réseau d'hydrogène et l'élargissement du champ d'application de l'entité des GRD de l'Union entraînent un pic dans la charge de travail de l'ACER au cours de la première année suivant l'entrée en vigueur de la proposition, suivie des tâches régulières de surveillance et des éventuelles, bien que rares, mesures d'exécution. Un ETP devrait être suffisant; après la première année, cette personne participera également aux principales tâches de surveillance du nouveau réseau européen des gestionnaires de réseau d'hydrogène: l'évaluation du nouveau plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union.

Les ETP additionnels mentionnés ci-dessus ne comprennent pas le personnel administratif. L'application d'un taux de frais administratifs d'environ 25 % (moins qu'actuellement) signifie que cinq ETP additionnels sont nécessaires. Dans ses avis précédents relatifs aux documents de programmation de l'ACER, la Commission a observé que le tableau des effectifs de l'ACER ne prévoyait pas de personnel pour les tâches de bureau ou de secrétariat, et l'ACER a effectivement recours à du personnel intérimaire pour ce type de tâches. Ces ETP en personnel administratif devraient par conséquent être des AST/SC pour remédier à cette situation, sans charge supplémentaire sur le budget de l'UE, étant donné qu'ils remplaceraient du personnel intérimaire.

Sur le total des 21 ETP, jusqu'à sept seraient éligibles en vue d'un financement par des redevances (deux TA AD, trois CA FG IV et deux TA AST/SC comme soutien administratif pour les chefs des deux services en charge du règlement REMIT).

Tandis que la charge de travail supplémentaire pour les organes de l'UE sera assumée en grande partie par l'ACER, la charge de travail de la DG énergie augmentera également en raison d'un secteur de l'hydrogène qui se transforme progressivement en un marché paneuropéen ainsi que de la complexité accrue du réseau et du marché de gaz naturel en raison de l'approvisionnement croissant en d'autres gaz que du gaz fossile. Selon une estimation prudente, un ETP additionnel est nécessaire pour veiller à la bonne mise en œuvre des dispositions renforcées en matière de protection des consommateurs. S'agissant du marché de gros, huit ETP planchent actuellement sur les marchés de gaz (y compris la planification des réseaux et la qualité du gaz). L'ajout de règles liées à l'hydrogène et la complexité croissante du secteur du gaz naturel nécessitent la multiplication des effectifs par un facteur de 1,5, soit quatre ETP additionnels, étalés sur les prochaines années en fonction du développement du secteur de l'hydrogène et de la part de marché croissante d'autres gaz que le gaz fossile.

1.5.2. *Valeur ajoutée de l'intervention de l'Union (celle-ci peut résulter de différents facteurs, par exemple des gains de coordination, sécurité juridique, efficacité accrue, complémentarités,*

etc.). Aux fins du présent point, on entend par «valeur ajoutée de l'intervention de l'Union» la valeur découlant de l'intervention de l'Union qui vient s'ajouter à la valeur qui, sans cela, aurait été générée par la seule action des États membres.

Il n'existe à ce jour aucune règle au niveau de l'UE réglementant les réseaux ou marchés d'hydrogène dédiés. Au vu des efforts actuellement consentis aux niveaux européen et national pour promouvoir l'utilisation d'hydrogène renouvelable en remplacement des combustibles fossiles, les États membres seraient incités à adopter des règles relatives aux infrastructures dédiées au transport d'hydrogène au niveau national. Cela risque de donner lieu à un paysage réglementaire fragmenté au sein de l'UE, susceptible d'entraver l'intégration des réseaux et marchés nationaux d'hydrogène, empêchant ou dissuadant ainsi les échanges transfrontaliers d'hydrogène.

L'harmonisation des infrastructures liées à l'hydrogène à un stade ultérieur (à savoir après la mise en place d'une législation nationale) entraînerait une augmentation de la charge administrative pour les États membres ainsi qu'une augmentation des coûts réglementaires et davantage d'incertitude pour les entreprises, notamment en ce qui concerne les investissements à long terme dans des infrastructures de production et de transport d'hydrogène.

La mise en place d'un cadre réglementaire au niveau de l'UE pour des réseaux et marchés d'hydrogène dédiés encouragerait l'intégration et l'interconnexion des marchés et réseaux nationaux d'hydrogène. Des règles européennes en matière de planification, de financement et d'exploitation de ces réseaux d'hydrogène dédiés assureraient une prévisibilité à long terme aux investisseurs potentiels dans ce type d'infrastructures de longue durée, notamment en ce qui concerne les interconnexions transfrontalières (qui pourraient sinon relever de législations nationales différentes et potentiellement divergentes).

S'agissant du biométhane, en l'absence d'une initiative au niveau de l'UE, il est probable que d'ici à 2030, la mosaïque réglementaire persiste en ce qui concerne l'accès aux marchés de gros, les obligations de raccordement et les mesures de coordination GRT-GRD. De même, en l'absence d'un certain niveau d'harmonisation à l'échelle de l'UE, les producteurs de gaz d'origine renouvelable et bas carbone seront confrontés à des coûts de raccordement et d'injection très différents au sein de l'UE, ce qui entraînera des conditions de concurrence inégales.

