



VERBATIM

Analyse des plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga

7 contributions ont été adressées à la CRE (voir liste en annexe) :

- 2 proviennent de Associations professionnelles ;
- 1 proviennent de Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché ;
- 4 proviennent de Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures ;

SOMMAIRE

INTRODUCTION	6
Associations professionnelles.....	6
UPRIGAZ	6
Association française du gaz.....	6
CONTEXTE	7
Question 1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous semblent-elles adaptées ?....	7
Associations professionnelles.....	7
UPRIGAZ	7
AFG	7
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	7
EDF	7
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	8
GRDF.....	8
GRTgaz	8
Storengy	8
Teréga.....	8
SCÉNARIOS D'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE DE GAZ	8
Question 2 : Quelle est votre analyse concernant les hypothèses de construction des scénarios présentés par les opérateurs ? Quelles variables supplémentaires pourraient compléter les scénarios prévisionnels ?	8
Associations professionnelles.....	8
UPRIGAZ	8
AFG	8
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	9
EDF	9
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	9
GRDF.....	9
GRTgaz	9
Storengy	9
Teréga.....	9
Question 3 : Quelle est votre analyse concernant les prévisions de consommation présentées par les opérateurs dans le bilan prévisionnel pluriannuel et les plans à dix ans ?	10
Associations professionnelles.....	10
UPRIGAZ	10
AFG	10
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	11
EDF	11
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	11

GRDF.....	11
GRTgaz	11
Storengy	12
Teréga.....	12
HYPOTHÈSES D'INJECTION DE BIOMÉTHANE DANS LES RÉSEAUX.....	12
Question 4 : Quelle est votre analyse des prévisions d'injection de biométhane présentées par les GRT dans leurs plans à dix ans ?.....	12
Associations professionnelles.....	12
UPRIGAZ	12
AFG	12
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	12
EDF	12
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	13
GRDF.....	13
GRTgaz	13
Storengy	13
Teréga.....	13
OFFRE DE CAPACITÉS DE TRANSPORT SUR LE RÉSEAU FRANÇAIS.....	13
Question 5 : Avez-vous des observations sur le niveau des capacités d'entrée et de sortie du réseau français ?	13
Associations professionnelles.....	13
UPRIGAZ	13
AFG	14
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	14
EDF	14
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	14
GRDF.....	14
GRTgaz	14
Storengy	14
Teréga.....	14
Question 6 : Avez-vous des observations sur les projets présentés par les GRT dans leurs PDD ?.....	14
Associations professionnelles.....	14
UPRIGAZ	14
AFG	14
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	15
GRDF.....	15
GRTgaz	15
Storengy	15
Teréga.....	15
PROJETS D'INVESTISSEMENTS DANS LES PLANS À DIX ANS.....	15

Question 7 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les enjeux de l'exercice de planification dans le nouveau contexte gazier ?..... 15

 Associations professionnelles..... 15

 AFG 15

 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures..... 16

 GRDF..... 16

 GRTgaz 16

 Storengy 16

 Teréga..... 16

Question 8 : Partagez-vous l'analyse de la CRE en ce qui concerne les compléments à apporter aux futurs plans décennaux des opérateurs ? Identifiez-vous d'autres éléments importants qui devraient être approfondis dans le cadre de cet exercice ?..... 16

 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures..... 17

 GRDF..... 17

 GRTgaz 17

 Storengy 17

 Teréga..... 17

Question 9 : Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga ?..... 17

 Associations professionnelles..... 17

 UPRIGAZ 17

 AFG 17

 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché..... 18

 EDF 18

 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures..... 18

 GRDF..... 18

 GRTgaz 18

 Storengy 18

 Teréga..... 18

L'HYDROGÈNE..... 18

 Question 10 : Quelle est votre appréciation concernant la place et l'analyse du développement de la filière hydrogène dans le PDD ?..... 18

 Associations professionnelles..... 18

 UPRIGAZ 18

 AFG 18

 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché..... 19

 EDF 19

 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures..... 19

 GRDF..... 19

 GRTgaz 19

 Storengy 19

 Teréga..... 20

CONTRIBUTEURS À LA CONSULTATION PUBLIQUE	20
Associations professionnelles [2]	20
UPRIGAZ	20
Association française du gaz.....	20
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché [1].....	20
EDF	20
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures [4]	20
Teréga.....	20
GRDF.....	20
GRTgaz	20
Storengy	20

INTRODUCTION**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

A titre liminaire, l'UPRIGAZ rappelle que le Gouvernement vient de lancer les travaux de la future stratégie française énergie-climat (SFEC) qui doit être la feuille de route de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et pour assurer l'adaptation effective de la France aux enjeux climatiques.

Ces travaux vont s'échelonner sur plusieurs mois et donner lieu, tout d'abord à l'adoption par le Parlement d'une loi de Programmation Energie-Climat avant le 1er juillet 2023. Cette loi devra préciser les grands objectifs de la politique énergétique et climatique française.

La PPE 2024-2033, le 3ème Plan National d'Adaptation au Changement Climatique et la SNBC 3 devront être compatibles avec la Loi de Programmation Energie-Climat et être adoptés par décret dans les douze mois suivants l'adoption de ladite loi.

Par ailleurs, les discussions sur le Paquet européen Fit for 55 ont commencé et vont-elles aussi devoir être prises en compte dans la fixation de la trajectoire du mix énergétique français.

Dans ce contexte, l'UPRIGAZ considère que l'exercice d'établissement des plans décennaux de développement des réseaux de transport de gaz naturel prévu par le règlement européen 715/2009 intervient dans un contexte de grande incertitude sur les choix, par les pouvoirs publics, du mix énergétique et notamment sur la demande de gaz naturel dans les prochaines années.

L'UPRIGAZ comprend parfaitement le raisonnement avancé par la CRE en faveur d'un examen des plans de développement des réseaux à la lumière des futures orientations de politique énergétique, tant nationales qu'européennes.

L'UPRIGAZ souligne par ailleurs que la France est engagée dans un processus de verdissement du gaz naturel avec un développement du biométhane notamment encouragé par le mécanisme extra-budgétaire mis en place dans la loi Climat Résilience et par les perspectives qu'offre l'hydrogène largement encouragé par les plans de relance nationaux et européens.

En outre, le mouvement vers l'électrification pose la question de la gestion des pointes électriques tant sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement que du coût pour les consommateurs induit par des moyens de production pilotables et par le développement des réseaux de transport et de distribution d'électricité, alors que l'électricité se stocke difficilement. A l'heure actuelle, le gaz contribue largement à la couverture des besoins de consommation d'énergie en pointe. Ainsi par exemple, lors de la pointe de froid de janvier 2021, 65% des besoins en gaz naturel ont été fournis par les stockages et la quantité d'énergie ainsi fournie correspondait à 140% de la capacité de la production du parc nucléaire français. Une contribution suffisante du gaz, notamment renouvelable, apparaît ainsi comme un élément essentiel pour atteindre la neutralité carbone en 2050, au moindre coût pour la collectivité.