En l'absence de nouvelles mesures législatives au niveau de l'UE, les États membres continueraient à appliquer des normes différentes en matière de qualité du gaz et des règles différentes en ce qui concerne la part d'hydrogène dans les mélanges hydrogène-gaz naturel, entraînant un risque de restrictions des flux transfrontaliers et de segmentation du marché. Les normes en matière de qualité du gaz continueraient à être principalement définies par les paramètres de qualité du gaz naturel, limitant ainsi l'intégration de gaz d'origine renouvelable dans le réseau.

Tous ces aspects sont susceptibles de réduire le commerce transfrontalier de gaz d'origine renouvelable, qui pourrait être compensé par une augmentation des importations de gaz fossile. L'utilisation des terminaux et des importations de GNL pourrait rester limitée au gaz fossile, alors qu'aucune adaptation des terminaux de GNL ne serait nécessaire dans le cas où du biométhane ou du méthane de synthèse compétitifs provenant de pays tiers seraient disponibles.

1.5.3. *Leçons tirées d'expériences similaires*

L'expérience faite précédemment de la formulation propositions législatives a montré que les besoins en personnel de l'ACER ont tendance à être sous-estimés. C'est notamment le cas lorsque la législation comprend des dispositions en matière d'autonomisation pour l'adoption de règles techniques plus détaillées telles que les codes de réseau et les lignes directrices au titre du règlement (UE) 2019/943 sur l'électricité. Pour éviter que ne se répète l'expérience du troisième train de mesures relatives au marché intérieur de 2009, où une sous-estimation des besoins en personnel avait entraîné une sous-dotation structurelle en personnel (qui n'est complètement résolue qu'à partir du budget de l'UE pour 2022), les besoins en personnel au titre de la présente proposition sont estimés pour plusieurs années à venir et tiennent compte des évolutions futures probables telles que le recours à des habilitations.

1.5.4. *Compatibilité avec le cadre financier pluriannuel et synergies éventuelles avec d'autres instruments appropriés*

La présente initiative fait partie du programme de travail de la Commission pour 2021 [COM(2020) 690 final] dans le cadre du pacte vert pour l'Europe et du paquet «Ajustement à l'objectif 55» et contribuera à l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 55 % par rapport aux niveaux de 1990 d'ici à 2030 tel qu'énoncé dans le règlement relatif à la loi européenne sur le climat et à l'objectif de l'UE de parvenir à la neutralité climatique d'ici à 2050.

1.5.5. *Évaluation des différentes possibilités de financement disponibles, y compris des possibilités de redéploiement*

Des ETP sont nécessaires pour de nouvelles tâches, tandis que les tâches existantes ne seront pas réduites dans un avenir proche: un secteur de l'hydrogène se développera parallèlement à l'utilisation continue du système de gaz naturel, la complexité de ce dernier augmentant même en raison de l'utilisation croissante d'autres sources de méthane que le gaz fossile. Un redéploiement ne permettrait donc pas de résoudre les besoins en personnel additionnel.

Dans la mesure du possible sur le plan juridique, les ETP additionnels seront financés par le système de redevances existant pour les tâches de l'ACER au titre du règlement REMIT.

1.6. Durée et incidence financière de la proposition/de l'initiative

☐ **durée limitée**

- ☐ Proposition/initiative en vigueur du [JJ/MM]AAAA au [JJ/MM]AAAA
- ☐ Incidence financière de AAAA à AAAA

X durée illimitée

- Mise en œuvre avec une période de montée en puissance de AAAA jusqu'en AAAA,
- puis un fonctionnement en rythme de croisière au-delà.

1.7. Mode(s) de gestion prévu(s)²²

X Gestion directe par la Commission via

- ☐ des agences exécutives

☐ **Gestion partagée** avec les États membres

X Gestion indirecte en confiant des tâches d'exécution budgétaire:

☐ à des organisations internationales et à leurs agences (à préciser);

☐ à la BEI et au Fonds européen d'investissement;

X aux organismes visés aux articles 70 et 71;

☐ à des organismes de droit public;

☐ à des organismes de droit privé investis d'une mission de service public, pour autant qu'ils présentent les garanties financières suffisantes;

☐ à des organismes de droit privé d'un État membre qui sont chargés de la mise en œuvre d'un partenariat public-privé et présentent les garanties financières suffisantes;

☐ à des personnes chargées de l'exécution d'actions spécifiques relevant de la PESC, en vertu du titre V du traité sur l'Union européenne, identifiées dans l'acte de base concerné.

Remarques

--

²²

Les explications sur les modes de gestion ainsi que les références au règlement financier sont disponibles sur le site BudgWeb: <https://myintracomm.ec.europa.eu/budgweb/FR/man/budgmanag/Pages/budgmanag.aspx>.

2. MESURES DE GESTION

2.1. Dispositions en matière de suivi et de compte rendu

Préciser la fréquence et les conditions de ces dispositions.

Conformément à son règlement financier, l'ACER doit fournir, dans le contexte de son document de programmation, un programme de travail annuel détaillant les ressources, tant financières qu'humaines, pour chaque activité menée.

L'ACER rend compte tous les mois à la DG ENER sur l'exécution budgétaire, y compris les engagements, et les paiements par titre, et les taux de vacance d'emploi par type d'effectifs.

En outre, la DG ENER est directement représentée dans les organes de gouvernance de l'ACER. Par l'intermédiaire de ses représentants au sein du conseil d'administration, la DG ENER sera informée de l'utilisation du budget et du tableau des effectifs lors de chacune de ses réunions au cours de l'année.

Enfin, toujours conformément aux règles financières, l'ACER est tenue de rendre compte annuellement de ses activités et de l'utilisation de ressources par l'intermédiaire du conseil d'administration et de son rapport annuel d'activité.

Les tâches directement mises en œuvre par la DG ENER suivront le cycle annuel de planification et de suivi, tel que mis en œuvre au sein de la Commission et des agences exécutives, y compris la communication des résultats par l'intermédiaire du rapport annuel d'activité de la DG ENER.

2.2. Système(s) de gestion et de contrôle

2.2.1. *Justification du (des) mode(s) de gestion, du (des) mécanisme(s) de mise en œuvre des financements, des modalités de paiement et de la stratégie de contrôle proposée*

Même si l'ACER devra développer une nouvelle expertise, il est plus rentable de confier les nouvelles tâches au titre de la présente proposition à une agence existante qui travaille déjà à des tâches similaires.

La DG ENER a établi une stratégie de contrôle pour gérer ses relations avec l'ACER, dans le cadre du cadre de contrôle interne 2017 de la Commission. L'ACER a révisé et adopté son propre cadre de contrôle interne en décembre 2018.

2.2.2. *Informations sur les risques recensés et sur le(s) système(s) de contrôle interne mis en place pour les atténuer*

Le risque principal est une erreur dans les estimations de la charge de travail engendrée par la présente proposition, étant donné qu'elle vise à fournir un cadre réglementaire favorable ex ante et non ex post suite à la mise en place d'approches nationales et à l'apparition de nouveaux acteurs et de nouveaux carburants (hydrogène et autres «gaz alternatifs») dans le secteur de l'énergie. Ce risque doit être accepté car, comme l'expérience l'a montré, si les besoins en ressources supplémentaires ne sont pas inclus dans la proposition initiale, il est très difficile de remédier à cette situation par la suite.

Ce risque est atténué par le fait que la proposition comprend plusieurs nouvelles tâches car, tandis que la charge de travail de certaines tâches futures pourrait être sous-estimée, elle pourrait être surestimée pour d'autres, ce qui laisserait une marge de manœuvre pour un potentiel futur redéploiement.

2.2.3. *Estimation et justification du rapport coût/efficacité des contrôles (rapport «coûts du contrôle ÷ valeur des fonds gérés concernés»), et évaluation du niveau attendu de risque d'erreur (lors du paiement et lors de la clôture)*

L'attribution de tâches supplémentaires pour le mandat existant de l'ACER ne devrait pas générer de contrôles spécifiques supplémentaires au sein de l'ACER, ce qui signifie que le rapport «coûts du contrôle ÷ valeur des fonds gérés concernés» restera inchangé.

De même, les tâches attribuées à la DG ENER n'entraîneront pas de contrôles supplémentaires ou de modification du rapport des coûts de contrôle.

2.3. Mesures de prévention des fraudes et irrégularités

Préciser les mesures de prévention et de protection existantes ou envisagées, par exemple au titre de la stratégie antifraude.

L'ACER applique les principes antifraude des agences décentralisées de l'UE, conformément à l'approche de la Commission.

En mars 2019, l'ACER a adopté une nouvelle stratégie antifraude, abrogeant la décision 13/2014 du conseil d'administration de l'ACER. La nouvelle stratégie, qui s'étend sur une période de trois ans, se fonde sur les éléments suivants: une évaluation annuelle des risques, la prévention et la gestion des conflits d'intérêts, des règles internes relatives à la dénonciation de dysfonctionnements, la politique et la procédure de gestion des fonctions sensibles, ainsi que des mesures en matière d'éthique et d'intégrité.

La DG ENER a adopté une stratégie antifraude (SAF) révisée en 2020. La SAF de la DG ENER se fonde sur la stratégie antifraude de la Commission et sur une évaluation spécifique des risques, réalisée en interne pour déterminer les domaines les plus vulnérables à la fraude, les contrôles déjà en place et les actions nécessaires pour améliorer la capacité de la DG ENER à prévenir, détecter et corriger toute fraude.