Association française du gaz

L'ensemble des acteurs de l'industrie gazière est mobilisé pour la transition énergétique. L'exercice de planification des transporteurs de gaz en France s'inscrit dès lors résolument dans une perspective d'évolution forte du mix énergétique.

Les enjeux sont majeurs pour l'avenir des infrastructures de gaz dans un contexte de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'intégration croissante des gaz renouvelables et de réduction attendue des consommations de gaz nécessitant une maîtrise accrue des coûts, tout en maintenant un haut niveau de sécurité (des approvisionnements et des installations).

La publication en juillet 2021 des plans de développement décennaux de GRTgaz et Teréga, élaborés après consultation des parties intéressées, est marquée par un contexte où des investissements importants ont été réalisés, et où il ne ressort plus de besoin pour de nouveaux gros projets d'infrastructures gaz.

Les choix stratégiques à opérer pour dessiner l'avenir des actifs gaziers sont d'une toute autre nature. La question posée n'est plus tant de s'assurer de la prise en compte de besoins pour de nouvelles infrastructures de transport, mais de définir dans quelle mesure les infrastructures existantes peuvent contribuer à l'accélération de cette transition.

Cette question doit être abordée en ayant en tête deux points clé : le gaz est également une énergie de bouclage qu'il convient d'aborder dans une approche globale du système énergétique, et l'utilisation des réseaux gaziers dépend grandement des besoins à la pointe. Les incertitudes quant au rythme exact de baisse de la consommation, au type de consommateurs concernés et à leur localisation posent la question de la manière d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

Ces enjeux sortent du cadre strict des plans de développement décennaux, et nécessitent sans doute un cadre de gouvernance élargi. Le parallèle avec le cadre de régulation mis en place pour les infrastructures de stockage de gaz est à ce titre assez éclairant, en tant qu'il combine une décision des pouvoirs publics quant aux infrastructures nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement et une régulation économique des coûts à couvrir.

Cette réflexion doit se faire en tenant compte des perspectives de développement de la filière hydrogène et des atouts que peuvent représenter les infrastructures gazières existantes pour répondre – moyennant quelques adaptations – aux besoins logistiques de cette nouvelle filière.

Le développement de l'hydrogène va accroître les interdépendances, déjà importantes, entre les vecteurs gaziers et électriques. Il renforce encore le besoin de traiter les enjeux de ces secteurs de manière transverse, en sortant des visions en silo. Les enjeux prospectifs des secteurs électrique et gazier devraient être systématiquement envisagés de manière conjointe et non plus segmentée.

CONTEXTE

Question 1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous semblent-elles adaptées ?

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Favorable

L'UPRIGAZ considère que les divers dispositifs de concertation mis en œuvre tant au niveau européen que national permettent à l'ensemble des parties prenantes d'exprimer leur point de vue et de défendre leurs positions.

L'UPRIGAZ observe par ailleurs que ces modalités de consultation sont parfaitement rodées.

AFG

Favorable

L'AFG considère que les modalités actuelles de consultation sont adaptées.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

EDF

Défavorable

En préambule, EDF souhaite rappeler que les PDD ont pour objectif d'identifier les besoins d'investissements dans les dix prochaines années et non refléter les ambitions d'une filière. Ainsi, il est essentiel que le champ des possibles étudiés explore un champ des possibles cohérent, de manière symétrique autour de la trajectoire de la PPE et de la SNBC.

Concernant les modalités de consultation et d'élaboration du PDD, EDF considère que celles-ci pourraient largement être améliorées. Les plans décennaux sont présentés aux acteurs mais ne font l'objet de quasiment aucune concertation de la part des opérateurs de réseaux (l'organisation d'une seule réunion de concertation ne peut pas être considérée comme une concertation aboutie). En outre, il existe des divergences importantes entre les données utilisées au niveau européen et celles utilisées par GRTgaz et Téréga pour construire le PDD au niveau national qui mériteraient d'être éclaircies. Enfin, la collaboration avec RTE semble limitée pour, *a-minima*, estimer le besoin de gaz du système électrique.

Par ailleurs, il n'est pas satisfaisant de ne pas envisager des scénarios anticipant un changement de réglementation. Dans les Perspectives Gaz 2020, les gestionnaires de réseaux écrivent à propos des hypothèses retenues pour les différents scénarios : « Ces hypothèses seront sans aucun doute amenées à évoluer dans le futur, comme pour tout exercice prospectif de ce type. À titre d'illustration, la RE 2020 et la Stratégie Hydrogène du gouvernement, postérieures de quelques mois à la publication de la SNBC, remettent en question certaines

Analyse des plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga

hypothèses considérées dans cette dernière ». Dans le contexte actuel, il n'est pas improbable d'anticiper un renforcement des contraintes sur la consommation de gaz fossile et c'est le rôle du PDD d'éclairer les impacts de ces nouvelles contraintes.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur les modalités de consultation du marché par les GRT.

GRTgaz

Favorable

GRTgaz considère que les modalités actuelles de consultation du marché sont adaptées. Elles permettent une discussion ouverte et approfondie sur les perspectives d'évolution des infrastructures gazières.

Storengy

Favorable

Storengy France est satisfait des modalités actuelles de consultation du marché par les GRT.

Teréga

Favorable

Le Plan Décennal de Développement (ci-après "PDD") est un outil de dialogue important entre les parties prenantes et utilisateurs du réseau de transport de gaz. Il garantit la bonne prise en compte de l'ensemble des besoins des utilisateurs (actuels et potentiels) du réseau et permet d'identifier les principales infrastructures qui devront être construites ou renforcées dans les dix ans à venir. Au travers du PDD, Teréga partage avec le marché sa vision du système gazier de demain et consolide son programme d'investissements dans les infrastructures de transport.

Afin de prendre en compte les retours de tous les acteurs du marché, l'exercice de construction du PDD est jalonné par deux consultations :

- la consultation des utilisateurs des réseaux de transport de gaz naturel dans le cadre de la Concertation Gaz,
- la consultation publique par la CRE.

Teréga est satisfaite des modalités actuelles de consultation du marché.

SCÉNARIOS D'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE DE GAZ

Question 2 : Quelle est votre analyse concernant les hypothèses de construction des scénarios présentés par les opérateurs ? Quelles variables supplémentaires pourraient compléter les scénarios prévisionnels ?

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ reconnaît le sérieux des analyses proposées par les gestionnaires de réseaux. Ces analyses reposent largement sur les orientations de l'actuelle SNBC et sur des prévisions de demande reflétant l'attractivité intrinsèque du gaz pour les consommateurs.