Le règlement instituant l'ACER et les dispositions contractuelles applicables aux marchés publics garantissent que les services de la Commission, y compris l'OLAF, sont en mesure de mener des audits et des contrôles sur place, en utilisant les dispositions standard recommandées par l'OLAF.

3. INCIDENCE FINANCIÈRE ESTIMÉE DE LA PROPOSITION/DE L'INITIATIVE

3.1. Rubrique(s) du cadre financier pluriannuel et ligne(s) budgétaire(s) de dépenses concernée(s)

- Lignes budgétaires existantes

Dans l'ordre des rubriques du cadre financier pluriannuel et des lignes budgétaires.

Rubrique du cadre financier pluriannuel	Ligne budgétaire	Nature de la dépense	Participation			
	Nombre	CD/CND ²³	de pays AELE ²⁴	de pays candidats ²⁵	de pays tiers	au sens de l'article 21, paragraphe 2, point b), du règlement financier
02	02 10 06 et 02 03 02	Diss./	OUI/ NON N	OUI/ NON	OUI/ NON N	OUI/ NON

- Nouvelles lignes budgétaires, dont la création est demandée

²³ CD = crédits dissociés / CND = crédits non dissociés.

²⁴ AELE: Association européenne de libre-échange.

²⁵ Pays candidats et, le cas échéant, pays candidats potentiels des Balkans occidentaux.

Dans l'ordre des rubriques du cadre financier pluriannuel et des lignes budgétaires.

Rubrique d u cadre financier pluriannuel	Ligne budgétaire	Nature de la dépense la dépense	Participation			
	Nombre	CD/CND	de pays AELE	de pays candidats	de pays tiers	au sens de l'article 21, paragraphe 2, point b), du règlement financier
	[XX.YY.YY.YY]		OUI/NO N	OUI/NON	OUI/NO N	OUI/NON

3.2. Incidence estimée sur les dépenses

3.2.1. Synthèse de l'incidence estimée sur les dépenses

En Mio EUR (à la troisième décimale)

Rubrique du cadre financier pluriannuel	2	Investissements stratégiques européens – Agence pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)
---	---	---

ACER			Année 2023	Année 2024	Année 2025	Année 2026	Année 2027	TOTAL
Titre 1:	Engagements	1)	0,690	0,994	1,380	1,614	1,918	6,596
	Paie­ments	2)	0,690	0,994	1,380	1,614	1,918	6,596
Titre 2:	Engagements	(1a)						
	Paie­ments	2 bis						
Titre 3:	Engagements	(3a)						
	Paie­ments	(3 ter)						
TOTAL des crédits pour l'ACER	Engagements	=1+1a +3a	0,690	0,994	1,380	1,614	1,918	6,596
	Paie­ments	=2+2a +3b	0,690	0,994	1,380	1,614	1,918	6,596

Rubrique du cadre financier pluriannuel	7	«Dépenses administratives»
--	----------	----------------------------

En Mio EUR (à la troisième décimale)

		Année 2023	Année 2024	Année 2025	Année 2026	Année 2027	TOTAL
DG: ENER							
• Ressources humaines		0,152	0,304	0,304	0,456	0,760	1,976
• Autres dépenses administratives							
TOTAL DG ENER	Engagements						

TOTAL des crédits pour la RUBRIQUE 7 du cadre financier pluriannuel	(Total engagements = Total paiements)	0,152	0,304	0,304	0,456	0,760	1,976
--	---	-------	-------	-------	-------	-------	-------

En Mio EUR (à la troisième décimale)

		Année 2023	Année 2024	Année 2025	Année 2026	Année 2027	TOTAL
TOTAL des crédits pour les RUBRIQUES 1 à 7 du cadre financier pluriannuel	Engagements	0,842	1,298	1,684	2,070	2,678	8,572
	Paiements	0,842	1,298	1,684	2,070	2,678	8,572

3.2.2. Incidence estimée sur les crédits de l'agence

- ☒ La proposition/l'initiative n'engendre pas l'utilisation de crédits opérationnels
- ☐ La proposition/l'initiative engendre l'utilisation de crédits opérationnels, comme expliqué ci-après:

Crédits d'engagement en Mio EUR (à la troisième décimale)

Indiquer les objectifs et les réalisations ↓			Année N		Année N+1		Année N+2		Année N+3		Insérer autant d'années que nécessaire, pour refléter la durée de l'incidence (cf. point 1.6)						TOTAL	
	RÉALISATIONS (outputs)																	
	Type ²⁶	Coût moyen	€	Coût	€	Coût	€	Coût	€	Coût	€	Coût	€	Coût	€	Coût	N° total	Coût total
OBJECTIF SPÉCIFIQUE n° 1 ²⁷ ...																		
- Réalisation																		
- Réalisation																		
- Réalisation																		
Sous-total objectif spécifique n° 1																		
OBJECTIF SPÉCIFIQUE n° 2...																		
- Réalisation																		
Sous-total objectif spécifique n° 2																		
COÛT TOTAL																		

²⁶ Les réalisations se réfèrent aux produits et services qui seront fournis (par exemple: nombre d'échanges d'étudiants financés, nombre de km de routes construites, etc.).