Toutefois, ces prévisions n'intègrent pas les possibles restrictions dans l'usage du gaz que les pouvoirs publics pourraient imposer. L'exemple de la RE2020 en est l'illustration.

Il nous paraît donc difficile, dans le climat d'incertitude décrit en préambule de notre réponse, d'émettre un jugement définitif sur les hypothèses de construction des scénarios et leurs conséquences sur les plans de développement des opérateurs de transport de gaz.

AFG

L'AFG n'identifie pas de variables supplémentaires.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

EDF

Voir question 3

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

GRDF confirme qu'il est délicat de moduler certains paramètres d'ordre macro-économique, démographique ou technique (efficacité énergétique, rénovation) car ce sont des paramètres inhérents à la SNBC et que les opérateurs sont peu légitimes à contester dès lors, comme le souligne la Cour des Comptes, que l'ensemble des impacts économiques sont bien pris en compte pour fixer les choix de politique énergétique.

GRDF ayant contribué à l'élaboration des scénarios les juge tous globalement crédibles même si des alternatives seraient envisageables en termes de répartition des consommations entre secteurs : tous les scénarios présentés prévoient que la consommation gaz de la production électrique et de l'industrie se maintiennent à un niveau élevé, tandis que des efforts de baisse très importants sont demandés sur le résidentiel et le tertiaire, dans une tendance s'accroissant après 2030.

Or, si l'on considère que l'un des atouts majeurs du gaz est l'existence des infrastructures de stockage, il serait sans doute pertinent d'envisager un scénario dans lequel une part plus importante des gaz verts serait fléchée vers les usages chauffage en 2050, couverts en partie par des PAC hybrides. Ce scénario aurait le mérite de fournir une solution alternative, à coût raisonnable, si les efforts d'efficacité énergétique et de conversion très ambitieux demandés dans le secteur du bâtiment (résidentiel ou tertiaire) n'étaient pas atteints. Il permettrait également de limiter les répercussions sur la pointe en électricité, et donc les investissements globaux sur les réseaux portant à terme sur le tarif des consommateurs d'énergie au sens large.

GRTgaz

Les trois scénarios des perspectives gaz analysés par la CRE s'inscrivent dans le cadre de la SNBC et sont conformes à l'objectif de neutralité carbone en 2050. Ils reposent ainsi par définition sur des hypothèses communes qui peuvent expliquer des trajectoires relativement peu diversifiées.

Or, contrairement à ce qui est indiqué en note de bas de page 18, le scénario « Alternative internationale » fait bien partie du bilan prévisionnel des opérateurs de transport de gaz bien qu'il ne fasse pas partie des Perspectives Gaz 2020. En d'autres termes, le bilan prévisionnel pluriannuel inclut les trois scénarios des Perspectives Gaz et le scénario « Alternative internationale ».

A ce titre, le scénario « Alternative internationale » permet de refléter une plus grande diversité des scénarios. Il couvre notamment l'hypothèse de retard dans le rythme de rénovation très ambitieux affiché par la SNBC, venant dès lors modifier le tableau d'analyse des hypothèses communes/différenciées (§ 2.4.1 de la CP). À noter que ce scénario sort du cadre de la SNBC puisqu'il autorise un recours à des imports de gaz renouvelable ou décarboné pour répondre à la demande tout en restant compatible avec l'objectif de neutralité carbone en 2050.

Storengy

Storengy France rappelle tout d'abord que les effets de la crise financière de 2008 ont été profonds et durables, impactant notamment la demande en gaz pendant plusieurs années : en dehors des effets liés à cette crise, les consommations de gaz s'avèrent en moyenne stables depuis 2012.

Storengy France rappelle que les infrastructures de gaz sont dimensionnées de sorte à assurer la sécurité d'approvisionnement, et à couvrir notamment la pointe de froid.

La demande de gaz à la pointe s'avère plus difficile à évaluer que la demande de gaz en volumes, une approche prudente est nécessaire afin d'assurer la résilience du système gazier :

- l'évolution de la demande de pointe au prorata de l'évolution des consommations en volume tel qu'effectuée dans les PDD n'est pas une méthodologie suffisamment robuste ;
- une demande à la pointe à un niveau tel que connu lors de la pointe de froid de 2012, se rapprochant le plus de la pointe dimensionnante pour le système électrique et gazier, devrait être intégré dans les PDD.

Teréga

Les hypothèses retenues par les opérateurs dans les Perspectives Gaz 2020 (ci-après "PG2020") proviennent de sources externes et variées :

- le scénario avec mesures supplémentaires (ci-après "AMS") de la SNBC (Stratégie Nationale Bas Carbone), publié en avril 2020 pour le scénario "National Gaz Bas",
- la variante « gaz haut » du scénario AMS de la SNBC pour le scénario "National Gaz Haut",
- le Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (ci-après "SRADDET") de chaque région pour le scénario "Territoires".

Les trois scénarios des PG 2020 s'inscrivent tous dans une trajectoire visant la neutralité carbone à 2050, dans le contexte de la loi Énergie Climat, promulguée le 8 novembre 2019 et ayant inscrit dans la législation nationale l'ambition d'atteindre la neutralité carbone à cette échéance.

Pour atteindre cet objectif, tous les scénarios sont fondés sur les hypothèses structurantes de la SNBC, particulièrement ambitieuses en matière de baisse de consommation de gaz, telles que l'amélioration de l'efficacité énergétique et l'accélération de la rénovation des bâtiments.

La prise en compte des SRADDET dans le scénario Territoires, en complément des documents nationaux de planification, permet d'ajouter une vision plus proche de la réalité des territoires sans perdre de vue l'objectif de neutralité carbone en 2050.

Enfin, au-delà de la mise en cohérence avec les orientations cadres de la SNBC et de la loi Énergie Climat, les travaux de construction des PG 2020 reposent sur d'autres rapports d'experts partagés par des organismes tels que le MTES, l'ADEME, la Plateforme de l'Automobile, etc.

N.B. : Les hypothèses de consommation de gaz du scénario "Alternative Internationale" reprennent certains niveaux des scénarios des PG 2020. Afin de satisfaire la demande supplémentaire projetée dans ce scénario, des importations de gaz renouvelables et/ou décarbonées sont envisagées en complément de la production nationale de gaz renouvelables. Ce scénario sort du cadre de la SNBC mais permet tout de même d'atteindre la neutralité carbone en 2050.

Question 3 : Quelle est votre analyse concernant les prévisions de consommation présentées par les opérateurs dans le bilan prévisionnel pluriannuel et les plans à dix ans ?

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ observe que RTE a rendu public en octobre 2021 six scénarios de production d'électricité qui serviront de base de réflexion aux travaux de la future loi de programmation Energie-Climat. Il serait intéressant que le bilan prévisionnel puisse intégrer les analyses de RTE pour ce qui concerne la demande de gaz pour la production d'électricité. L'UPRIGAZ rappelle que France Stratégie avait publié en janvier 2021 une note sur la sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à l'horizon 2030 qui faisait état de risques de tensions sur le système électrique avec la baisse de la contribution des moyens pilotables. Dans l'attente des choix que le Gouvernement devrait rendre publics sur la relance du nucléaire, et donc de moyens de production pilotables, il est difficile de préjuger des niveaux de consommation de gaz du système électrique.

Par ailleurs, le bilan prévisionnel ne semble pas avoir pris en compte toutes les conséquences de la RE 2020 sur la demande de gaz du secteur résidentiel et le développement plus rapide des gaz renouvelables.

AFG

L'élaboration des PDD qui obéit à une obligation réglementaire a pour objectif de regarder à 10 ans les infrastructures nécessaires à l'adéquation entre l'offre et la demande.

L'AFG constate que les scénarios sont modérément contrastés (370/410TWh) car les dynamiques de transformation profonde, par exemple de réindustrialisation, s'inscrivent dans des pas de temps beaucoup plus longs. A 10 ans, les trajectoires restent stables.

L'AFG observe par ailleurs que la crise sanitaire qui a eu des effets importants sur l'économie n'a pourtant pas fait baisser la pointe.

S'agissant de la comparaison des scénarios de production d'électricité avec les scénarios RTE, l'AFG appelle de ses vœux un travail de co-construction entre les gestionnaires de réseaux pour identifier et partager non seulement les hypothèses de niveau de production d'électricité à partir de gaz, mais également et surtout toutes les hypothèses sous-jacentes à ces hypothèses de production. Il est nécessaire à cet effet de créer un cadre de collaboration renforcée entre les opérateurs de réseaux et de travail de concertation entre acteurs des deux énergies afin de dégager une vision commune.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

EDF

Réponse aux questions 2 et 3

Lors de la précédente consultation, EDF avait regretté que les scénarios d'évolution de la demande de gaz soient supérieurs aux objectifs affichés dans la PPE. Pour ces nouveaux scénarios, EDF fait le constat suivant :

- Les prévisions de demande finale de gaz ont été fortement réduites et encadrent les objectifs fixés par la PPE. Elles sont également cohérentes non seulement avec les hypothèses du TYNDP 2020 mais également avec celles envisagées pour le TYNDP 2022 (actuellement en consultation). Par conséquent, EDF considère que, pour la demande finale, les scénarios couvrent le champ des possibles de façon cohérente.
- Concernant le « gas to power », les scénarios d'évolution de la consommation sont plus élevés que ceux du TYNDP 2020 mais également ceux envisagés pour le TYNDP 2022. Par ailleurs, les scénarios de demande de « gas to power » les plus élevés sont associés avec les scénarios de demande finale les plus bas conduisant à une demande totale de gaz peu contrastée. Dans les perspectives gaz 2020, les opérateurs gaziers justifient cette association par le fait que les scénarios avec une baisse plus importante de la demande finale de gaz sont des scénarios avec des plus forts taux d'électrification et que « *d'ici à 2050, les besoins de flexibilité assurés par les centrales pilotables de pointe seront plus forts* », en s'appuyant notamment sur un rapport conjoint de RTE et de l'AIE. EDF note que cette analyse du rapport n'est valable que dans des scénarios avec une forte pénétration des énergies renouvelables alors que le PDD court seulement jusqu'en 2030, échéance où le socle nucléaire restera très important quoiqu'il arrive. De plus, RTE note dans son rapport sur les futurs énergétiques à 2050 que « *au cours des dix prochaines années, la stratégie définie par l'État dans la PPE, consistant à développer les énergies renouvelables en maintenant une base nucléaire importante, aura pour effet de réduire les durées de fonctionnement des centrales au gaz* ». Par conséquent, il est souhaitable d'envisager une baisse importante de la demande de « gas to power » même dans un scénario avec une baisse importante du gaz dans la consommation finale. Une telle association aurait l'avantage d'estimer les conséquences d'une forte réduction de la demande totale de gaz.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

En termes de consommation globale, GRDF approuve le choix des opérateurs de transport de ne pas retenir les scénarios extrêmes du TYNDP à l'horizon 2030. Les 3 scénarios principaux du bilan prévisionnel constituent une fourchette ambitieuse mais réaliste pour 2030, cohérente avec la SNBC, et c'est au sein de cette fourchette qu'il est intéressant d'analyser les différentes hypothèses possibles, avec les répartitions induites par type d'usage ou par secteur.

GRTgaz

Les différents scénarios présentés par les opérateurs anticipent une baisse de la consommation de gaz, reflétant les ambitions de la SNBC. Ils sont par ailleurs globalement cohérents avec les 3 scénarios du TYNDP.

S'agissant de la production d'électricité, les opérateurs ont intégré les informations les plus récentes issues de RTE, compatibles avec les délais de publication des PDD. GRTgaz est favorable à répondre aux demandes de la CRE relatives à la co-construction des scénarios de demandes de gaz et d'électricité, ainsi qu'à la communication par RTE aux GRT de gaz de ses hypothèses dans la mesure où elles vont dans le sens d'une collaboration renforcée entre opérateurs de réseaux que GRTgaz appelle de ses vœux.

Quant aux hypothèses retenues par GRTgaz d'un maintien des capacités installées et des sollicitations des centrales électriques au gaz, elles restent pertinentes dans le cadre du dimensionnement du réseau. Le gaz étant

Analyse des plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga

en effet un terme de bouclage du système électrique, une variation même minimale de la consommation électrique peut avoir un impact considérable sur la demande des centrales électriques au gaz.

Storengy

Storengy France estime qu'il est prudent de maintenir des niveaux de consommations élevés des CCGT dans un contexte :

- d'incertitudes sur la disponibilité à la pointe des moyens de production des énergies renouvelables ;
- d'incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire ;
- de renforcement du sector-coupling.

Teréga

Les projections de consommation de gaz sont fondées sur une tendance baissière dans les 3 scénarios des PG 2020 (ainsi que dans le scénario Alternative Internationale) dans tous les secteurs à l'exception des nouveaux usages (mobilité), pour lesquels le gaz représente une solution de décarbonation technico-économiquement crédible. La baisse globale de la consommation reflète principalement les ambitions élevées de la SNBC en matière d'efficacité énergétique, mais traduit également l'effet de la substitution du gaz naturel d'origine fossile par d'autres énergies dans certains secteurs, en particulier celui du bâtiment qui tient compte des conséquences de la RE 2020. Ainsi, contrairement aux Perspectives Gaz 2018, aucun scénario des PG 2020 n'affiche une hausse de la consommation. Le scénario "Alternative Internationale" repose, quant à lui, sur une trajectoire de consommation moins baissière, dans le prolongement de la tendance réelle constatée ces dernières années.