²⁷ Tel que décrit dans la partie 1.4.2. «Objectif(s) spécifique(s)».

3.2.3. Incidence estimée sur les ressources humaines de l'ACER

3.2.3.1. Synthèse

- ☐ La proposition/l'initiative n'engendre pas l'utilisation de crédits de nature administrative.
- ☒ La proposition/l'initiative engendre l'utilisation de crédits de nature administrative, comme expliqué ci-après:

En Mio EUR (à la troisième décimale)

	Année 2023	Année 2024	Année 2025	Année 2026	Année 2027	TOTAL
--	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	-------

Agents temporaires (grades AD)	0,456	0,760	0,912	1,064	1,216	4,408
Agents temporaires (grades AST)						
Agents temporaires (grades AST/SC)	0,152	0,152	0,304	0,304	0,456	1,368
Agents contractuels	0,082	0,082	0,164	0,246	0,246	0,820
Experts nationaux détachés						

TOTAL	0,690	0,994	1,380	1,614	1,918	6,596
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Besoins en personnel (ETP):

	Année 2023	Année 2024	Année 2025	Année 2026	Année 2027	TOTAL
--	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	-------

Agents temporaires (grades AD)	3	6	7	8	10	10
Agents temporaires (grades AST)						
Agents temporaires (grades AST/SC)	1	2	3	4	5	5
Agents contractuels (FG IV)	1	2	3	3	6	6
Experts nationaux détachés						

TOTAL	5	10	13	15	21	21
-------	---	----	----	----	----	----

Dont financés par la contribution de l’UE²⁸:

	Année 2023	Année 2024	Année 2025	Année 2026	Année 2027	TOTAL
Agents temporaires (grades AD)	3	5	6	7	8	8
Agents temporaires (grades AST)						
Agents temporaires (grades AST/SC)	1	1	2	2	3	3
Agents contractuels (FG IV)	1	1	2	3	3	3
Experts nationaux détachés						
TOTAL	5	7	10	12	14	14

²⁸ Chaque année, conformément à l’article 3, paragraphe 1, de la décision (UE) 2020/2152 de la Commission, l’ACER déterminera les coûts, y compris les coûts du personnel, qui sont éligibles en vue d’un financement par des redevances et présentera le résultat dans son projet de document de programmation. Conformément à l’article 20 du règlement (UE) 2019/942, la Commission fournit un avis sur le projet de document de programmation de l’ACER, y compris les propositions de l’agence relatives aux coûts qui sont considérés comme éligibles en vue d’un financement par des redevances et au champ d’application pour ainsi réduire la charge sur le budget de l’UE.

La date de recrutement prévue pour les ETP est fixée au 1^{er} janvier de l'année respective.

3.2.3.2. Besoins estimés en ressources humaines pour la DG de tutelle

- ☐ La proposition/l'initiative ne nécessite pas l'utilisation de ressources humaines.
- ☒ La proposition/l'initiative engendre l'utilisation de ressources humaines, comme expliqué ci-après:

Estimation à exprimer en valeur entière (ou au plus avec une décimale)

	Année 2023	Année 2024	Année 2025	Année 2026	Année 2027
• Emplois du tableau des effectifs (fonctionnaires et agents temporaires)					
20 01 02 01 et 20 01 02 02 (au siège et dans les bureaux de représentation de la Commission)	1	2	2	3	5
20 01 02 03 (Délégations)					
01 01 01 01 (Recherche indirecte)					
10 01 05 01 (Recherche directe)					
• Personnel externe (en équivalents temps plein: ETP)²⁹					
20 02 01 (AC, END, INT de l'enveloppe globale)					
20 02 03 (AC, AL, END, INT et JPD dans les délégations)					
Ligne(s) budgétaire(s) (préciser) ³⁰	- au siège ³¹				
	- en délégation				
01 01 01 02 (AC, END, INT — recherche indirecte)					
10 01 05 02 (AC, END, INT sur recherche directe)					
Autres lignes budgétaires (à préciser)					
TOTAL	1	2	2	3	5

²⁹ AC = agent contractuel; AL = agent local; END = expert national détaché; INT = intérimaire; JPD = jeune professionnel en délégation.

³⁰ Sous-plafonds de personnel externe financés sur crédits opérationnels (anciennes lignes «BA»).

³¹ Essentiellement pour les fonds de la politique de cohésion de l'UE, le Fonds européen agricole pour le développement rural (Feader) et le Fonds européen pour les affaires maritimes, la pêche et l'aquaculture (FEAMPA).

Il s'agit de tâches nouvelles, auxquelles n'est assigné aucun personnel au sein de la DG ENER. Les besoins en ressources humaines pourraient être couverts par les effectifs ayant été redéployés en interne au sein de la DG, complétés si nécessaire par toute dotation additionnelle qui pourrait être allouée à la DG gestionnaire dans le cadre de la procédure d'allocation annuelle et compte tenu des contraintes budgétaires existantes.

3.2.4. *Compatibilité avec le cadre financier pluriannuel actuel*

- ☐ La proposition/l'initiative est compatible avec le cadre financier pluriannuel actuel.
- ☒ La proposition/l'initiative nécessite une reprogrammation de la rubrique concernée du cadre financier pluriannuel.

Expliquez la reprogrammation requise, en précisant les lignes budgétaires concernées et les montants correspondants.

- Les initiatives au titre du paquet «Ajustement à l'objectif 55» n'ont pas été prises en considération lorsque les rubriques du CFP ont été calculées. L'initiative spécifique étant nouvelle, elle nécessitera une reprogrammation tant pour la ligne relative à la contribution à l'ACER que pour la ligne qui étayera des travaux supplémentaires au sein de la DG ENER. Dans la mesure où l'incidence budgétaire des ressources humaines additionnelles pour l'ACER ne peut être couverte par des redevances ou par la contribution actuelle de l'UE, elle sera couverte par un redéploiement d'autres lignes budgétaires gérées par la DG ENER en ce qui concerne les ETP additionnels non financés par des redevances, notamment du programme MIE – Énergie (ligne budgétaire 02 03 02), sans toutefois créer de précédent pour l'utilisation des fonds du MIE.
- ☐ La proposition/l'initiative nécessite le recours à l'instrument de flexibilité ou la révision du cadre financier pluriannuel³².

Expliquez le besoin, en précisant les rubriques et lignes budgétaires concernées et les montants correspondants.

3.2.5. *Participation de tiers au financement*

- La proposition/l'initiative ne prévoit pas de cofinancement par des tierces parties.
- La proposition/l'initiative prévoit un cofinancement estimé ci-après:

En Mio EUR (à la troisième décimale)

	Année N	Année N+1	Année N+2	Année N+3	Insérer autant d'années que nécessaire, pour refléter la durée de l'incidence (cf. point 1.6)			Total
Préciser l'organisme de cofinancement								
TOTAL crédits cofinancés								

³² Voir les articles 12 et 13 du règlement (UE, Euratom) n° 2093/2020 du Conseil du 17 décembre 2020 fixant le cadre financier pluriannuel pour la période 2021-2027.

3.3. Incidence estimée sur les recettes

- ☒ La proposition/l’initiative est sans incidence financière sur les recettes.
- ☐ La proposition/l’initiative a une incidence financière décrite ci-après:
 - ☐ sur les ressources propres;
 - ☐ sur les autres recettes.
 - ☐ veuillez indiquer si les recettes sont affectées à des lignes de dépenses

En Mio EUR (à la troisième décimale)

Ligne budgétaire de recettes:	Montants inscrits pour l'exercice en cours	Incidence de la proposition/de l’initiative ³³						
		Année N	Année N+1	Année N+2	Année N+3	Insérer autant d’années que nécessaire, pour refléter la durée de l’incidence (cf. point 1.6)		
Article								

Pour les recettes diverses qui seront «affectées», préciser la (les) ligne(s) budgétaire(s) de dépenses concernée(s).

Préciser la méthode de calcul de l’incidence sur les recettes.

³³ En ce qui concerne les ressources propres traditionnelles (droits de douane, cotisations sucre), les montants indiqués doivent être des montants nets, c’est-à-dire des montants bruts après déduction de 20 % de frais de perception.

ANNEXE **de la FICHE FINANCIÈRE LÉGISLATIVE**

Dénomination de la proposition/l'initiative:

Règlement sur le gaz (y compris les modifications du règlement instituant l'ACER)

1. NOMBRE ET COÛT DES RESSOURCES HUMAINES ESTIMÉES NÉCESSAIRES

2. COÛT DES AUTRES DÉPENSES DE NATURE ADMINISTRATIVE

3. TOTAL DES FRAIS ADMINISTRATIFS

4. MÉTHODES DE CALCUL UTILISÉES POUR L'ESTIMATION DES COÛTS

4.1. RESSOURCES HUMAINES

4.2 AUTRES DEPENSES ADMINISTRATIVES

La présente annexe accompagne la fiche financière législative lors du lancement de la consultation interservices.

Les tableaux de données servent à alimenter les tableaux contenus dans la fiche financière législative. Ils constituent un document strictement interne à la Commission.

1. Coût des ressources humaines estimées nécessaires

☐ La proposition/l'initiative n'engendre pas l'utilisation de ressources humaines.