Concernant les trajectoires de production d'électricité, les hypothèses de construction des scénarios des PG 2020 ont été calées avant la parution du bilan prévisionnel de RTE à 2030, en mars 2021. Elles ont donc été construites comme le prolongement du comportement observé ces dernières années. Les nouvelles trajectoires du bilan RTE pourront être reprises dans les prochains PDD.

Teréga se satisfait que la CRE demande à RTE de communiquer en amont ses prévisions afin que les hypothèses soient cohérentes, mais précise que cela doit impliquer un alignement des calendriers des différents exercices de planification.

HYPOTHÈSES D'INJECTION DE BIOMÉTHANE DANS LES RÉSEAUX

Question 4 : Quelle est votre analyse des prévisions d'injection de biométhane présentées par les GRT dans leurs plans à dix ans ?

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ considère que les prévisions des GRT sur l'injection de biométhane dans les réseaux reflètent parfaitement le potentiel qu'offre cette filière qui participe à l'économie circulaire tout en étant pas soumise aux fluctuations du marché international du gaz naturel.

Par ailleurs, l'exemple de la production de biométhane au Danemark laisse présager une baisse significative des coûts de production alors que parallèlement le coût de la tonne de CO2 rend le biométhane plus compétitif.

Enfin, le mécanisme extra-budgétaire et le développement d'un marché européen des garanties d'origine devraient dopper la production et la consommation de biométhane.

AFG

L'AFG observe que les deux scénarios national gaz haut et national gaz bas s'appuient sur des trajectoires biométhane relativement basses au regard des réalisations de la filière et du potentiel pour les années à venir.

L'AFG estime que des hypothèses plus hautes pourraient être considérées, au regard du dynamisme de la filière méthanisation et des nouvelles filières de gaz renouvelables de deuxième et troisième génération – pyrogazéification et gazéification hydrothermale, algues- et de sa capacité à accélérer. Elle invite à disposer dès à présent d'hypothèses plus ambitieuses en retenant par exemple comme minimum 42 TWh (cf. National trends)

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

EDF

Comme indiqué précédemment, le PDD doit couvrir, au maximum, l'ensemble du champ des possibles. Au regard de la dynamique actuelle, il n'est pas anormal d'avoir un scénario de production de biométhane plus ambitieux que les objectifs fixés par la PPE. En revanche, il existe de nombreuses incertitudes sur le développement de la filière et il n'est pas garanti que ces objectifs soient atteints. Par conséquent, un scénario avec un moindre développement du biométhane devrait également être envisagé.

Par ailleurs, alors même que cette variante haute qui prévoit une production de 45 TWh en 2030 mériterait une justification économique plus robuste selon la CRE, EDF s'étonne que dans le TYNDP 2022, la prévision de production de biométhane dans les scénarios DE et GA atteint respectivement 85 TWh et 64 TWh en 2030. Ces différences sont difficilement compréhensibles alors que les GRT s'appuient, notamment sur « *les travaux menés sous l'égide de l'ENTSOG dans le cadre de l'élaboration des plans décennaux de développement des réseaux européens* ».

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Le niveau prévisionnel proposé par les opérateurs de transport dans les scénarios gaz haut et bas est un prérequis indispensable pour massifier la production de biométhane et lancer la dynamique, qui permettra d'enregistrer des gains de coût de production et la poursuite du développement de la filière jusqu'aux objectifs visés à l'horizon 2050 (plus de 100 TWh de biométhane injecté dans tous les scénarios).

GRTgaz

Les prévisions présentées par les GRT reflètent la dynamique de développement de l'injection de biométhane. Les projets inscrits dans le registre de capacité permettent d'envisager un niveau d'injection de 26,5 TWh/an, bien supérieur aux objectifs de la PPE pour 2028 (22 TWh/an). De plus, un mécanisme extra-budgétaire de soutien a été acté de façon à permettre le développement de l'injection de biométhane au-delà des objectifs de la PPE. Enfin, le scénario TERRITOIRES reflète les ambitions des régions au travers d'une consolidation des objectifs des SRADDET.

Il semble donc raisonnable d'envisager une accélération de la dynamique des gaz renouvelables dans ces scénarios prospectifs et de retenir en conséquence des prévisions d'injection correspondant à la fourchette haute de l'objectif de la PPE (scénarios NATIONAL gaz haut et NATIONAL gaz bas), voire les dépassant (scénario TERRITOIRES).

Deux trajectoires d'évolution de la production de méthane renouvelable ont été proposées : la tendance correspondant aux objectifs nationaux a naturellement été appliquée aux scénarios NATIONAL gaz bas et NATIONAL gaz haut et une trajectoire réhaussée, jugée plus réaliste par la filière, correspond au scénario TERRITOIRES.

Storengy

Storengy France que les prévisions des GRT sont réalistes.

Teréga

Les capacités de production des projets inscrits au registre national dépassent désormais les 26 TWh/an et sont supérieures aux objectifs fixés par la PPE pour 2028 (14 à 22 TWh). A ce titre-là, il paraît plus réaliste de retenir des trajectoires proches de la fourchette haute de la PPE, soit 22 TWh/an.

Toutes les trajectoires de production de gaz renouvelables retenues dans les PG 2020 s'inscrivent par ailleurs dans le respect des objectifs de neutralité carbone en 2050 fixés par la SNBC.

Il est à noter également que le scénario de développement du biométhane le plus volontariste est le scénario "Territoires", construit sur la base des SRADDET et traduisant les ambitions et dynamiques des régions.

OFFRE DE CAPACITÉS DE TRANSPORT SUR LE RÉSEAU FRANÇAIS

Question 5 : Avez-vous des observations sur le niveau des capacités d'entrée et de sortie du réseau français ?

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ partage l'avis de la CRE quant à l'absence de besoins de capacités additionnelles en entrée et en sortie du réseau français.

AFG

Pas d'observation de la part de l'AFG.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**EDF**

EDF partage l'avis de la CRE selon lequel les capacités actuelles sont suffisantes et que tout développement de capacité doit répondre à un besoin du marché.

En particulier en ce qui concerne la capacité de regazéification, le taux d'utilisation des terminaux particulièrement bas en 2021 à cause d'une dynamique des prix très haute en Asie, a très rarement dépassé les 60% en France au cours des quatre dernières années et qu'il n'y a donc pas de nécessité de faire des investissements visant à l'augmenter.

Coté stockage, la réforme de 2018 a prouvé son efficacité concernant le remplissage des stockages. Cependant, même s'il est complexe de déterminer précisément le volume de stockage nécessaire à la sécurité d'approvisionnement et qu'il convient d'être très prudent afin de ne pas sous-estimer les besoins, intégrer tous les stockages souterrains dans le périmètre des stockages nécessaires à la sécurité d'approvisionnement pourrait être réinterrogé. Ce périmètre régulé pourrait également inclure d'autres moyens de stockages tels que le stockage de GNL, au même titre que les stocks dans les stockages souterrains. Ceci permettrait une diversification des sources de stockage et en même temps un gain en performance à un coût potentiellement réduit.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**GRDF**

GRDF encourage la CRE à rester vigilante par rapport aux besoins qui pourraient apparaître et générer des augmentations de coûts pour le client final, tout en observant que les capacités d'entrée et sortie du réseau dépendent en grande partie des besoins de transits vers les pays voisins, dont l'évolution est incertaine et dépend des politiques énergétiques de chacun.