☒ La proposition/l'initiative engendre l'utilisation de ressources humaines, comme expliqué ci-après:

En Mio EUR (à la troisième décimale)

RUBRIQUE 7 du cadre financier pluriannuel		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
		ETP	Engagements	ETP	Engagements	ETP	Engagements	ETP	Engagements	ETP	Engagements	ETP	Engagements	ETP	Engagements	ETP	Engagements
• Emplois du tableau des effectifs (fonctionnaires et agents temporaires)																	
20 01 02 01 – Siège et bureaux de représentation	AD	1	0,152	2	0,304	2	0,304	3	0,456	5	0,760						
	AST																
20 01 02 03 (en délégation)	AD																
	AST																
• Personnel externe ³⁴																	
20 02 01 et 20 02 02 – Personnel externe – Siège et bureaux de représentation	AC																
	END																
	INT																
20 02 03 – Personnel externe – Délégations de l'Union	AC																
	AL																
	END																

³⁴ AC = agent contractuel; AL = agent local; END = expert national détaché; INT = intérimaire; JPD = jeune professionnel en délégation.

	INT																
	JPD																
Autres lignes budgétaires liées aux RH (à préciser)																	
Sous-total RH – RUBRIQUE 7		1	0,152	2	0,304	2	0,304	3	0,456	5	0,760						

Il s’agit de tâches nouvelles, auxquelles n’est assigné aucun personnel au sein de la DG ENER. Les besoins en ressources humaines pourraient être couverts par les effectifs ayant été redéployés en interne au sein de la DG, complétés si nécessaire par toute dotation additionnelle qui pourrait être allouée à la DG gestionnaire dans le cadre de la procédure d’allocation annuelle et compte tenu des contraintes budgétaires existantes.

Hors RUBRIQUE 7 du cadre financier pluriannuel			2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
			ETP	Engagements	ETP	Engagements	ETP	Engagements	ETP	Engagements	ETP	Engagements	ETP	Engagements	ETP	Engagements	ETP	Engagements
• Emplois du tableau des effectifs (fonctionnaires et agents temporaires)																		
01 01 01 01 Recherche indirecte ³⁵		AD																
		AST																
01 01 01 11 Recherche directe																		
Autre (préciser)																		
• Personnel externe ³⁶																		
Personnel	- au siège	AC																

35

Veuillez choisir la ligne budgétaire concernée ou préciser une autre ligne si nécessaire; si davantage de lignes budgétaires sont concernées, le personnel devrait être différencié en fonction de chaque ligne budgétaire concernée.

36

AC = agent contractuel; AL = agent local; END = expert national détaché; INT = intérimaire; JPD = jeune professionnel en délégation.

externe financé sur crédits opérationnels (anciennes lignes «BA»)		END																
		INT																
	- en délégation	AC																
		AL																
		END																
		INT																
		JPD																
01 01 01 02 Recherche indirecte		AC																
01 01 01 12 Recherche directe		END																
Autre (préciser) ³⁷		INT																
Autres lignes budgétaires liées aux RH (à préciser)																		
Sous-total RH – Hors RUBRIQUE 7																		
Total RH (toutes les rubriques du CFP)			1	0,152	2	0,304	2	0,304	3	0,456	5	0,760						

Il s’agit de tâches nouvelles, auxquelles n’est assigné aucun personnel au sein de la DG ENER. Les besoins en ressources humaines pourraient être couverts par les effectifs ayant été redéployés en interne au sein de la DG, complétés si nécessaire par toute dotation additionnelle qui pourrait être allouée à la DG gestionnaire dans le cadre de la procédure d’allocation annuelle et compte tenu des contraintes budgétaires existantes.

37

Veuillez choisir la ligne budgétaire concernée ou préciser une autre ligne si nécessaire; si davantage de lignes budgétaires sont concernées, le personnel devrait être différencié en fonction de chaque ligne budgétaire concernée.

2. Coût des autres dépenses de nature administrative

☒ La proposition/l'initiative n'engendre pas l'utilisation de crédits de nature administrative

☐ La proposition/l'initiative engendre l'utilisation de crédits de nature administrative, comme expliqué ci-après:

En Mio EUR (à la troisième décimale)

RUBRIQUE 7 du cadre financier pluriannuel	Année N³⁸	Année N+1	Année N+2	Année N+3	Année N+4	Année N+5	Année N+7	Total
Au siège ou sur le territoire de l'UE:								
20 02 06 01 – Frais de mission et de représentation								
20 02 06 02 – Frais de conférences et de réunions								
20 02 06 03 – Comités ³⁹								
20 02 06 04 – Études et consultations								
20 04 – Dépenses informatiques (institutionnelles) ⁴⁰								
Autres lignes budgétaires hors RH (à préciser le cas échéant)								
En délégation								
20 02 07 01 – Frais de mission, de conférence et de								

³⁸ L'année N est l'année du début de la mise en œuvre de la proposition/de l'initiative. Veuillez remplacer «N» par la première année de mise en œuvre prévue (par exemple: 2021). Procédez de la même façon pour les années suivantes

³⁹ Préciser le type de comité, ainsi que le groupe auquel il appartient.