GRTgaz

GRTgaz n'a pas d'observations sur ce point.

Storengy

Storengy France note que si le niveau des capacités d'entrée et de sortie du réseau français s'est accru en 15 ans, cela ne serait préjuger de leur utilisation effective dans le futur : dans un contexte de tensions sur les ressources (fin de Groningue, déplétion Norvège, compétition internationale sur les flux GNL), les flux de gaz aux interconnexions ne sauraient être garantis à 100%, en particulier lors des périodes de consommation intense de part et d'autre de la frontière.

Teréga

Teréga n'a pas de commentaire à faire sur ce point.

Question 6 : Avez-vous des observations sur les projets présentés par les GRT dans leurs PDD ?**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ n'a pas d'observations particulières à présenter. Elle adhère toutefois à la décision d'abandonner les projets MidCat et STEP pour lesquels elle avait émis des réserves ainsi que le projet de rebours vers l'Allemagne.

En revanche, l'UPRIGAZ est attentive à ce que les investissements nécessaires à l'injection du biométhane dans les réseaux et à la conversion Gaz B-Gaz H puissent être menés à bien.

Une attention particulière doit être apportée aux investissements dans un contexte d'incertitude sur les conséquences de la nouvelle politique énergétique sur la demande afin d'éviter le risque de coûts échoués

AFG

L'AFG observe que les prochains PDD des GRT pourraient être plus ambitieux concernant leurs trajectoires d'investissements liées à l'adaptation de leurs réseaux en vue d'accélérer l'injection des gaz renouvelables (biométhane et méthane de synthèse) et de l'hydrogène sur ces derniers.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

GRDF n'a pas de remarque sur les projets présentés par les GRT dans leurs PDD. La question de l'impact sur la pointe du développement des injections de biométhane méritera d'être posée mais les volumes prévisionnels à l'horizon 2030 ne sont pas encore suffisamment significatifs pour que cela soit intégré dans les projets présentés.

GRTgaz

GRTgaz n'a pas d'observations sur ce point.

Storengy

Storengy France note que l'Allemagne et la Belgique développeront de manière massive des CGT afin d'assurer l'équilibrage du système électrique et le back-up de la production des énergies renouvelables.

Dans ce contexte Storengy France s'interroge sur l'opportunité de flux physiques rebours afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la région NWE.

Teréga

Compression additionnelle

La création en novembre 2018 de la TRF a modifié le fonctionnement du système gazier français, en particulier au niveau des flux de gaz. Dans le cadre du projet de renouvellement de son parc de compression, Teréga étudie l'impact de ces nouveaux schémas de flux au sein de la TRF sur le dimensionnement de la puissance de compression nécessaire au bon fonctionnement de son réseau. Les études menées intègrent diverses dimensions (techniques, opérationnelles, économiques, environnementales...). Teréga reviendra vers la CRE quand ces études seront suffisamment avancées.

Capacités de regazéification additionnelles à Fos Cavaou

Dans le cadre de l'"Open Season Fos Cavaou 2021", Teréga étudie les adaptations de son réseau qui permettraient le développement de capacités de regazéification envisagé pour le terminal méthanier de Fos Cavaou. Les investigations en cours portent sur une solution fondée sur une compression additionnelle positionnée sur l'artère du Midi.

Projets sur le réseau régional

Les différents projets d'extension du réseau régional recensés par Teréga dans son PDD sont fondés sur des volontés des territoires. Teréga accompagne ces initiatives, étant entendu et partagé avec toutes les parties prenantes que le développement des infrastructures de transport ne sera possible que si l'économie des projets est démontrée.

Rebours

La méthodologie d'identification des rebours est en cours de consolidation entre les équipes de Teréga et de GRTgaz. A la maille de Teréga, les 4 rebours identifiés sur l'horizon du PDD sont confirmés ; leurs dates de mise en service restent toutefois dépendantes de l'émergence effective des projets de méthanisation sur les zones concernées.

PROJETS D'INVESTISSEMENTS DANS LES PLANS À DIX ANS

Question 7 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les enjeux de l'exercice de planification dans le nouveau contexte gazier ?

Associations professionnelles

AFG

Ni favorable, ni défavorable

L'AFG rappelle que le rôle du régulateur est bien de vérifier l'efficacité des investissements et de la réponse à des objectifs réglementaires fixés par les pouvoirs publics.

Analyse des plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga

L'AFG fait remarquer qu'à 10 ans, l'enjeu de développement (ou d'adaptation) du réseau ne se pose pas fortement, il y a en effet peu de variations à cette échéance. Il serait toutefois utile d'approfondir à plus long terme les premiers éclairages fournis par les GRT quand bien même ces derniers s'accompagnent d'un champ d'incertitude plus important.

De même, l'AFG observe que la taille des enjeux d'adaptation des infrastructures gazières n'est pas de la même ampleur qu'en électricité.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Défavorable

GRDF ne partage pas l'analyse de la CRE sur les enjeux de l'exercice de planification au nouveau contexte gazier.

GRDF rappelle que l'intention originelle du Plan de Développement Décennal était de définir les investissements nécessaires à la fluidification du marché. Par définition, il s'agissait donc de se focaliser principalement sur les travaux concernant les infrastructures du réseau principal et des interconnexions.

S'il est tout à fait légitime que la CRE continue à vérifier le maintien des capacités nécessaires au travers du PDD, GRDF ne considère pas pertinent d'y inclure la maintenance ou les adaptations des réseaux régionaux : ce sujet est d'ores et déjà traité dans le cadre des révisions périodiques du tarif ATRT, avec une vision sur 4 à 5 ans, davantage cohérente avec la visibilité des opérateurs sur ce type d'investissements.

Enfin, le GT raccordement et livraison animé par la CRE avec les opérateurs de réseaux doit être le lieu privilégié pour partager les hypothèses d'impact du développement des gaz verts à maille fine.

GRTgaz

Ni favorable, ni défavorable

Il est important de noter que l'évolution du contexte gazier (baisse anticipée de la consommation, développement de la production décentralisée...) traduite dans les scénarios du PDD ne permet pas d'anticiper à ce stade des tronçons ou d'équipements du réseau devenus inutiles pour le transport de méthane à l'horizon 2030. Les enjeux de développement et d'adaptation d'infrastructures se situent à plus long terme. À ce titre, GRTgaz a inclus pour la première fois dans son PDD des perspectives de consommation jusqu'en 2050.

Storengy

Ni favorable, ni défavorable

Teréga

Ni favorable, ni défavorable

Dans le cadre du PDD, Teréga s'efforce d'identifier les évolutions nécessaires de ses infrastructures afin d'accompagner la transition énergétique tout en prenant en compte les besoins de sécurité d'approvisionnement et d'exploitation.

Afin d'évaluer les impacts, Teréga prend en compte le nouveau contexte gazier, à savoir :

- une trajectoire de baisse progressive des consommations de gaz mais qui pour l'instant, dans les faits, reste limitée ;
- la projection de la pointe hivernale, élément dimensionnant pour les réseaux de transport (sécurité d'approvisionnement), dont la décroissance est moins marquée qu'en volume ;
- un développement des gaz renouvelables, en particulier le biométhane, qui nécessite des adaptations de réseau ;
- des infrastructures vieillissantes qu'il convient de sécuriser au meilleur coût.

Les éléments étudiés ci-dessus ne permettent pas, à ce stade, d'identifier d'impact sur le dimensionnement du réseau sur l'horizon du PDD (d'ici à 2030).

Question 8 : Partagez-vous l'analyse de la CRE en ce qui concerne les compléments à apporter aux futurs plans décennaux des opérateurs ? Identifiez-vous d'autres

éléments importants qui devraient être approfondis dans le cadre de cet exercice ?**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****GRDF**

Défavorable

GRDF ne partage pas la demande de compléments concernant notamment l'ajout de budget prévisionnel des dépenses d'investissements à l'horizon décennal sur un périmètre élargi incluant les investissements de maintenance et de sécurité sur les réseaux régionaux.

Par ailleurs, compte tenu de la posture de la CRE ne pas anticiper les investissements de renforcement ou d'adaptation du réseau tant que les besoins complémentaires n'ont pas été contractualisés, le pilotage des investissements d'adaptation des réseaux gaz est dorénavant en grande partie piloté par le besoin (au rythme de contractualisation des nouveaux sites d'injection). Cela rend complexe la planification des investissements sur le long terme par les opérateurs qui ne sont pas maîtres de la trajectoire et pourront difficilement répondre aux demandes complémentaires de la CRE.

GRTgaz

Ni favorable, ni défavorable

Des éléments détaillés concernant les plans d'investissements pluriannuels des GRT sont déjà fournis à la CRE dans le cadre des exercices tarifaires et d'approbation annuelle des investissements (enveloppe globale, répartition par postes, présentation détaillée des dépenses de sécurité ou de SI, fiches projets...). Ils sont analysés par la CRE et font l'objet de discussions avec les GRT. Leur mise en concertation dans le cadre du PDD ne présenterait probablement que peu d'intérêt.

GRTgaz note également que la répartition des grandes enveloppes de dépenses d'investissements semble se stabiliser et restera globalement la même sur les 10 prochaines années.

Storengy

Ni favorable, ni défavorable

Storengy France rappelle l'importance de la planification par les GRT des indisponibilités à moyen et long terme afin de planifier au mieux son offre commerciale.

Teréga

Ni favorable, ni défavorable

Teréga rappelle qu'un grand nombre de données sont déjà fournies à la CRE lors de points trimestriels, dans le cadre des revues d'investissements.

Également, afin de donner de la visibilité au marché, Teréga fournit dans le cadre de l'exercice tarifaire, des éléments engageants sur 4 ans et indicatifs sur les 4 années suivantes. Ces éléments permettent à la CRE de donner au marché une certaine visibilité sur les évolutions tarifaires.

Question 9 : Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga ?**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

Réponse groupée aux questions 7, 8 et 9.

L'UPRIGAZ partage les réflexions de la CRE quant aux évolutions prévisibles des flux de gaz et leurs conséquences sur l'architecture des réseaux.

L'UPRIGAZ considère que la clarification des politiques énergétiques de la France comme de l'Union européenne devrait faciliter la présentation dans les futurs PDD de trajectoires d'investissements. Dans cet esprit les demandes de la CRE nous semblent parfaitement justifiées.

AFG

Réponse groupée aux questions 8 et 9.

Analyse des plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga

L'AFG est sceptique quant à la nécessité de présenter les dépenses de sécurité ou de SI de manière détaillée dans un objet tel que le PDD. Ces dépenses relèvent soient d'obligations réglementaires, soit de la conduite normale des activités d'une entreprise.

Elles sont normalement évaluées et challengées par le régulateur dans le cadre des exercices tarifaires et de l'approbation annuelle des investissements, mais leur mise en concertation large n'aurait sans doute que peu d'intérêt.

L'AFG rappelle, par ailleurs, la nécessité de maintenir un niveau d'investissements raisonné dans le développement des infrastructures des GRT, en dépit de la baisse tendancielle des consommations, afin de satisfaire les exigences réglementaires, notamment en matière de sécurité.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

EDF

Réponse aux questions 7,8 et 9

EDF partage l'avis de la CRE selon lequel le PDD « *n'adresse pas les nombreuses incertitudes sur la transition énergétique* ». Comme indiqué à plusieurs reprises, le PDD doit couvrir le champ des possibles afin d'identifier les besoins d'infrastructures futurs. Or, dans un contexte de baisse anticipée de la demande gaz, il est essentiel d'estimer l'impact sur le réseau et de réfléchir à d'éventuels désinvestissements.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

GRDF n'a pas de remarque complémentaire à formuler.

GRTgaz

GRTgaz n'a pas d'autres remarques.

Storengy

Teréga

Teréga n'a pas de commentaire à faire sur ce point.

L'HYDROGÈNE

Question 10 : Quelle est votre appréciation concernant la place et l'analyse du développement de la filière hydrogène dans le PDD ?

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ souligne que les modèles d'affaires concernant le développement de l'hydrogène ne sont pas encore stabilisés. On peut imaginer la coexistence de deux modèles : le premier conduisant à la mise en place de réseaux de distribution dédiés au sein de clusters industriels en vue de la décarbonation de l'industrie, et le second portant sur l'utilisation de réseaux de transport de gaz pour transporter l'hydrogène (conversion ou construction de nouvelles canalisations) depuis les lieux de production disposant d'énergies renouvelables compétitives vers les lieux de consommation.

L'Union européenne devrait traiter de ce sujet dans le futur Paquet Gaz. Elle a déjà lancé il y a quelques mois une consultation publique dont les conclusions n'ont pas encore été rendues publiques.

L'UPRIGAZ partage l'analyse de la CRE selon laquelle, à ce stade, le développement d'un réseau de transport d'hydrogène ne fait pas partie du périmètre des activités régulées des opérateurs. Toutefois, cette possibilité ne saurait être définitivement écartée.

AFG

L'AFG soutient pleinement la démarche des transporteurs de gaz consistant à anticiper au mieux la substitution potentielle du méthane par l'hydrogène et à envisager dès maintenant la réutilisation des réseaux au bénéfice des usagers.