⁴⁰ L'avis de l'équipe chargée des investissements informatiques de la DG DIGIT est requis [voir les lignes directrices sur le financement de la technologie de l'information, C(2020) 6126 final du 10.9.2020, page 7]

représentation								
20 02 07 02 – Perfectionnement professionnel								
20 03 05 – Infrastructure et logistique								
Autres lignes budgétaires hors RH (à préciser le cas échéant)								
Sous-total Autres – RUBRIQUE 7 du cadre financier pluriannuel								

En Mio EUR (à la troisième décimale)

Hors RUBRIQUE 7 du cadre financier pluriannuel	Année N⁴¹	Année N+1	Année N+2	Année N+3	Année N+4	Année N+5	Année N+7	Total
Dépenses d'assistance technique et administrative (<u>hors</u> personnel externe), sur crédits opérationnels (anciennes lignes «BA»):								
- au siège								
- en délégation								
Autres dépenses de gestion pour la recherche								
Dépenses liées à la politique informatique pour les								

⁴¹ L'année N est l'année du début de la mise en œuvre de la proposition/de l'initiative. Veuillez remplacer «N» par la première année de mise en œuvre prévue (par exemple: 2021). Procédez de la même façon pour les années suivantes

programmes opérationnels ⁴²								
Dépenses liées à la politique informatique pour les programmes opérationnels ⁴³								
Autres lignes budgétaires hors RH (<i>à préciser le cas échéant</i>)								
Sous-total Autres – Hors RUBRIQUE 7 du cadre financier pluriannuel								
Total des autres dépenses administratives (toutes les rubriques du CFP)								

⁴² L'avis de l'équipe chargée des investissements informatiques de la DG DIGIT est requis [voir les lignes directrices sur le financement de la technologie de l'information, C(2020) 6126 final du 10.9.2020, page 7]

⁴³ Ce poste comprend les systèmes administratifs locaux et les contributions au cofinancement des systèmes informatiques institutionnels [voir les lignes directrices sur le financement de la technologie de l'information, C(2020) 6126 final du 10.9.2020]

3. Total des coûts administratifs (toutes les rubriques du CFP)

En Mio EUR (à la troisième décimale)

Synthèse	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rubrique 7 – Ressources humaines	0,152	0,304	0,304	0,456	0,760			
Rubrique 7 – Autres dépenses administratives								
Sous-total rubrique 7	0,152	0,304	0,304	0,456	0,760			
Hors Rubrique 7 – Ressources humaines								
Hors Rubrique 7 – Autres dépenses administratives								
Sous-total Autres rubriques								
TOTAL RUBRIQUE 7 et Hors RUBRIQUE 7	0,152	0,304	0,304	0,456	0,760			

Il s'agit de tâches entièrement nouvelles. Les crédits administratifs requis pourraient être couverts par un budget qui pourrait être redéployé en interne au sein de la DG, complété si nécessaire par toute dotation additionnelle qui pourrait être allouée à la DG gestionnaire dans le cadre de la procédure d'allocation annuelle et compte tenu des contraintes budgétaires existantes.

4.

4. Méthodes de calcul utilisées pour l'estimation des coûts

4.1 Ressources humaines

Cette partie explicite la méthode de calcul retenue pour l'estimation des ressources humaines jugées nécessaires [hypothèses concernant la charge de travail, y inclus les métiers spécifiques (profils de postes Sysper 2), les catégories de personnel et les coûts moyens correspondants].

RUBRIQUE 7 du cadre financier pluriannuel
NB: les coûts moyens par catégorie de personnel au siège sont disponibles sur BudgWeb, à l'adresse suivante: https://myintracomm.ec.europa.eu/budgweb/FR/pre/legalbasis/Pages/pre-040-020_preparation.aspx
• Fonctionnaires et agents temporaires De 1 à 5 postes AD pour suivre la mise en œuvre du règlement: - Supervision et coordination avec l'ACER - Développement d'un cadre réglementaire pour un développement du secteur de l'hydrogène et de réseaux d'hydrogène fondé sur le marché - Développement du cadre juridique nécessaire pour améliorer les conditions des échanges transfrontaliers de gaz, en tenant compte du rôle croissant des gaz d'origine renouvelable et bas carbone, et pour de nouveaux droits pour les consommateurs - Veiller à ce que les entités paneuropéennes de gestionnaires de réseau respectent la législation de l'Union Les coûts moyens sont issus de la note Ares(2020)7207955.
• Personnel externe

Hors RUBRIQUE 7 du cadre financier pluriannuel
• Seulement postes financés sur le budget de la recherche
• Personnel externe

4.2 Autres dépenses administratives

*Détailler par ligne budgétaire la méthode de calcul utilisée,
en particulier les hypothèses sous-jacentes (par exemple nombre de réunions par an, coûts moyens, etc.)*

RUBRIQUE 7 du cadre financier pluriannuel

--

Hors RUBRIQUE 7 du cadre financier pluriannuel