Cette approche relève d'un souci de pragmatisme et de valorisation du patrimoine de réseau, actif financé par la collectivité publique.

Si l'hydrogène se développe comme cela peut être imaginé par les Etats au niveau européen, les études de transport de grands volumes d'hydrogène nécessitent d'être menées pour dessiner le futur. Dans un contexte européen, où une place importante est accordée à la planification, la filière hydrogène se développera sur la base de plusieurs filières de production parmi lesquelles électrolyse de l'eau, mais aussi la transformation thermo-chimique de résidus biogéniques et de déchets non recyclables, ou encore l'hydrogène produit avec capture et stockage/utilisation du carbone.

Les interactions entre les réseaux électriques et gaziers vont aller grandissantes ce qui justifie une coopération accrue.

Enfin, la question du cadre de régulation auquel soumettre les infrastructures de transport ou de stockage d'hydrogène sera importante. L'approche retenue devra permettre de concilier la capacité à accompagner le développement d'une filière en plein essor, les enjeux économiques et de sécurité, la visibilité de long-terme et la stimulation des capacités d'innovation de tous les acteurs.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

EDF

EDF partage complètement l'avis de la CRE selon lequel la construction de canalisations dédiées à l'hydrogène ne devrait pas être incluse dans les PDD. En effet, comme le rappelle la CRE, la Commission européenne a mené récemment une consultation sur le futur paquet gazier et la future régulation des infrastructures d'hydrogène, en particulier le rôle des opérateurs gaziers. Cette question est très loin d'être tranchée.

D'une manière générale, il importe enfin de souligner que le tarif de transport n'a pas vocation à couvrir les coûts de l'opérateur régulé en dehors de l'exécution de sa mission de transporteur de gaz méthane, que ce soit pour des développements techniques ou des investissements.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Tout d'abord, GRDF considère que les opérateurs sont tout à fait légitimes à inclure dans leurs plans d'investissements des projets visant à permettre l'injection d'une part minoritaire d'hydrogène en mélange avec le biométhane.

GRDF alerte par ailleurs qu'en l'absence de prise en compte des projets d'infrastructures hydrogène, l'émergence de la filière pourrait être freinée. Le mode de régulation de cette nouvelle filière doit être posé rapidement auprès des autorités publiques, car cela pourrait devenir structurant pour la planification des investissements des opérateurs à moyen terme (particulièrement les opérateurs de transport et stockage).

Enfin, GRDF insiste sur le fait que les principes de régulation applicables aux réseaux d'hydrogène en cas de conversion totale de réseaux gaz devront éviter que les coûts associés ne portent sur les consommateurs de gaz s'ils ne bénéficient pas directement des services apportés par ces nouvelles infrastructures. Cette vigilance par rapport au risque de subventions croisées sera également importante dans la réflexion sur le financement des solutions de couplage entre énergies (gaz ou hydrogène et électricité).

GRTgaz

Compte tenu de la convertibilité possible des actifs gaziers vers l'hydrogène et de la possibilité d'injection d'hydrogène dans le réseau existant de gaz, GRTgaz considère qu'il est essentiel, dans le cadre de ses missions de service public, d'anticiper les évolutions du marché énergétique dans son ensemble (baisse de la consommation de méthane, développement de l'hydrogène...) et leurs implications sur l'évolution du réseau.

En cas de développement de la production et de la consommation d'hydrogène à hauteur des ambitions affichées par la Commission européenne dans sa stratégie, d'importants besoins de transport se feront jour, d'abord au niveau local puis au niveau transnational. Le réseau de transport de gaz pourrait ainsi contribuer de façon économique aux échanges indispensables d'hydrogène, dont le développement est un des piliers de la transition énergétique française. En tant que gestionnaire d'un réseau pouvant être adapté au transport d'hydrogène moyennant des investissements limités, GRTgaz estime pertinent de mener une réflexion sur les besoins éventuels d'adaptation du réseau actuel au développement de l'hydrogène, cela sur la base notamment des hypothèses de la SNBC et de la stratégie nationale bas carbone.

Storengy

Analyse des plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga

Storengy France considère que la place et l'analyse du développement de l'hydrogène se justifie pleinement dans les PDD des GRT afin de préparer au mieux l'avenir : ce travail d'anticipation est nécessaire pour l'avenir de la filière dans son ensemble.

Si la régulation du secteur de l'hydrogène et des infrastructures hydrogène ne soient pas effectives à date, Storengy France note le projet de règlement européen diffusé par la CE le 19 novembre 2021 qui prévoit bien la régulation du secteur du transport d'hydrogène à compter de 2030.

Ces futures infrastructures hydrogène résulteront à la fois de développement de pipes mais aussi de reconversion de gazoducs existants.

Tout en évitant à terme toute subvention croisée, il est donc important pour les GRT français d'anticiper et d'analyser les développements potentiels et de travailler le cadre dans lequel ils s'opéreront.

Teréga

Dans le contexte de baisse tendancielle de la consommation de gaz, il semble pertinent que les gestionnaires de réseaux de transport anticipent l'évolution de l'utilisation de leurs infrastructures afin de minimiser l'éventuelle gestion de coûts échoués.

En outre, la transition énergétique et le développement des gaz renouvelables obligent Teréga à travailler sur l'adaptation de ses infrastructures afin d'être en mesure d'accueillir ces nouveaux gaz, parmi lesquels l'hydrogène.

Teréga s'appuie sur la consultation H2 lancée conjointement avec GRTgaz ; les résultats de cette consultation mettent en lumière le rôle primordial que doivent jouer les gestionnaires de réseaux de transport dans ce marché émergent au travers de leurs infrastructures de transport.

De nombreux acteurs estiment que le développement du marché de l'hydrogène pourrait se faire de manière graduelle avec, dans un premier temps, des écosystèmes localisés dans les bassins industriels à fort potentiel, puis, dans un second temps, des liaisons sur des distances plus importantes permettant de relier des poches de production massive à des hubs de consommation. C'est à ce titre-là que Teréga étudie la convertibilité technique de ses infrastructures pour le transport d'hydrogène.

Concernant les hypothèses retenues en matière de production d'hydrogène, Teréga rappelle que les scénarios National gaz bas et National gaz haut traduisent les objectifs de production d'hydrogène fixés dans la PPE et la SNBC. Le scénario Territoires cherche à refléter la dynamique constatée dans les régions autour de l'hydrogène tout en s'appuyant sur les objectifs de la Stratégie Nationale Hydrogène publiée en septembre 2020 (capacité installée de 6,5 GW d'électrolyseurs à l'horizon 2030, soit une production d'environ 20 TWh PCS).

CONTRIBUTEURS À LA CONSULTATION PUBLIQUE

Associations professionnelles [2]

UPRIGAZ

Association française du gaz

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché [1]

EDF

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures [4]

Teréga

GRDF

GRTgaz

Storengy